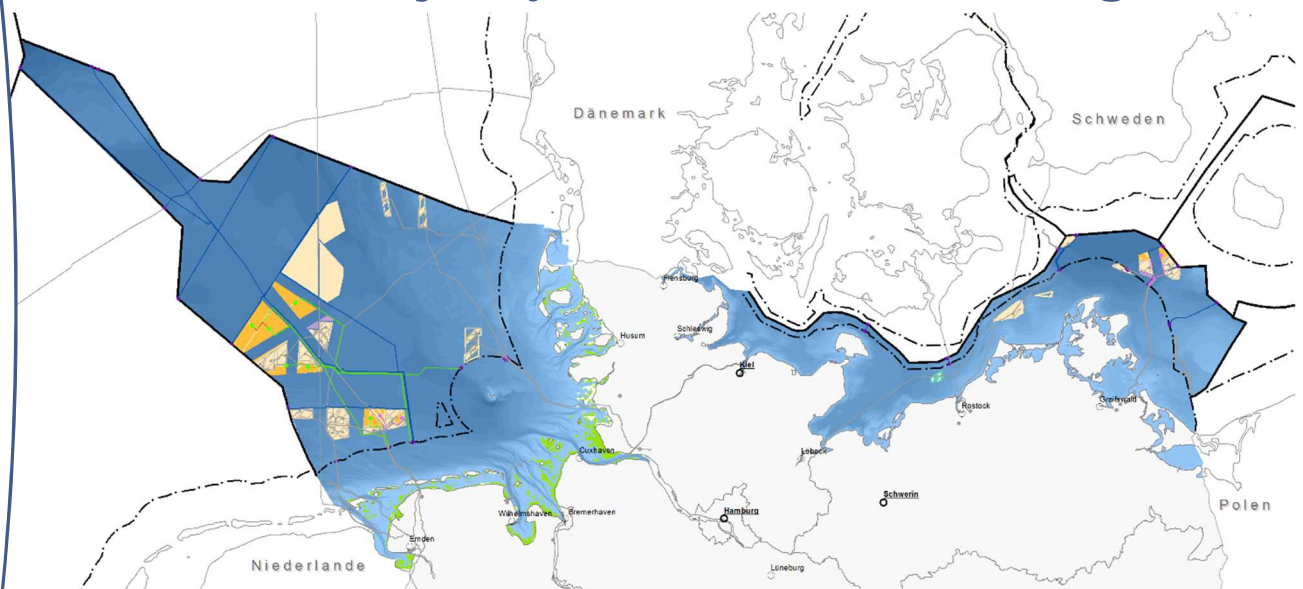




BUNDESAMT FÜR  
SEESCHIFFFAHRT  
UND  
HYDROGRAPHIE

## Plan Rozwoju Obszarów 2020 dla niemieckiej części Morza Północnego i



Hamburg, dnia 18 grudnia 2020 r.

© Federalny Urząd Żeglugi Morskiej i Hydrografii  
Hamburg i Rostock 2020 r.

Numer BSH 7608

Wszelkie prawa zastrzeżone. Bez uzyskania wyraźnej pisemnej zgody BSH żadna część tego opracowania nie może być powielana ani przetwarzana, kopiowana lub rozpowszechniana za pomocą systemów elektronicznych.

Fotografie: BSH, Sebastian Fuhrmann

## Spis treści

<b>1</b>	<b>Wprowadzenie</b>	<b>1</b>
1.1	Model centralny	1
1.2	Ustawowe podstawy planu rozwoju obszarów	2
1.3	Cel i założenia Planu Rozwoju Obszarów	2
1.4	Przedmiot Planu Rozwoju Obszarów	3
<b>2</b>	<b>Procedury rozwoju morskiej energetyki wiatrowej</b>	<b>5</b>
2.1	Plan Rozwoju Obszarów	6
2.1.1	Kompetencje	6
2.1.2	Plan wstępny	6
2.1.3	Aktualizacja/zmiana	6
2.1.4	Wymogi dotyczące koordynacji	7
2.1.5	Wymóg porozumienia	7
2.2	Wstępne badanie obszarów	7
2.3	Przetarg na obszary	7
2.4	Zatwierdzenie planu morskich turbin wiatrowych, które zostaną przyłączone do sieci	8
2.5	Punkty styczne z innymi instrumentami planowania sieci	8
2.5.1	Ramy scenariuszowe	8
2.5.2	Plan Rozbudowy Sieci	8
2.5.3	Federalny plan zapotrzebowania	8
2.5.4	Dziesięcioletni plan rozbudowy sieci	8
2.5.5	Federalny plan sieci	8
2.5.6	Inne punkty styczne z instrumentami planowania sieci	8
2.6	Istniejący plan zagospodarowania przestrzennego i planowanie sektorowe	8
2.6.1	Wyłączna strefa ekonomiczna	8
2.6.2	Dolna Saksonia	10
2.6.3	Szlezwik-Holsztyn	10
<b>3</b>	<b>Stan wyjściowy</b>	<b>11</b>
3.1	Aktualny stan rozwoju	11
3.2	Ustawowa ścieżka rozwoju morskiej energetyki wiatrowej	14

<b>4</b>	<b>Wytyczne i zasady</b>	<b>15</b>
4.1	Wprowadzenie	15
4.2	Koncepcje przyłączenia	15
4.2.1	Standardowa koncepcja dla Morza Północnego: prąd stały	15
4.2.2	Standardowa koncepcja dla Morza Bałtyckiego: system prądu trójfazowego	17
4.3	Znormalizowane zasady techniczne	18
4.3.1	System prądu stałego dla Morza Północnego	18
4.3.2	System prądu trójfazowego dla Morza Bałtyckiego	19
4.3.3	Transgraniczne systemy kabli podmorskich	20
4.4	Zasady planistyczne	23
4.4.1	Zasady ogólne	23
4.4.2	Obszary i morskie turbiny wiatrowe oraz inne obszary i obiekty do pozyskiwania energii	33
4.4.3	Platformy	34
4.4.4	Systemy kabli podmorskich	36
4.5	Możliwości odstępstwa	41
4.5.1	Znormalizowane zasady techniczne	41
4.5.2	Zasady planistyczne	41
4.6	Horyzont planowania	41
4.7	Określenie przewidywanej mocy instalowanej	42
4.7.1	Cel określania mocy instalowanej	42
4.7.2	Metodyka określania mocy instalowanej dla strefy 1 i 2	42
4.7.3	Metodyka określania instalowanej mocy dla strefy 3	43
4.8	Kryteria ustalania obszarów oraz porządku chronologicznego przetargów na te obszary	44
4.8.1	Metodyka stosowania kryteriów	44
4.8.2	Opis stosowanych kryteriów	44
<b>5</b>	<b>Ustalenia</b>	<b>46</b>
5.1	Rejony pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych	46
5.1.1	Ustalenia rejonów i ram planistycznych	48
5.1.2	Szczegółowe informacje o rejonach	49
5.2	Obszary pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych	54

5.2.1	Ustalanie obszarów	54
5.2.2	Istotne kryteria podejmowania decyzji o sprzeciwie wobec ustalenia obszaru	58
5.3	Przewidywana moc instalowana	59
5.3.1	Weryfikacja wiarygodności przewidywanej instalowanej mocy	59
5.4	Ustalenia dla wód terytorialnych	61
5.4.1	Konieczność zawarcia porozumienia administracyjnego	61
5.4.2	Rejony pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych	61
5.4.3	Obszary pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych	61
5.4.4	Ustalenia dotyczące pola testowego	62
5.5	Porządek chronologiczny przetargów na obszary	62
5.5.1	Porządek chronologiczny przetargów na obszary	62
5.5.2	Prezentacja weryfikacji porządku chronologicznego na podstawie informacji dotyczących morskich linii przyłączeniowych, węzłów sieci i rozbudowy sieci lądowej	63
5.6	Rok kalendarzowy obejmujący kwartał w roku kalendarzowym oddania do eksploatacji morskich turbin wiatrowych i linii przyłączeniowych	65
5.6.1	Ustalenie lat kalendarzowych wraz z kwartałem w danym roku kalendarzowym	65
5.6.2	Wybór pól rozdzielni i rur typu J dla platform i obszarów	66
5.7	Lokalizacja platform konwerterowych i zbiorczych oraz stacji transformatorowych	67
5.8	Trasy lub korytarze tras dla morskich linii przyłączeniowych	70
5.9	Korytarze graniczne do wód terytorialnych	72
5.9.1	Stan obecny	72
5.9.2	Ustalenie korytarzy granicznych do wód terytorialnych	72
5.10	Trasy i korytarze tras dla transgranicznych linii energetycznych	75
5.10.1	Stan obecny	75
5.10.2	Ustalenie tras i korytarzy tras dla transgranicznych linii energetycznych	75
5.10.3	Ustalenie korytarzy granicznych dla transgranicznych linii energetycznych	77
5.11	Trasy i korytarze tras dla połączeń sprzęgających pomiędzy obiektami	79

<b>6</b>	<b>Ustalenia dla pilotażowych turbin wiatrowych</b>	<b>80</b>
6.1	Dostępne moce przyłączeniowe do sieci	80
6.2	Wymagania przestrzenne	80
6.3	Warunki techniczne i przyłączenia do sieci	80
<b>7</b>	<b>Inne obszary pozyskiwania energii</b>	<b>81</b>
7.1	Przetarg na inne obszary pozyskiwania energii	81
7.2	Zatwierdzenie planu innych instalacji do pozyskiwania energii	81
7.3	Ustalenie innych obszarów pozyskiwania energii	81
<b>8</b>	<b>Uzgodnienie ustaleń z interesami prywatnymi i publicznymi</b>	<b>84</b>
8.1	Ustawowe powody wykluczające	84
8.1.1	Zgodność z wymogami planu zagospodarowania przestrzennego	84
8.1.2	Brak zagrożenia dla środowiska morskiego	84
8.1.3	Brak negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę transportu	84
8.1.4	Nienaruszanie bezpieczeństwa i obronności kraju i sojuszu	84
8.1.5	Lokalizacja poza obszarem objętym ustawową ochroną	85
8.2	Inne interesy publiczne i prywatne	85
8.3	Dopuszczalność ustalenia rejonów	85
8.4	Dopuszczalność ustalenia obszarów	86
8.5	Dopuszczalność pozostałych ustaleń	88
<b>9</b>	<b>Ocena podsumowująca</b>	<b>89</b>
9.1	Opinie międzynarodowe	89
<b>10</b>	<b>Podsumowująca deklaracja środowiskowa i działania monitorujące</b>	<b>91</b>
10.1	Podsumowująca deklaracja środowiskowa zgodnie z § 44 UVPG	91
10.2	Działania monitorujące zgodnie z § 45 UVPG	96
10.2.1	Monitorowanie potencjalnych skutków oddziaływania rejonów i obszarów morskich turbin wiatrowych i innych obszarów pozyskiwania energii	98
10.2.2	Monitorowanie potencjalnych oddziaływań kabli podmorskich	99
<b>11</b>	<b>Literatura</b>	<b>101</b>
<b>12</b>	<b>Załącznik: Mapy (informacyjnie)</b>	<b>105</b>

13	<b>Załącznik: Tabela przeglądowa</b>	<b>113</b>
14	<b>Załącznik: Prezentacja dla celów informacyjnych długoterminowej ścieżki rozwoju (ramy scenariuszowe 2021- 2035)</b>	<b>114</b>

## Spis ilustracji

Ilustracja 1: Plan Rozwoju Obszarów w ogólnym systemie modelu centralnego dla obszaru niemieckiej WSE Morza Północnego i Bałtyckiego.....	5
Ilustracja 2: Morskie farmy wiatrowe w niemieckiej WSE na Morzu Północnym, które mają zostać przekazane do eksploatacji do końca 2025 roku, oraz korytarze graniczne do wód terytorialnych i przynależność do strefy O-NEP dla Morza Północnego. ....	13
Ilustracja 3: Morskie farmy wiatrowe w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim, które mają zostać przekazane do eksploatacji do końca 2025 roku, oraz korytarze graniczne do wód terytorialnych i przynależność do strefy O-NEP dla Morza Bałtyckiego.....	13
Ilustracja 4: Schematyczna prezentacja koncepcji przyłączenia dla Morza Północnego.....	22
Ilustracja 5: Schematyczna prezentacja koncepcji przyłączenia dla Morza Bałtyckiego. ....	22
Ilustracja 6: Schemat metodologii określania mocy instalowanej.....	42
Ilustracja 7: Przedstawienie skorygowanej powierzchni $A^*$ w stosunku do powierzchni nominalnej $A$ (Prognos, 2019).....	42
Ilustracja 8: Rejony w niemieckiej WSE Morza Północnego.....	47
Ilustracja 9: Rejony w niemieckiej WSE Morza Bałtyckiego.....	48
Ilustracja 10: Obszary w niemieckiej WSE Morza Północnego.....	55
Ilustracja 11: Obszary w rejonach N-3, N-6, N-7, N-9 i N10 w niemieckiej WSE na Morzu Północnym.....	55
Ilustracja 12: Obszary w niemieckiej WSE Morza Bałtyckiego.....	57
Ilustracja 13: Rejony zgłoszone przez Meklemburgię-Pomorze Przednie do wyznaczenia i pole testowe na morzu terytorialnym.....	61
Ilustracja 14: Wyciąg z potwierdzenia NEP 2019-2030, strona 13.....	64
Ilustracja 15: Wyciąg z potwierdzenia NEP 2019-2030, strona 13.....	65
Ilustracja 17: Lokalizacje platform w niemieckiej WSE na Morzu Północnym.....	68
Ilustracja 18: Lokalizacje platform w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim.....	69
Ilustracja 19: Systemy przyłączenia do sieci w niemieckiej WSE na Morzu Północnym.....	70
Ilustracja 20: Systemy przyłączenia do sieci w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim.....	72
Ilustracja 21: Transgraniczne systemy kabli podmorskich w niemieckiej WSE na Morzu Północnym.....	76
Ilustracja 22: Transgraniczne systemy kabli podmorskich w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim.....	77
Ilustracja 23: Inny obszar pozyskiwania energii w WSE na Morzu Północnym.....	82
Ilustracja 24: Inny obszar pozyskiwania energii w WSE na Morzu Bałtyckim.....	83



