

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen und Marktmodellierung
- 3 Marktsimulationsergebnisse
- 4 Technologie und Innovationen
- 5 Offshore-Netz
- 6 Onshore-Netz
- 7 Interkonnektoren
- 8 Maßnahmenübersicht
- 9 Konsultation
- 10 Zusammenfassung



5 Offshore-Netz

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Der überwiegende Teil der Konsultationsbeiträge zur Thematik Offshore bezog sich auf die Themen Offshore-Optimierung, Ausbauziele für Offshore-Windenergie und Trassenplanungen der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS). Die ÜNB bedanken sich insbesondere für konkrete Anregungen zur Umsetzung der Offshore-Optimierung, die wesentlich zur Präzisierung der Annahmen und zur Weiterentwicklung der Optimierungsansätze beitragen. Die Hinweise der eingegangenen Konsultationsbeiträge wurden durch die ÜNB geprüft. Aufgrund der Vielzahl an Rückmeldungen ist es jedoch nicht möglich, jeden einzelnen Konsultationsbeitrag im Detail zu adressieren; die wesentlichen Anregungen wurden daher thematisch gebündelt ausgewertet und gegebenenfalls in die Überarbeitung des zweiten Entwurfs integriert. Ergänzungen im Kapitel wurden in kursiv-fetter Schreibweise kenntlich gemacht. Übergeordnete Themen, auf die in den Konsultationsbeiträgen Bezug genommen wurde, werden im Folgenden aufgegriffen:

- › **Ausbauziele und Annahmen für den Offshore-Ausbau (siehe Kapitel 5.1):**
 Mit dem NEP 2037/2045 (2025) werden die Vorgaben und Rahmenbedingungen des am 30.04.2025 genehmigten Szenariorahmens der BNetzA vollständig umgesetzt. Dieser ist gemäß §§ 12a Abs. 1, 12b Abs. 1 EnWG die verbindliche Grundlage für die Erstellung des NEP. Konsultationsbeiträge, die auf eine Anpassung des durch die BNetzA genehmigten Szenariorahmens abzielen, können daher im vorliegenden zweiten Entwurf nicht berücksichtigt werden. Gleichzeitig evaluieren die ÜNB fortlaufend die zugrunde liegenden Annahmen und bringen identifizierten Anpassungsbedarf in die einschlägigen Gesetzgebungs- und Planungsprozesse ein, wie z. B. die geplante Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) und die Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (FEP). Die daraus entstehenden Ergebnisse werden sukzessive in die weitere Netzentwicklungsplanung einfließen.
- › **Offshore-Optimierung (siehe Kapitel 5.2):**
 Grundsätzlich zeigt die Konsultation eine breite Unterstützung für die von den ÜNB umgesetzte Offshore-Optimierung, insbesondere hinsichtlich einer effizienteren Nutzung der verfügbaren Flächen und Netzanbindungskapazitäten. Die zusammen mit dem Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme durchgeführten Analysen zeigen, dass die im NEP 2037/2045 (2025) vorgesehenen jährlichen Energiemengen (TWh) in allen Szenarien dank der Offshore-Optimierung mit vier bis sieben ONAS weniger als im NEP 2037/2045 (2023) erreicht werden können – und somit Einsparungen in Milliardenhöhe ermöglichen. Einige Beiträge begrüßen zudem, dass zukünftige Ausbauziele stärker an den erzeugten und übertragenen Energieerträgen (TWh) und nicht ausschließlich an der installierten Leistung (GW) ausgerichtet werden sollten, um sowohl das elektrische Energiesystem als auch die verfügbaren Flächen effizienter zu nutzen.

Eine Reihe von Beiträgen ging kritisch auf das Maß der Überbauung von OWP sowie die daraus resultierende Spitzenkappung ein. Die ÜNB haben im NEP einen Vorschlag zur volkswirtschaftlichen Gesamtoptimierung einer Überbauung eingebracht und gehen daher nicht auf die Belange einzelner Offshore-Windparks ein. Die Anregungen der Stellungnahmen sollten bei der weiteren Ausgestaltung des regulatorischen und gesetzlichen Rahmens berücksichtigt werden. Des Weiteren werden die Offshore-Optimierungsmaßnahmen durch die ÜNB bedarfsgerecht weiterentwickelt. Grundsätzlich ist die aufgezeigte Umsetzung der Offshore-Optimierung als Vorschlag der ÜNB zu verstehen. Die Festlegung von Flächen und Gebieten sowie der voraussichtlich zu installierenden Leistung je Fläche erfolgt im FEP.

Mehrere Konsultationsbeiträge schlagen vor, räumliche und zeitliche Optimierungen auch in der Zone 3 vorzunehmen. Die ÜNB stehen diesen Vorschlägen grundsätzlich positiv gegenüber. Eine Umsetzung kann jedoch nicht im NEP erfolgen, da Änderungen der Reihenfolge oder Zuordnung verauktionierter bzw. kurz vor Ausschreibung befindlicher Flächen ausschließlich im FEP (vgl. Abschnitt 5.1.1) erfolgen können.

- › **Trassierung (siehe Kapitel 5.3):**
 In mehreren Konsultationsbeiträgen wird ausgeführt, dass die kartographische Darstellung des Ausbaus der ONAS nicht ausreichend detailliert und präzise genug ist oder es wurde anhand der kartographischen Darstellung auf lokale oder regionale räumliche Belastungsgrenzen geschlossen, die zu einer Ablehnung der weiteren Nutzung von Räumen im Zuge des weiteren Ausbaus führen. Die ÜNB weisen darauf hin, dass der NEP schematisierte, räumliche Darstellungen enthält, mit denen keine Aussage über spätere Trassenverläufe verbunden ist. Diese festzulegen, ist Aufgabe der nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren.

- **Systementwicklungsplanung:**
Mehrere Konsultationsbeiträge machen Vorschläge für die Umsetzung der Systementwicklungsplanung und zur stärkeren Berücksichtigung von Offshore-Elektrolyse. Dazu fehlen derzeit ein gesetzlicher Auftrag und ein entsprechender regulatorischer Rahmen. Der NEP ist nach § 12b EnWG auf die Ermittlung des erforderlichen Elektrizitätsübertragungsnetzausbaus beschränkt. Die entsprechenden Vorschläge konnten daher im vorliegenden zweiten Entwurf nicht berücksichtigt werden.
- **Hinweise auf Inkonsistenzen:**
Die ÜNB bedanken sich für die eingegangenen Hinweise zu identifizierten Inkonsistenzen. Entsprechende Korrekturen wurden im zweiten Entwurf vorgenommen.

Zusammenfassung

- Der NEP und der Flächenentwicklungsplan (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 zuletzt bekannt gemachte FEP 2025 wurde am 30.01.2025 vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie veröffentlicht. *Zusätzlich sind am 30.01.2026 Änderungen des FEP 2025 veröffentlicht worden, die sich u. a. auf geänderte Inbetriebnahmedaten von Offshore-Netzanbindungssystemen (ONAS) sowie die Spannungsebene des Direktanbindungskonzepts beziehen.* Die ÜNB haben im ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) die Festlegung des zuletzt bekannt gemachten FEP *inklusive seiner Änderungen* berücksichtigt. Im FEP 2025 fehlen räumliche und zeitliche Festlegungen zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie für das Jahr 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz. Vor dem Hintergrund, dass ONAS eine lange Realisierungsdauer haben, fehlt somit derzeit die erforderliche Grundlage, um die Ausbauziele durch konkrete Vorhaben zeitnah zu bestätigen.
- Mit Wissen der BNetzA haben die ÜNB die informatorische Darstellung des FEP 2025 einer Variante künftiger Festlegungen in den Zonen 4 und 5 der ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee berücksichtigt und im Rahmen der Offshore-Optimierung zusammen mit dem Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme eine Planungsgrundlage für den NEP 2037/2045 (2025) erstellt.
- Im aktuellen NEP wurden erstmals Maßnahmen zur Offshore-Optimierung für alle ONAS ab 2035 angewendet, um neben der kosteneffizienten Integration von Offshore-Windenergie auch die grundsätzliche Effizienz des Offshore-Ausbaus zu steigern.
- Das gesetzliche Ausbauziel für Offshore-Wind in Form des Leistungsziels von mindestens 70 GW bis 2045 wurde durch die Orientierung an einem zu erreichenden Energieertrag von 238 TWh aus Offshore-Wind gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens ergänzt. Durch die Offshore-Optimierungsmaßnahmen werden die in der Genehmigung des Szenariorahmens vorgegebenen Energieerträge in allen Szenarien übererfüllt, trotz Unterdeckung der Mantelzahlen der Offshore-Windpark-Leistungen in einzelnen Szenarien.
- Die Mantelzahlen werden unter Berücksichtigung der gesetzlichen Ausbauziele von den ÜNB definiert und anschließend durch die BNetzA genehmigt. Gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens (S. 56) kann jedoch geringfügig von den Mantelzahlen durch die Offshore-Optimierung abgewichen werden. Demnach sind die Mantelzahlen und die gesetzlichen Ausbauziele im NEP differenziert voneinander zu betrachten.
- Im Rahmen der Offshore-Optimierungen wird durch optimierte Flächenzuschnitte und optimierte Positionierung der Windenergieanlagen auf den Flächen eine Reduktion der Verschattungseffekte erreicht. Dadurch wird die Einspeisung von Offshore-Windparks erhöht – die Volllaststunden der betrachteten Offshore-Windparks werden signifikant auf Werte von ca. 3.900 Stunden pro Jahr erhöht. Im Ergebnis sinkt die Anzahl der bis zum Jahr 2045 benötigten ONAS – ausgehend von 17 ONAS gemäß der Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023) im betrachteten Untersuchungsraum der Offshore-Optimierung – um sieben ONAS in Szenario A, um vier ONAS in Szenario B und um fünf ONAS in Szenario C.

- Zur Umsetzung der von den ÜNB vorgenommenen Offshore-Optimierung sind jedoch rechtliche, regulatorische sowie planerische Anpassungen erforderlich.
- Für das Offshore-Zubaunetz im Szenario A 2037 ergeben sich ONAS mit einer Trassenlänge von 2.537 km und einem Investitionsvolumen von 35,6 Mrd. Euro. Im Szenario B 2037 umfasst das Offshore-Zubaunetz 3.491 km bei einem Investitionsvolumen von 48,6 Mrd. Euro. **Für das Offshore-Zubaunetz im Szenario C 2037 ergeben sich ONAS mit einer Trassenlänge von 3.491 km und einem Investitionsvolumen von 48,6 Mrd. Euro.**
- Für das Zieljahr 2045 ergeben sich im Szenario A 6.558 km Trassenlänge mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 88,4 Mrd. Euro und im Szenario B 7.979 km Trassenlänge und 106,4 Mrd. Euro Investitionsvolumen. **Für das Zieljahr 2045 ergeben sich im Szenario C 7.332 km Trassenlänge mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 97,8 Mrd. Euro.**
- Das allen Szenarien zugrundeliegende und hinzuzurechnende Investitionsvolumen der bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt rund **60,8** Mrd. Euro. Es ergibt sich für den Offshore-Netzausbau ein Gesamtinvestitionsbedarf zwischen **96,4** und **109,4** Mrd. Euro bis 2037 und zwischen **149,2** und **167,2** Mrd. Euro bis 2045.

Die ÜNB haben für die Bestimmung des Offshore-Zubaunetzes den Bedarf von weiteren Offshore-Netzanbindungssystemen (ONAS) zur Erreichung von mindestens 70 GW Offshore-Windenergieleistung bis 2045 gemäß § 1 Abs. 2 Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) untersucht. Das Kapitel Offshore-Ausbauplanung gibt zunächst einen Überblick über die Rahmenbedingungen und das methodische Vorgehen zur Ermittlung der Offshore-Netzanbindungssysteme, die zur Integration der Offshore-Windenergieleistung erforderlich sind (s. Kapitel 5.1). Im Folgenden werden Optimierungspotenziale ermittelt und eine Offshore-Ausbaukulisse entwickelt, die sowohl einen möglichst hohen Energieertrag erzielt und gleichzeitig die gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie einhält (s. Kapitel 5.2). Abschließend werden die unter diesen Maßgaben ermittelten ONAS für die Szenarien A 2037, B 2037, **C 2037**, A 2045, B 2045 **und C 2045** hergeleitet, nationale Vernetzungsoptionen geprüft und die zugehörigen Investitionskosten aufgeführt (s. Kapitel 5.3 und 5.4).

5.1 Offshore-Ausbauplanung

Die Offshore-Ausbauplanung in Deutschland stützt sich insbesondere auf den Flächenentwicklungsplan (FEP) des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) und den NEP der ÜNB. Ergänzt wird sie durch einen umfassenden rechtlichen Rahmen, vor allem durch das WindSeeG und zugehörige Verordnungen.

5.1.1 Rechtlicher Rahmen

Der NEP legt fest, welche Netzausbaumaßnahmen erforderlich sind, um den künftigen Transportbedarf im Übertragungsnetz zu bewältigen, und wo die Offshore-Windenergie in das landseitige Übertragungsnetz eingespeist werden kann. Hierfür werden im NEP die Netzverknüpfungspunkte (NVP) für die ONAS ermittelt und im weiteren Verfahren von der BNetzA geprüft und bestätigt. Auf diese Weise wird gemäß § 17d Abs. 1 EnWG die Zuständigkeit eines ÜNB für die Umsetzung eines ONAS bestimmt: In der Regel ist derjenige ÜNB, in dessen Regelzone der NVP eines ONAS liegt, für die Errichtung und den Betrieb des ONAS zuständig. Der FEP legt gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 6 und 7 WindSeeG verbindlich fest, wo in der Nord- und Ostsee Offshore-Windparks (OWP) und ONAS gebaut werden. Ferner bestimmt der FEP gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 WindSeeG, wann die auf den festgelegten Flächen jeweils bezuschlagten Windenergieanlagen und das entsprechende ONAS in Betrieb genommen werden sollen.

Wie die Offshore-Netzausbaumaßnahmen des FEP im NEP zu berücksichtigen sind, wird im § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 EnWG vorgegeben: Der NEP ermittelt die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau der ONAS in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Küstenmeer der Nord- und Ostsee einschließlich der NVP an Land, die innerhalb der Betrachtungszeiträume nach § 12a Abs. 1 EnWG für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau, einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der ONAS sowie zum Weitertransport des auf See erzeugten Stroms oder für eine Anbindung von Testfeldern im Sinne des § 3 Nr. 9 WindSeeG erforderlich sind. Hierbei müssen die Festlegungen des zuletzt bekannt gemachten FEP nach den §§ 4 bis 8 WindSeeG zugrunde gelegt werden.



Der zuletzt bekannt gemachte FEP wurde am 30.01.2025 veröffentlicht⁵ und am **30.01.2026 geändert**. Der FEP 2025 enthält keine konkreten räumlichen und zeitlichen Festlegungen zur Erreichung des gesetzlichen Ausbauziels von 70 GW bis 2045, sondern legt die Grundlagen („Kulisse“) und Potenzialflächen fest. Mit Wissen der BNetzA und des BSH haben die ÜNB daher – ausgehend von den Festlegungen der Gebiete und den Ausführungen im informatorischen Anhang des FEP 2025 – gemeinsam mit dem Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) eine volkswirtschaftlich verbesserte Ausbauvariante erarbeitet. Diese gilt insbesondere für die Zonen 4 und 5 der AWZ der Nordsee als Planungsgrundlage für diesen NEP. Der Fokus lag auf einer Effizienzsteigerung der Netzanbindung, um eine Reduktion der erforderlichen ONAS zu erreichen. Diese Planungsgrundlage erfüllt die von der BNetzA im genehmigten Szenariorahmen festgelegten Vorgaben, dass eine Optimierung des Offshore-Ausbaus im Rahmen des NEP zu prüfen ist. Für die Umsetzung der Planungsgrundlage sind jedoch gesetzliche sowie planerische Anpassungen notwendig.

5.1.2 Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 5 EnWG stellt der NEP alternative Planungsmöglichkeiten dar. Ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen werden sieben verschiedene Szenarien betrachtet, die jeweils ein unterschiedliches Zielnetz als Gesamtplanalternative ergeben. In Abstimmung mit der BNetzA werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Onshore-Wind) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der BNetzA öffentlich konsultiert.

Zusätzlich weisen die Offshore-Zubaunetz-Steckbriefe zu den Projekten gegebenenfalls vorhandene alternative NVP aus. Konkrete räumliche Alternativen zu einzelnen Trassenverläufen der ONAS können nur eingeschränkt im Rahmen des NEP geprüft werden. Eine detaillierte Betrachtung von räumlichen Alternativen erfolgt im Rahmen der nachgelagerten Verfahren der neu identifizierten, notwendigen ONAS. 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 über mögliche Trassenverläufe für die spätere, zu konkretisierende Planung dar. Hier kann es im Rahmen der nachgelagerten Fortschreibungs-, Planungs- bzw. Genehmigungsverfahren zu Anpassungen und Konkretisierungen kommen. Anderweitige Technologiekonzepte werden hingegen nicht betrachtet, da im FEP standardisierte Technikgrundsätze festgelegt werden und Abweichungen davon nur in begründeten Einzelfällen möglich sind. Eine Abweichung stellt die Prüfung der Steigerung der Übertragungsleistung der 525-kV-ONAS auf bis zu 2,2 GW gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens im Rahmen der Offshore-Optimierung dar, wie sie im Kapitel 5.2 erfolgt.

5.1.3 Räumliche, zeitliche und planerische Rahmenbedingungen

Entfernungszonen und Grenzkorridore

Zur besseren Staffelung der ONAS wurden die Nord- und Ostsee in Entfernungszonen von ca. 50–100 km je Zone eingeteilt: Die Nordsee umfasst fünf Zonen (s. Abbildung 56), die Ostsee aufgrund ihrer geringeren räumlichen Tiefe nur eine Zone (s. Abbildung 57). Für eine bessere Einteilung und Übersicht des Meeresraumes werden die Entfernungszonen im NEP und FEP angewendet.