Ilustracja 25: Szlaki żeglugowe w planie zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Północnego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej) .....	105
Ilustracja 26: Szlaki żeglugowe w planie zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Bałtyckiego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej).....	105
Ilustracja 27: Rejony energetyki wiatrowej w planie zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Północnego (lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej) ....	106
Ilustracja 28: Rejony energetyki wiatrowej w planie zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Bałtyckiego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej) ..	106
Ilustracja 29: korytarze przesyłowe energii elektrycznej w planie zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Północnego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej).....	106
Ilustracja 30: korytarze przesyłowe energii elektrycznej w planie zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Bałtyckiego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej).....	107
Ilustracja 31: Obszary badawcze planu zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Północnego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej) .....	107
Ilustracja 32: Obszary badawcze planu zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Bałtyckiego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej).....	107
Ilustracja 33: Plan zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE na Morzu Północnym.....	108
Ilustracja 34: Projekt planu zagospodarowania przestrzennego dla niemieckiej WSE na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim - sekcja z mapami Morze Północne .....	108
Ilustracja 35: Plan zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE na Morzu Bałtyckim Ilustracja 36: Projekt planu zagospodarowania przestrzennego dla niemieckiej WSE na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim - sekcja z mapami Morze Bałtyckie .....	109
Ilustracja 37: Oznaczenia kabli podmorskich, rurociągów, systemów rozgraniczenia ruchu (Morze Północne) .....	110
Ilustracja 38: Oznaczenia kabli podmorskich, rurociągów, systemów rozgraniczenia ruchu (Morze Bałtyckie) .....	110
Ilustracja 39: Rejony związane z obronnością kraju (Morze Północne) .....	111
Ilustracja 40: Rejony związane z obronnością kraju (Morze Bałtyckie).....	111
Ilustracja 41: Rejony przeznaczone pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych w niemieckiej WSE Morza Północnego i rezerwaty przyrody .....	112
Ilustracja 42: Rejony przeznaczone pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych w niemieckiej WSE Morza Bałtyckiego i rezerwaty przyrody.....	112

## Spis tabel

Tabela 1: Zestawienie morskich linii przyłączeniowych do końca 2025 roku i podłączonych do nich morskich farm wiatrowych.....	12
Tabela 2: Przegląd znormalizowanych zasad technicznych.....	21
Tabela 3: Parametry wejściowe do obliczenia skorygowanej powierzchni.....	43
Tabela 5: Przegląd rejonów pod morską energetykę wiatrową.....	47
Tabela 6: Podsumowujący przegląd rejonów.....	52
Tabela 7: Przegląd obszarów pod morską energetykę wiatrową.....	54
Tabela 8: Przegląd przewidywanej mocy instalowanej na obszarach przeznaczonych pod morskie turbiny wiatrowe.....	59
Tabela 9: Weryfikacja wiarygodności ustalonej mocy.....	60
Tabela 10: Zestawienie porządku chronologicznego przetargów na obszary z zastosowaniem kryteriów 1 do 8.....	63
Tabela 11: Przegląd lat kalendarzowych obejmujący kwartał w roku kalendarzowym oddania do eksploatacji morskich turbin wiatrowych i morskich linii przyłączeniowych.....	66
Tabela 12: Przegląd wybranych pól rozdzielni i rur typu J dla platform i przyłączonych do nich obszarów i zatwierdzonych TW.....	67
Tabela 13: Przegląd wykorzystania korytarzy granicznych.....	74
Tabela 14: Przegląd korytarzy granicznych i tras dla transgranicznych linii energetycznych, ustalonych w FEP.....	79
Tabela 15: Przegląd tras połączeń między obiektami, ustalonych w FEP.....	79
Tabela 16: Moce przyłączeniowe do sieci dostępne dla pilotażowych turbin wiatrowych.....	80
Tabela 17: Zestawienie ustaleń dotyczących innych obszarów pozyskiwania energii.....	81
Tabela 18: Prezentacja informacyjna potencjalnie dostępnych obszarów w strefach 1-3 w okresie po 2030 roku na podstawie ram scenariuszowych 2021-2035 (30 GW do 2035 roku).....	114

## Wykaz skrótów

BAW	Federalny Instytut Budownictwa Wodnego
BfN	Federalny Urząd Ochrony Przyrody
BFO	Federalny Plan dla Obszarów Morskich
BFO-N	Federalny Plan dla Obszarów Morskich – Morze Północne
BFO-O	Federalny Plan dla obszarów morskich – Morze Bałtyckie
BGBI	Federalny Dziennik Ustaw
BKG	Federalny Urząd Kartografii i Geodezji
BMI	Federalne Ministerstwo Spraw Wewnętrznych, Budownictwa i Ojczyzny
BMU	Federalne Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Nuklearnego
BMVBS	Federalne Ministerstwo Transportu, Budownictwa i Rozwoju Miast
BMVI	Federalne Ministerstwo Transportu i Infrastruktury Cyfrowej
BMWi	Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii
BNatSchG	Ustawa o ochronie przyrody i krajobrazu (Federalna ustawa o ochronie przyrody)
BNetzA	Federalna Agencja ds. Sieci Energetycznych, Gazowych, Telekomunikacyjnych, Poczтовых i Kolejowych
BOŚ	Badanie oddziaływania na środowisko
BSH	Federalny Urząd Żeglugi Morskiej i Hydrografii
DIN	Niemiecki Instytut Normalizacyjny
DIN EN	Niemiecki Instytut Normalizacyjny, Norma Europejska
EEA	Europejska Agencja Środowiska (European Environmental Agency)
EEG	Ustawa o rozwoju energii odnawialnych (ustawa o energii odnawialnej)
F&E	Badania i rozwój
FEP	Plan Rozwoju Obszarów
FFH	Flora Fauna Habitat
GDWS	Generalna Dyrekcja Dróg Wodnych i Żeglugi
GW	Gigawat
HVDC	Przesyłanie prądu stałego o wysokim napięciu
IMO	Międzynarodowa Organizacja Morska
KKS	Ochrona katodowa
kV	kilowolt
MARPOL	Międzynarodowa konwencja o zapobieganiu zanieczyszczeniu morza przez statki (ang. International Convention for the Prevention of Marine Pollution from Ships, także MARPOL (od marine pollution))
MSRL	Dyrektywa 2008/56/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 17 czerwca 2008 ustanawiająca ramy działań Wspólnoty w dziedzinie polityki środowiska morskiego (dyrektywa ramowa w sprawie strategii morskiej)
NEP	Plan Rozbudowy Sieci
NVP	Węzeł sieci
O-NEP	Plan Rozbudowy Sieci Morskich
OSPAR	Konwencja o ochronie środowiska morskiego obszaru północno-wschodniego Atlantyku (Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic)

PlanSiG	Ustawa o zapewnieniu właściwych procedur planowania i dopuszczenia podczas pandemii COVID-19 (Ustawa o zapewnieniu planowania - PlanSiG)
POD przewid.	Detektory dźwięków wydawanych przez morświny przewidywane
PtJ	Promotor projektu Jülich
ROG	Ustawa o zagospodarowaniu przestrzennym
ROP 2009	Plany zagospodarowania przestrzennego dla niemieckiej WSE Morza Północnego i Bałtyckiego
ROP-E 2021	Projekt planu zagospodarowania przestrzennego dla niemieckiej wyłącznej strefy ekonomicznej na Morzu Północnym i Bałtyckim 2021
SRÜ	Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza
StUK	standardową
UVPG	Ustawa o ocenie oddziaływania na środowisko
VGB	Vereinigung der Großkesselbesitzer e.V. (międzynarodowe Stowarzyszenie Eksploatatorów Dużych Elektrowni)
<b>VSC</b>	<b>voltage sourced converter (przekształtnik VCS)</b>
WHG	Ustawa o gospodarce wodnej
WSE	Wyłączna strefa ekonomiczna

# 1 Wprowadzenie

Po opublikowaniu w dniu 28 czerwca 2019 roku Planu Rozwoju Obszarów 2019 (FEP 2019), zgodnie z przepisami ustawy o rozwoju i wspieraniu morskiej energetyki wiatrowej (WindSeeG), konieczna jest aktualizacja i zmiana FEP 2019, spowodowana zmianami prawa, a w szczególności nowelizacją ustawy WindSeeG<sup>1</sup>, która przewiduje kierunek rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na poziomie 20 gigawatów do 2030 roku. Nowelizacja określa również cel długoterminowy na poziomie 40 GW do 2040 roku.

Zwiększenie celu rozwoju do 20 GW do 2030 roku wynika z kompleksowego programu ochrony klimatu 2030, przygotowanego przez rząd federalny Niemiec.

Porozumienie podpisane 11 maja 2020 roku pomiędzy rządem federalnym, nadbrzeżnymi krajami związkowymi i operatorami sieci przesyłowych 50Hertz, Amprion i TenneT w sprawie realizacji morskiej energii wiatrowej na poziomie 20 GW do 2030 roku, przewiduje także do końca 2020 roku aktualizację FEP (Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energetyki, 2020). Będzie się to odbywać z uwzględnieniem obecnie aktualizowanych planów zagospodarowania przestrzennego wyłącznej strefy ekonomicznej oraz planów zagospodarowania przestrzennego nadbrzeżnych krajów związkowych. W ramach tego zwiększenia do 2030 roku nastąpi ustalenie obszarów do realizacji planu 20 GW.

## 1.1 Model centralny

W roku 2017 doszło do zmiany systemowej w dziedzinie morskiej energetyki wiatrowej. Na podstawie ustawy o rozwoju i wspieraniu morskiej energetyki wiatrowej (ustawa o morskiej energetyce wiatrowej - WindSeeG),

Federalny Urząd Żeglugi Morskiej i Hydrografii (BSH) przejmuje zadanie centralnego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i na zlecenie Federalnej Agencji ds. Sieci (BNetzA) będzie przeprowadzać wstępne badania obszarów pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych (MTW).

Model centralny polega na podzieleniu procesu planowania i procedur przetargowych na etapy. Pierwszy etap obejmuje ustalenie wytycznych przestrzennych i czasowych dla obszarów przeznaczonych pod morską energetykę wiatrową w Planie Rozwoju Obszarów (FEP). Następnym etapem jest wstępne badania obszarów określonych w FEP. Po przeprowadzeniu wstępnej oceny, obszary zostaną objęte przetargami, przeprowadzanymi zgodnie z zasadami konkurencyjności, przy czym oferentom udostępnione zostaną informacje zgromadzone w ramach badań wstępnych.

Wyłoniony w przetargu oferent, po przejściu procedury wydawania zezwoleń, może na danym obszarze zainstalować TW, ma prawo do premii rynkowej i może korzystać z możliwości przyłączenia do sieci.

Model centralny dotyczy MTW, oddawanych do eksploatacji od roku 2026.

Zatem FEP jest w modelu centralnym instrumentem kontrolnym planowania synchronicznego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i przyłączania obiektów do morskiej sieci energetycznej.

FEP jest wynikiem połączenia dotychczas obowiązującego, opracowanego przez BSH, Federalnego Planu dla Obszarów Morskich (BFO) dla wyłącznej strefy ekonomicznej (WSE) Morza Północnego i Bałtyckiego oraz części dotychczas obowiązującego Planu Rozbudowy

<sup>1</sup> Ustawa z dnia 13 października 2016 r., BGBl. I, str. 2258, 2310, ostatnio zmieniona artykułem 1 G w sprawie zmiany

ustawy o morskiej energetyce wiatrowej i innych przepisów z dnia 03.12.2020 r., BGBl. 2682.

Sieci Morskich (O-NEP) zatwierdzonego przez BNetzA. Zapotrzebowanie na morskie linie przyłączeniowe jest określone na podstawie ustaleń FEP w Planie Rozbudowy Sieci (NEP) na lądzie.

## 1.2 Ustawowe podstawy planu rozwoju obszarów

Zgodnie z § 4 i nn. WindSeeG, BSH w porozumieniu z Federalną Agencją ds. Sieci (BNetzA) i w koordynacji z Federalnym Urzędem Ochrony Przyrody (BfN), Generalną Dyrekcją Dróg Wodnych i Żeglugi (GDWS) oraz krajami nadbrzeżnymi opracowuje FEP.

W ramach uzupełnienia obowiązują przede wszystkim przepisy ustawy o rozwoju energii odnawialnych (ustawa o energii odnawialnej – EEG 2017<sup>2</sup>) i ustawy o ocenie oddziaływania na środowisko (UVPG<sup>3</sup>).

## 1.3 Cel i założenia Planu Rozwoju Obszarów

Zgodnie z § 4 ust. 1 WindSeeG, celem FEP jest przyjęcie ustaleń planistycznych dla WSE Republiki Federalnej Niemiec. Na mocy porozumienia administracyjnego między rządem federalnym, reprezentowanym przez BSH, a danym krajem związkowym, FEP może także zawierać ustalenia planistyczne dla wód terytorialnych.

§ 4 ust. 2 WindSeeG stanowi, że celem ustaleń FEP w związku z rozwojem MTW i niezbędnych dla nich morskich linii przyłączeniowych jest

- osiągnięcie celów rozbudowy zgodnie z § 1 ust. 2 zd. 1 WindSeeG, przy czym moc zainstalowana do 2030 roku może

przekroczyć 20 gigawatów (§ 4 ust. 2 pkt 1 WindSeeG),

- zwiększenie produkcji energii z MTW w sposób uporządkowany i ograniczony przestrzennie oraz
- zapewnienie prawidłowego i efektywnego wykorzystania morskich linii przyłączeniowych oraz projektowanie, układanie, oddawanie do eksploatacji i wykorzystywanie morskich linii przyłączeniowych równoległe ze zwiększeniem produkcji energii elektrycznej z MTW.

Zgodnie z § 4 ust. 3 WindSeeG, celem ustaleń FEP dla MTW i innych instalacji do pozyskiwania energii, które nie są podłączone do sieci, jest możliwość praktycznego przetestowania i realizacji innowacyjnych koncepcji dla niepodłączonych do sieci obszarów pozyskiwania energii w sposób uporządkowany i ograniczony przestrzennie.

FEP służy przede wszystkim do realizacji celu ustawy WindSeeG.

W odniesieniu do rozwoju morskiej energetyki wiatrowej celem jest, zgodnie z § 1 ust. 2 WindSeeG, zwiększenie zainstalowanej mocy MTW, które zostaną podłączone do sieci od 2030 roku do poziomu łącznie 20 gigawatów, a do 2040 roku do poziomu łącznie 40 gigawatów, przy czym moc zainstalowana do 2030 roku może przekroczyć 20 gigawatów.

<sup>2</sup> Ustawa z 21 lipca 2014 r., BGBl. I, str. 1066, ostatnio zmieniona artykułem 6 ustawy o wyjściu z węgla z 08.08.2020 r., BGBl. I 1818.

<sup>3</sup> Ustawa w wersji ogłoszenia z dnia 24 lutego 2010 r., BGBl. I, str. 94, ostatnio zmieniona artykułem 117 jedenastego rozporządzenia w sprawie dostosowania jurysdykcji z 19.06.2020 r., BGBl. 1328.

## 1.4 Przedmiot Planu Rozwoju Obszarów

Odpowiednio do wymogów § 5 ust. 1 WindSeeG, dla okresu od 2026 do co najmniej 2030 roku, dla niemieckiej WSE oraz zgodnie z poniższymi postanowieniami dla wód terytorialnych, FEP zawiera następujące ustalenia:

1. rejony; rejony na wodach terytorialnych mogą być ustalane tylko w przypadku, gdy właściwy kraj wskazał dane rejony jako ewentualny przedmiot FEP;
2. obszary w rejonach ustalonych zgodnie z punktem 1; obszary na wodach terytorialnych mogą być ustalane tylko w przypadku, gdy właściwy kraj wskazał dane obszary jako ewentualny przedmiot Planu Rozwoju Obszarów;
3. porządek chronologiczny, w którym ustalone obszary będą oferowane do przetargów zgodnie z częścią 3, sekcja 2 WindSeeG, wraz z podaniem lat, w których to nastąpi;
4. lata kalendarzowe, w tym kwartał w danym roku kalendarzowym, w których mają zostać oddane do eksploatacji zatwierdzone MTW oraz odpowiednia morska linia przyłączeniowa, a także kwartały w danym roku kalendarzowym, w którym ma zostać zrealizowane wciągnięcie zatwierdzonego kabla wewnętrznego do okablowania MTW i jego podłączenie do platformy konwerterowej lub platformy transformatorowej;<sup>4</sup>
5. przewidywana moc instalowana MTW dla ustalonych rejonów i ustalonych obszarów;

6. lokalizacja platform konwerterowych, platform zbiorczych oraz – jeżeli jest to możliwe – stacji transformatorowych;
7. trasy lub korytarze tras dla morskich linii przyłączeniowych;
8. miejsca, w których morskie linie przyłączeniowe przekraczają granicę między WSE a wodami terytorialnymi;
9. trasy lub korytarze tras dla transgranicznych przewodów energetycznych;
10. trasy lub korytarze tras dla ewentualnego sprzęgającego połączenia obiektów, tras lub korytarzy tras wymienionych w punktach 1, 2, 6, 7 i 9;
11. znormalizowane zasady technologiczne i projektowe.

Zgodnie z § 5 ust. 2 WindSeeG, FEP może również zawierać następujące ustalenia:

- leżące blisko wybrzeża poza rejonami pola testowe o łącznej powierzchni nie większej niż 40 kilometrów kwadratowych; pola testowe na wodach terytorialnych mogą być ustalane tylko w przypadku, gdy kraj wskazał ten obszar jako ewentualny przedmiot FEP i przynajmniej częściowo do celów testowych; gdy pole testowe nie jest faktycznie wykorzystywane lub jest wykorzystywane tylko w nieznacznym stopniu, późniejszy FEP może anulować ustalenie pola testowego i zamiast tego ustalić rejony i obszary;
- lata kalendarzowe, w których na ustalonych polach testowych ma nastąpić przekazanie do eksploatacji po raz pierwszy pilotażowych morskich turbin wiatrowych

<sup>4</sup> Ponadto zgodnie z § 5 ust. 1 pkt 4 zdanie 2 WindSeeG FEP może wytyczać istotne etapy pośrednie dla wspólnego planu realizacji przedsięwzięcia według § 17d ust. 2 EnWG.

oraz odpowiednich linii przyłączeniowych pola testowego, oraz

- moce odpowiednich linii przyłączeniowych pól testowych;
- dla rejonów w wyłącznej strefie ekonomicznej i na wodach terytorialnych dostępne możliwości przyłączenia do istniejących lub mających powstać w najbliższych latach morskich linii przyłączeniowych, które zgodnie z § 70 ustęp 2 mogą zostać przydzielone do pilotażowych morskich turbin wiatrowych.

Ponadto, zgodnie z § 5 ust. 2a zdanie 1 WindSeeG mogą zostać ustalone inne obszary pozyskiwania energii poza rejonami, o łącznej powierzchni od 25 do 70 kilometrów kwadratowych oraz mogą zostać wskazane wymogi przestrzenne i techniczne dla innych obiektów do pozyskiwania energii, dla linii i kabli, które odprowadzają z nich energię, a w przypadku niedostatecznej liczby tras, które wykluczają takie linie lub kable.

Ustalenia planistyczne dla wód terytorialnych mogą zostać przyjęte zgodnie z § 4 ust. 1 zdanie 2 WindSeeG dla rejonów, obszarów, porządku chronologicznego przetargów na obszary, lat kalendarzowych oddania do eksploatacji i przewidywanej mocy instalowanej oraz dla pól testowych i innych obszarów pozyskiwania energii. Zgodnie z porozumieniem administracyjnym zawartym między rządem federalnym, reprezentowanym przez Federalny Urząd Żeglugi Morskiej i Hydrografii, a danym krajem związkowym, zostały szczegółowo określone poszczególne ustalenia dotyczące wód terytorialnych.



## 2 Procedury rozwoju morskiej energetyki wiatrowej

Ustawa WindSeeG wprowadziła nową, mającą na celu rozwój morskiej energetyki wiatrowej, procedurę dla MTW, które zostaną przekazane do eksploatacji od 2026 roku. Procedura składa się z kilku etapów, od ogólnego rozwoju obszarów po procedurę wydawania zezwoleń na MTW i linie przyłączeniowe.

W pierwszej kolejności, zgodnie z § 4 i nn. WindSeeG, w FEP zostaną dokonane ustalenia planistyczne dotyczące rozwoju MTW i morskich linii przyłączeniowych w WSE.

Celem ustalenia porządku chronologicznego realizacji w danych obszarach jest, by od roku 2026 na obszarach tych zostały uruchomione MTW i jednocześnie gotowe były - niezbędne dla tych obszarów - morskie linie przyłączeniowe, tak aby możliwe było efektywne wykorzystanie istniejących morskich linii przyłączeniowych.

Kolejnym etapem są wstępne badania obszarów zgodnie z § 9 i nn. WindSeeG. Obejmują one badania środowiska morskiego, wstępną analizę gruntu oraz warunków wiatrowych i oceanograficznych dla wstępnie badanego obszaru.

Ma to przyspieszyć późniejszą procedurę zatwierdzania planu dla MTW na tych obszarach.

Następnie, w oparciu o wyniki badań wstępnych zostanie przeanalizowana możliwość skierowania tych obszarów do przetargu.

W przypadku stwierdzenia możliwości skierowania obszaru do przetargu, w rozporządzeniu z mocą ustawy podane zostaną informacje wraz z wynikami badań oraz ustalona zostanie moc instalowana; następnie materiały te zostaną przekazane do BNetzA.

BNetzA rozpisze przetarg na obszary, zaprosi oferentów do konkurencyjnego określenia premii rynkowej i opublikuje wyniki badań oraz informacje uzyskane w ramach badań wstępnych (patrz § 14 i nn. WindSeeG). Tylko wybrany oferent może złożyć później wniosek o zatwierdzenie planu budowy i eksploatacji MTW na danym obszarze. Z wyborem oferenta jest związane również prawo do przyłączenia MTW do linii przyłączeniowej ustalonej w FEP oraz do wykorzystania przydzielonej mocy przyłączeniowej.

Oferent wybrany w drodze przetargu lub osoba uprawniona może złożyć wniosek o zatwierdzenie planu zgodnie z § 44 i nn. WindSeeG. Na tym etapie planowania BSH sprawdza, czy możliwe jest wydanie pozwolenia na realizację danego przedsięwzięcia. W przypadku spełnienia wszystkich warunków i pozytywnego wyniku weryfikacji, procedura kończy się wydaniem decyzji o zatwierdzeniu planu.



Ilustracja 1: Plan Rozwoju Obszarów w ogólnym systemie modelu centralnego dla obszaru niemieckiej WSE Morza Północnego i Bałtyckiego

Informacje o wodach terytorialnych podane są w Rozdziale 5.4.

## 2.1 Plan Rozwoju Obszarów

§ 6 WindSeeG reguluje procedurę sporządzania FEP od momentu ogłoszenia wdrożenia procedury do momentu ogłoszenia gotowego planu.

### 2.1.1 Kompetencje

Zgodnie z § 6 WindSeeG odpowiedzialność za opracowanie FEP ponosi BSH.

### 2.1.2 Plan wstępny

BSH po raz pierwszy sporządził FEP w latach 2018 i 2019 i przeprowadził strategiczną ocenę oddziaływania na środowisko. FEP 2019 został ogłoszony publicznie 28 czerwca 2019 roku.

### 2.1.3 Aktualizacja/zmiana

Zgodnie z § 8 ust. 1 WindSeeG, na wniosek BSH lub BNetzA możliwa jest zmiana lub aktualizacja FEP, przy czym decyzja o dacie i zakresie procedury zmiany lub aktualizacji podejmowana będzie za wspólnym porozumieniem BSH i BNetzA.

Odpowiednio do postanowień § 5 WindSeeG, FEP jest zmieniany lub aktualizowany, jeżeli do osiągnięcia celów określonych w § 4 WindSeeG konieczne jest ustalenie innych lub kolejnych rejonów i obszarów lub konieczna jest zmiana porządku chronologicznego wstępnych badań obszarów, ponieważ, na przykład badane obszary zostały zakwalifikowane jako nieodpowiednie.

Aktualizacja będzie jednak przeprowadzana co najmniej co cztery lata (por. § 8 ust. 2 zdanie 1 WindSeeG).

Niniejsza aktualizacja/zmiana FEP składała się z następujących etapów proceduralnych:

Jako pierwszy krok w tym procesie, w dniu 19 czerwca 2020 r., BSH w porozumieniu z BNetzA podał do publicznej wiadomości wdrożenie aktualizacji i zmiany FEP (FEP 2020) oraz oczekiwany zakres aktualizacji i zmiany. Ponadto, w ramach strategicznej oceny

oddziaływania na środowisko, przygotowano wstępny projekt FEP 2020 oraz projekty zakresów badań (Morze Północne i Morze Bałtyckie).

Organy władzy i opinia publiczna miały możliwość ustosunkować się do 20 lipca 2020 roku do dokumentów konsultacyjnych.

Na dzień 11 sierpnia 2020 r. wyznaczono termin wysłuchania w sprawie wstępnego projektu Planu Rozwoju Obszarów 2020, projektów zakresu badań i opinii operatorów sieci przesyłowych.

Dnia 1 września 2020 roku ustalono zakresy badań dla raportów środowiskowych w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.

Na podstawie wyników konsultacji i wysłuchania opracowano projekt FEP 2020 i projekty raportów środowiskowych, które zostały opublikowane w dniu 04 września 2020 roku.

Organy, na których zakres zadań projekty te wpływają, miały do dnia 8 października 2020 roku możliwość ustosunkować się do dokumentów projektowych; opinia publiczna miała możliwość zgłaszania uwag do nich do 5 listopada 2020 roku.

Konsultacje publiczne w sprawie dokumentów projektowych, opinii i zgłaszanych uwag odbyło się 18 listopada 2020 roku.

Pismem z dnia 18 września 2020 roku państwa nadbrzeżne Morza Północnego i Bałtyckiego zostały poinformowane o wszczęciu, przebiegu i przewidywanym zakończeniu procedury.

W szczególności miały one możliwość, aby w terminie od 13 października 2020 do 10 grudnia 2020 roku zgłosić uwagi i ustosunkować się do dokumentów projektowych lub ich streszczenia w wymaganym języku urzędowym.

Zgodnie § 8 ust. 4, § 6 ust. 7 WindSeeG została przeprowadzona koordynacja z nadbrzeżnymi krajami związkowymi, BfN i GDWS.

Pismem z dnia 16 grudnia 2020 roku BNetzA udzieliła zgody na FEP, wymaganej zgodnie § 8 ust. 4, § 6 ust. 7 WindSeeG.

FEP 2020 i raporty środowiskowe dla Morza Północnego i Bałtyckiego opublikowano dnia 18 grudnia 2020 roku w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.

Poniższe zestawienie przedstawia poszczególne etapy procedury aktualizacji FEP.

#### Przegląd etapów procedury

- Ogłoszenie wszczęcia, przewid. zakresu oraz przewid. zakończenia procedury
- Opracowanie wstępnego projektu i projektu zakresu badań
- Udział organów władzy i opinii publicznej
- Powiadomienie państw nadbrzeżnych Morza Północnego i Bałtyckiego
- Wydanie wspólnej opinii przez OSP
- Termin wysłuchania, zgodnie § 5 ust. 6 PlanSiG
- Ustalenie zakresu badań
- Opracowanie projektu FEP i projektu raportu środowiskowego
- Udział organów władzy i opinii publicznej (krajowych i międzynarodowych)
- Konsultacje publiczne, zgodnie z § 5, ust. 1 PlanSiG
- Weryfikacja raportu środowiskowego z uwzględnieniem opinii krajowych i międzynarodowych
- Uwzględnienie weryfikacji w projekcie FEP
- Koordynacja z BfN, GDWS i krajami nadbrzeżnymi
- Wypracowanie porozumienia z BNetzA
- Opublikowanie FEP i raportów środowiskowych do końca 2020 roku

- Przesłanie oświadczenia podsumowującego do zainteresowanych państw nadbrzeżnych Morza Północnego i Bałtyckiego

#### 2.1.4 Wymogi dotyczące koordynacji

Zgodnie z § 8 ust. 4 zdanie 2, § 6 ust. 7 WindSeeG, aktualizacja FEP wymaga koordynacji z BfN, GDWS i krajami nadbrzeżnymi.

#### 2.1.5 Wymóg porozumienia

Zgodnie z § 8 ust. 4 zdanie 2, § 6 ust. 7 WindSeeG, FEP jest aktualizowany w porozumieniu z BNetzA.

## 2.2 Wstępne badanie obszarów

Poniższe etapy zostały szczegółowo przewidziane ustawą:

#### Zestawienie etapów procedury

- Ogłoszenie o wszczęciu procedury
- Wysłuchanie
- Ustalenie zakresu badań
- Opracowanie informacji dotyczących środowiska morskiego, wstępnej analizy gruntu oraz warunków wiatrowych i oceanograficznych
- Ocena przydatności i określenie mocy instalowanej
- Ustalenie przydatności na drodze rozporządzenia o mocy ustawy
- Interpretacja dokumentów zgodnie z § 44 ust. 2 UVPG
- Przekazanie informacji do BNetzA

## 2.3 Przetarg na obszary

Dla obszarów, które zostały określone jako przydatne, BNetzA określa w przetargu wysokość premii rynkowej oraz podmiot

uprawniony. Zgodnie z § 16 i nn. WindSeeG, organem odpowiedzialnym jest BNetzA.