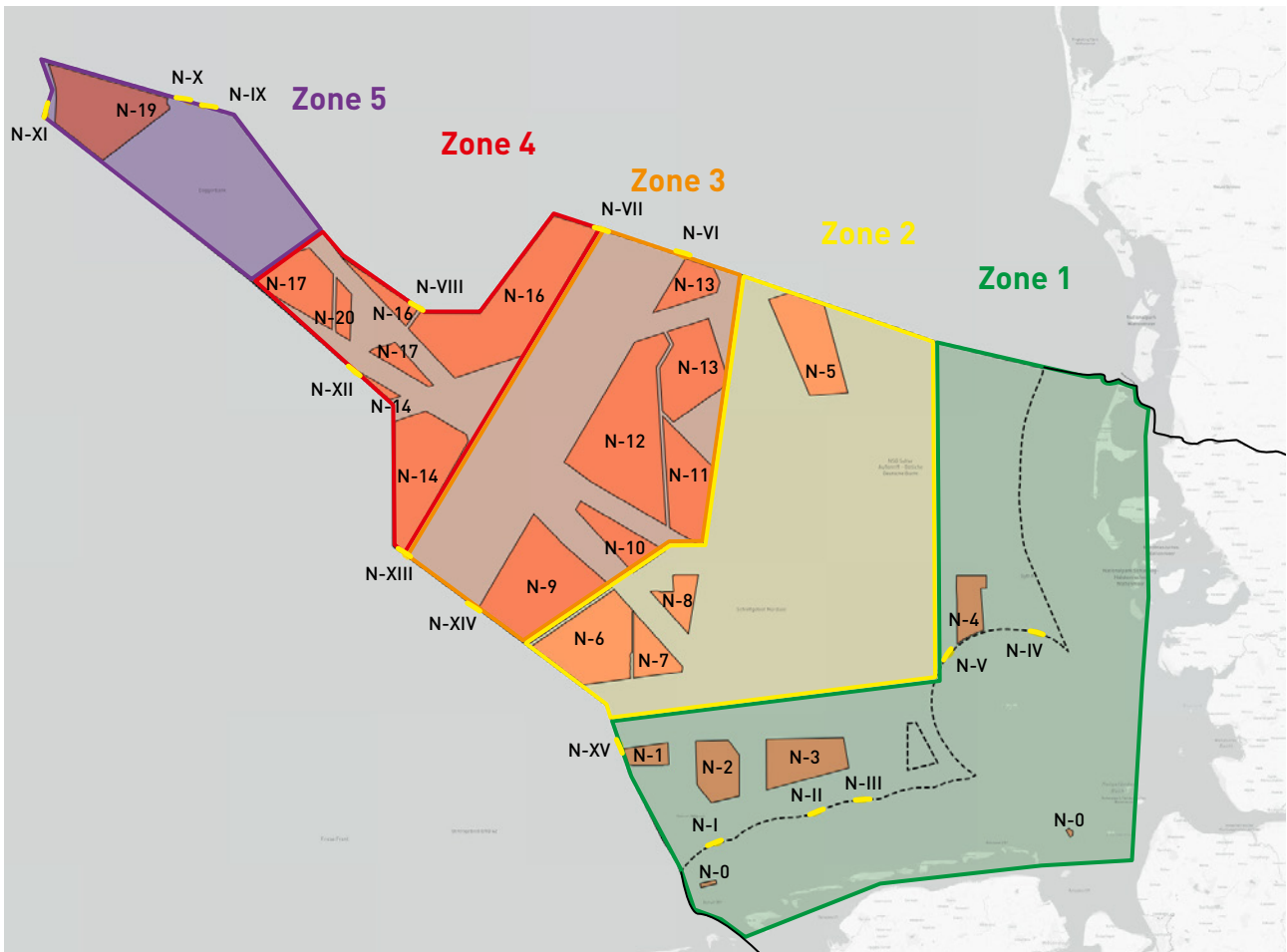
Der FEP legt zudem Grenzkorridore fest – Stellen, an denen die ONAS die Grenze zwischen deutscher AWZ und Küstenmeer überschreiten (Nordsee: N-I bis N-V; Ostsee: O-I bis O-V und O-XII; siehe u. a. Abbildungen 56 und 57) und Grenzkorridore für grenzüberschreitende Seekabelsysteme. Die Zuordnung eines geplanten ONAS zu einem solchen Grenzkorridor schränkt später die Wahl passender landseitiger NVP ein: Ein ONAS, das z. B. über den Grenzkorridor N-III in das niedersächsische Küstenmeer eintritt, lässt sich im Gegensatz zu einem NVP in Niedersachsen oder anderen südlicheren Bundesländern nur mit signifikantem planerischen sowie finanziellem Mehraufwand an einen NVP in Schleswig-Holstein anschließen.

Die Festlegung von Grenzkorridoren und den Trassenverläufen zu geplanten ONAS im Rahmen des FEP erfolgt vom BSH räumlich optimiert zur bestmöglichen Ausnutzung des begrenzten Meeresraumes. Eine Abweichung von dieser Zuordnung bei einem ONAS hat umfangreiche Wechselwirkungen auf die räumliche Situation weiterer ONAS zur Folge.

⁵ Am 15.05.2025 hat das BSH die Entscheidung bezüglich zur bedingten Festlegung des Trassenverlaufs für die ONAS NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12-2 und NOR-13-1 verkündet. Diese Entscheidung erfolgte nach der Veröffentlichung des zuletzt bekannt gemachten FEP 2025 am 30.01.2025.

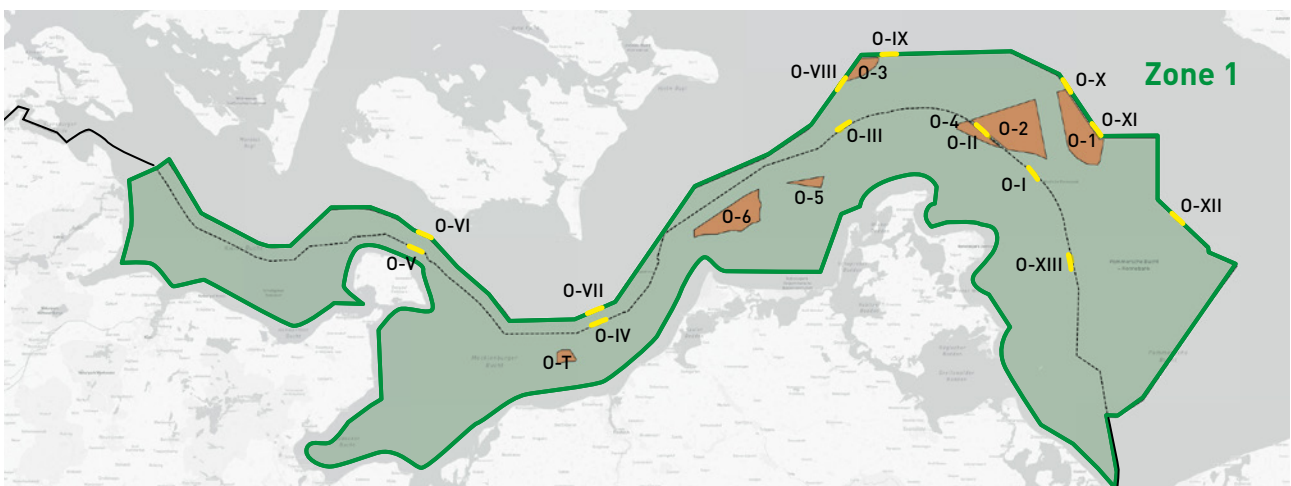
Die ÜNB nehmen daher keine Veränderungen an der Zuordnung von Grenzkorridoren zu geplanten ONAS aus dem FEP vor, treffen darüber hinaus jedoch Annahmen *auf Grundlage bereits durchgeführter landesplanerischer Verfahren* für die Führung der ONAS durch die Küstenmeere, die vorbehaltlich der nächsten Fortschreibung des FEP zur Planung der ONAS herangezogen werden. *Um für darüberhinausgehende ONAS eine belastbare Planungsgrundlage für zukünftige Grenzkorridore und weitere Küstenmeerquerungen zu erhalten, führen die ÜNB derzeit in Abstimmung mit dem BSH und den Küstenländern eine entsprechende Desktopstudie durch.*

Abbildung 56: Entfernungszonen der Nordsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie



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

Abbildung 57: Entfernungszonen der Ostsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie



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

Zeitliche Reihenfolge der Inbetriebnahmen von Offshore-Netzanbindungssystemen

Die zeitliche Reihenfolge der ONAS wird im FEP festgelegt. Dies umfasst das Jahr sowie das entsprechende Quartal der Inbetriebnahme. In Ausnahmefällen kann es jedoch erforderlich sein, vom FEP abweichende Fertigstellungsjahre im NEP anzunehmen.

5.2 Offshore-Optimierung

Im Rahmen dieses NEP erfolgt gemäß dem genehmigten Szenariorahmen (S. 57) eine Überprüfung des Offshore-Ausbaus unter Berücksichtigung von Optimierungsmaßnahmen. Deren Ziel ist es, die Einspeisung von OWP durch höhere Volllaststunden zu steigern, die ONAS effizienter zu nutzen und somit die Anzahl der benötigten ONAS möglichst zu reduzieren, um damit den Offshore-Ausbau insgesamt kosteneffizienter zu gestalten. Im Folgenden haben die ÜNB daher eine Planungsgrundlage zur zukünftigen Ausgestaltung des Offshore-Ausbaus erarbeitet, für dessen Umsetzung jedoch rechtliche, regulatorische sowie planerische Anpassungen notwendig sind.

Hintergrund dieser Reevaluierung sind insbesondere die gestiegenen Kosten für Konverter, Kabel, Transport und Installation der ONAS. Diese resultieren aus Preissteigerungen durch Marktverwerfungen in den letzten Jahren aufgrund von geopolitischen Entwicklungen und einem deutlich anwachsenden Projektvolumen um das Jahr 2030. Besonders ins Gewicht fällt der gestiegene Bedarf an DC-Technologie für die ONAS bei gleichzeitig nahezu unveränderter Lieferantenvfügbarkeit, was die Beschaffungskosten deutlich erhöht. Ein weiterer zentraler Anlass für die Optimierung sind die höher als bisher erwartet ausgefallenen Effizienzeinbußen durch Abschattungseffekte (engl. Wake-Effects) der Windenergieanlagen (WEA) durch die verhältnismäßig dichte Bebauung in der deutschen AWZ: Aufgrund von technisch bedingten Verwirbelungen der Luftströmungen durch die Rotorblätter der WEA sinken die Windgeschwindigkeiten in und hinter den OWP, was die Volllaststunden und Energieerträge der einzelnen WEA beziehungsweise der OWP insgesamt deutlich reduziert.

Zur Optimierung des Offshore-Ausbaus wurden insbesondere folgende Maßnahmen hinsichtlich ihrer Anwendung von den ÜNB im NEP geprüft:

1. **Neuzuschnitt der Flächen** für Offshore-Windenergie und Reduktion der Bebauungs- bzw. Leistungsdichte, um Abschattungseffekte zu verringern und somit den Energieertrag pro WEA zu steigern.
2. **Verbindliche Überbauung** der OWP-Leistung im Verhältnis zur Übertragungsleistung des ONAS, um den jährlichen Energieertrag zu steigern und so die Kosteneffizienz der ONAS zu erhöhen.
3. **Prüfung technischer Reserven** innerhalb der ONAS zur Steigerung der Übertragungsleistung, um mehr Energie aus Offshore-Wind in das Übertragungsnetz zu integrieren.

Diese Maßnahmen wurden ebenfalls im FEP 2025 und in der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2037/2045 (2025) aufgegriffen:

Im **FEP 2025** wird die zu installierende Leistung auf den Flächen N-9.4 und N-9.5 von je 2 GW auf nominell 1 GW reduziert (Reduktion der Leistungsdichte) und gleichzeitig eine Überbauung in Höhe von bis zu 20 % (bis zu 1,2 GW je Fläche) als „Soll“-Formulierung vorgesehen (S. 47 des FEP 2025). Dadurch ist zur Anbindung beider Flächen nur noch ein statt zwei 2-GW-ONAS (NOR-9-4) erforderlich. Diese Anpassung des Offshore-Ausbaus ist durch den FEP 2025 verbindlich festgelegt worden.

Darüber hinaus werden im informativem Anhang des FEP 2025 (S. 162ff) Überlegungen des BSH zur Anwendung der Maßnahmen zur Offshore-Optimierung für die Gebiete westlich der Schifffahrtsroute SN10 (d. h. in den Zonen 4 und 5) vorgestellt. Ausgehend von einer Steigerung der Übertragungsleistung der ONAS von 2,0 auf bis zu 2,2 GW und einer Überbauung der OWP von bis zu 20 %, sind die OWP-Flächen in den Gebieten neu zugeschnitten worden. Mit dieser Umsetzungsvariante würde sich die Anzahl erforderlicher ONAS demnach gegenüber der Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023) um fünf ONAS reduzieren, woraus im Ergebnis eine Gesamtübertragungsleistung in Höhe von ca. 69 GW resultiert.



In der **Genehmigung des Szenariorahmens** für den NEP wird auf die oben beschriebenen Maßnahmen sowie den FEP 2025 Bezug genommen. So soll im NEP geprüft werden, auf welche ONAS und damit verbundene NVP gegebenenfalls verzichtet werden kann, um den größten gesamtwirtschaftlichen Nutzen erzielen zu können. Hierfür wird das Jahr 2035 als Startpunkt festgelegt, da der zuletzt bekannt gemachte FEP 2025 bereits Flächen, die bis Ende 2034 anzubinden sind, festgelegt hat. Bei Unsicherheiten bei der Umsetzbarkeit der Steigerung der Übertragungsleistung von 2,2 GW haben die ÜNB gemäß genehmigtem Szenariorahmen eine technisch-wirtschaftliche Einschätzung zur potenziellen Steigerung der Übertragungsleistung „[...]um bis zu 10 % vorzunehmen und auf Basis der Ergebnisse eine entsprechende Planung zu unterstellen. Sowohl die zulässige Höhe als auch der realistische Umsetzungszeitpunkt einer möglichen Leistungsanhebung ist hierbei zu untersuchen und belastbar zu ermitteln. Etwaige Hindernisse, die einer Umsetzung entgegenstehen könnten, sind in schriftlicher Form zu benennen und Ansätze zu deren Überwindung sind aufzuzeigen. [...] Zwischen den Szenarien mit den Zieljahren 2037 und 2045 können die Annahmen auf Basis der erzielten Ergebnisse variiert werden, wenn der realistische Umsetzungszeitpunkt beispielsweise nach 2037 liegt“ (BNetzA Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045, 2025, S. 58).

Zudem ist durch die ÜNB im Rahmen der Offshore-Optimierung zu prüfen, ob ONAS, die über den Grenzkorridor N-III bislang nach West- und Süddeutschland geführt werden sollen, küstennäher angebunden werden können, ohne dass dies weiteren landseitigen Netzausbau auslöst. Im Rahmen der Prüfung sind alle ONAS zu berücksichtigen, für welche eine Inbetriebnahme ab dem Jahr 2035 anvisiert wird.

Über die Genehmigung des Szenariorahmens hinaus ist im Hinblick auf die Offshore-Optimierungsmaßnahmen zu berücksichtigen, dass sowohl die gesetzlichen leistungsspezifischen Offshore-Ausbauziele (in GW) als auch Mantelzahlen als Ertragswert (in TWh) angegeben werden. Bislang war die installierte Leistung eines OWP und die Übertragungsleistung des ONAS überwiegend identisch. Hiervon wird bei Anwendung der Offshore-Optimierungsmaßnahmen in diesem NEP abgewichen mit dem Ergebnis, dass die installierte OWP-Leistung höher als die Übertragungsleistung sein kann.

Dies führt dazu, dass eine Definition der Ausbauziele ausschließlich über die Leistung nicht zielführend ist. Entsprechend des von den ÜNB im NEP gewählten Ansatzes sollte zudem die von den ONAS an Land übertragene Energiemenge, angegeben in Terawattstunden (TWh), das entscheidende Kriterium zur Erreichung der vorgegebenen Ziele sein. Gemäß Genehmigung des Szenariorahmens beläuft sich die im Jahr 2045 aus Offshore-Wind benötigte Energiemenge in den Szenarien B 2045 und C 2045 auf 238 TWh, in Szenario A 2045 auf 204 TWh. Daher wird im Folgenden jeweils auch die durch die ONAS übertragene Energiemenge bestimmt und insbesondere auch die Erreichung des TWh-Zielwertes als Maß für die Erfüllung der Mantelzahlen angesehen, da die Genehmigung des Szenariorahmens eine geringfügige Abweichung von diesen durch die Offshore-Optimierung zulässt (S. 56).

Die Überprüfung, ob einzelne Maßnahmen, die bisher über den Grenzkorridor N-III weiter nach West- und Süddeutschland geführt werden, küstennäher angebunden werden können, ohne dass dies weiteren landseitigen Netzausbau auslöst, ist im Rahmen der Netzanalysen erfolgt. Zur Begründung für die Auswahl der einzelnen NVP wird auf die Steckbriefe der einzelnen Vorhaben verwiesen. Im Ergebnis wird für das Zielnetz B 2045 ein neuer Multiterminal-Hub im Suchraum Esens ausgewiesen. Die in den bisherigen NEP ermittelte ONAS-Direktanbindung mit NVP in Oberzier als Teil der Windader West wird im bereits identifizierten Trassenraum am küstennahen Suchraum Esens mit dem ONAS Nüttermoor zu einem DC-Hub zusammengeführt. Die Zusatzkosten für die erforderliche DC-Schaltanlage in Esens werden durch die eingesparten Engpassmanagementkosten überkompensiert.

5.2.1 Offshore-Optimierungsmaßnahmen

Im Folgenden werden die einzelnen Offshore-Optimierungsmaßnahmen erläutert und deren Umsetzbarkeit auf den deutschen Offshore-Ausbau eingeordnet.

Maßnahme 1: Neuzuschnitt von Flächen für Offshore-Windenergie zur Reduktion der Leistungsdichte und von Abschattungseffekten zur Steigerung der Effizienz von OWP und ONAS

Die Effizienz des Offshore-Ausbaus lässt sich durch die Volllaststunden bemessen. Die Volllaststunden stellen dar, wie viele Stunden im Jahr der OWP beziehungsweise das ONAS rechnerisch mit Volllast betrieben wird. Höhere Volllaststunden bei gleichbleibender installierter OWP-Leistung führen zu einem höheren Energieertrag und somit zu mehr Effizienz.

Der Energieertrag eines OWP hängt dabei von verschiedenen Faktoren ab: Vom Typ der eingesetzten WEA, von den Windverhältnissen am Standort des OWP sowie von den Abschattungseffekten der WEA untereinander und/oder durch benachbarte OWP. Mit zunehmender Bebauungsdichte (Leistungsdichte) nehmen die Abschattungseffekte zu.

Die Abschattungseffekte lassen sich reduzieren, indem entweder die Anzahl der WEA auf den bisher zur Verfügung stehenden Flächen für Offshore-Windenergie reduziert wird oder die Flächen vergrößert werden. Etwaige Maßnahmen unterliegen jedoch Einschränkungen, welche die zu erreichende Effizienzsteigerung limitieren. Hierzu zählt insbesondere das in der Genehmigung des Szenariorahmens enthaltene Offshore-Ausbauvolumen, welches innerhalb der begrenzten Flächen für Offshore-Wind in den deutschen Meeresgewässern zu verorten ist. Die Begrenzung ergibt sich insbesondere durch die weiteren maritimen Nutzungen in den Meeresgewässern, wie z. B. Schifffahrt, Naturschutz und Landesverteidigung. Darüber hinaus sind die Ausbauplanungen für die Offshore-Windenergie der benachbarten Anrainerstaaten zu berücksichtigen und idealerweise länderübergreifend abzustimmen, um die Abschattungseffekte auch überregional möglichst gering zu halten.