## **2.4 Zatwierdzenie planu morskich turbin wiatrowych, które zostaną przyłączone do sieci**

Wraz z rozstrzygnięciem przetargu przez BNetzA, zgodnie z § 46 ust. 1 WindSeeG, możliwe jest składanie wniosków o zatwierdzenie planu dla obszaru, którego dotyczy plan. Zgodnie z § 45 ust. 2 WindSeeG, organem odpowiedzialnym za procedury konsultacji, ustalania i zatwierdzania planu jest BSH.

## **2.5 Punkty styeczne z innymi instrumentami planowania sieci**

Poniżej przedstawione są punkty styeczne z innymi instrumentami planowania sieci w odniesieniu do FEP.

### **2.5.1 Ramy scenariuszowe**

### **2.5.2 Plan Rozbudowy Sieci**

### **2.5.3 Federalny plan zapotrzebowania**

### **2.5.4 Dziesięcioletni plan rozbudowy sieci**

### **2.5.5 Federalny plan sieci**

### **2.5.6 Inne punkty styeczne z instrumentami planowania sieci**

## **2.6 Istniejący plan zagospodarowania przestrzennego i planowanie sektorowe**

### **2.6.1 Wyłączna strefa ekonomiczna**

Od 2004 roku istnieje podstawa prawna dla opracowania planów zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich dla niemieckiej WSE (patrz rozdział 2.6.1.2).

Zgodnie z decyzjami dotyczącymi transformacji sektora energetycznego z czerwca 2011 r. oraz związanymi z nimi zmianami legislacyjnymi, BSH otrzymało zadanie sporządzania i regularnego aktualizowania planu sektorowego dla morskich sieci energetycznych w niemieckiej WSE, tzw. Federalnego Planu dla Obszarów Morskich (patrz 2.6.1.1).

### **2.6.1.1 Federalne Plany dla Obszarów Morskich**

Federalne planowanie sektorowe wraz z dodatkowymi zadaniami, przede wszystkim związanymi z ustalaniem chronologicznego porządku przekazywania obszarów pod MTW i morskie linie przyłączeniowe, jest teraz realizowane przez FEP. Bliższe informacje są zawarte w rozdziałach 2.1 i 2.5.

Pierwszy Federalny Plan dla Obszarów Morskich dla WSE Morza Północnego 2012 został podany do publicznej wiadomości 22 lutego 2013 roku. Następnie 7 marca 2014 roku został opublikowany pierwszy Federalny Plan dla Obszarów Morskich dla WSE Morza Bałtyckiego 2013. Oba plany zostały ostatnio zaktualizowane dla lat 2016/2017. Ustalenia obu planów dotyczą inwestycji w tzw. systemie przejściowym. Są to inwestycje dotyczące MTW przekazywanych do eksploatacji do 2026 roku, które zostały wybrane w ramach przetargów na istniejące projekty zgodnie z postanowieniami WindSeeG.

### **2.6.1.2 Plany zagospodarowania przestrzennego**

Dla zrównoważonego rozwoju przestrzennego w niemieckiej WSE Morza Północnego i Morza Bałtyckiego BSH prowadzi w imieniu BMI kroki przygotowawcze do aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego, które wejdą w życie w postaci rozporządzeń o mocy ustawy, wydanych przez BMI. Już w 2009 roku BSH na zlecenie ówczesnego Federalnego Ministerstwa Transportu, Budownictwa i Rozwoju Miast (BMVBS) sporządził plany zagospodarowania

przestrzennego (ROP 2009) dla niemieckich WSE na Morzu Północnym i Bałtyckim.

Rozporządzenie BMVBS o zagospodarowaniu przestrzennym w niemieckiej WSE na Morzu Północnym z dnia 21 września 2009 roku (BGBl., I str. 3107) weszło w życie 26 września 2009 roku. Następnie 19 grudnia 2009 roku weszło w życie rozporządzenie BMVBS o zagospodarowaniu przestrzennym w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim z dnia 10 grudnia 2009 r. (BGBl. I, str. 3861).

W trakcie zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich należy w szczególności przestrzegać wytycznych Konwencji o prawie morza (SRÜ). Oprócz naukowego i

gospodarczego wykorzystania mórz istotne są w szczególności interesy żeglugi i ochrony przyrody. W odniesieniu do morskiej energetyki wiatrowej, oba plany zagospodarowania przestrzennego zawierają m.in. cele i zasady planowania przestrzennego morskiej energetyki wiatrowej (3.5) i kabli podmorskich (3.3).

W ramach opracowania planów zagospodarowania przestrzennego sporządzono także strategiczną ocenę oddziaływania na środowisko, aby określić, opisać i ocenić przewidywane istotne oddziaływania na dobra chronione.

Istniejące plany są obecnie w trakcie aktualizacji (patrz poniższe informacje ogólne).

### **Informacje ogólne: Status procedury aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego dla niemieckiej WSE na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim**

Aktualizacja planów przestrzennych dla niemieckiej WSE na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim rozpoczęła się od poinformowania latem 2019 roku przez Federalne Ministerstwo Spraw Wewnętrznych opinii publicznej i zainteresowanych instytucji publicznych o aktualizacji planów przestrzennych zgodnie z § 9 ust. 1 ROG. Instytucje publiczne miały możliwość dostarczenia informacji dotyczących planów i działań, które zamierzają wdrożyć lub już wdrożyły, a także terminów ich realizacji, oraz udostępnienia istotnych informacji.

Jesienią 2019 roku odbyły się dyskusje techniczne i warsztaty dotyczące istotnych sektorów i ochrony interesów. W styczniu 2020 roku została opublikowana koncepcja dalszego rozwoju planów zagospodarowania przestrzennego, która określiła możliwe rozwiązania w oparciu o trzy warianty planowania o różnych priorytetach. Powinno to umożliwić wczesne zaangażowanie i wymianę informacji o wymaganiach, ewentualnych konfliktach, ale także o synergjach i możliwych rozwiązaniach – tworząc podstawę do opracowania kompleksowego projektu planu. Publikacja pierwszego projektu planu zagospodarowania przestrzennego miała miejsce 25 września 2020 roku (RPO-E 2021). Zainteresowane instytucje publiczne i opinia publiczna miały możliwość ustosunkować się do dnia 5 listopada 2020 roku włącznie do projektów dokumentów. Projekty dokumentów były konsultowane w dniach 24 i 25 listopada 2020 roku. Zakończenie procedury aktualizacji zostało zaplanowane na rok 2021.

Ze względu na równoległość procedur aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego i FEP, procesy te są ze sobą powiązane w celu zapewnienia spójności specyfikacji danego planu w ramach ustalonych dla każdego przypadku. Zasadniczym elementem projektu planu zagospodarowania przestrzennego jest dostosowanie obszaru priorytetowego oraz obszaru pierwotnie zastrzeżonego dla żeglugi (szlak żeglugowy nr 10) do rzeczywistego ruchu żeglugowego, ponieważ umożliwia to rozszerzenie obszarów N-9 do N-13 w kierunku północno-zachodnim o ok. 7,5 km do ok. 8,5 km.

Dalsze informacje znajdują się na stronie internetowej<sup>5</sup> BSH.

### **2.6.2 Dolna Saksonia**

### **2.6.3 Szlezwik-Holsztyn**

---

<sup>5</sup> Por. [https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Fortschreibung/fortschreibung-raumordnung\\_node.html](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Fortschreibung/fortschreibung-raumordnung_node.html)

## 3 Stan wyjściowy

### 3.1 Aktualny stan rozwoju

Od 2009 roku na niemieckich wodach terytorialnych oraz w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Północnego i Bałtyckiego są budowane i eksploatowane MFW

wraz z przynależącymi do nich liniami przyłączeniowymi.

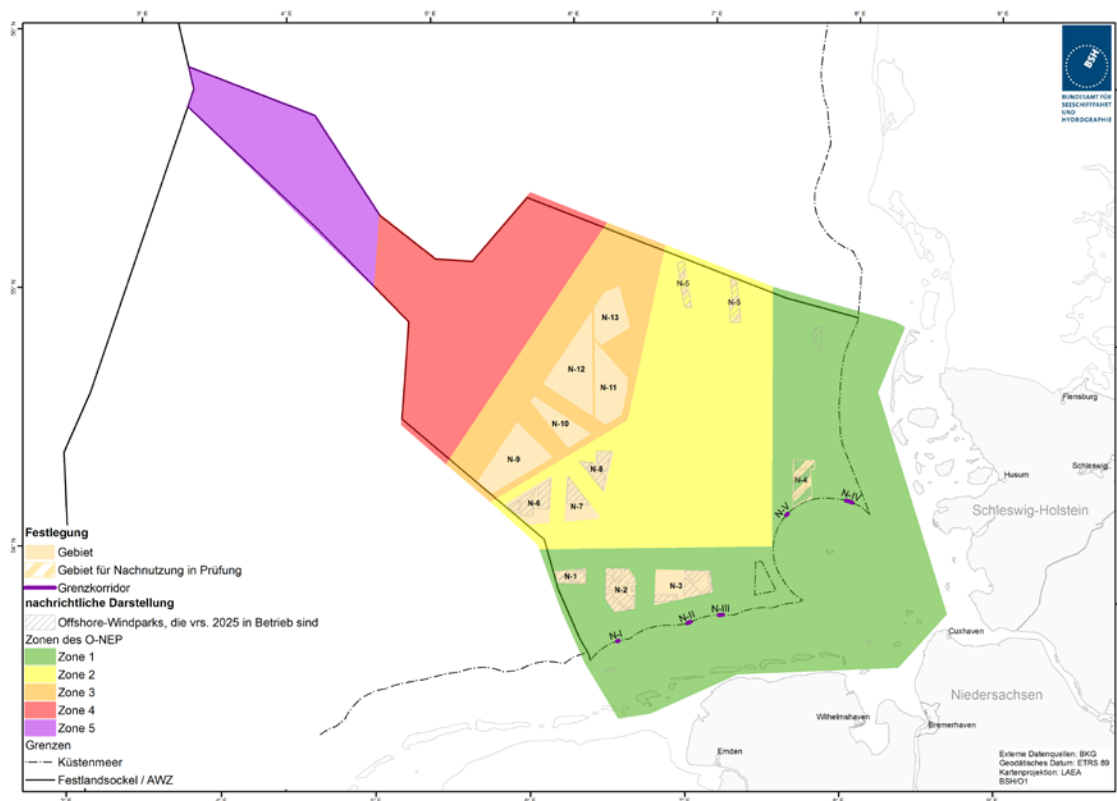
Według stanu na koniec 2020 roku, wybudowano i przekazano do eksploatacji **morskie turbiny wiatrowe** o łącznej mocy ok. 7,7 GW.

Tabela 1: Zestawienie morskich linii przyłączeniowych do końca 2025 roku i podłączonych do nich morskich farm wiatrowych

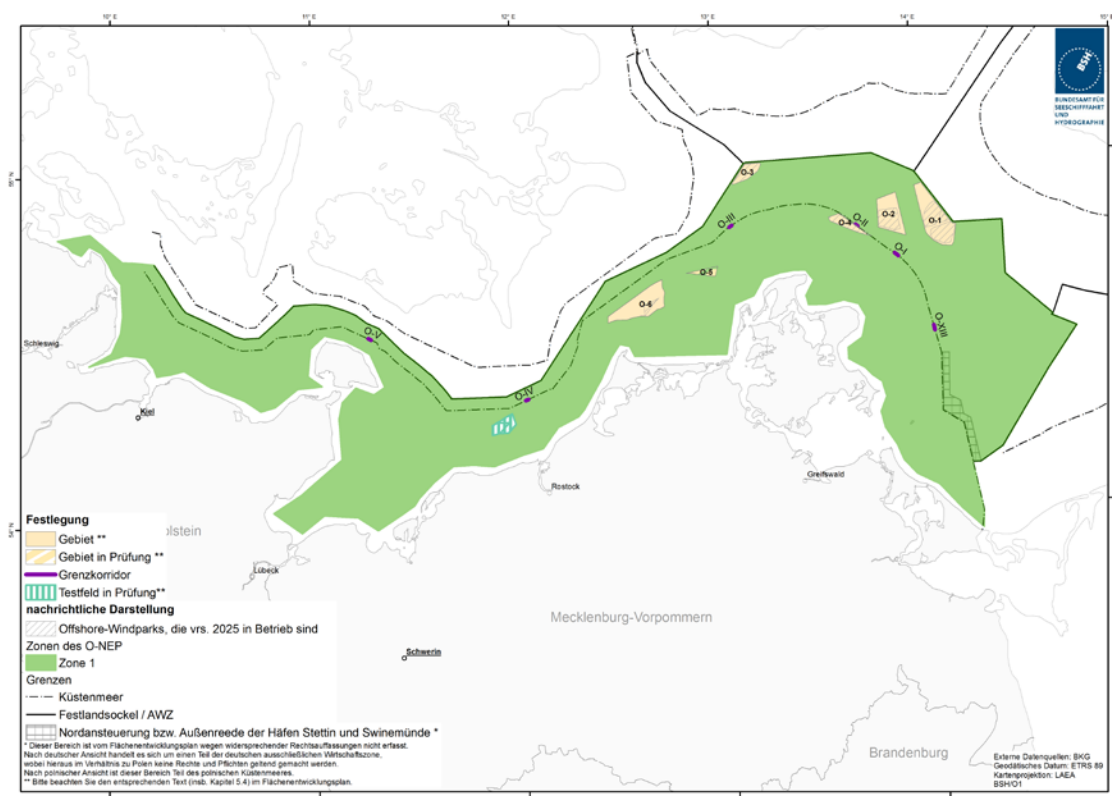
Linie przyłączeniowe do końca 2025 roku	Moc przesyłowa	Morskie farmy wiatrowe podłączone do końca 2025 roku
<b>Morze Północne</b>		
NOR-0-1 (Riffgat)	113 MW	Riffgat
NOR-0-2 (Nordergründe)	111 MW	Nordergründe
NOR-1-1 (DoIWin5/epsilon)	900 MW	Borkum Riffgrund West II, OWP West, Borkum Riffgrund West I
NOR-2-1 (alpha ventus)	62 MW	alpha ventus
NOR-2-2 (DoIWin1/alpha)	800 MW	Borkum Riffgrund 1, Trianel Windpark Borkum
NOR-2-3 (DoIWin3/gamma)	900 MW	Borkum Riffgrund 2, Merkur Offshore
NOR-3-1 (DoIWin2/beta)	916 MW	Gode Wind 01, Gode Wind 02, Nordsee One
NOR-3-3 (DoIWin6/kappa)	900 MW	Gode Wind III, Gode Wind 04
NOR-4-1 (HelWin1/alpha)	576 MW	Meerwind Süd/Ost, Nordsee Ost
NOR-4-2 (HelWin2/beta)	690 MW	Amrumbank West, KASKASI II
NOR-5-1 (SylWin1/alpha)	864 MW	Butendiek, Dan Tysk, Sandbank
NOR-6-1 (BorWin1/alpha)	400 MW	BARD Offshore 1
NOR-6-2 (BorWin2/beta)	800 MW	Albatros, Deutsche Bucht, Veja Mate
NOR-7-1 (BorWin5/epsilon)	900 MW	EnBW He Dreiht
NOR-8-1 (BorWin3/gamma)	900 MW	EnBW Hohe See, Global Tech I
<b>Morze Bałtyckie</b>		
OST-3-1 (Baltic1) <sup>6</sup>	51 MW	EnBW Baltic1, EnBW Baltic 2, GICON-SOF
OST-3-2 (Baltic2) <sup>11</sup>	339 MW	
OST-1-1 (Ostwind 1)	250 MW	Arkona-Becken Südost, Wikinger, Wikinger Süd
OST-1-2 (Ostwind 1)	250 MW	
OST-1-3 (Ostwind 1)	250 MW	
OST-2-1 (Ostwind 2)	250 MW	ARCADIS Ost I
OST-2-2 (Ostwind 2)	250 MW	Baltic Eagle
OST-2-3 (Ostwind 2)	250 MW	

<sup>6</sup> System przyłączeniowy OST-3-2 jest oparty na systemie przyłączeniowym OST-3-1, w związku z czym podana moc przesyłowa 339 MW obejmuje całkowitą moc przesyłową obu systemów przyłączeniowych (patrz O-NEP 2030, wersja 2017, str. 30, przypis 16).





Ilustracja 2: Morskie farmy wiatrowe w niemieckiej WSE na Morzu Północnym, które mają zostać przekazane do eksploatacji do końca 2025 roku, oraz korytarze graniczne do wód terytorialnych i przynależność do strefy O-NEP dla Morza Północnego.



Ilustracja 3: Morskie farmy wiatrowe w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim, które mają zostać przekazane do eksploatacji do końca 2025 roku, oraz korytarze graniczne do wód terytorialnych i przynależność do strefy O-NEP dla Morza Bałtyckiego.

### **3.2 Ustawowa ścieżka rozwoju morskiej energetyki wiatrowej**

Już strategia rządu federalnego z 2002 roku, dotycząca ochrony klimatu, przypisywała szczególne znaczenie rozszerzeniu zakresu wykorzystania morskiej energii wiatrowej.

Zgodnie z najnowszą reformą WindSeeG, według § 1 ust. 2 WindSeeG, celem jest zwiększenie mocy zainstalowanej morskich turbin wiatrowych podłączonych do sieci do łącznie 20 gigawatów do 2030 roku i do łącznie 40 gigawatów do 2040 roku.

## 4 Wytyczne i zasady

### 4.1 Wprowadzenie

Określenie zasad planistycznych i znormalizowanych zasad technicznych dla WSE Morza Północnego i Bałtyckiego jest niezbędnym warunkiem dla ostatecznego określenia zapotrzebowania na powierzchnię całej topologii sieci w ramach FEP. Celem określenia znormalizowanych zasad technicznych i planistycznych jest stworzenie podstaw dla systemowego i skoordynowanego planowania ogólnego. W innym przypadku niemożliwe byłoby określenie wymaganego zapotrzebowania przestrzennego z dostateczną dokładnością, która zapewniłaby możliwie jak najlepsze wykorzystanie przestrzeni. Znormalizowane zasady techniczne służą nie tylko do maksymalnie precyzyjnego określenia zapotrzebowania przestrzennego, lecz również do zagwarantowania efektywności kosztów i planowania dostosowanego do potrzeb rozwoju linii przyłączeniowych, co leży w interesie makroekonomicznym.

### 4.2 Koncepcje przyłączenia

W odniesieniu do technicznych koncepcji przyłączenia, w FEP rozróżnia się Morze Północne i Bałtyckie.

#### 4.2.1 Standardowa koncepcja dla Morza Północnego: prąd stały

Standardową koncepcją dla Morza Północnego jest system prądu stałego. Bliższe informacje są zawarte w rozdziale 4.3.1.

Decydującym czynnikiem przy wyborze odpowiedniej technologii przesyłu w celu przyłączenia MFW do sieci jest zasadniczo długość trasy ze względu na przyłączenie obszaru lub rejonu do punktu przyłączenia do sieci (NVP) na lądzie. W odniesieniu do tras o długości przekraczającej 100 km, w przypadku przyłączy w technologii prądu trójfazowego należy regularnie stosować dodatkowe

urządzenia do kompensacji mocy biernej. Ponadto wraz z długością systemu kabli wzrastają straty przesyłowe. W przypadku technologii HVDC są one znacznie mniejsze. Dla WSE Morza Północnego należy w przyszłości oczekiwać długości tras przekraczających 100 km, a wraz z rosnącym oddaleniem od wybrzeża również znacznie dłuższych.

W przypadku zastosowania technologii HVDC, dzięki relatywnie dużej wydajności systemowej przyłącza zbiorczego można, co do zasady, za pomocą jednego systemu podłączenia do sieci w technologii HVDC, składającego się z jednej platformy konwerterowej i jednego podmorskiego kabla prądu stałego, podłączyć kilka MFW. Spowoduje to znacznie mniejszą liczbę systemów kabli w porównaniu z technologią prądu trójfazowego, a tym samym zredukuje przestrzeń potrzebną dla systemów kabli.

Linie przyłączeniowe do sieci z MFW w WSE Morza Północnego są zatem standardowo wykonane w technologii HVDC; skrócona prezentacja koncepcji przyłączenia została przedstawiona na Ilustracja 4.

#### 4.2.1.1 Prąd stały: Połączenie między platformą konwerterową a morską farmą wiatrową: koncepcja standardowa 66 kV

W przypadku koncepcji bezpośredniego podłączenia napięcia 66 kV, linie służące do połączenia platformy konwerterowej z morskimi MTW (tzw. wewnętrzne okablowanie farmy wiatrowej) są wykonywane w technologii prądu trójfazowego o napięciu 66 kV. Eliminuje to konieczność stosowania platformy transformatorowej oraz pośredniego poziomu napięcia 155 kV lub 220 kV pomiędzy platformą transformatorową a platformą konwerterową. Platforma konwerterowa jest połączona z NVP na lądzie za pomocą linii przesyłowej prądu stałego. Mimo możliwej rezygnacji z platformy

transformatorowej potrzebna jest ewentualnie odrębna platforma do celów konserwacji MFW i związanych z tym potrzeb bytowych.

Biorąc pod uwagę rejony, które będą rozpatrywane od 2026 roku (patrz rozdział 5.1) oraz obszary położone blisko siebie w tych rejonach, koncepcja bezpośredniego przyłączenia napięcia 66 kV wydaje się być korzystniejsza z punktu widzenia przestrzennego, środowiskowego i ochrony przyrody niż koncepcja podłączenia z platformą transformatorową. Ponadto, w opracowaniu zleconym przez OSP wykazano, że koncepcja bezpośredniego przyłączenia 66 kV jest jako koncepcja całościowa efektywniejsza kosztowo od idei przyłączenia z wykorzystaniem platformy transformatorowej (przy napięciu 155 kV).

#### 4.2.1.2 Prąd stały: Połączenie między platformą konwerterową a morską farmą wiatrową: koncepcja alternatywna 220 kV

Jeśli w danym rejonie co najmniej dwa obszary, które mają zostać połączone, są od siebie mocno oddalone, to koncepcja przyłączenia z wykorzystaniem platformy transformatorowej BFO-N 16/17 może być korzystniejsza, ponieważ wymagana jest mniejsza liczba systemów kabli podmorskich, a zwiększone napięcie skutkuje mniejszymi stratami przesyłowymi niż w przypadku koncepcji bezpośredniego przyłączenia napięcia 66 kV. Aby jeszcze bardziej zmniejszyć straty przesyłowe oraz liczbę wymaganych kabli podmorskich, jako rozwiązanie alternatywne w odniesieniu do koncepcji bezpośredniego przyłączenia napięcia 66 kV, przyjęto przyłączenie z wykorzystaniem poziomu napięcia wynoszącego 220 kV.

#### 4.2.1.3 Prąd stały: Interfejs pomiędzy OSP a podmiotami odpowiedzialnymi za MFW

Przyłączenie TW do platformy konwerterowej leży w gestii podmiotu odpowiedzialnego za MFW. Pierwotnym miejscem połączenia lub granicą własności pomiędzy OSP a podmiotem odpowiedzialnym za MFW jest wejście 66 kV systemów kabli podmorskich farmy wiatrowej na platformę konwerterową (zakończenie kabla podmorskiego).

Wciągnięcie systemów kabli podmorskich 66 kV na platformę odbywa się metodą wciągnięcia bezpośredniego (koncepcja Direct-Pull-In)<sup>7</sup>, zgodnie z którą systemy kabli podmorskich doprowadzane są do rozdzielnicy izolowanej gazem (GIS).

W celu przyłączenia kabla morskiego 66 kV podmiot odpowiedzialny za MFW zapewnia do swobodnego użytku odcinek kabla morskiego (od miejsca zwisu) za bezpośrednim wciągnięciem na platformę o maksymalnej długości 15 m. Wymagana w każdym indywidualnym przypadku długość kabla morskiego do swobodnego użytku powinna zostać obliczona zgodnie z wymaganiami OSP.

#### Podsumowanie

- Ustalenie koncepcji przyłączenia 66 kV jako standardu dla WSE Morza Północnego
- Jeżeli w danym rejonie występują inne wymogi przestrzenne, możliwe jest odstępstwo od koncepcji standardowej
- W przypadku konieczności odstępstwa, ustalenie koncepcji przyłączenia określonej w BFO-N 16/17 z napięciem przesyłowym 220 kV

<sup>7</sup> Metoda bezpośredniego wciągania jest definiowana jako wciąganie kabla na platformę do GIS lub do zainstalowanego wstępnie złącza wtykowego.

- Zakończenie kabla w systemach kabli podmorskich 66 kV stanowi granicę między operatorem sieci przesyłowej a podmiotem odpowiedzialnym za MFW

#### 4.2.2 Standardowa koncepcja dla Morza Bałtyckiego: system prądu trójfazowego

OSP zobowiązany do podłączenia MFW do sieci na Morzu Bałtyckim działa dotychczas zgodnie z koncepcją przyłączania w technologii prądu trójfazowego. Przy zastosowaniu technologii prądu trójfazowego, podłączenie MFW do sieci następuje poprzez doprowadzenie prądu wytworzonego przez poszczególne TW na jednej lub na kilku farmach wiatrowych do jednej platformy transformatorowej i stamtąd za pośrednictwem systemu kabli podmorskich prądu trójfazowego bezpośrednio na ląd i dalej do NVP. Tym samym, w przeciwieństwie do standardowej koncepcji dla Morza Północnego (HVDC), do podłączenia do sieci nie jest potrzebna własna platforma konwerterowa. Do odprowadzania danej mocy przy zastosowaniu technologii prądu trójfazowego konieczna jest jednak większa liczba systemów kabli podmorskich ze względu na mniejszą moc przesyłową trójfazowych systemów kabli podmorskich. Z uwagi na niewielką oczekiwaną moc farm wiatrowych, planowanych do oddania do eksploatacji od 2026 roku, w porównaniu z mocą systemu HVDC w niemieckiej WSE Morza Bałtyckiego, przyłączenie przez system prądu stałego prawdopodobnie spowodowałoby trwałe niewykorzystanie. W związku z tym, morskie linie przyłączeniowe na Morzu Bałtyckim są wykonywane zgodnie ze znaną z BFO-O 16/17 koncepcją przyłączenia na bazie technologii

prądu trójfazowego. Patrz również zestawienie koncepcji przyłączenia na Ilustracja 5.

##### 4.2.2.1 Prąd trójfazowy: Połączenie między platformą transformatorową a morską farmą wiatrową: koncepcja standardowa 66 kV

W przypadku koncepcji bezpośredniego podłączenia napięcia trójfazowego na Morzu Bałtyckim, linie służące do połączenia platformy transformatorowej z morskimi MTW (tzw. wewnętrzne okablowanie farmy wiatrowej) są wykonywane w technologii prądu trójfazowego o napięciu 66 kV. Platforma transformatorowa jest połączona z NVP na lądzie za pomocą linii przesyłowej prądu trójfazowego.

##### 4.2.2.2 Prąd trójfazowy: Interfejs pomiędzy OSP a podmiotami odpowiedzialnymi za MFW

Przyłączenie TW do platformy transformatorowej leży w gestii podmiotu odpowiedzialnego za MFW. Pierwotnym miejscem połączenia lub granicą własności pomiędzy OSP a podmiotem odpowiedzialnym za MFW jest wejście 66 kV systemów kabli podmorskich farmy wiatrowej na platformę transformatorową (zakończenie kabla podmorskiego).

Wciągnięcie systemów kabli podmorskich 66 kV na platformę odbywa się metodą wciągnięcia bezpośredniego (koncepcja Direct-Pull-In)<sup>8</sup>, zgodnie z którą systemy kabli podmorskich doprowadzane są do rozdzielnic izolowanej gazem (GIS).

W celu przyłączenia kabla morskiego 66 kV podmiot odpowiedzialny za MFW zapewnia do swobodnego użytku odcinek kabla

<sup>8</sup> Metoda bezpośredniego wciągania jest definiowana jako wciąganie kabla na platformę aż do GIS lub do zainstalowanego wstępnie złącza wtykowego.

morskiego (od miejsca zwisu) za bezpośrednim wciągnięciem na platformę o maksymalnej długości 15 m. Wymagana w każdym indywidualnym przypadku długość kabla morskiego do swobodnego użytku powinna zostać obliczona zgodnie z wymaganiami OSP.