Das BSH hat im Rahmen der Fortschreibung des Raumordnungsplans AWZ sowie des FEP die Flächensicherung für die Offshore-Windenergie betrieben und hierbei eine Abwägung mit den Interessen konkurrierender Nutzungen vorgenommen. Die zuletzt abgewogene Ausbaukulisse wurde hierbei im Rahmen des FEP 2025 veröffentlicht. Im Rahmen der Offshore-Optimierung im NEP nutzen die ÜNB daher die im FEP 2025 ausgewiesenen Gebiete gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 WindSeeG als Grundlage für die Optimierung der hier zu errichtenden OWP, um eine realistische Umsetzungsperspektive zu ermöglichen (s. Kapitel 5.2.2). Für eine weitere Effizienzsteigerung sollten im Rahmen zukünftiger Fortschreibungen des FEP weitere Flächen für die Offshore-Windenergie ausgewiesen werden. Besonders Flächen im Bereich der Doggerbank mit erwarteten 4.000 bis 4.400 Volllaststunden bieten ein hohes Potenzial⁶. Eine zeitnahe Festlegung ist erforderlich, um eine räumliche Entzerrung der aktuell stark verdichteten Gebiete in Zone 3 zu ermöglichen. Darüber hinaus sollte auch die Anbindung und Bilanzierung von OWP in den Gewässern der deutschen Anrainerstaaten geprüft werden, um die Bebauungsdichte in den deutschen Meeresgewässern reduzieren zu können.

Maßnahme 2: Verbindliche Überbauung der installierten Leistung der OWP im Verhältnis zur Übertragungsleistung der ONAS

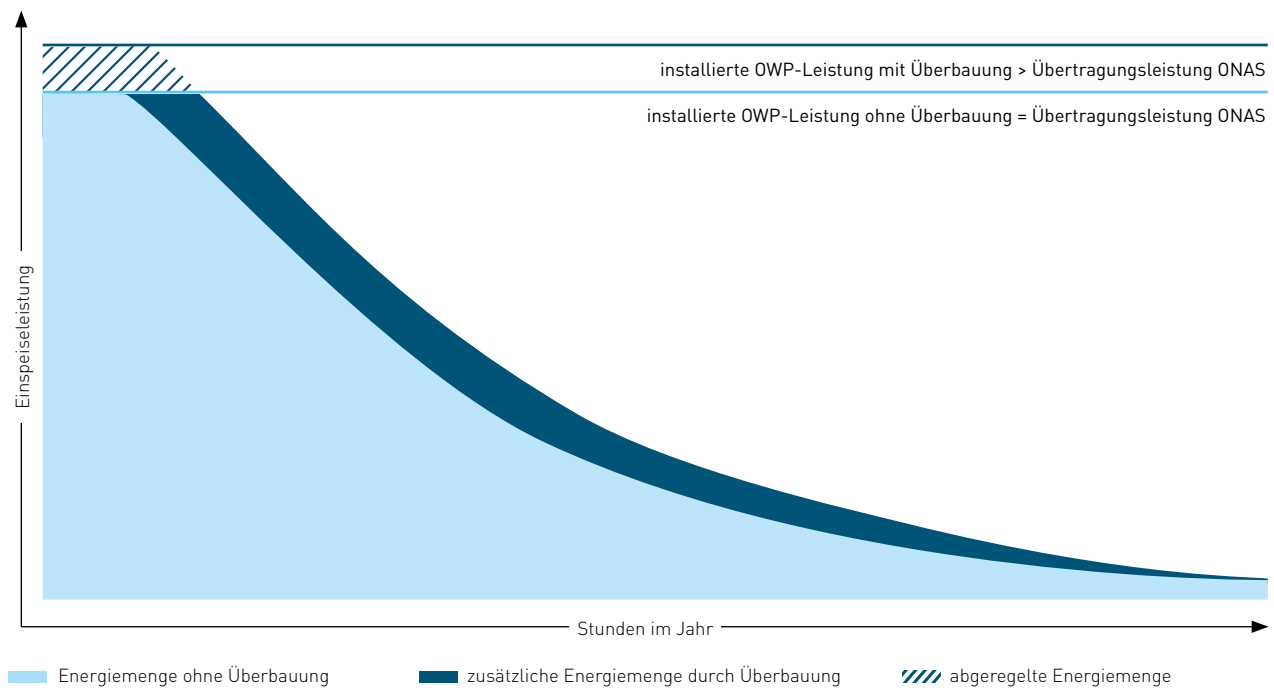
Der bezuschlagte Bieter eines OWP erhält gemäß § 24 Abs. 1 Nr. 3, § 37 Abs. 1 Nr. 2 und § 55 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG i. V. m. § 17d Abs. 3 EnWG entweder anteilig oder vollständig das Anrecht auf die Übertragungsleistung eines ONAS. Dabei ist grundsätzlich vorgesehen, dass die Leistung der OWP der Höhe der Übertragungsleistung der ONAS entspricht. Da die OWP nur in wenigen Stunden eines Jahres mit Volllast in das Übertragungsnetz einspeisen, führt dies dazu, dass auch die ONAS lediglich in wenigen Stunden des Jahres vollständig ausgelastet sind. Um die Effizienz eines ONAS zu steigern, ist es daher sinnvoll, die installierte Leistung der anzubindenden OWP im Verhältnis zur Übertragungsleistung der ONAS zu überbauen. *Zusätzlich geht mit der Überbauung eine weitere Vergrößerung des Flächenzuschnitts des jeweiligen OWP einher.*

⁶ Siehe folgende Untersuchungsergebnisse: „Untersuchung einer möglichst naturverträglichen Nutzung des NSG „Doggerbank“ durch die Offshore-Windkraft, Abschlussbericht“ und „Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 16 bis 21“

Hierdurch kann die *Bebauungsdichte im Vergleich zum nicht-überbauten Fall identisch gehalten bzw. bestenfalls geringer ausgestaltet werden, um die Optimierungsgewinne der obigen Maßnahme 1 nicht zu negieren*. Durch die Überbauung (Erhöhung der installierten OWP-Leistung im Verhältnis zur Übertragungsleistung des ONAS) erhöht sich *daher* auch der Energieertrag der OWP in Phasen mit geringerer Einspeisung signifikant. Dieser sogenannte Teillastbereich stellt den überwiegend vorherrschenden Arbeitspunkt eines OWP dar. In Phasen mit größerer Einspeisung, also annähernd bei Voll- last, muss hingegen die übersteigende OWP-Leistung (oberhalb der Übertragungsleistung des ONAS) abgeregelt werden. Solche Phasen der Volllast korrelieren in der Regel mit generell hoher Offshore-Windenergieeinspeisung mit der Folge, dass nur niedrige Marktpreise zu erzielen sind und es aufgrund hoher landseitiger Netzbelastung gegebenenfalls zu Abregelungen der OWP kommen kann, um die Systemstabilität zu gewährleisten.

Das Ziel der Überbauung ist, dass durch den angesetzten Grad der Überbauung die zusätzlich in das Übertragungsnetz integrierte Energiemenge des OWP größer ist als die Energiemenge, die aufgrund der geringer dimensionierten Über- tragungsleistung des ONAS abgeregelt werden muss (s. Abbildung 58). Zudem kann hierdurch das gesetzliche Ausbau- ziel für Offshore-Wind von mindestens 70 GW bis zum Jahr 2045 unter Berücksichtigung einer geringeren Summe an Übertragungsleistung (kleiner 70 GW) beziehungsweise einer geringeren Anzahl an ONAS erreicht werden. Denn für die Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele ist aus Sicht der ÜNB die installierte OWP-Leistung ausschlaggebend, nicht jedoch die Übertragungsleistung der ONAS.

Abbildung 58: Auswirkungen der Überbauung auf zusätzliche Energieerträge und abgeregelte Energiemengen aus Offshore-Wind (schematische Darstellung)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Planungsgrundsatz 7.11.1 a) des FEP (S. 35) erlaubt bislang eine freiwillige, betriebswirtschaftlich optimierte Überbauung (Overplanting) durch die OWP-Betreiber. Diese erfolgt jedoch bisher nur selten. Damit bleiben Effizienz- potenziale für die vom Netzkunden finanzierten ONAS ungenutzt. Um die Effizienz der Netzanbindung zu steigern, sind daher verbindlichere Vorgaben zur Überbauung notwendig, da das betriebswirtschaftliche Optimum eines OWP nicht mit dem volkswirtschaftlichen Optimum übereinstimmen muss.

Eine ausdrückliche, gesetzliche Grundlage für eine verbindliche Überbauung existiert für Offshore-Windenergie bisher nicht. Ebenso stützt sich die im FEP vorgesehene Überbauung auf den vorgenannten Flächen in der Nord- see lediglich auf die allgemeine Ermächtigung des BSH zur Festsetzung der Planungsgrundsätze im FEP gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 11 WindSeeG. Aus Gründen der Rechtssicherheit ist es aus Sicht der ÜNB empfehlenswert, die Offshore-Optimierung, einschließlich der verbindlichen Überbauung und der Spitzenkappung, auf eine ausdrückliche gesetzliche Grundlage zu stellen.

Maßnahme 3: Prüfung von technischen Potenzialen innerhalb der ONAS zur Steigerung der Übertragungsleistung

Die ÜNB haben untersucht, ob und gegebenenfalls in welchem Ausmaß die Übertragungsleistung der 2-GW-ONAS ohne größere technische (Design-)Anpassungen gesteigert werden kann. Dabei sind die notwendigen Mehraufwände bzw. potenziellen Risiken hinsichtlich Entwicklung, Verzögerungswirkungen, Verfügbarkeit, Kosten, Transport und Installation, die sowohl beim Konverter als auch beim Kabel bewertet werden müssen, sowie die Anpassung und Verträglichkeit von Planungsprämissen und Planungsgrundsätzen zu berücksichtigen. Diese Aspekte gilt es in der Gesamtbewertung gegeneinander abzuwägen. Von den ÜNB sind sowohl eine dauerhafte als auch eine temporäre Steigerung der Übertragungsleistung untersucht worden.

Dauerhafte Steigerung der Übertragungsleistung der ONAS auf 2,1 GW beziehungsweise 2,2 GW

Prinzipiell kann durch ein angepasstes Technikdesign der ONAS ein dauerhafter Betrieb dieser mit einer gesteigerten Übertragungsleistung von 2,1 GW bis zu 2,2 GW ermöglicht werden. Hierfür sind aber die nachfolgenden Aspekte zu berücksichtigen:

Mit Blick auf Kostensenkungspotenziale ist es zielführend, **Standardisierungen** einzuführen und diese auch langfristig beizubehalten. So kann sich der Markt auf diese Anforderungen einstellen und die Herstellung für diese Anforderungen kostensenkend optimieren. Mit der Einführung von 2,1-GW- beziehungsweise 2,2-GW-ONAS würde ein neuer Standard etabliert werden. Dies betrifft insbesondere die Hersteller, die sich jedoch aufgrund der großen Anstrengungen seitens der Regierung, der Behörden und der ÜNB bereits auf den ebenso neu etablierten und noch nicht realisierten sowie noch nicht in Betrieb befindlichen Standard der 2-GW-ONAS fokussiert haben.

Für das **Kabelsystem** muss zur Einhaltung der maximalen Leitertemperatur durch die Erhöhung der Stromstärke ein neues Design entwickelt werden, welches sich insbesondere durch größere Kabelquerschnitte und ein damit einhergehendes höheres Kabelgewicht auszeichnen wird. Zwar ist aus elektrotechnischer Sicht diese Herausforderung umsetzbar, jedoch gehen damit neben dem zeitlichen Aufwand für die Designphase auch signifikante Mehrkosten für den zusätzlichen Bedarf von Leitermaterial (Kupfer/Aluminium) einher. Des Weiteren führt ein Kabel mit einem größeren Querschnitt bei der Fertigung, dem Transport und der Installation und dem dafür erforderlichen Equipment sowie bei der Verfügbarkeit von Dienstleistern zu weiteren Risiken. Denn bereits bei den 2-GW-ONAS wirkt der Kabelquerschnitt und das Kabelgewicht als limitierender Faktor bei der Installation, insbesondere im Küstenmeer mit der schonenden Verlegung im Wattenmeer. Beim Einsatz von nochmals größeren Kabelquerschnitten würde der Markt an Dienstleistern zusätzlich beschränkt, wodurch neben Kostenrisiken auch Verzögerungsrisiken bei der parallelen Umsetzung mehrerer ONAS einhergehen können. Derzeit sind zumindest keine Maschinen für die Verlegung von Kabeln mit einem Querschnitt größer 3.000 mm² verfügbar, die für eine Steigerung der Übertragungsleistung notwendig würden. Weitere Maßnahmen zur landseitigen Einhaltung der maximalen Leitertemperatur wären zum einen die Vergrößerung der Abstände zwischen den Leitern oder der Austausch des Bodens zur Erhöhung seiner Wärmeleitfähigkeit. Beide Maßnahmen und hier insbesondere der Bodenaustausch führen zu deutlichen Mehrkosten.

Neben der Erforderlichkeit einer Vergrößerung des Kabelquerschnitts, einer Vergrößerung der Abstände zwischen den Leitern oder einem Austausch des Bodens zur Anpassung der Wärmeleitfähigkeit, würde andererseits ohne eine Anpassung das in § 17d Abs. 1b EnWG gesetzlich geregelte 2 K-Kriterium (die maximal zulässige Temperaturerhöhung des Sediments) nicht eingehalten werden können. Dieses müsste daher angepasst werden. Auch wenn durch die genannten Maßnahmen eine Einhaltung der maximalen Temperaturerhöhung ermöglicht werden könnte, müssten aufgrund des sich ändernden Betriebstemperaturprofils des Kabels die Auswirkungen und die Anwendbarkeit des 2 K-Kriteriums neu bewertet werden.

Hinsichtlich der **Konverter** kann eine Steigerung der Übertragungsleistung um bis zu 10 % (bei 2-GW-ONAS) mit voraussichtlich geringfügigen Anpassungen in den Betriebszuständen und am 2-GW-Plattformdesign technisch umgesetzt werden.

Temporäre Steigerung der Übertragungsleistung der ONAS auf 2,1 GW beziehungsweise 2,2 GW

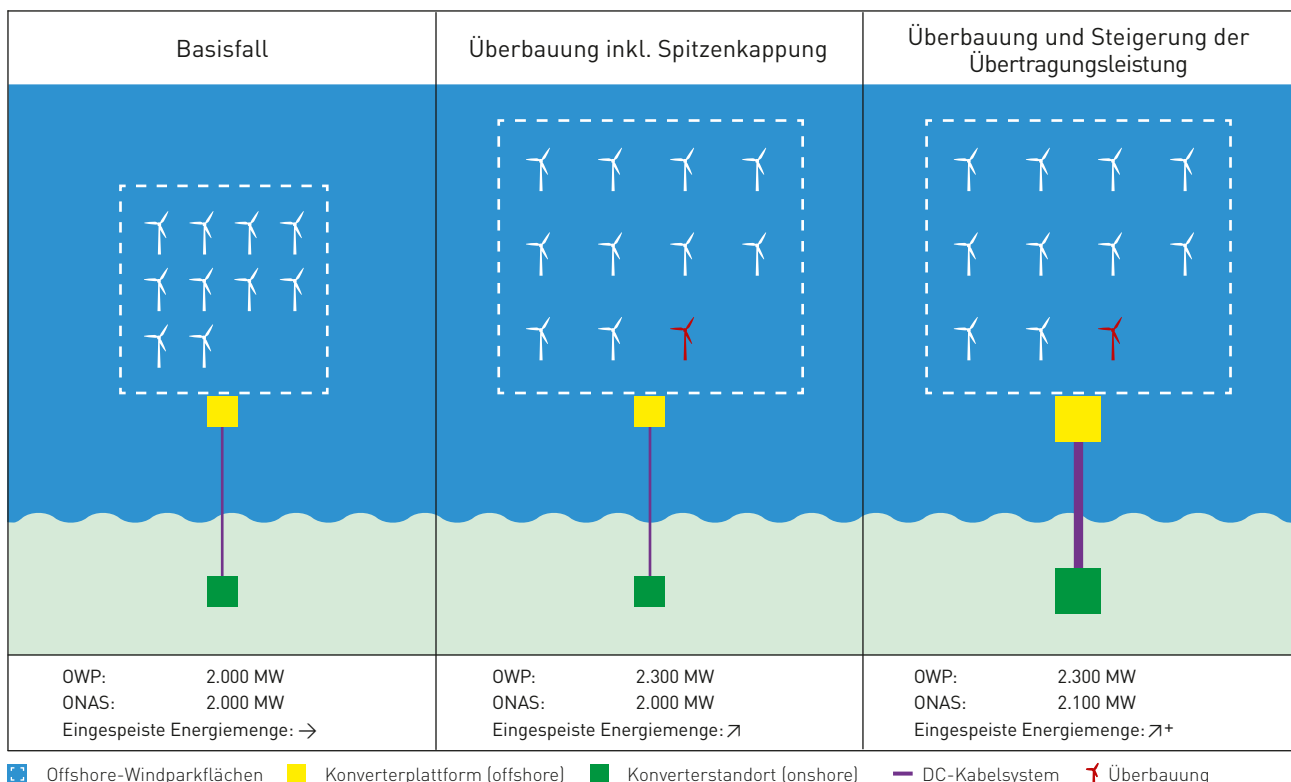
Im aktuellen, standardisierten Technikdesign der 2-GW-ONAS kann unter passenden Bedingungen und mit geringfügigen, technischen Anpassungen die Übertragungsleistung temporär auf bis zu 2,1 GW gesteigert werden. Eine temporäre Steigerung der Übertragungsleistung auf bis zu 2,2 GW kommt für diesen NEP – aufgrund der nachfolgend beschriebenen Erfordernisse und Herausforderungen für die Umsetzung einer temporären Steigerung auf 2,1 GW – nicht in Betracht.

Aufgrund des Erfordernisses von Anpassungen am Technikdesign bei **Kabel und Konverter** gehen voraussichtlich auch finanzielle Mehraufwände zur technischen Ertüchtigung der ONAS mit einher. Diese finanziellen Mehraufwände sind jedoch deutlich geringer als bei der dauerhaften Steigerung der Übertragungsleistung. Das 2 K-Kriterium kann gegebenenfalls nicht eingehalten werden und müsste daher sehr wahrscheinlich angepasst werden.

Eine temporäre Steigerung der Übertragungsleistung auf über 2 GW pro ONAS erfordert aus Sicht der ÜNB eine Anpassung der **gesetzlichen Regelungen** bezüglich der Entschädigung bei Störungen und Abregelungen. Des Weiteren ist die Anwendungsmöglichkeit stark von projektindividuellen Faktoren abhängig. In diesem Zusammenhang ist im Rahmen der Realisierung der ONAS u. a. zu klären, wie häufig, wie lange und wie hoch das ONAS höher ausgelastet werden kann.

Zusammenfassend stellt Abbildung 59 eine grafische Übersicht der drei im Rahmen der Offshore-Optimierungsmaßnahmen resultierenden Fälle dar. Beginnend mit dem bisherigen Basisfall, bei dem die installierte OWP-Leistung der Übertragungsleistung des ONAS von 2 GW entspricht. Dessen Effizienz wird im zweiten Fall durch die Überbauung des OWP um beispielsweise 15 % auf 2,3 GW gesteigert. Schließlich wird mit einer Steigerung der Übertragungsleistung des ONAS auf beispielsweise 2,1 GW eine weitere Kosteneffizienzsteigerung des Offshore-Ausbaus erzielt.

Abbildung 59: Übersicht zu den Offshore-Optimierungsmaßnahmen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.2.2 Grundlagen zur Ermittlung einer optimierten Offshore-Ausbaukulisse

Um eine sinnvolle Offshore-Ausbaukulisse unter Anwendung der in Kapitel 5.2.1 gelisteten Offshore-Optimierungsmaßnahmen für den NEP zu erhalten, haben die ÜNB zusammen mit dem Fraunhofer IWES eine Studie⁷ durchgeführt. Hauptziel der Studie war es, im Rahmen der Vorgaben der Genehmigung des Szenariorahmens möglichst hohe Energieerträge beziehungsweise Energiemengen durch gesteigerte Volllaststunden der OWP und ONAS zu erreichen, um somit die Effizienz des Offshore-Ausbaus zu steigern und hierdurch insbesondere die Anzahl der benötigten ONAS reduzieren zu können. Eine detaillierte Erläuterung der Studie ist dem Abschlussbericht des Fraunhofer IWES zu entnehmen. Der Fokus der Untersuchung lag in den verschiedenen Simulationen auf der Erfüllung einer Mindestenergiemenge von 238 TWh gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens (s. o.). Diese Energiemenge wird auch dann erreicht, wenn die OWP variabel mit Überbauung und Spitzenkappung betrieben werden und dadurch die ONAS-Anzahl reduziert werden kann. Damit wird nicht nur die installierte Leistung der OWP betrachtet, sondern vor allem deren Energieertrag. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass Einsparungen bei ONAS nicht zur Unterdeckung von Lasten im Übertragungsnetz führen. Die geplanten ONAS werden durch Überbauung deutlich kosteneffizienter genutzt.

Randbedingungen

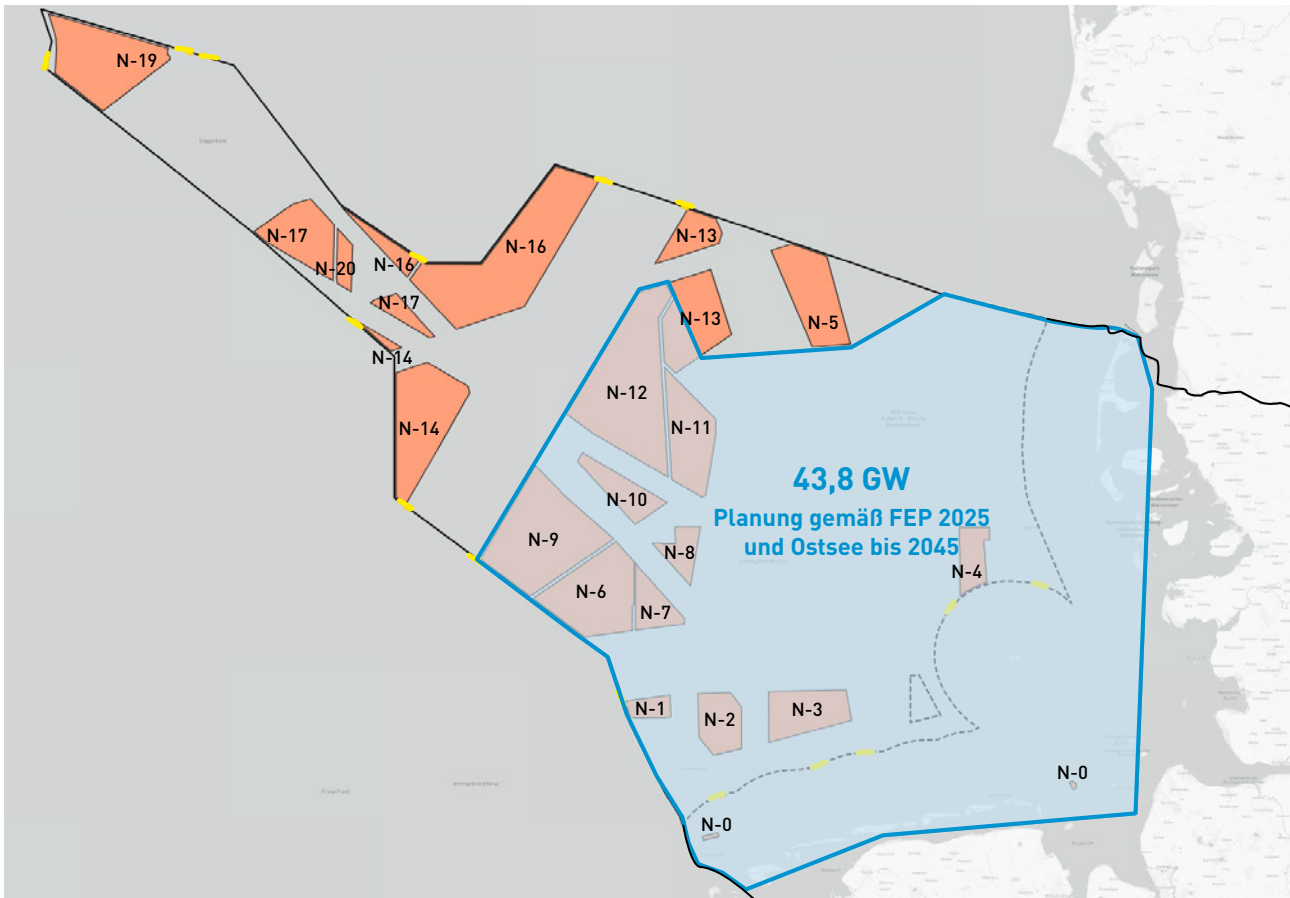
Die Optimierung beschränkte sich auf die deutsche AWZ in der Nordsee, wobei nur Flächen herangezogen wurden, für die es gemäß FEP 2025 keine festgelegten Ausschreibungstermine gibt. Dies entspricht dem vorgesehenen Startzeitpunkt für die Offshore-Optimierung gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens. Eine Optimierung des Ausbaus in der Ostsee wurde nicht betrachtet, weil der knappe Meeresraum bereits nahezu vollständig ausgebaut beziehungsweise beplant wurde. In der Nordsee sind alle Flächen bis einschließlich Zone 3 (mit Ausnahme des Nachnutzungsgebiets N-5 sowie der Flächen N-13.3 und N-13.4) durch den FEP 2025 sowie realisierte Projekte bereits fixiert und daher von Änderungen ausgenommen. Die installierte beziehungsweise geplante OWP-Leistung inklusive der deutschen Ostsee (ca. 5 GW) beläuft sich bis Ende 2034 somit auf ca. 43,8 GW⁸ und diente als Ausgangsflächenkulisse für die weitere Optimierung (s. Abbildung 60 und Kapitel 5.3).

⁷ „Optimierung der Verteilung von Offshore-Netzanbindungssystemen und Windparkleistung für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 [Version 2025]“.

⁸ Bei einer installierten Leistung von zusammen 2,4 GW auf den Flächen N-9.4 und N-9.5.



Abbildung 60: Optimierung innerhalb der Nordsee der deutschen AWZ



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

Bis 2045 müssen gemäß Szenario A 2045 bei einer maximalen Betriebsdauer von 25 Jahren ca. 7,7 GW an installierter OWP-Leistung zurückgebaut werden. In den Szenarien B 2045 und C 2045 reduziert sich der Rückbau bis 2045 bei einer längeren Betriebsdauer von 30 Jahren auf etwa 3,3 GW. Im Gebiet N-5 befinden sich aktuell zwei OWP, von denen sich einer, der OWP Sandbank, im geplanten Nachnutzungsgebiet N-5 befindet und daher bereits früher als nach 30 Jahren abgeschaltet werden müsste. Daher summiert sich das in den Szenarien B 2045 und C 2045 berücksichtigte Rückbauvolumen auf ca. 3,7 GW. Die Bestandsflächen für Offshore-Windenergie wurden mit den Rückbauannahmen abgeglichen, um diese im Falle einer Außerbetriebnahme innerhalb der Szenarien auch in den Untersuchungen des Fraunhofer IWES korrekt abzubilden.

Um die Energieerträge innerhalb der deutschen AWZ möglichst genau zu ermitteln, wurden die aktuellen Entwicklungen für den Offshore-Ausbau der Nordsee-Anrainer Dänemark und Niederlande berücksichtigt. Dies ist relevant, da ein überdimensionierter Offshore-Ausbau in diesen Ländern zu modelltechnisch nicht plausiblen Abschattungseffekten in der deutschen AWZ führen könnte.

Ermittlung optimierter Offshore-Ausbaukulissen

Zur Erreichung der Mantelzahlen von 70 GW der Szenarien B und C 2045 sind, zuzüglich der Annahmen zum Rückbau, ca. 30 GW zusätzlicher Ausbau erforderlich, innerhalb der die Optimierung vorgenommen werden kann (70 GW + ca. 3,7 GW – ca. 43,8 GW = ca. 29,9 GW⁹ ≈ 30 GW).

⁹ Eine Abweichung im Ergebnis ergibt sich durch Rundungsgenauigkeiten.



Die Verortung der zusätzlichen 30 GW installierter OWP-Leistung in den Zonen 4 und 5 sowie im Nachnutzungsgebiet N-5 und den Flächen N-13.3 und N-13.4 erfolgte durch simulative Optimierung der Energieerträge durch das Fraunhofer IWES. Gemäß dem 2-GW-Standard können diese 30 GW theoretisch mit maximal 15 ONAS angebunden werden. Zur Bewertung der Auswirkungen einer ONAS-Reduktion wurden unterschiedliche Ausbaukulissen untersucht, die sich insbesondere hinsichtlich der Anzahl der ONAS je Gebiet und der Bebauungsdichte unterscheiden.

Hierzu wurde die Anzahl der ONAS zur Anbindung der 30 GW installierter OWP-Leistung innerhalb der Optimierungskulisse jeweils schrittweise reduziert, bis der gewünschte Energieertrag nicht mehr erreicht wurde. Um eine optimierte Ausbaukulisse zu erhalten, wurden die OWP-Gebiete zu Anbindungsclustern zusammengefasst, welche jeweils durch eine konkret zugewiesene Anzahl von ONAS angebunden wurden. Dabei wurden pro Iterationsstufe vier unterschiedliche Clusterzuordnungen vorgenommen. Die iterative Entfernung einzelner ONAS bis zur Erreichung des Mindestenergieertrags wurde ebenfalls für eine ONAS-Leistung von 2,1 und 2,2 GW vorgenommen (s. Kapitel 5.2.1).

Mit Reduktion der Anzahl der ONAS je Iteration steigt der durchschnittliche Überbauungsgrad pro OWP an. So beträgt dieser beispielsweise bei einer Anbindung der 30 GW durch 13 2-GW-ONAS (26 GW Anbindungsleistung) durchschnittlich ca. 15 %. Da die Erzeugungsleistung höher ist als die zur Verfügung stehende Übertragungsleistung, kann jedoch nicht mehr die gesamte erzeugte Energie abgeführt werden. Solche Erzeugungsspitzen treten jedoch nur in wenigen Stunden des Jahres auf.

Im Ergebnis wurde in der Optimierung, jeweils für die Anzahl der ONAS sowie deren Aufteilung auf die Anbindungscluster, eine nach der übertragenen Energiemenge optimierte Verteilung der WEA und Überbauung je Fläche vorgenommen. In diesem Rahmen wurden durch eine flexible Verteilung der WEA je Variante in die einzelnen Cluster lokale und regionale Abschattungseffekte reduziert und hierdurch die Energieerzeugung optimiert.

In Hinblick auf die Fläche N-13.3 und N-13.4 wurde in der Berechnung nur jeweils die Fläche N-13.3 in die Kulisse aufgenommen. Vergangene Berechnungen des Fraunhofer IWES hatten gezeigt, dass durch die starken Abschattungseffekte aufgrund der Gebiete N-11, N-12 und N-13 eine verhältnismäßig hohe Bebauungsdichte sowie niedrige Volllaststunden in den Flächen N-13.3 und N-13.4 bei zwei ONAS zu erwarten sind. Darüber hinaus stehen Teile der Fläche N-13.4 derzeit unter dem Vorbehalt, dass diese aus zwingenden Gründen für die Schifffahrt benötigt werden. Daher wurde die Fläche N-13.4 im FEP 2025 nur zur Prüfung festgelegt. Um einem etwaigen Flächenzuschnitt in diesem Bereich nicht vorzugreifen, wurde nur die Fläche N-13.3 stellvertretend für einen angepassten Flächenzuschnitt berechnet. Grundsätzlich sollte der tatsächliche Flächenzuschnitt zur Ertragsmaximierung einen möglichst großen Abstand zu benachbarten OWP vorweisen.

5.2.3 Anwendung der Offshore-Optimierung im NEP

In den einzelnen Szenariopfaden A, B und C wurde die Offshore-Optimierung anhand von zwei Kriterien umgesetzt. Zum einen wurde eine Bewertung der jeweils in den Szenarien angenommenen Übertragungsleistung der ONAS gemäß Kapitel 5.2.1 vorgenommen. Zum anderen wurde die mit dem Fraunhofer IWES entwickelte Flächenkulisse unter Einbeziehung der ONAS-Anzahl beziehungsweise Übertragungsleistung und dem Grad der Überbauung gemäß Kapitel 5.2.2 als Planungsgrundlage für alle Szenarien angenommen.

1. Übertragungsleistung der ONAS

Basierend auf den in Kapitel 5.2.1 aufgeführten Einschätzungen, kommen die ÜNB zu dem Ergebnis, dass die zu erwartenden Risiken und Mehrkosten durch u. a. die Entwicklung eines neuen Kabeldesigns, den zusätzlichen Materialbedarf bei den Kabeln, den Anpassungen an den Konvertern sowie den steigenden Herausforderungen bei der Transport- und Installationslogistik, welche für die dauerhafte Steigerung der Übertragungsleistung auf 2,1 und 2,2 GW erforderlich wären, den verhältnismäßig geringen Mehrgewinn deutlich übersteigen. Aus diesen Gründen wird diese Umsetzungsmöglichkeit der Steigerung der Übertragungsleistung nicht berücksichtigt. Stattdessen wird eine Anwendung einer gesteigerten Übertragungsleistung seitens der ÜNB für die Betrachtungen im NEP 2037/2045 (2025) auf eine temporäre Steigerung der Übertragungsleistung auf bis zu 2,1 GW begrenzt. Zudem sind die Ambitionen zur Umsetzung eines solchen Technikkonzepts mit Herausforderungen auf Seiten aller Beteiligten und Anpassungen der rechtlichen sowie regulatorischen Regelungen verbunden, sodass eine solche Anwendung nur für den innovativ geprägten Szenariopfad C vorgesehen wird. In diesem werden sämtliche ONAS innerhalb der optimierten Offshore-Ausbaukulisse mit einer temporären Steigerung der Übertragungsleistung geplant. Im Rahmen der Szenariogestaltung wird unterstellt, dass in einem Großteil des Jahres eine temporäre Leistungssteigerung auf bis zu 2,1 GW möglich ist und die tatsächlichen Mehrkosten begrenzt bleiben. Aus diesem Grund wurde aufgrund simulativer Beschränkungen in den Netzmodellierungen eine dauerhafte Verfügbarkeit der Übertragungsleistung in Höhe von 2,1 GW unterstellt. Es ist jedoch unbedingt zu beachten, dass die reale Verfügbarkeit, abhängig vom jeweiligen ONAS-Projekt, stark eingeschränkt sein kann. Bei Umsetzung des Szenarios C sind die Haftungsregelungen bei einer nominell zugewiesenen Kapazität pro ONAS von 2,1 GW anzupassen, da eine dauerhafte Verfügbarkeit durch die ÜNB nicht gewährleistet werden kann. In den Szenariopfaden A und B wird hingegen eine Beibehaltung des 2-GW-Standards gemäß dem Technikgrundsatz 6.5 des FEP 2025 (S. 66) angenommen.

Darüber hinaus kommt eine temporäre Steigerung der Übertragungsleistung auf bis zu 2,2 GW für diesen NEP hingegen nicht in Betracht. Die Umsetzungsrisiken, insbesondere bei der Kabelverlegung, würden bei einer zusätzlich gesteigerten Übertragungsleistung von bis zu 2,2 GW proportional mit anwachsen, sodass die dafür notwendigen Erfordernisse in deutlichen Herausforderungen und signifikanten Mehrkosten münden würden. Diese könnten die intendierten Kosteneffizienzgewinne übersteigen. Zum Zeitpunkt der Erstellung des ersten sowie zweiten Entwurfs des NEP 2037/2045 (2025) lagen den ÜNB keine belastbaren Kenntnisse über die Umsetzungswahrscheinlichkeit und die konkreten einhergehenden Mehrkosten einer Übertragungsleistung von bis zu 2,2 GW für Konverter und insbesondere Kabel vor. Aus diesem Grund wird planerisch die temporäre Steigerung der Übertragungsleistung auf 2,1 GW betrachtet. Die ÜNB werden das Technologiekonzept bedarfsgerecht weiterentwickeln und fortlaufend untersuchen. Sobald neue, fundierte Erkenntnisse vorliegen, werden diese im Rahmen der Offshore-Optimierung sukzessive berücksichtigt.

Es wird *zudem* darauf hingewiesen, dass bisher noch keine Betriebserfahrungswerte zu den neuen standardisierten 2-GW-ONAS vorliegen, weshalb technische Hürden und Herausforderungen nicht abschließend bewertet werden können. Aus diesem Grund wird die mögliche Anwendung der Steigerung der Übertragungsleistung sowohl hinsichtlich der technischen Machbarkeit als auch hinsichtlich einer Wirtschaftlichkeitsbewertung fortlaufend geprüft.