#### Podsumowanie

- Ustalenie koncepcji przyłączenia prądu trójfazowego jako standardu dla WSE Morza Bałtyckiego
- Odpowiedzialność operatora sieci przesyłowej za planowanie, budowę i eksploatację platformy transformatorowej i systemu kabli podmorskich
- Zakończenie kabla w systemach kabli podmorskich 66 kV stanowi granicę między operatorem sieci przesyłowej a podmiotem odpowiedzialnym za MFW; poziom napięcia wewnętrznych systemów kabli podmorskich farmy wiatrowej 66 kV

### 4.3 Znormalizowane zasady techniczne

#### 4.3.1 System prądu stałego dla Morza Północnego

Do podłączenia do sieci MFW na Morzu Północnym w obszarze WSE wykorzystywana będzie, analogicznie do wykonywanych dotychczas przyłączy do sieci, koncepcja przyłączenia na bazie HVDC. Bliższe informacje zawarte są w rozdziale 5.2.1.

##### 4.3.1.1 Prąd stały: technologia VSC

Istniejące i planowane w ramach FEP systemy podłączenia do sieci na Morzu Północnym zostaną wykonane technologii tranzystorowej (tzw. VSC – voltage sourced converter).

##### 4.3.1.2 Prąd stały: napięcie przesyłowe +/- 320 kV dla strefy 1 i 2; napięcie przesyłowe +/- 525 kV dla strefy 3

Istniejące i planowane w ramach FEP systemy podłączenia do sieci w strefie 1 i 2 Morza Północnego są wykonane z napięciem przesyłowym +/- 320 kV. Dla przyszłych systemów podłączenia do sieci oddalonych od wybrzeża obszarów w strefie 3, począwszy od rejonu N-9 ustala się napięcie przesyłowe +/- 525 kV.

##### 4.3.1.3 Prąd stały: moc standardowa 900 MW dla strefy 1 i 2; moc standardowa 2000 MW dla strefy 3

Dla systemów HVDC w strefie 1 i 2 WSE Morza Północnego ustala się standardową moc przesyłową wynoszącą 900 MW. W strefie 3 WSE Morza Północnego ustala się dla morskich systemów przyłączeniowych standardową moc przesyłową wynoszącą 2000 MW.

##### 4.3.1.4 System prądu stałego +/- 525 kV: z metalową przewodem powrotnym

W celu zwiększenia niezawodności i uzyskania lepszej zdolności regulacji, systemy HVDC o napięciu przesyłowym +/- 525 kV i mocy przesyłowej 2000 MW należy zaprojektować jako obwody dwubiegunowe z metalowym przewodem powrotnym.

##### 4.3.1.5 System prądu stałego +/- 320 kV: Przyłączenie do platformy konwerterowej / liczba utrzymywanych pól rozdzielni

Dla mocy przyłączeniowej od 900 MW do 1000 MW operator sieci przesyłowej musi wykonać i udostępnić po 14 pól rozdzielni i rur typu J.

##### 4.3.1.6 System prądu stałego +/- 525 kV: Przyłączenie do platformy konwerterowej / liczba utrzymywanych pól rozdzielni

Dla mocy przyłączeniowej 1000 MW operator sieci przesyłowej musi wykonać i udostępnić po 14 pól rozdzielni i rur typu J.

#### 4.3.1.7 System prądu stałego +/- 525 kV: warunki dla połączeń sprzęgających / utrzymujących pół rozdzielni

W celu zapewnienia możliwości trójfazowego połączenia pomiędzy platformami, na każdej platformie konwerterowej należy zainstalować dwa pola rozdzielni o napięciu przesyłowym +/- 525 kV.

#### 4.3.1.8 Prąd stały: Koncepcja przyłączenia bezpośredniego 66 kV

Jak wyjaśniono w rozdziale 4.2.1.1, koncepcja bezpośredniego przyłączenia 66 kV została przyjęta jako standardowa koncepcja do łączenia MTW z platformą konwerterową. Przyłącza wykonywane będą przy tym w technologii prądu trójfazowego o napięciu przesyłowym 66 kV.

#### Podsumowanie

- Wykonanie wysokonapięciowych systemów przesyłowych prądu stałego w technologii VSC
- Standardowe napięcie przesyłowe: +/- 320 kV w strefie 1 i 2; +/- 525 kV w strefie 3
- Standardowa moc przesyłowa: 900 MW w strefie 1 i 2; 2000 MW w strefie 3
- Wersja systemów prądu stałego +/- 525 kV z metalowym przewodem powrotnym
- Prąd stały: Zapewnienie 14 pól rozdzielni i rur typu J na każde 900 MW do 1000 MW przyłączonej mocy MFW
- System prądu stałego +/- 525 kV: Stworzenie warunków dla połączeń sprzęgających przez zapewnienie dwóch pól rozdzielni na każdą platformę
- Przyłączenie morskich turbin wiatrowych do platformy konwerterowej 66 kV w technologii prądu trójfazowego

#### 4.3.2 System prądu trójfazowego dla Morza Bałtyckiego

Do podłączenia do sieci MFW na Morzu Bałtyckim w obszarze WSE wykorzystywana będzie, analogicznie do wykonywanych dotychczas połączeń do sieci, koncepcja przyłączenia na bazie technologii prądu trójfazowego. Bliższe informacje zawarte są w rozdziale 4.2.2.

#### 4.3.2.1 Prąd trójfazowy: napięcie przesyłowe 220 kV

Istniejące i zaplanowane w ramach FEP systemy podłączenia do sieci na Morzu Bałtyckim wykonane są w technologii prądu trójfazowego o napięciu przesyłowym 220 kV.

#### 4.3.2.2 Prąd trójfazowy: moc standardowa 300 MW

Dla systemów prądu trójfazowego na Morzu Bałtyckim ustalona jest standardowa moc na poziomie 300 MW.

Aktualnie eksploatowane lub będące w budowie systemy prądu trójfazowego na Morzu Bałtyckim dysponują mocą przesyłową na poziomie 250 MW przy napięciu przesyłowym 220 kV. W ramach konsultacji do projektu wstępnego i projektu FEP 2019 podnoszono z jednej strony, że na arenie międzynarodowej realizowane były już projekty o mocach przesyłowych od 350 MW do 400 MW przy takim samym napięciu przesyłowym. Z drugiej strony, właściwy dla Morza Bałtyckiego OSP wskazuje na fakt, że dla takich wielkości mocy nie ma żadnych doświadczeń eksploatacyjnych, a ponadto należy uwzględnić restrykcje prawne dotyczące projektów, takie jak np. kryterium 2 K (por. zasada planistyczna 4.4.4.8), w szczególności mając na uwadze panujące w Morzu Bałtyckim niejednorodne warunki denne.

#### 4.3.2.3 Prąd trójfazowy: przyłączenie do platformy transformatorowej / liczba utrzymywanych pól rozdzielni

Dla mocy przyłączeniowej 300 MW operator sieci przesyłowej musi wykonać i udostępnić po 5 pól rozdzielni i rur typu J, służących do podłączenia morskiej farmy wiatrowej.

##### Podsumowanie

- Standardowe napięcie przesyłowe 220 kV
- Standardowa moc przesyłowa 300 MW
- Zapewnienie 5 pól rozdzielni i rur typu J na każde 300 MW przyłączonej mocy MFW

#### 4.3.3 Transgraniczne systemy kabli podmorskich

##### 4.3.3.1 Zbiorczy system kabli podmorskich prądu stałego

Transgraniczne systemy kabli podmorskich należy realizować w technologii HVDC. Ze względu na będącą do dyspozycji ograniczoną przestrzeń, transgraniczne systemy kabli podmorskich należy ponadto wykonywać w wersji przystosowanej do możliwie wysokich mocy przesyłowych. Połączenia należy wykonywać z zastosowaniem przewodu głównego i żyły powrotnej, które układane są w wiązce w taki sposób, aby pola elektromagnetyczne przewodów w dużym stopniu kompensowały się wzajemnie.

##### 4.3.3.2 Uwzględnienie systemu ogólnego

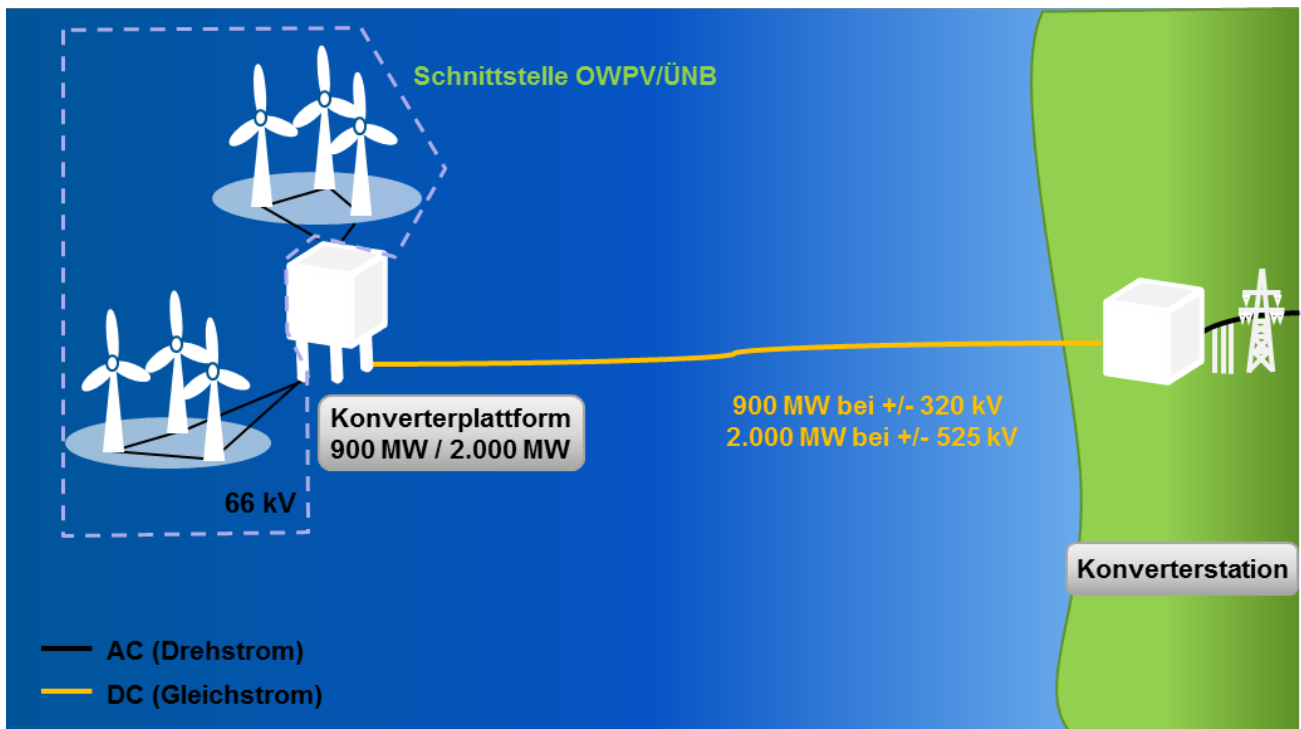
Planowanie i budowa transgranicznych systemów kabli podmorskich musi uwzględniać różne ustalenia niniejszego planu, w szczególności dotyczące podłączenia MFW do sieci.



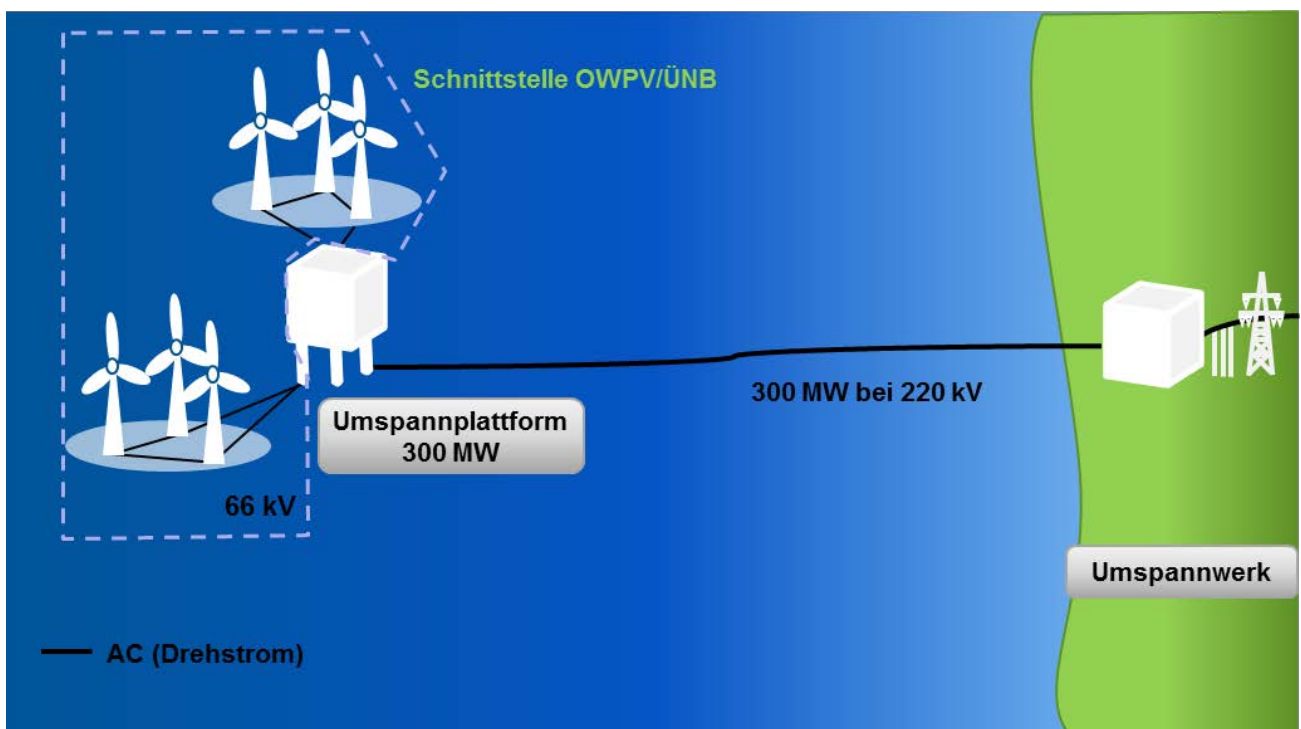
Tabela 2: Przegląd znormalizowanych zasad technicznych

Znormalizowane zasady techniczne	Morze Północne		Morze Bałtyckie
	Strefa 1 i 2	Strefa 3	Strefa 1
<b>System przyłączenia do sieci</b>			
<b>Standardowa koncepcja przyłączenia</b>	Prąd stały (DC)	Prąd stały (DC)	Prąd trójfazowy (AC)
<b>Technologia konwerterowa</b>	Samokomutowana (przełącznik VSC)	Samokomutowana (przełącznik VSC)	-
<b>Standardowe napięcie przesyłowe</b>	+/- 320 kV DC	+/- 525 kV DC	220 kV AC
<b>Standardowa moc przesyłowa</b>	900 MW	2 000 MW	300 MW
<b>Wariant wykonania systemu prądu stałego</b>	<i>Nie dotyczy<sup>1)</sup></i>	z metalowym przewodem powrotnym	<i>Nie dotyczy<sup>1)</sup></i>
<b>Liczba wymaganych pól rozdzielnic i rur typu J mocy przyłączeniowej MFW</b>	na każde 900 MW do 1 000 MW: 14	na każde 2 000 MW: 28	na każde 300 MW: 5
<b>Liczba dostępnych pól rozdzielni przypadająca na połączenie</b>	<i>Nie dotyczy<sup>1)</sup></i>	2	<i>Nie dotyczy<sup>1)</sup></i>
<b>Układanie</b>	<i>Układanie w wiązce</i>	<i>Układanie w wiązce</i>	<i>Układanie w wiązce</i>
<b>Przyłączenie morskiej farmy wiatrowej</b>			
<b>Standardowa koncepcja przyłączenia</b>	Przyłączenie bezpośrednie bez platformy transformatorowej (AC)	Przyłączenie bezpośrednie bez platformy transformatorowej (AC)	Przyłączenie bezpośrednie (AC)
<b>Standardowe napięcie przesyłowe</b>	66 kV	66 kV	66 kV
<b>Koncepcja alternatywna</b>	Przyłączenie poprzez platformę transformatorową	Przyłączenie poprzez platformę transformatorową	<i>Nie dotyczy</i>
<b>Napięcie przesyłowe w koncepcji alternatywnej</b>	220 kV	220 kV	<i>Nie dotyczy</i>
<b>Transgraniczne systemy kabli podmorskich</b>			
<b>Technologia przesyłu</b>	Prąd stały (DC)		
<b>Układanie</b>	Układanie w wiązce		

<sup>1)</sup> Ponieważ odpowiednie postanowienie dotyczy wyłącznie systemu prądu stałego +/- 525 kV, nie ma ono zastosowania w strefach 1 i 2 Morza Północnego i Morza Bałtyckiego.