2. Optimierte Offshore-Ausbaukulisse des IWES unter Einbezug der ONAS-Anzahl und des Grades der Überbauung

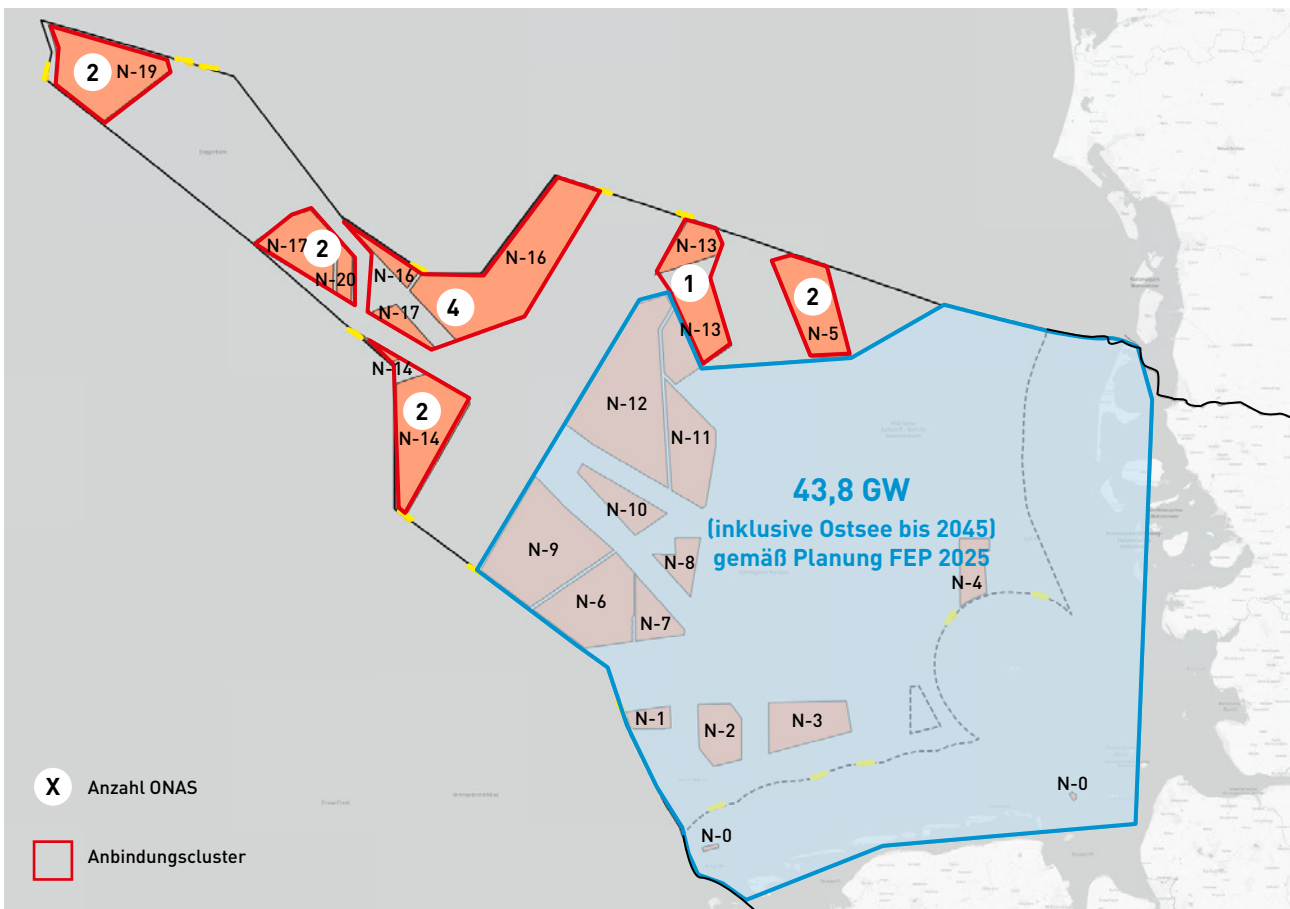
Im Ergebnis der Studie des Fraunhofer IWES zeigt sich, dass die in der Genehmigung des Szenariorahmens angesetzten Energieerträge von 238 TWh für das Szenario B und C bereits bei einer deutlich geringeren Anzahl von lediglich elf 2-GW-ONAS innerhalb der Optimierungskulisse um 10 TWh übererfüllt werden. Bei einer solch geringen Anzahl an ONAS liegt der Überbauungsgrad der OWP bei 2-GW-ONAS jedoch bereits unverhältnismäßig hoch bei durchschnittlich 36,4 % und die nicht-integrierbare Energiemenge bei ca. 14 %, wobei der Überbauungsgrad einzelner Flächen sogar bei über 50 % und die gekappten Energieerträge bei knapp 20 % liegen können.



Bei der Orientierung an den genehmigten Mantelzahlen für die Gesamtleistung der OWP sind aus Sicht der ÜNB den OWP-Betreibern derart hohe Werte – vor dem Hintergrund der hohen zusätzlichen Investitionen – nicht zumutbar, weshalb auch der Überbauungsgrad der OWP bei der Gestaltung der Ausbaukulisse eine zentrale Rolle spielen muss. Nach Einschätzung der ÜNB ergibt sich ein angemessener, durchschnittlicher Überbauungsgrad von 15,4 % bei einem gekappten Energieertrag der OWP von ca. 6,5 %, welcher sich bei einer Anzahl von dreizehn 2-GW-ONAS in der Ausbaukulisse einstellt. Auf dieser Basis ergeben sich Volllaststunden der betreffenden OWP von durchschnittlich um ca. 3.900 Stunden pro Jahr. Dieser Wert ist signifikant höher als die im informatorischen Anhang des FEP 2025 genannten 3.200 Stunden pro Jahr. Obwohl sich beide Werte nicht eins zu eins miteinander vergleichen lassen, da sich die Randbedingungen der IWES-Studie gegenüber den Annahmen des BSH – etwa in Bezug auf den geringeren Ausbau in den Niederlanden – unterscheiden, ist eine deutliche Erhöhung der Volllaststunden feststellbar.

Für die Konfiguration mit 13 ONAS und einem durchschnittlichen Überbauungsgrad von 15,4 % hat das Fraunhofer IWES insgesamt vier Ausbaukulissen untersucht. Da die Differenzen im Energieertrag zwischen den Flächenkulissen unter 0,5 % liegen, erfolgt die Auswahl der optimierten Offshore-Ausbaukulisse insbesondere anhand weiterer Indikatoren. Hierzu zählen u. a. die Homogenität der Überbauung über alle Gebiete für Offshore-Wind, das Volumen der spitzengekappten Energie bei Überbauung, die Distanzen zwischen möglichen Standorten für Konverter-Plattformen zum Festland sowie die zu erwartenden Längen der OWP-Innerparkverkabelungen. Unter Berücksichtigung der dargestellten Faktoren war daher die Variante mit insgesamt 13 ONAS vorzugswürdig, die auf die rot umrandeten Anbindungscluster gemäß Abbildung 61 aufgeteilt werden.

Abbildung 61: Optimierte Offshore-Ausbaukulisse auf Basis der berücksichtigten Indikatoren



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

Diese optimierte Offshore-Ausbaukulisse findet in allen Szenarien Anwendung. In Szenario A wird gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens ein verlangsamer Ausbau unterstellt. Demnach werden die in diesem Szenario bis 2045 nicht benötigten Flächen zur Erreichung der Mantelzahlen dennoch zu einem Zeitpunkt, welcher außerhalb des Planungshorizonts liegt, zur Erreichung des 70-GW-Ausbauziels benötigt und können daher nicht überplant werden.

Im Szenario B werden alle in der Ausbauliste enthaltenen Flächen zur Erreichung der genehmigten Mantelzahlen benötigt. Mit Blick auf das Szenario C 2045, in dem die Realisierung eines weiteren OWP und somit eines weiteren ONAS gegenüber dem Szenario B 2045 mit identischem Offshore-Ausbauziel von 70 GW eingespart wird, zeigt sich die Relevanz der Berücksichtigung des energiebasierten Offshore-Ausbaus. Denn unter Anwendung der gesteigerten Übertragungsleistung von 2,1 GW in Szenario C (*s. o.*) und der somit größeren integrierten Energiemenge kann die Differenz zum Szenario B 2045 zu einem Großteil durch jedes einzelne ONAS kompensiert werden. Auch wenn dabei das Offshore-Ausbauziel von 70 GW im Szenario C 2045 leicht unterschritten wird, genügt die integrierte Energiemenge gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens. Darüber hinaus berücksichtigt die Ausbauliste, dass die voraussichtliche Fläche im Nachnutzungsgebiet N-5 für das ONAS NOR-5-3 bei einem in Szenario C unterstellten beschleunigten Offshore-Ausbau höchstwahrscheinlich noch nicht für eine Nachnutzung zur Verfügung stehen wird, weshalb diese Fläche in diesem Szenario ausgenommen wird.

Die installierte OWP-Leistung, die zur Anbindung vorgesehenen ONAS sowie der Überbauungsgrad der einzelnen Flächen beziehungsweise Gebiete für die OWP können, jeweils aufgeteilt auf die einzelnen Szenarien, der Tabelle 17 entnommen werden.

Tabelle 17: Übersicht zu den Kennzahlen der 2045er-Szenarien der gewählten Offshore-Ausbauliste

Fläche/Gebiet für Offshore-Windenergie	Installierte Erzeugungsleistung in MW	Anzahl ONAS in Szenario A/B/C 2045	ONAS-Übertragungsleistung in Szenario A/B/C in MW	Durchschnittlicher Überbauungsgrad in Szenario A/B/C in %
N-5	4.642	1 / 2 / 1	2.000 / 2.000 / 2.100	16,1 / 16,1 / 10,5
N-13.3 & N-13.4	2.156	1 / 1 / 1	2.000 / 2.000 / 2.100	7,8 / 7,8 / 2,7
N-14	4.510	2 / 2 / 2	2.000 / 2.000 / 2.100	12,8 / 12,8 / 7,4
N-16 & N-17.1	9.746	4 / 4 / 4	2.000 / 2.000 / 2.100	21,8 / 21,8 / 16,0
N-17.2 – N-17.4 & N-20	4.290	2 / 2 / 2	2.000 / 2.000 / 2.100	7,3 / 7,3 / 2,1
N-19	4.664	0 / 2 / 2	2.000 / 2.000 / 2.100	- / 16,6 / 11,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die optimierte Ausbauliste wurde im Anschluss im präziseren mesoskaligen Modell durch das IWES bewertet. Die dabei ermittelten Zeitreihen bilden zusammen mit der Übertragungsleistung der ONAS in den einzelnen Szenarien die Grundlage für die nachfolgende netzseitige Modellierung. Hieraus ergeben sich übertragene Energiemengen, die für die weitere Szenarioausgestaltung herangezogen werden. Wie bereits erwähnt, sollte das Erreichen der Mantelzahlen bei Anwendung der Offshore-Optimierungen nicht mehr ausschließlich durch die installierte Erzeugungsleistung der OWP beziehungsweise die Übertragungsleistung der ONAS beurteilt werden. Hierzu werden daher zusätzlich die in der Genehmigung des Szenariorahmens genannten Energiemengen pro Jahr und Szenario herangezogen. Diese Energiemengen variieren zwischen 165 TWh in Szenario A 2037 und 238 TWh in den Szenarien B 2045 und C 2045. In Tabelle 18 erfolgt daher ein Abgleich der Mantelzahlen aus der Genehmigung des Szenariorahmens mit den Ergebnissen des NEP unter Berücksichtigung der Offshore-Optimierungen und des Rückbaus, um den sich die vorgegebenen Mantelzahlen erhöhen.



Tabelle 18: Übersicht über die in die Netzmodellierung eingeflossenen Szenarien

Offshore-Optimierungen	Szenario A	Szenario B	Szenario C
Durchschnittliche Überbauung	Ø 15 % (2.300 MW)		Ø 9,5 % (2.300 MW)
Übertragungsleistung	2.000 MW		2.100 MW
Installierte Erzeugungsleistung	23.023 MW	30.008 MW	27.687 MW
Mantelzahlen für 2037 Leistung/ Energieertrag	50,0 GW/ 165,0 TWh	56,0 GW/ 184,8 TWh	56,0 GW/ 184,8 TWh
Zubau ONAS bis 2037 auf Basis des FEP 2025	3	5	5
Insgesamte OWP-Leistung/ übertragene Energiemenge/ abgeregelte Energiemenge	50,0 GW/ 172,8 TWh/ 2,3 TWh	54,7 GW*/ 190,0 TWh/ 3,6 TWh	54,7 GW*/ 194,8 TWh/ 2,6 TWh
Mantelzahlen für 2045 Leistung (zzgl. Rückbau)/ Energieertrag	60,0 GW (+7,7 GW)/ 204,0 TWh	70,0 GW (+3,7 GW)/ 238,0 TWh	70,0 GW (+3,7 GW)/ 238,0 TWh
Zubau ONAS bis 2045 auf Basis des FEP 2025	10	13	12
Insgesamte OWP-Leistung/ übertragene Energiemenge/ abgeregelte Energiemenge	59,2 GW*/ 214,0 TWh/ 5,3 TWh	70,2 GW 256,6 TWh/ 8,0 TWh	67,9 GW*/ 250,2 TWh/ 4,9 TWh
Einsparung ONAS ggü. Bestätigung NEP 2037/2045 (2023)	7	4	5

* Obwohl von den im Szenariorahmen vorgegebenen Mantelzahlen abgewichen wird, erhöht sich die übertragene Energiemenge durch die Offshore-Optimierungsmaßnahmen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Als Ergebnis der Anwendung der Offshore-Optimierungsmaßnahmen zeigt sich, dass die in der Genehmigung des Szenariorahmens vorgegebenen Energieerträge in allen Szenarien übererfüllt werden. Die OWP-Leistungen weichen allerdings in einigen Szenarien von den genehmigten Mantelzahlen ab, wie dies in der Genehmigung des Szenariorahmens grundsätzlich ermöglicht wurde.¹⁰ Ausgehend vom NEP 2037/2045 (2023) wurden insgesamt 17 ONAS in dem hier betrachteten Untersuchungsraum von der BNetzA bestätigt. Hierdurch ergab sich ein Offshore-Ausbau von insgesamt ca. 72 GW inklusive berücksichtigtem Rückbau. In diesem NEP 2037/2045 (2025) ist jedoch aufgrund der Überbauung im Rahmen der Offshore-Optimierung insbesondere die installierte Erzeugungsleistung anstelle der Übertragungsleistung der ONAS ausschlaggebend für die Erreichung der Mantelzahlen. Da darüber hinaus ebenfalls die übertragene Energiemenge zielgebend herangezogen wird, kann gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) eine Reduktion der bis zum Jahr 2045 benötigten ONAS vorgenommen werden.

In Szenario **A 2045** wird eine installierte OWP-Leistung von ca. 59,2 GW angenommen, die mittels zehn ONAS im Zubau-netz an das Übertragungsnetz angebunden werden. Trotz der Unterdeckung der Mantelzahl von 60 GW wird der benötigte Energieertrag von 204 TWh um ca. 10 TWh übererfüllt. Gegenüber dem vorherigen NEP 2037/2045 (2023), der eine Übertragungsleistung von 72 GW mit insgesamt 17 ONAS im betrachteten Untersuchungsraum bestätigt hat, ergibt sich eine Reduktion um insgesamt **sieben ONAS**. Davon entfallen fünf ONAS auf die Reduzierung der Mantelzahl um 10 GW und zwei ONAS auf die Effizienzsteigerung auf Basis der Offshore-Optimierung.

In Szenario **B 2045** beläuft sich die installierte OWP-Leistung auf ca. 70,2 GW und erfüllt damit die Mantelzahl. Unter Berücksichtigung von insgesamt 13 ONAS ergibt sich eine übertragene Energiemenge von ca. 256,6 TWh, die somit ca. 18,6 TWh oberhalb des genehmigten Szenariorahmens liegt. Hierdurch können gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) bei gleicher Mantelzahl insgesamt **vier ONAS** eingespart werden.

¹⁰ In der Genehmigung des Szenariorahmens heißt es hierzu auf Seite 56: „Aufgrund der noch umzusetzenden Offshore-Optimierung können die genauen Leistungsdaten im NEP geringfügig abweichen [...]“

In Szenario **C 2045** summiert sich die installierte OWP-Leistung auf ca. 67,9 GW und unterdeckt somit die Mantelzahl. Denn zu den vier eingesparten ONAS des Szenarios B 2045 wird zusätzlich ein weiteres ONAS reduziert und als Innovation die temporäre Steigerung der Übertragungsleistung angewendet. Hierdurch kann die Unterdeckung der Mantelzahl um ca. 2,1 GW durch eine geringere, abgeregelte Energiemenge beziehungsweise eine größere, übertragene Energiemenge je ONAS kompensiert werden. Somit wird trotz der gesteigerten Reduktion um **fünf ONAS** die benötigte Energiemenge mit ca. 250,2 TWh um ca. 12,2 TWh übererfüllt.

5.3 Offshore-Netzausbau

Der NEP zeigt die erforderlichen ONAS auf, die zur Ausgestaltung der Szenarien gemäß dem genehmigten Szenario-rahmen der BNetzA erforderlich sind. Der anlagentechnische Umfang eines ONAS begründet sich durch die allgemeine gesetzliche Definition von ONAS gemäß § 3 Nr. 5 WindSeeG. Demnach umfassen ONAS konkret 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, und dies jeweils an Land und auf See. Das umfasst auch die zugehörigen Onshore-Anlagengüter vom Anlandepunkt bis einschließlich der zugehörigen Anlagengüter am jeweiligen NVP, wie insbesondere Konverter, Kompensationsspulen, Transformatoren, Verbindungsleitungen, Betriebsmittel zur Spannungshaltung, Betriebsmittel zur Kompensation von Oberschwingungen sowie weitere Anlagengüter (z. B. Leistungsschalter und Trenner), sofern sie für die Errichtung oder den Betrieb der ONAS sowie für eine Umsetzung mittels Multiterminal-Konfiguration erforderlich sind.

Nähere Informationen zur jeweiligen Ausgestaltung der ONAS finden sich in den Projektsteckbriefen der digitalen Projektbibliothek unter www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek.

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

- den Anteil an der Umspannplattform des OWP beziehungsweise 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 erforderlichen Schaltanlagen zur Umsetzung von Multiterminal-Lösungen,
- die Erweiterung oder den Neubau des Umspannwerkes und der Konverterstation an Land und
- gegebenenfalls die Anbindungsleitung zwischen landseitiger Konverterstation und dem Umspannwerk an Land.

Bestandteile des Offshore-Netzes sind neben den erforderlichen ONAS ebenso Vernetzungsmaßnahmen. Hierzu wird auf Kapitel 5.3.3 verwiesen.

5.3.1 Offshore-Startnetz

Das Offshore-Startnetz beinhaltet alle ONAS, mit deren Realisierung gemäß Offshore-Netzentwicklungsplan beziehungsweise NEP bereits begonnen wurde. Der Beginn der Realisierung bezieht sich auf das Jahr der Beauftragung des ONAS, also insbesondere Konverter, Plattform und Kabel, durch den jeweils zuständigen ÜNB. Die Notwendigkeit der Vorhaben beziehungsweise Projekte des Startnetzes wurde in vorangehenden NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen beziehungsweise des vollständigen Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form von Projektsteckbriefen gesondert dargestellt. Projekte des Startnetzes hingegen, die sich noch im Genehmigungsverfahren befinden, werden weiterhin mit einem Projektsteckbrief in der [digitalen Projektbibliothek](#) dargestellt.

Das Investitionsvolumen der bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt rund **60,8** Mrd. Euro. Die Übertragungsleistungen und Trassenlängen des Offshore-Startnetzes verteilen sich auf Nord- und Ostsee wie in Tabelle 19 aufgeführt. *Die dargestellten Werte weichen in geringem Umfang von den Angaben des ersten Entwurfs des NEP ab. Ursache hierfür ist die erfolgreiche Inbetriebnahme von NOR 1-1 (DolWin5) sowie NOR-7-1 (BorWin5) im Jahr 2025, wodurch sich der ausgewiesene Bedarf reduziert hat.*



Tabelle 19: Übertragungsleistungen und Trassenlängen des Offshore-Startnetzes

Offshore-Startnetz	Übertragungsleistung in GW	Trassenlänge in km
Nordsee	22,8	3.670
Ostsee	1,3*	545
Summe	24,1	4.215

* Beim ONAS OST-2-4 wird eine Übertragungsleistung von 1 GW berücksichtigt, obwohl das ONAS eine technische Übertragungsleistung von 2 GW hat.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die folgenden Tabellen und Abbildungen weisen die Projekte des Offshore-Startnetzes der Nordsee und der Ostsee aus. Eine detaillierte Beschreibung und Abbildung der Offshore-Startnetzmaßnahmen befindet sich in den jeweiligen Projektsteckbriefen in der digitalen Projektbibliothek unter www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek.

Tabelle 20: Projekte des Offshore-Startnetzes Nordsee (in Realisierung befindliche ONAS)

Projekt	Projektname	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Bundesland	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung in MW	anvisierte Inbetriebnahme
NOR-3-2	DC-ONAS NOR-3-2 (DoWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	NI	213	900	2028
NOR-6-3	DC-ONAS NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	NI	278	900	2028
NOR-7-2	DC-ONAS NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel (TenneT)	SH	233	980	2027
NOR-9-1	DC-ONAS NOR-9-1 (BalWin1)	Wehrendorf (Amprion)	NI	363	2.000	2030
NOR-9-2	DC-ONAS NOR-9-2 (BalWin3)	Sengwarden (TenneT)	NI	242	2.000	2031
NOR-9-3	DC-ONAS NOR-9-3 (BalWin4)	Unterweser (TenneT)	NI	275	2.000	2029
NOR-9-4	DC-ONAS NOR-9-4 (BalWin5)	Suchraum Werderland (TenneT)	NI	321	2.000*	2033**
NOR-10-1	DC-ONAS NOR-10-1 (BalWin2)	Westerkappeln (Amprion)	NI, NW	371	2.000	2032***
NOR-11-1	DC-ONAS NOR-11-1 (LanWin3)	Hochwörden (50Hertz)	SH	236	2.000	2032
NOR-11-2	DC-ONAS NOR-11-2 (LanWin4)	Sengwarden (TenneT)	NI	238	2.000	2031
NOR-12-1	DC-ONAS NOR-12-1 (LanWin1)	Unterweser (TenneT)	NI	288	2.000	2030
NOR-12-2	DC-ONAS NOR-12-2 (LanWin2)	Hochwörden (TenneT)	SH	274	2.000	2030
NOR-13-1	DC-ONAS NOR-13-1 (LanWin5)	Großenmeer (TenneT)	NI	308	2.000	2031

Hinweis: Die Anschlüsse der OWP NC 1 auf Fläche N-3.7 und NC 2 auf Fläche N-3.8 bei dem ONAS NOR-3-3 (DoWin6) werden 2026 fertiggestellt und haben insgesamt eine zugewiesene Leistung von 658 MW. *NOR-3-3 (DoWin6) wird in der Tabelle des Offshore-Startnetzes nicht aufgeführt, da das ONAS bereits im Betrieb ist.*

* Für die anzubindenden Flächen N-9.4 und N-9.5 soll die tatsächlich installierte Leistung 20 % über die zugewiesene Übertragungsleistung hinausgehen.

** Das gegenüber dem ersten Entwurf angepasste Inbetriebnahmedatum des ONAS ergibt sich aus der erfolgten Kommunikation des voraussichtlichen Fertigstellungstermins gemäß § 17d Abs. 2 S. 3 EnWG.

*** Das gegenüber dem ersten Entwurf abweichende Inbetriebnahmedatum des ONAS ergibt sich aus der Festlegung gemäß der Änderung des FEP 2025 vom 30.01.2026.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Tabelle 21: Projekte des Offshore-Startnetzes Ostsee (in Realisierung befindliche ONAS)

Projekt	Projektname	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Bundesland	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung in MW	anvisierte Inbetriebnahme
OST-1-4	AC-ONAS OST-1-4 (Ostwind 3)	Stilow (50Hertz)	MV	105	300	2026
OST-2-4	DC-ONAS OST-2-4 (Ostwind 4)	Stilow (50Hertz)	MV	110	1.000*	2031

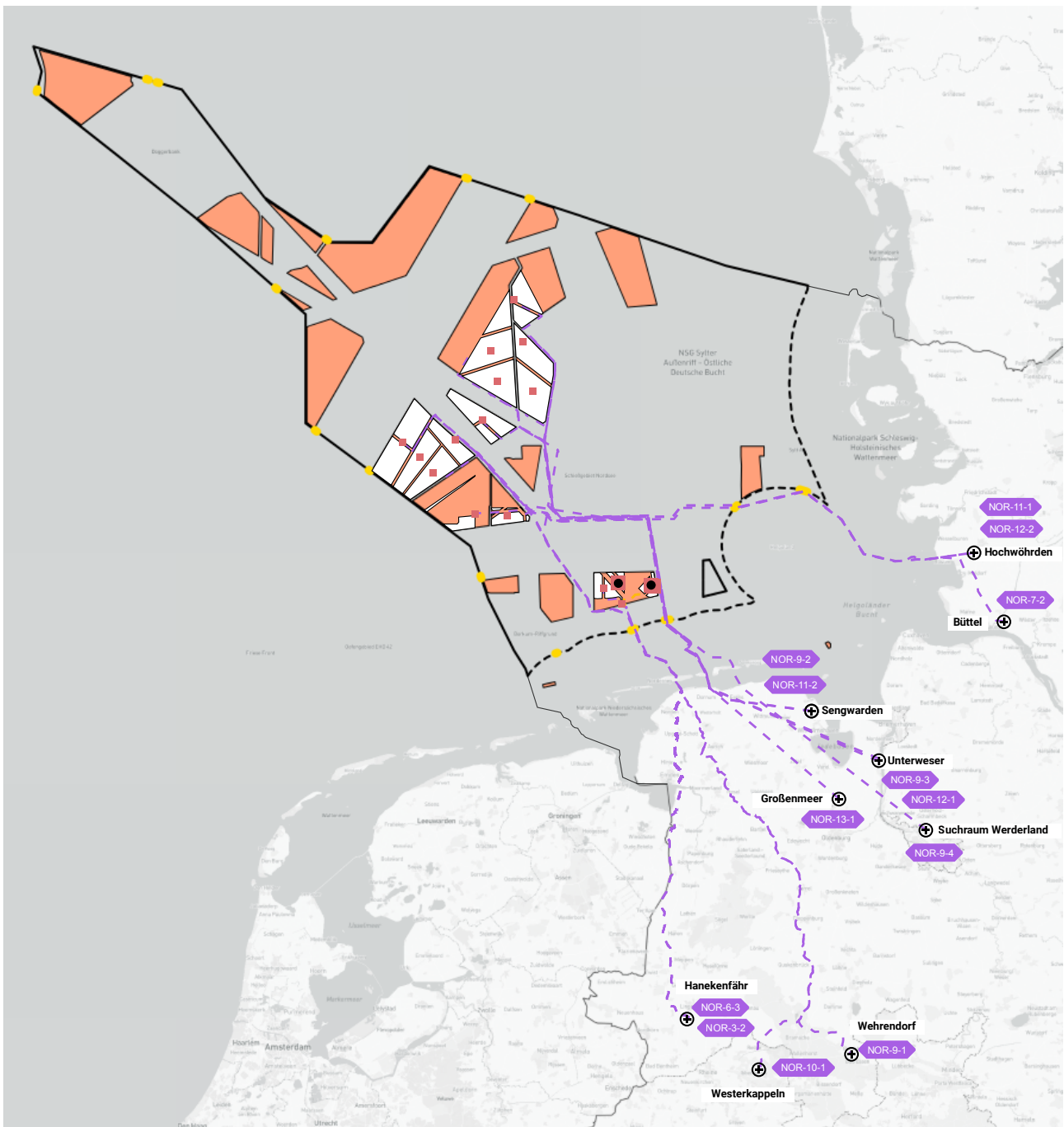
* Beim ONAS OST-2-4 wird eine Übertragungsleistung von 1 GW berücksichtigt, obwohl das ONAS eine technische Übertragungsleistung von 2 GW hat. Das weitere 1 GW wird als Maßnahme OST-2-4 Plus im Projekt geführt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die ÜNB sind nach § 17d Abs. 6 und 7 EnWG auch zur Netzanbindung von OWP verpflichtet, die eine Genehmigung zum Bau von WEA im Küstenmeer nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz erhalten. Für das Küstenmeer der Ostsee betrifft dies das OWP-Projekt Gennaker mit einer installierten Erzeugungsleistung von 927 MW. Gemäß genehmigtem Szenariorahmen 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 des für die Netzanbindung dieser Erzeugungsleistung geplante ONAS OST-6-1 im NEP 2037/2045 (2025) erforderlich. Dementsprechend wird dieses ONAS auch nicht als Maßnahme in den Übersichtstabellen und -abbildungen des NEP geführt sowie in einem Projektsteckbrief beschrieben.



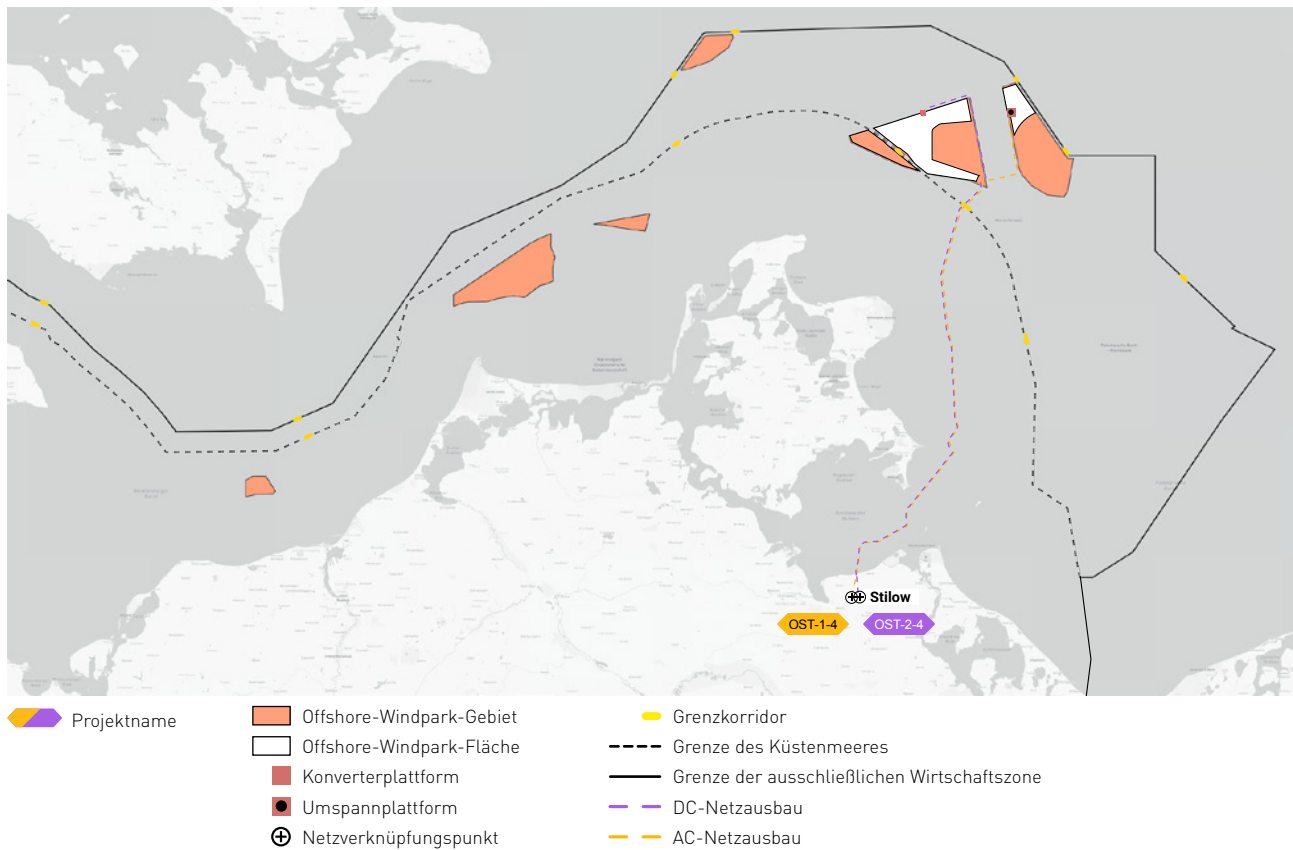
Abbildung 62: Offshore-Startnetz Nordsee



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

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

Abbildung 63: Offshore-Startnetz Ostsee



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

5.3.2 Offshore-Zubaunetz

Bei der Bestimmung des Offshore-Zubaunetzes zur Erreichung von mindestens 70 GW bis 2045 gemäß § 1 Abs. 2 WindSeeG werden maßgeblich die in Kapitel 5.2 ermittelten Ergebnisse der Offshore-Optimierung herangezogen.

Darüber hinaus wurde in der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA ein zu kompensierender Rückbau an OWP und ONAS festgelegt. Hierbei sollen unterschiedliche Lebensdauern der Anlagen in den Szenarien unterstellt werden: Im Szenario A 2045 soll aufgrund des konservativen Charakters eine Lebensdauer von 25 Jahren unterstellt werden, wodurch sich bis einschließlich 2045 ein Rückbau in Höhe von ca. 7,7 GW ergibt. Davon entfallen ca. 6,6 GW auf die Nordsee und ca. 1,1 GW auf die Ostsee. In den Szenarien B und C 2045 soll eine Lebensdauer von 30 Jahren unterstellt werden, wodurch ein Rückbau in Höhe von ca. 3,3 GW resultiert. Davon entfallen ca. 2,9 GW auf die Nordsee und ca. 0,3 GW auf die Ostsee (die Abweichung ergibt sich durch Rundung). Allerdings ergibt sich durch das überdeckende Nachnutzungsgebiets N-5 eine vollständige Außerbetriebnahme der in N-5 befindlichen OWP, die aufgrund der Betriebsdauer von 30 Jahren im Jahr 2045 eigentlich noch in Betrieb wären. Daher summiert sich das in den Szenarien B 2045 und C 2045 berücksichtigte Rückbauvolumen auf ca. 3,7 GW.

Als Basis enthält das Startnetz **25,4 GW an installierter Erzeugungsleistung. Dieser Wert setzt sich zusammen aus der Summe der Tabelle 19 zuzüglich des OWP Gennaker mit 927 MW sowie der Überbauung der OWP am ONAS NOR-9-4 von 400 MW. Dem gegenüber werden in den Tabellen 19 bis 21 die Übertragungsleistungen der ONAS des Startnetzes dargestellt.** Zusammen mit dem Bestandsnetz **in Höhe von 11,4 GW ergeben sich** räumliche und zeitliche Festlegungen für den Anschluss von insgesamt ca. 36,8 GW installierter Erzeugungsleistung für Offshore-Wind in der Nord- und Ostsee. Davon entfallen **32,8 GW** auf die Nordsee und 4 GW auf die Ostsee. Für das Zubaunetz ergibt sich demnach in den Szenarien B 2045 und C 2045 eine zu installierende Erzeugungsleistung in Höhe von rechnerisch 36,9 GW, also 70 GW plus 3,7 GW tatsächlich zu kompensierenden Rückbaus minus 36,8 GW des Bestands- und Startnetzes. In Szenario A 2045 liegt die zu installierende Erzeugungsleistung aufgrund abweichender Mantel- sowie Rückbauzahlen bei ca. 30,9 GW.



Im Ergebnis ergibt sich in Szenario B 2045 aber eine leicht höhere installierte Erzeugungsleistung im Zubaunetz in Höhe von ca. 37,0 GW. In *den Szenarien A 2045 und C 2045* liegt diese mit ca. 30 GW (*A 2045*) und ca. 34,7 GW (*C 2045*) leicht darunter. Die gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens (S. 56) leicht höheren Erzeugungsleistungen im Zubaunetz begründen sich durch die Maßnahmen der Offshore-Optimierung, die ein pauschales Ausbautvolumen von 30 GW und kein exaktes Erreichen der 70 GW (exaktes Ausbautvolumen geringfügig kleiner als 30 GW) als Ziel setzen (s. Kapitel 5.2.3). In Tabelle 22 sind für die unterschiedlichen Szenarien sowohl die Übertragungsleistung der ONAS, die sich aus den Annahmen zur Offshore-Optimierung ergeben, als auch die installierte Erzeugungsleistung angegeben.

Tabelle 22: Offshore-Zubaunetz – installierte Erzeugungsleistung sowie Übertragungsleistung unter Berücksichtigung von Offshore-Optimierungen

in GW		A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Nordsee	installierte Erzeugungsleistung	13,2	17,9	17,9	29,0	36,0	33,7
	Übertragungsleistung	12,0	16,0	16,5	26,0	32,0	31,2
Ostsee	installierte Erzeugungsleistung	0,0	0,0	0,0	1,0*	1,0	1,0
	Übertragungsleistung	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0
Summe	installierte Erzeugungsleistung	13,2	17,9	17,9	30,0	37,0	34,7
	Übertragungsleistung	12,0	16,0	16,5	27,0	33,0	32,2

* Die BNetzA hat den ÜNB am 10.07.2025 schriftlich mitgeteilt, abweichend von der Genehmigung des Szenariorahmens vom 30.04.2025, auch im Szenario A 2045 den Zubau von 1 GW Leistung im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern für die Ostsee zu unterstellen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 23 gibt einen Überblick über die Längen des Offshore-Zubaunetzes in der Nordsee in den jeweiligen Szenarien. Für die Ostsee gibt es keine Zubau-Trassenlängen, da hier in den 2037er-Szenarien kein Zubau erfolgt und die OWP-Flächen für die ONAS OST-x-1 bis OST-x-4 in den 2045er-Szenarien noch nicht feststehen und daher mit 0 km angenommen werden. Die Trassenlänge des Zubaunetzes im Jahr 2045 schwankt demnach zwischen 6.558 km im Szenario A 2045 und 7.979 km im Szenario B 2045. *Das Szenario C 2045 weist im Vergleich zu B 2045 eine geringere Trassenlänge von 7.332 km auf, da hier zur Erreichung der zu übertragenen Energiemenge aus Offshore-Wind ein ONAS weniger realisiert wird.*

Tabelle 23: Überblick über die Trassenlängen des Offshore-Zubaunetzes in der Nordsee

in km*	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Nordsee	2.537	3.491	3.491	6.558	7.979	7.332

* Das Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge wird erläutert unter: www.netzentwicklungsplan.de/MethodikTrassenlaengenOffshore.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Übersicht über das Offshore-Zubaunetz in den Szenarien

Die nachfolgenden Tabellen 24 und 25 sowie die Abbildungen 64 bis 68 zeigen die ONAS auf, die im Zubaunetz in den einzelnen Szenarien erforderlich sind. Die Erzeugungsleistung des Bestands- und Startnetzes sowie die bereits im FEP 2025 zeitlich fixierten Vorhaben summieren sich auf insgesamt ca. 42,7 GW. ONAS zur Anbindung von Erzeugungsleistung aus Offshore-Wind, die zur Erreichung der Mantelzahlen über diesen Wert hinaus erforderlich sind, sind in der Tabelle 24 und 25 farblich gekennzeichnet (hellblau hinterlegt) und auch in den Abbildungen 64 bis 68 kenntlich gemacht. Für diese ONAS mit einer Fertigstellung nach 2034 hat der FEP 2025 noch keine zeitlichen und räumlichen Festlegungen für die anzuschließenden Flächen für Offshore-Windenergie getroffen und damit noch keine Inbetriebnahmedaten für die dazugehörigen ONAS ausgewiesen. Die ÜNB haben daher auf Basis der Gebietsfestlegungen des FEP 2025 jenseits der Schifffahrtsroute SN10 als Grundlage verwendet, um unter Berücksichtigung der Optimierungen gemäß Kapitel 5.2, der NVP, der Inbetriebnahmejahre, der Kabellängen sowie der Aufnahmefähigkeit des Onshore-Übertragungsnetzes eine angepasste Flächenkulisse abzuleiten.