Ilustracja 4: Schematyczna prezentacja koncepcji przyłączenia dla Morza Północnego



Ilustracja 5: Schematyczna prezentacja koncepcji przyłączenia dla Morza Bałtyckiego.

## 4.4 Zasady planistyczne

Zgodnie z § 5 ust. 1 pkt 11 WindSeeG, FEP ustala zasady planistyczne.

Zasady planistyczne obowiązują dla obszaru niemieckiej WSE i opierają się na celach i zasadach planu zagospodarowania przestrzennego niemieckiej WSE. Są one obecnie aktualizowane. Dokonane w tym kontekście ustalenia będą brane pod uwagę lub uwzględniane podczas aktualizacji FEP. Bliższe informacje dotyczące aktualnego stanu aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego dla niemieckiej WSE są zawarte w rozdziale 2.6.

### 4.4.1 Zasady ogólne

Poniżej zostały wymienione zasady planistyczne dla MTW, platform, systemów kabli podmorskich i innych obiektów do pozyskiwania energii.

#### Podsumowanie

- Ogólna koordynacja czasowa prac budowlanych i układania kabli
- Bezpieczeństwo i swoboda żeglugi nie mogą zostać zakłócone
- Bezpieczeństwo i swoboda transportu lotniczego nie mogą zostać zakłócone
- Bezpieczeństwo i obronność kraju nie mogą zostać zakłócone
- Obowiązek demontażu i złożenie gwarancji
- Uwzględnienie wszystkich istniejących, zatwierdzonych i ustalonych form wykorzystania
- Uwzględnienie dóbr kultury
- Ograniczenie hałasu
- Minimalizacja zabezpieczeń przed wymywaniem i środków ochrony kabli

- Uwzględnienie urzędowych norm, zaleceń lub koncepcji
- Zmniejszenie emisji
- Uwzględnienie podwodnych znalezisk środków bojowych
- Instalacja sonarów

#### 4.4.1.1 Ogólna koordynacja czasowa prac budowlanych i układania kabli

**W celu uniknięcia lub zmniejszenia skumulowanego oddziaływania należy zaplanować czasową koordynację prac budowlanych i układania kabli, z uwzględnieniem swoistych dla danego projektu warunków ramowych.**

W przypadku układania systemów kablowych, rozmieszczonych w przestrzennej bliskości, należy dążyć do ogólnej koordynacji czasowej. W ten sposób można zmniejszyć liczbę ingerencji i uniknąć lub zmniejszyć ewentualne skumulowane oddziaływanie.

W celu zmniejszenia oddziaływania na środowisko morskie budowa turbin wiatrowych, platform, podmorskich systemów kablowych oraz innych obiektów do pozyskiwania energii, położonych względem siebie w bliskiej odległości powinna być również w podobny sposób skoordynowana w czasie.

Obejmuje to również ograniczenie do minimum ruchu statków na potrzeby budowy i eksploatacji oraz związanych z tym zakłóceń akustycznych i wizualnych poprzez optymalne planowanie budowy i czasu.

#### 4.4.1.2 Brak negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę żeglugi

**Budowa i eksploatacja morskich turbin wiatrowych, platform, kabli podmorskich oraz innych obiektów do pozyskiwania**

### **energii nie może wpływać negatywnie na bezpieczeństwo i swobodę żeglugi.**

W celu zapewnienia bezpieczeństwa żeglugi, lecz również integralności turbin, zgodnie z § 53 WindSeeG - w szczególności w przypadku przyległych obszarów priorytetowych lub zastrzeżonych dla żeglugi - wokół turbin ustanawia się strefy bezpieczeństwa, zwykle 500 m wokół turbiny wiatrowej, platformy lub innego obiektu do pozyskiwania energii. W obrębie ustalonych rejonów strefę bezpieczeństwa należy wyznaczyć tak, aby była ona spójna i aby nie tworzyły się luki. Strefę bezpieczeństwa należy wyznaczyć poza obszarami priorytetowymi i zastrzeżonymi dla żeglugi (plan zagospodarowania przestrzennego WSE Morze Bałtyckie i Północne).

Strefa bezpieczeństwa skutkuje z jednej strony tym, że w tych obszarach nie odbywa się żegluga handlowa, a z drugiej strony tym, że żegluga prowadzona zgodnie z zasadami dobrej praktyki morskiej co do zasady nadal jest bezpiecznie możliwa. Dane strefy bezpieczeństwa dla TW i platform są zwykle wyznaczane łącznie. Należy zwrócić uwagę na kompetencje GDWS w zakresie ustanawiania stref bezpieczeństwa, a także w odniesieniu do ustanawiania ewentualnych zasad poruszania się. Odpowiada to również ocenie wymogu 2.2.2 (4) znajdującego się w wykazie ROP-E 2021.

Ponadto przy wyborze trasy systemów kabli podmorskich uwzględnia się w ramach minimalizacji konfliktów kwestie związane z żeglugą (w szczególności w odniesieniu do obszarów priorytetowych i zastrzeżonych). Trasy przebiegają jak najdalej od głównych szlaków żeglugowych. Jeżeli jednak głębokość instalacji jest wystarczająca, plany obejmują także granice tych zastrzeżonych obszarów, które graniczą z przyłączanymi projektami MFW, pod warunkiem że nie przewiduje się negatywnego wpływu układania systemów kabli podmorskich na trasy.

Podczas fazy instalacji i eksploatacji należy podjąć odpowiednie środki w celu zapewnienia bezpieczeństwa żeglugi, do których należą na przykład:

- środki bezpieczeństwa na etapie budowy, w tym tymczasowe oznakowanie, boje i mobilne optyczne zabezpieczenia ruchu (statek bezpieczeństwa ruchu);
- oznakowanie wizualne i techniczne, w tym jego fachowa realizacja;
- obserwacja morską;
- w razie potrzeby, zapewnienie dodatkowej zdolności holowniczej.

Zasady planistyczne przedstawiono w punktach 4.4.1.6, 4.4.1.10 i 4.4.3.1.

#### **4.4.1.3 Nienaruszanie bezpieczeństwa i swobody transportu lotniczego**

**Budowa, eksploatacja i demontaż morskich turbin wiatrowych, platform, systemów kabli podmorskich i innych obiektów do pozyskiwania energii nie może wpływać negatywnie na bezpieczeństwo i swobodę transportu lotniczego.**

W przypadku platformy morskiej należy zapewnić co najmniej dwie niezależne od siebie i odpowiednie do celów ewakuacji i ratownictwa opcje wejścia i wyjścia, które powinny wykorzystywać różne systemy transportowe (statek i helikopter).

Na platformach morskich można utworzyć obszary obsługi wciągarek na wypadek sytuacji awaryjnych (powierzchnie ratownicze). Ich stosowanie jest ograniczone wyłącznie do zapobiegania zagrożeniom dla życia i zdrowia ludzi; niedozwolony jest regularny dostęp personelu za pomocą wciągarki śmigłowca. Odsyła się do zasady planistycznej 4.4.1.13.

Podmiot odpowiedzialny ma obowiązek zapobiec sytuacji, w której lądowiska śmigłowcowe HSLD, już istniejące i/lub planowane na platformach morskich w rejonie farmy wiatrowej lub na innym obszarze

pozyskiwania energii, stały się bezużyteczne z powodu stworzenia przeszkód lotniczych i związanych z nimi działań.

W tym celu należy ustanowić korytarze podejścia i odejścia<sup>9</sup>. Zasadniczo nie mogą być one zabudowywane na całej swojej długości ponad powierzchnią wody.

W trakcie planowania korytarzy podejścia, podmiot odpowiedzialny musi zwrócić uwagę, żeby nie doszło do naruszenia granic WSE i przecinania obcych korytarzy. Ponadto korytarze muszą być ukierunkowane w taki sposób, aby zagwarantować bezpieczne odejście na drugi krąg, zminimalizować skutki wiatru bocznego i unikać wiatru tylnego.

Wzdłuż korytarzy powietrznych platformy morskiej wyposażonej w HSLD należy zapewnić wystarczającą wolną przestrzeń do wykonania manewru w locie, wymaganego w sytuacji awaryjnej. Zapewnienie takiej wolnej przestrzeni może spowodować ograniczenia w żegludze. W strefie bezpieczeństwa MFW konieczne jest zatem zastosowanie odpowiednich środków lub regulacji w celu zapobiegania kolizjom między żeglugą a ruchem lotniczym. Identyczne zasady obowiązują dla strefy bezpieczeństwa platformy morskiej z HSLD poza MFW. Zasadami tym nie są objęte statki, służące do budowy, zaopatrzenia, eksploatacji i demontażu platformy lub MFW, pojazdy służb komunalnych oraz - w przypadku awarii lub ćwiczeń - sprzęt używany przez służby poszukiwawcze i ratownicze.

MTW wzdłuż korytarzy lotniczych muszą zostać zaopatrzone przez podmioty odpowiedzialne za MFW w oświetlenie wieżowe spełniające wymagania TF11 ramowych wytycznych WSV o

znakowaniu instalacji morskich w aktualnie obowiązującym brzmieniu z dnia 1 lipca 2019 r.

#### **4.4.1.4 Nienaruszanie bezpieczeństwa i obronności kraju i sojuszu**

**Budowa i eksploatacja morskich turbin wiatrowych, platform, kabli podmorskich oraz innych obiektów do pozyskiwania energii nie może wpływać negatywnie na obronność kraju i sojuszu.**

#### **4.4.1.5 Obowiązek demontażu i złożenie gwarancji**

**Morskie turbiny wiatrowe, platformy, systemy kabli podmorskich oraz inne obiekty do pozyskiwania energii należy zdemontować po trwałym zaprzestaniu wykorzystywania. W przypadku demontażu należy w pierwszej kolejności dążyć do ponownego wykorzystania komponentów, a jeżeli nie będzie to możliwe, należy je poddać recyklingowi lub przetworzyć w celu pozyskania energii. W przypadku braku takich możliwości należy zutylizować je jako odpad na lądzie, zgodnie z obowiązującymi przepisami. Aby zabezpieczyć wywiązanie się z obowiązku demontażu obiektów, przed rozpoczęciem budowy i do czasu ostatecznej demontażu obiektów należy złożyć gwarancję.**

Zgodnie z wytyczną dotyczącą zagospodarowania przestrzennego, wskazującą, że zastosowania stacjonarne muszą mieć charakter odwracalny, tj. mogą być jedynie tymczasowe i ograniczone w czasie, również MTW, platformy, systemy kabli podmorskich i inne obiekty do pozyskiwania energii po zaprzestaniu użytkowania muszą zostać zdemontowane.

<sup>9</sup> Jeśli są one wykorzystywane w pierwszej kolejności, szczególnie w nocy, w obrębie MFW jako szlaki lotnicze do i z HSLD, przeznaczone do zapewnienia bezpiecznego lądowania i startu. Zasadę tę stosuje się również

odpowiednio do platform morskich, które posiadają tylko jedną powierzchnię ratowniczą.

Możliwość całkowitego usunięcia fundamentów należy zbadać w trakcie demontażu. Wykonując te czynności, należy wziąć pod uwagę obowiązujący w tym czasie stan techniki i rozważyć w szczególności, w jakim stopniu usunięcie jest konieczne lub wskazane pod kątem bezpieczeństwa i swobody transportu oraz wpływu na środowisko morskie. Co do zasady jednak, demontaż musi zostać przeprowadzony w takim zakresie, aby górna krawędź pozostałego fundamentu znajdowała pod ruchomymi osadami morskimi i poniżej obszaru ingerencji urządzeń do połów. W zależności od lokalizacji, należy sytuację sprawdzać przez odpowiedni czas, aby upewnić się, że nie występują przeszkody dla żeglugi i rybołówstwa. Wykopy powstałe podczas demontażu należy wypełnić materiałem naturalnie występującym na miejscu, należy unikać wypełnień kamiennych. W odniesieniu do systemów kabli podmorskich demontaż jest wymagany również wtedy, gdy wraz z systemem kabli podmorskich w środowisku morskim pozostałyby substancje toksyczne, których rodzaj lub ilość w sposób istotny by na nie oddziaływały. W przypadku pozostawienia, operator powinien za pomocą odpowiednich środków monitorowania - w rozumieniu późniejszego zobowiązania - zapewnić również, że w przyszłości nie dojdzie do żadnych zagrożeń dla innych zastosowań ze strony pozostawionych systemów kabli podmorskich. Na przykład, należy regularnie sprawdzać ich stan i wystarczające przykrycie. Postanowienie to jest zgodne z przepisami międzynarodowymi i krajowymi, takimi jak w szczególności art. 79 ust. 4 UNCLOS, zgodnie z którymi państwo nadbrzeżne może ustalać warunki dla kabli lub rurociągów wchodzących na jego terytorium lub morze terytorialne.