Tabelle 24: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes in der Nordsee

Projekt	M-Nr.	Maßnahmenname	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Trassenlänge in km (ca.)	Übertragungsleistung in MW für A und B	Geplante Inbetriebnahme je Szenario					
						A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
NOR-6-4*	M256	HGÜ-Verbindung NOR-6-4 (BorWin7)	Kusenhorst (Amprion)	451	2.000	2034	2034	2034	2034	2034	2034
NOR-12-3	M262	HGÜ-Verbindung NOR-12-3 (LanWin6)	Suchraum Pöschendorf (50Hertz)	308	2.000	2034	2034	2034	2034	2034	2034
NOR-12-4	M264	HGÜ-Verbindung NOR-12-4 (LanWin7)	Suchraum Pöschendorf (TenneT)	342	2.000	2034	2034	2034	2034	2034	2034
NOR-14-2	M246	HGÜ-Verbindung NOR-14-2	Rommerskirchen (Amprion)	633	2.000	2036	2036	2036	2036	2036	2036
NOR-16-1	M266	HGÜ-Verbindung NOR-16-1	Hardebek (TenneT)	365	2.000	2036	2036	2036	2036	2036	2036
NOR-16-2	M265	HGÜ-Verbindung NOR-16-2	Suchraum BBS (50Hertz)	438	2.000	2037	2037	2037	2037	2037	2037
NOR-14-1	M250	HGÜ-Verbindung NOR-14-1	Großenmeer (TenneT)	310	2.000	-	2037	2037	2038	2037	2037
NOR-16-3	M260	HGÜ-Verbindung NOR-16-3	Rommerskirchen (Amprion)	644	2.000	-	2037	2037	2038	2037	2037
NOR-16-4	M257	HGÜ-Verbindung NOR-16-4	Kriftel (Amprion)	848	2.000	-	-	-	2039	2038	2038
NOR-17-1	M258	HGÜ-Verbindung NOR-17-1	Suchraum Ried (Amprion)	916	2.000	-	-	-	2040	2039	2039
NOR-17-2	M267	HGÜ-Verbindung NOR-17-2	Suchraum Nüttermoor (TenneT)	367	2.000	-	-	-	2040	2039	2039
NOR-13-2	M268	HGÜ-Verbindung NOR-13-2 (LanWin8)	Suchraum BBS (50Hertz)	428	2.000	-	-	-	2041	2040	2040
NOR-5-2	M254	HGÜ-Verbindung NOR-5-2	Niederrhein (Amprion)	508	2.000	-	-	-	2042	2041	2040
NOR-19-1	M271	HGÜ-Verbindung NOR-19-1	Suchraum Esens (TenneT)	379	2.000	-	-	-	-	2042	2041
NOR-19-2	M247	HGÜ-Verbindung NOR-19-2	Suchraum Esens (Amprion)	395	2.000	-	-	-	-	2043	2041
NOR-5-3	M261	HGÜ-Verbindung NOR-5-3	Sechtem (Amprion)	647	2.000	-	-	-	-	2044	-

* Der Trassenverlauf des ONAS NOR-6-4 wurde im zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) korrigiert und verläuft gemäß der Planung des verantwortlichen ÜNB über den Grenzkorridor N-II sowie die Insel Norderney. Die Inbetriebnahme im Jahr 2034, welche im FEP 2025 für das ONAS NOR-6-4 für das Jahr 2033 vorgesehen ist, dient der zeitlichen Streckung, um bei hoher Projektdichte bis 2030, strapazierte Lieferketten zu entlasten und Flexibilitäts- sowie Kosteneinsparungspotenziale heben zu können. (s. dazu auch folgenden Absatz).

Auf Grundlage der vorliegenden Szenariengestaltung wird der Offshore-Ausbau in den Jahren 2042 (Szenario A), 2044 (Szenario B) oder 2041 (Szenario C) und damit vor der gesetzlichen Vorgabe abgeschlossen sein. Außerdem erlaubt die reduzierte Gesamtanzahl an ONAS in den jeweiligen Szenarien eine zeitliche Streckung der Inbetriebnahmen der ONAS nach dem Jahr 2034. Aus planerischer sowie netztechnischer Sicht kann daher von einer lückenlosen Inbetriebnahme im Einzelfall abgewichen werden, was insbesondere aufgrund der stark strapazierten Lieferketten sinnvoll ist. Diese erfahren aufgrund der ambitionierten Beschleunigung des Offshore-Ausbaus bis zum Jahr 2030 eine deutliche Überlastung mit Auswirkungen auf nachfolgende Projekte. Um dies zu berücksichtigen, sehen die ÜNB derzeit keine Inbetriebnahme eines ONAS im Jahr 2035 vor, kompensieren dies jedoch mit der Inbetriebnahme zweier ONAS im Jahr 2036. Hieraus ergeben sich zudem zeitliche Flexibilitätspotenziale, die im Diskurs sowie auf sich verändernde Rahmenbedingungen gezogen werden können. Die ÜNB bringen sich in den weiteren politischen Diskurs gerne konstruktiv ein, um die Bedarfe und insbesondere auch die zeitlichen Umsetzungsmöglichkeiten von Projekten sowie Staffelungspotenziale dieser Vorhaben zu diskutieren. Hieraus können sich ebenfalls signifikante Kosteneinsparungen ergeben, die als weitere Optimierungsmaßnahme im Rahmen der Offshore-Optimierung berücksichtigt werden können.

In der Ostsee werden in den Jahren 2032 bis 2037 keine weiteren Flächen angebunden. Es wird zudem, gemäß dem genehmigten Szenariorahmen und dem ergänzenden Schreiben der BNetzA, in allen 2045er-Szenarien angenommen, dass im Küstenmeer der Ostsee noch eine Erzeugungsleistung von einem GW installiert werden wird. Dieses zusätzliche eine GW kann aktuell aufgrund der noch nicht abgeschlossenen Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms von Mecklenburg-Vorpommern noch nicht verortet werden.

Tabelle 25: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetz in der Ostsee

Projekt	M-Nr.	Maßnahmenname	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Trassenlänge in km (ca.)*	Übertragungsleistung in MW für A und B	Geplante Inbetriebnahme je Szenario					
						A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
OST-x-1	M274	AC-Verbindung OST-x-1	Suchraum Gnewitz (50Hertz)	0	250	-	-	-	2039	2039	2039
OST-x-2	M275	AC-Verbindung OST-x-2	Suchraum Gnewitz (50Hertz)	0	250	-	-	-	2039	2039	2039
OST-x-3	M276	AC-Verbindung OST-x-3	Suchraum Kemnitz (50Hertz)	0	250	-	-	-	2040	2040	2040
OST-x-4	M277	AC-Verbindung OST-x-4	Suchraum Kemnitz (50Hertz)	0	250	-	-	-	2040	2040	2040

* Die OWP-Flächen für die ONAS OST-x-1 bis OST-x-4 in den 2045er-Szenarien stehen noch nicht fest und werden daher mit 0 km angenommen.

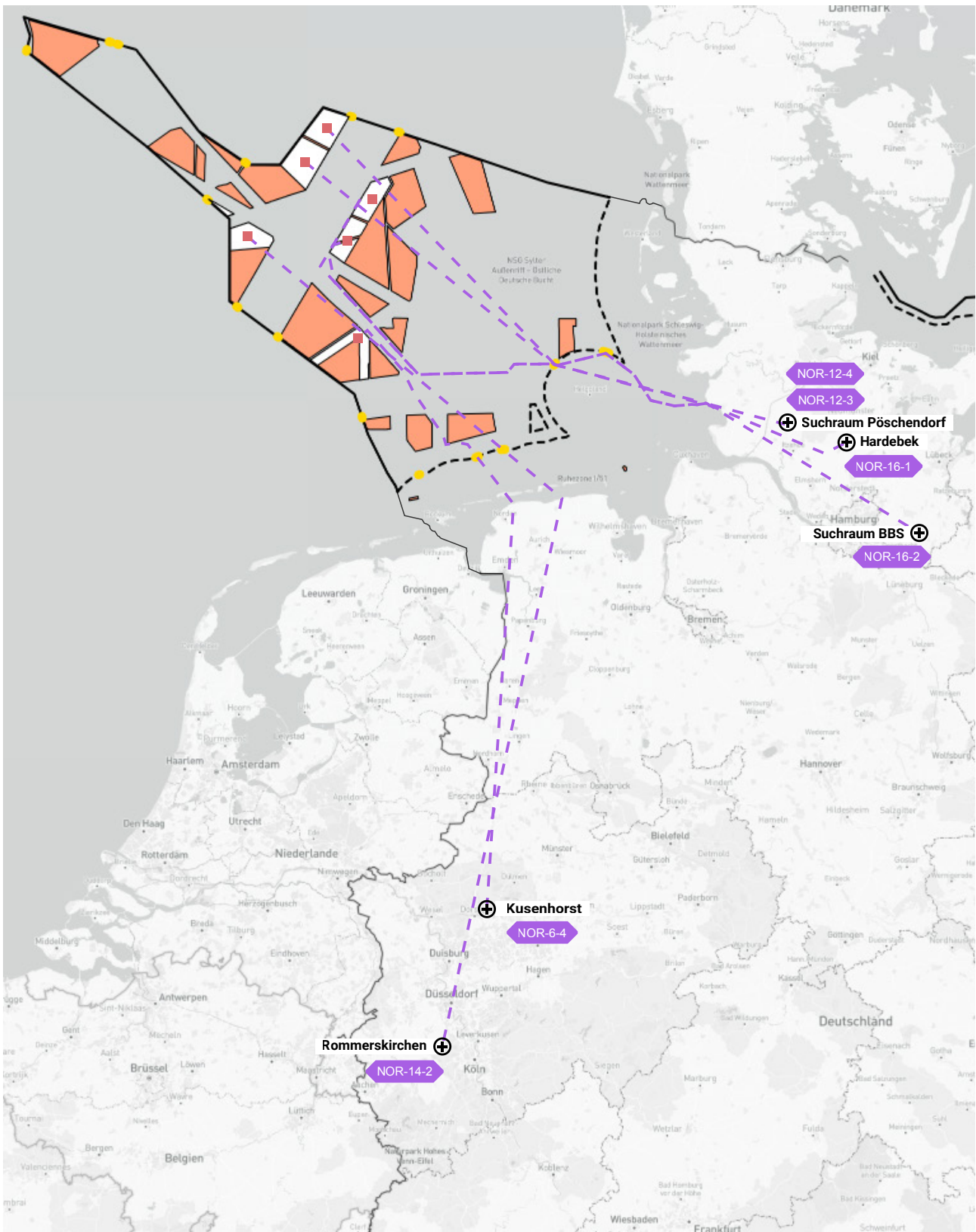
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Begründung für die Wahl der in den Tabellen 24 und 25 dargestellten NVP der einzelnen Vorhaben kann den jeweiligen Projektsteckbriefen entnommen werden.

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 einer Inbetriebnahme bis einschließlich des Jahres 2034 kann die jeweilige räumlich festgelegte Trasse in der AWZ dem FEP 2025 entnommen werden.



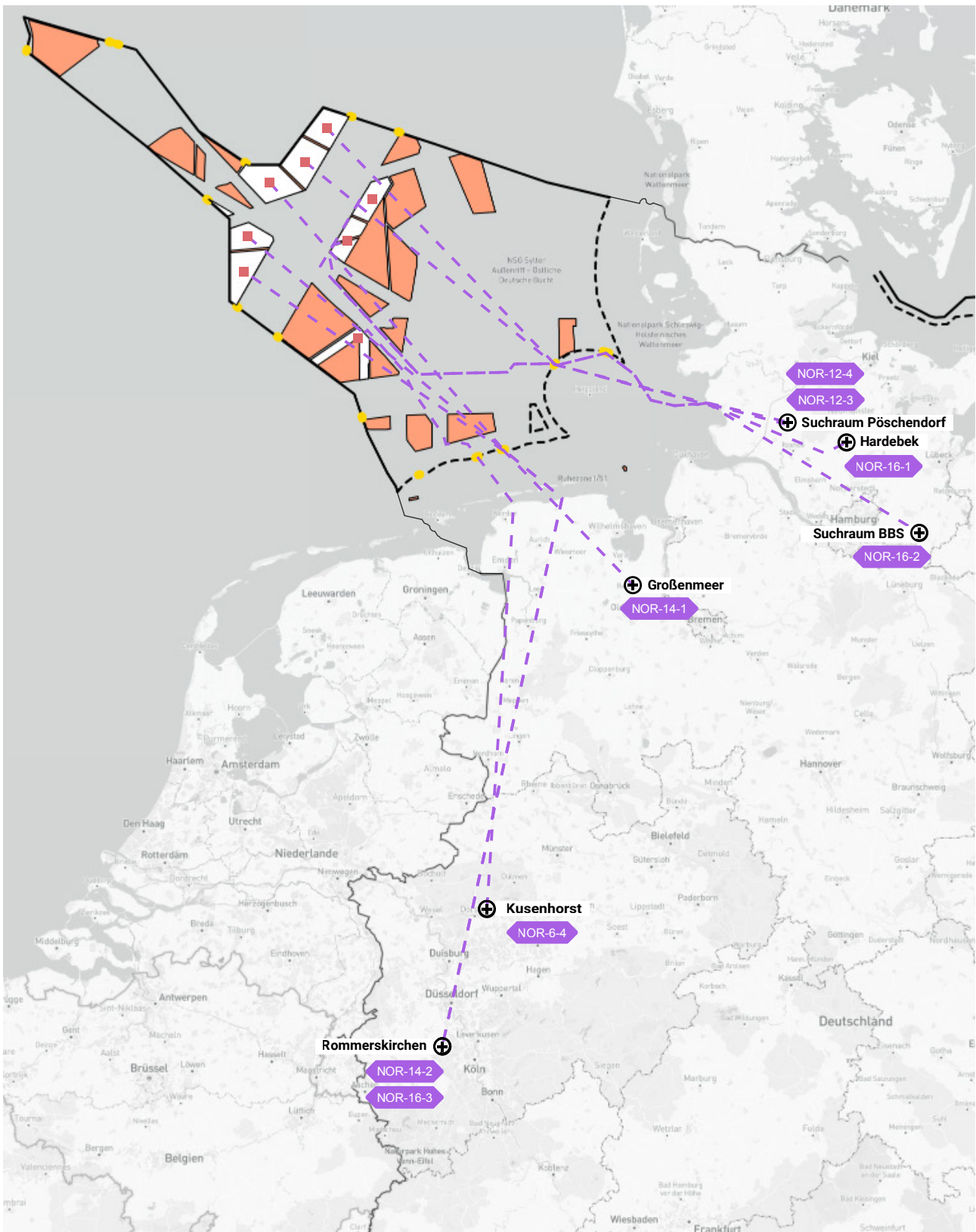
Abbildung 64: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario A 2037



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

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

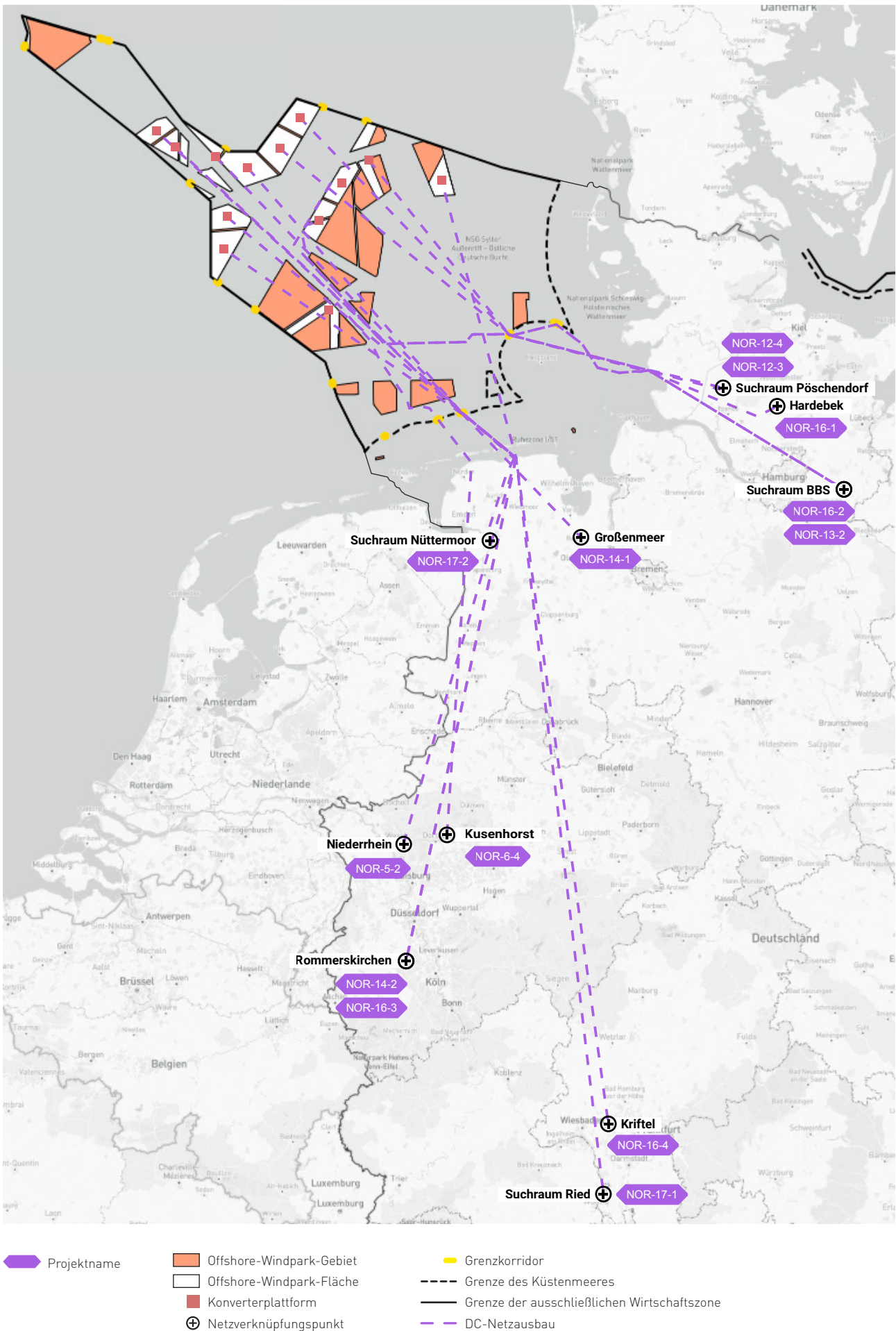
Abbildung 65: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario B 2037 und C 2037



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

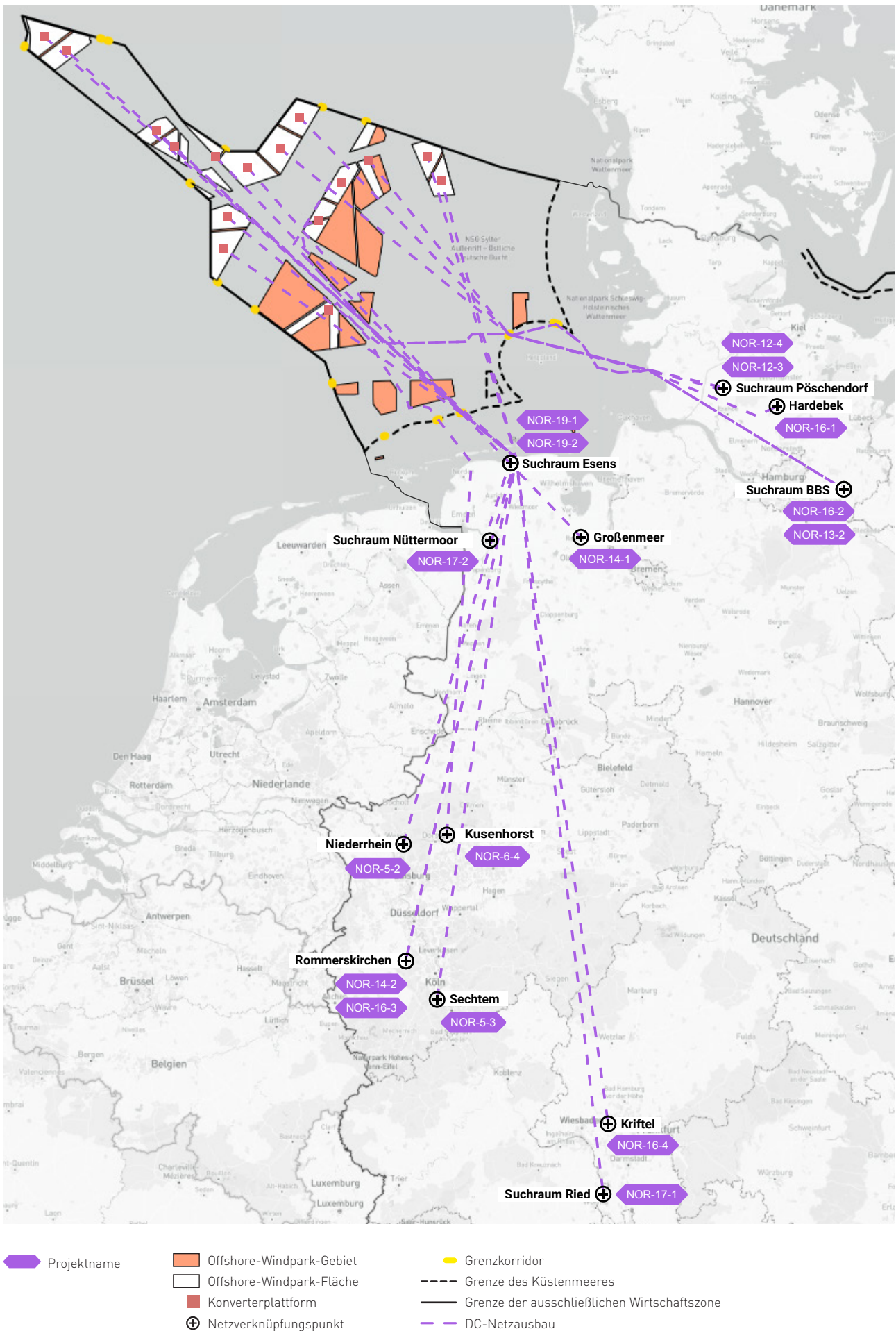
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 66: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario A 2045



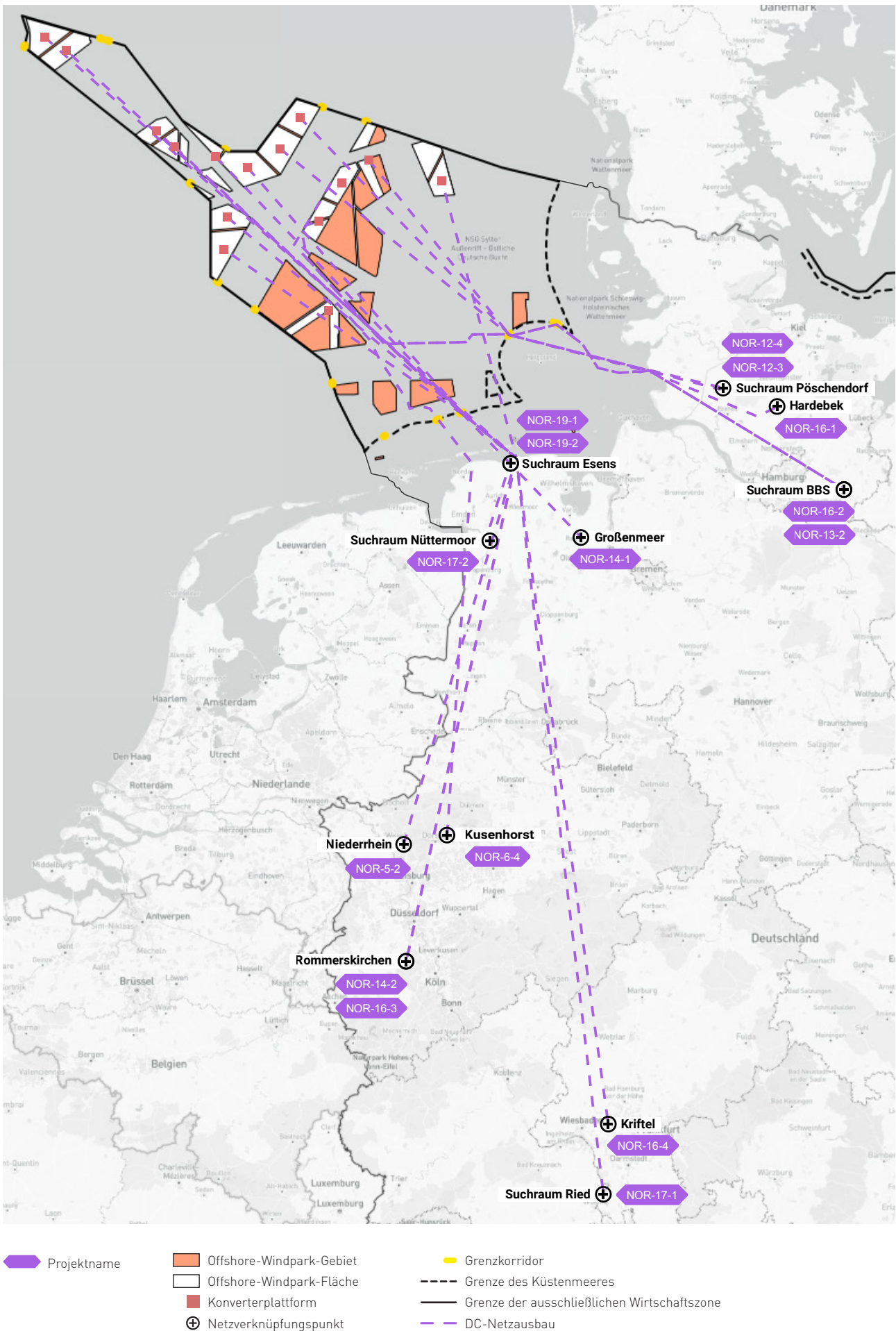
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 67: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario B 2045



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

Abbildung 68: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario C 2045



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

5.3.3 Offshore-Vernetzung

Bislang werden OWP meist radial, d. h. als Punkt-zu-Punkt-Verbindung, an das jeweilige landseitige Übertragungsnetz angebunden. Durch den fortschreitenden Offshore-Ausbau sowie die ambitionierten Ausbauziele für Offshore-Wind in Deutschland und Europa ergibt sich die Herausforderung, Offshore-Windenergie effizient in das deutsche und europäische Energiesystem zu integrieren. Die Offshore-Vernetzung ist hierbei eine Möglichkeit, die Effizienz der ONAS zu steigern. Die Offshore-Vernetzung ermöglicht eine effizientere Nutzung der Übertragungskapazitäten, da Erzeugung und Einspeisung nicht mehr ausschließlich punktuell, sondern systemweit koordiniert erfolgen können. Durch die Kopplung mehrerer Offshore-Anbindungssysteme lassen sich Lastflüsse optimieren, Übertragungsverluste reduzieren und die Versorgungssicherheit erhöhen. Unter der Offshore-Vernetzung wird die seeseitige Verbindung zwischen ONAS beziehungsweise der Konverter in DC-Technologie verstanden. Bei der Offshore-Vernetzung wird zwischen nationaler und internationaler Offshore-Vernetzung unterschieden. Zu den technischen Voraussetzungen wird hierzu auf das Kapitel 4 verwiesen.

Die **nationale Offshore-Vernetzung** betrachtet die Verbindung von ONAS untereinander innerhalb der deutschen AWZ mit Anschluss an das deutsche Übertragungsnetz. Hierbei wird die seeseitige Verbindung von ONAS untereinander für die landseitige Energieübertragung genutzt, um landseitige Netzengpässe kosteneffektiv zu überbrücken und eine höhere Redundanz bei der Netzanbindung von OWP zu erzielen. Erstmals wurde die nationale Offshore-Vernetzung im NEP 2037/2045 (2023) betrachtet sowie deren Nutzen durch das Projekt NOR-OV-1 aufgezeigt und anschließend durch die BNetzA bestätigt. Das Projekt NOR-OV-1 (DC-Offshore-Vernetzung) beschreibt in Maßnahme M272_neu die Verbindung der damaligen ONAS NOR-x-6 (NVP Hardebek) mit ONAS NOR-x-8 (NVP Suchraum Ried) oder alternativ mit ONAS NOR-x-4 (NVP Kriftel) und in Maßnahme M273_neu die Verbindung der damaligen ONAS NOR-9-4 (NVP Werderland, ehemals NVP Blockland_neu) mit ONAS NOR-9-5 (NVP Kusenhorst). Da sich im Januar 2025 mit Veröffentlichung des FEP 2025 geänderte, installierte Erzeugungsleistungen für die OWP in den Flächen N-9.4 und N-9.5 ergeben haben und das bisherige ONAS NOR-9-5 dadurch entfallen ist, entfällt auf dieser Grundlage die Maßnahme M273_neu. Die Maßnahme M272_neu stand unter dem Vorbehalt, dass für die ONAS ohne klare Flächenzuordnung die zugehörigen Flächen für Offshore-Windenergie in einer Fortschreibung des FEP festgelegt werden. Eine entsprechende Flächenzuordnung wurde im FEP nicht vorgenommen. Nach Prüfung neuer Möglichkeiten zur nationalen Offshore-Vernetzung konnten keine Projekte identifiziert werden. Grundsätzlich wird die nationale Offshore-Vernetzung in der Zielnetzplanung als Optimierungspotenzial jedoch fortlaufend mitbewertet.

Die **internationale Offshore-Vernetzung** bietet ebenfalls Möglichkeiten das Energiesystem aus gesamteuropäischer Perspektive zu optimieren. Hierzu 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. Aktuelle Projekte, der sich ergebende Nutzen sowie Kooperationen für die internationale Offshore-Vernetzungen werden in Kapitel 7 näher erläutert.

*Des Weiteren wird auch die direkte Anbindung von OWP aus den AWZ der Nordsee-Anrainerstaaten, beispielsweise aus der dänischen AWZ, geprüft. Dies geschieht mittels eines sogenannten **Cross-Border-Radials (CBR)**, der jedoch keine internationale Offshore-Vernetzung mit Anbindung an das heimische Übertragungsnetz darstellt. Stattdessen erfolgt die Anbindung des externen OWP ausschließlich an das deutsche Übertragungsnetz. Hierzu sind jedoch die politischen Voraussetzungen zu schaffen, um insbesondere die Anrechnung der aus dem Ausland angebundenen Erzeugungsleistung auf die deutschen Offshore-Ausbauziele sicherzustellen.*

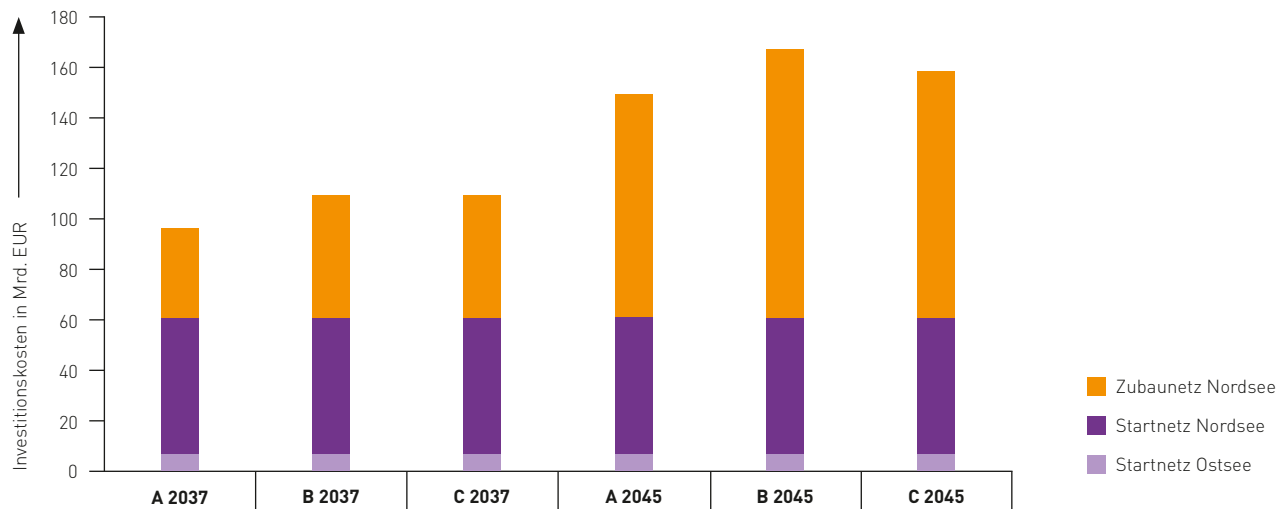
5.4 Offshore-Investitionsvolumen

Bei allen im Folgenden für das Offshore-Zubaunetz ermittelten Investitionen handelt es sich um Hochrechnungen auf Basis gegenwärtiger Personal-, Material- und Logistikkosten sowie Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten für einzelne Komponenten der ONAS. Aufgrund der langen Planungszeiträume kann es zu Abweichungen und erforderlichen Anpassungen kommen.

Das hieraus ermittelte Investitionsvolumen wird u. a. stark durch weitere, externe Faktoren beeinflusst. Hierunter sind insbesondere die Preisschwankungen von Rohstoffen (Metall, Treib- und Schmierstoffe etc.) und die Preisentwicklung hinsichtlich Wechselkursschwankungen sowie internationaler Krisen zu erwähnen. Des Weiteren werden die Preise durch den Anbietermarkt beeinflusst, der sich derzeit durch eine geringe Anzahl von Lieferanten sowie der Schwierigkeit im Aufbau neuer Lieferketten darstellt. Grundsätzlich sind eine stabile und verlässliche Planung sowie weitgehende Standardisierungen der ONAS wichtige Voraussetzungen für die Hebung von Senkungspotenzialen bei den Investitionen.

Ausgehend von den oben angeführten Annahmen erfordert das Szenario A 2037 Investitionen von ca. 35,6 Mrd. Euro und die Szenarien B 2037 sowie C 2037 ca. 48,6 Mrd. Euro. Für das Szenario A 2045 betragen die Investitionen ca. 88,4 Mrd. Euro, in B 2045 ca. 106,4 Mrd. Euro und in C 2045 ca. 97,8 Mrd. Euro (s. Abbildung 69). Das allen Szenarien zugrunde liegende und hinzuzurechnende Investitionsvolumen der bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt rund 60,8 Mrd. Euro. Sämtliche Offshore-Investitionsvolumina des NEP 2037/2045 (2025) sind Tabelle 26 zu entnehmen.

Abbildung 69: Investitionsvolumina des Offshore-Start- und Zubaunetzes je Szenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Investitionsvolumina des Offshore-Start- und Zubaunetzes je Szenario

Angaben in Mrd. EUR	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Startnetz Ostsee	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
Startnetz Nordsee	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1
Zubaunetz Ostsee	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zubaunetz Nordsee	35,6	48,6	48,6	88,4	106,4	97,8
Summe	96,4	109,4	109,4	149,2	167,2	158,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weiterführende Dokumente und Links

- > Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2025). Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/FEP_2025.pdf?_blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > Bundesnetzagentur (2025). Genehmigung des Szenariorahmens 2025–2037/2045: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Strom.pdf?_blob=publicationFile&v=2 (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > BioConsult SH, IBL Umweltplanung & Deutsche WindGuard (2024). Untersuchung einer möglichst naturverträglichen Nutzung des NSG „Doggerbank“ durch die Offshore-Windkraft. Abschlussbericht. https://www.ibl-umweltplanung.de/fileadmin/user_upload/Seiten/Unternehmen/Publikationen/Dgb-Studie_Abschlussbericht_20241219.pdf (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) (2024). Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 16 bis 21. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads/Adhoc_Analyse_Ertragsmodellg.pdf?_blob=publicationFile&v=2 (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) (2025). Optimierung der Verteilung von Offshore-Netz-anbindungssystemen und Windparkleistung für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025). <https://www.netzentwicklungsplan.de/StudieOptimierungIWES> (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > Digitale Projektbibliothek der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: <https://www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek>
- > Hintergrundmaterial zum NEP 2037/2045 (2025): Methodik zur Berechnung von Trassenlängen (Offshore): <https://www.netzentwicklungsplan.de/MethodikTrassenlaengenOffshore> (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2025). Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee. Entscheidung bzgl. der bedingten Festlegung des Trassenverlaufs für die ONAS NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12-2 u. NOR-13-1. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/250515_Entscheidung_BSH.pdf?_blob=publicationFile&v=3 (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)