Obowiązek demontażu pozwala na utrzymanie otwartych opcji długoterminowego wykorzystania powierzchni, ponieważ ułatwia to późniejsze wykorzystanie, a tym samym przyczynia się do zrównoważonego rozwoju.

Służą on również ochronie środowiska morskiego. Szczegółowe postanowienia dotyczące demontażu są zastrzeżone do procedur indywidualnych, aby m.in. dostosować wymagania do danej lokalizacji.

Złożenie gwarancji służy zapewnieniu realizacji obowiązku demontażu zgodnie z § 58 ust. 1 WindSeeG. Wymagania dotyczące złożenia gwarancji wynikają z treści załącznika do WindSeeG.

#### **4.4.1.6 Uwzględnienie wszystkich istniejących, zatwierdzonych i ustalonych form wykorzystania**

**Należy w odpowiedni sposób uwzględnić istniejące i zatwierdzone rurociągi oraz istniejące, zatwierdzone lub ustalone w ramach tego planu kable podmorskie, morskie farmy wiatrowe, morskie platformy i inne zatwierdzone konstrukcje, zachowując od nich odległość 500 m, o ile warunki gruntowe nie wymagają większych odległości. Dokonując wyboru konkretnych lokalizacji morskich turbin wiatrowych i platform, wyznaczając trasy systemów kabli podmorskich i innych obiektów do pozyskiwania energii, należy uwzględnić istniejące i zatwierdzone formy wykorzystania, prawa użytkowania i inne interesy zasługujące na ochronę.**

**Planowanie, budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych, platform i systemów kabli podmorskich należy przeprowadzać w ścisłej współpracy między operatorem sieci przesyłowej i podmiotami odpowiedzialnymi za farmy wiatrowe.**

#### **4.4.1.7 Uwzględnienie dóbr kultury**

**Przy wyborze lokalizacji lub przebiegu trasy należy uwzględnić znane miejsca znalezisk dóbr kultury. Jeżeli przy planowaniu lub budowie turbin wiatrowych, platform lub systemów kabli podmorskich oraz innych obiektów do pozyskiwania energii na dnie**

morza odkryte zostaną nieznane dotychczas znaleziska dóbr kultury, należy podjąć odpowiednie działania w celu zabezpieczenia tych dóbr.

#### 4.4.1.8 Ograniczenie hałasu

**W celu ograniczenia hałasu należy sprawdzić możliwość zastosowania alternatywnych form fundamentów, charakteryzujących się niską emisją hałasu. Jeżeli turbiny wiatrowe lub platformy i inne obiekty do pozyskiwania energii będą instalowane na palach fundamentowych, to podczas wbijania fundamentów należy przewidzieć zastosowanie skutecznych technicznych środków tłumienia hałasu, odpowiadających stanowi wiedzy i techniki. Koncepcję zmniejszenia hałasu zaplanowanego przedsięwzięcia należy odpowiednio wcześniej włączyć do projektu konstrukcji fundamentów. Należy przy tym uwzględnić koncepcję ochrony akustycznej Morza Północnego opracowaną przez BMU.**

Podczas wbijania pali pod fundamenty TW lub platform oraz innych obiektów do pozyskiwania energii należy przewidzieć zastosowanie skutecznych technicznych systemów redukcji hałasu w celu zapewnienia ochrony gatunków i ochrony obszaru. W procedurach wydawania zezwoleń indywidualnych określa się poziom ekspozycyjny pojedynczego zdarzenia akustycznego na 160 dB re 1 $\mu$ Pa<sup>2</sup> s i maksymalny poziom szczytowego ciśnienia akustycznego na 190 dB re 1 $\mu$ Pa w odległości 750 m od miejsca wbijania pali. W przypadku prac związanych z wbijaniem pali czas trwania procesu wbijania wraz z przepłaszaniem musi być ograniczony do minimum. Niedopuszczalne jest wysadzenie podłoża pod fundamenty. Środki ochrony przed hałasem, w tym techniczne środki ochrony przed hałasem, środki odstrasżające i monitorowanie ich skuteczności, są ustalane dla konkretnego miejsca i zastosowanej w danym przypadku konstrukcji fundamentu. Odbywa się to na

podstawie konkretnego projektu w ramach procedury wydawania zezwoleń. Należy przy tym zastosować najlepsze dostępne metody lub kombinację najlepszych dostępnych metod według stanu nauki i techniki w celu ograniczania emisji hałasu pod wodą i zachowania obowiązujących parametrów ochrony przed hałasem podczas instalacji pali fundamentowych, np. duże kurtyny bąbelkowe, rury osłonowe lub tłumiki hydrauliczne. Opracowując odpowiednie systemy redukcji hałasu, należy uwzględnić panujące w danym miejscu warunki gruntowe. Oprócz samego systemu redukcji hałasu konieczne jest zastosowanie dalszych, szeroko zakrojonych środków ochrony przed hałasem oraz monitorowania, w szczególności poprzez rejestrowanie hałasu pod wodą podczas instalacji fundamentów.

Jeżeli nie da się uniknąć wysadzania w celu likwidacji nienadającej się do transportu amunicji, należy odpowiednio wcześniej przedłożyć BSH koncepcję ochrony przed hałasem.

W celu złagodzenia potencjalnych istotnych oddziaływań statków na środowisko morskie podczas budowy i eksploatacji oraz związanych z nimi zakłóceń akustycznych, należy zminimalizować ich wykorzystanie poprzez optymalizację budowy i harmonogramu. Odsyła się do zasady planistycznej 4.4.1.1.

Strategiczna Ocena Oddziaływania na Środowisko prowadzi do wniosku, że tylko przestrzegając obowiązujących wartości ochrony przed hałasem i spełniając wytyczne koncepcji ochrony przed hałasem dla Morza Północnego, opracowanej przez BMU, można zgodnie z aktualnym stanem wiedzy z niezbędną pewnością zagwarantować, że wymagania wobec ochrony gatunków i rezerwatów przyrody zostaną spełnione w odniesieniu do ich składników istotnych dla celu ochrony.

#### 4.4.1.9 Minimalizacja zabezpieczeń przed wymywaniem i środków ochrony kabli

**Zredukować do minimum zabezpieczenia przed wymywaniem i środki ochrony kabli.**

W niektórych rejonach, aby zagwarantować długoterminową stabilność i bezpieczeństwo budowli na dnie morskim, niezbędne jest zastosowanie środków zapobiegających wymywaniu.

Wszelkie działania zabezpieczające przed wymywaniem powinny przy tym zredukować do minimum wprowadzanie twardego podłoża, aby ograniczyć do minimum ingerencję w środowisko morskie.

Jako zabezpieczenie przed wymywaniem należy stosować wyłącznie wypełnienia z kamieni naturalnych lub obojętnych i naturalnych materiałów. Należy unikać stosowania rozwiązań alternatywnych opartych na tworzywach sztucznych lub materiałach zbliżonych do tworzyw sztucznych (np. pojemniki na piasek z geowłókniny, siatki wypełnione kamieniami naturalnymi wykonane z tworzywa sztucznego (pochodzącego z recyklingu), maty betonowe pokryte tworzywem sztucznym).

Jako zabezpieczenie przed wymywaniem należy stosować co do zasady wypełnienia z kamieni naturalnych lub obojętnych i naturalnych materiałów. Stosowanie systemów ochrony kabli zawierających tworzywa sztuczne powinno być ograniczone do minimum, o ile jest to technicznie możliwe.

#### 4.4.1.10 Uwzględnienie urzędowych norm, zaleceń lub koncepcji

**Przy planowaniu, budowie i eksploatacji turbin wiatrowych, platform, systemów kabli podmorskich i innych obiektów do pozyskiwania energii należy uwzględnić urzędowe standardy, zalecenia i koncepcje, zawsze w ich aktualnym brzmieniu.**

Obejmuje to w szczególności

- standardową ocenę oddziaływania MTW na środowisko morskie (StUK),
- standardową eksplorację i badania podłoża, minimalne wymagania dotyczące eksploracji i badania podłoża dla morskich turbin wiatrowych, stacji morskich i kabli energetycznych,
- standardową konstrukcję, minimalne wymagania wobec konstrukcyjnego wykonania budowli morskich w WSE,
- części 1 do 3 normy VGB/BAW dotyczącej ochrony antykorozyjnej konstrukcji morskich do wykorzystania energii wiatrowej,
- „Ramowe wytyczne WSV o znakowaniu instalacji morskich“,
- dyrektywę wykonawczą BMVI w sprawie obserwacji morskiej,
- dyrektywę „Instalacje morskie do zapewnienia bezpieczeństwa i swobody żeglugi“,
- zalecenia O-139 i A-126 Międzynarodowego Stowarzyszenia Służb Oznakowania Nawigacyjnego (International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities),
- koncepcję ramową bezpieczeństwa morskiej energetyki wiatrowej,
- koncepcję ramową w sprawie odpadów i materiałów eksploatacyjnych dla MFW i ich systemów przyłączenia do sieci w niemieckiej WSE,
- niemieckie przepisy dotyczące bezpieczeństwa i higieny pracy,
- koncepcję ochrony morświnów przed obciążeniem akustycznym przy budowie MFW na obszarze niemieckiego Morza Północnego i



- instrukcje mapowania ustawowo chronionych typów biotopów, opracowaną przez BfN.

#### 4.4.1.11 Zmniejszenie emisji

##### **W miarę możliwości należy unikać emisji lub je ograniczyć, jeżeli są nieuniknione.**

Wymóg unikania i łagodzenia zapewnia, że budowa i eksploatacja obiektów morskich nie powoduje „zanieczyszczenia środowiska morskiego“ w rozumieniu artykułu 1 ustęp 1 punkt 4 Konwencji Narodów Zjednoczonych o prawie morza ani zagrożenia dla środowiska morskiego zgodnie z § 5 ust. 3 zdanie 2 pkt 2, 48 ustęp 4 zdanie 1 pkt 1 lit. a WindSeeG. Ponadto należy przestrzegać wymagań rozporządzenia w sprawie zachowań przyjaznych środowisku w żegludze.

Konstrukcja budowlana powinna być zaprojektowana w taki sposób, aby

- ani podczas budowy, ani eksploatacji nie dochodziło do emisji zanieczyszczeń, hałasu i światła do środowiska morskiego, których można uniknąć zgodnie z aktualnym stanem techniki, lub - w zakresie, w jakim jest to wymagane i nieuniknione ze względu na wymogi bezpieczeństwa żeglugi i ruchu lotniczego - zakłócenia były ograniczone do minimum; dotyczy to również pojazdów używanych podczas budowy i eksploatacji;
- nie były wytwarzane żadne fale elektromagnetyczne, które mogłyby zakłócać funkcjonowanie powszechnie stosowanych systemów nawigacji i łączności oraz zakresów częstotliwości sygnałów korekcyjnych.

W celu zapobiegania zanieczyszczeniom i zagrożeniom dla środowiska morskiego, praktyka stałego dopuszczania inwestycji MFW oraz urządzeń do przesyłu energii elektrycznej z tych instalacji w WSE zawiera wiążącą regulację, zgodnie z którą, co do zasady, podczas budowy, eksploatacji i konserwacji tych

urządzeń do morza nie mogą być odprowadzane żadne substancje. W szczególności do morza nie mogą przedostawać się żadne ścieki zawierające substancje szkodliwe, chyba że jest to zgodne z wytycznymi dotyczącymi bezpieczeństwa. Jeżeli z przyczyn technicznych, w trakcie normalnej eksploatacji, nie da się uniknąć swoistych dla instalacji emisji do środowiska morskiego, należy wystąpić o zezwolenie do BSH i uzasadnić wniosek, przedkładając ocenę środowiskową. Należy przy tym przeprowadzić weryfikację alternatyw dla danej instalacji.

Opracowanie badania emisji w celu zarejestrowania emisji powodowanych przez dany wariant konstrukcji i wyposażenia lub w celu ich uniknięcia jest wiążące. Wstępne studium należy przedstawić jako część dokumentacji wniosku. W ramach studium wstępnego TdV musi zająć się możliwie najbardziej konkretnymi i związanymi z projektem emisjami, środkami służącymi uniknięciu lub zmniejszeniu emisji, jak również skumulowanymi oddziaływaniami instalacji. Studium emisji określone w procedurze realizacji stanowi podstawę do opracowania koncepcji odpadów i materiałów eksploatacyjnych w ramach koncepcji ochrony i bezpieczeństwa. Przy opracowywaniu koncepcji w sprawie odpadów i materiałów eksploatacyjnych należy uwzględnić minimalne wymagania „koncepcji ramowej w sprawie odpadów i materiałów eksploatacyjnych dla MFW i ich systemów przyłączenia do sieci w niemieckiej WSE” opublikowanej przez BSH w aktualnie obowiązującej wersji. Należy opracować plany awaryjne, m.in. na wypadek awarii z udziałem substancji niebezpiecznych dla wody w fazie budowy i eksploatacji oraz innych nieprzewidzianych zdarzeń, powodujących obawy o zanieczyszczenie środowiska morskiego.

##### Oddziaływanie materiałów eksploatacyjnych na środowisko

Oddziaływanie materiałów eksploatacyjnych stosowanych w instalacjach na środowisko należy zweryfikować na podstawie kompleksowej oceny alternatyw. Jeśli to możliwe, należy stosować materiały eksploatacyjne ulegające biodegradacji (np. oleje, smary).

#### Konstrukcyjne/operacyjne środki ostrożności i środki bezpieczeństwa

Wszystkie urządzenia techniczne zainstalowane na TW, platformach i innych obiektach do pozyskiwania energii muszą być zabezpieczone i monitorowane za pomocą konstrukcyjnych systemów i środków bezpieczeństwa zgodnie ze stanem techniki w taki sposób, aby zapobiec wypadkom związanym z zanieczyszczeniami i zrzutom do środowiska (np. obudowy, podwójne ściany, osłony pomieszczeń/drzwi, wanny ociekowe, systemy odwadniające, pojemniki zbiorcze, monitoring wycieków i zdalny). Dotyczy to w szczególności instalacji, w których znajdują się lub są przewożone większe ilości materiałów eksploatacyjnych i/lub substancji szkodliwych dla wody (np. zbiorniki na olej napędowy, rurociągi). Należy za wszelką cenę unikać nieuzasadnionego uruchamiania systemów przeciwpożarowych na lądowisku śmigłowców.

Ponieważ w strefie przybrzeżnej istnieje zwiększony potencjał zagrożenia, wynikający z wymiany materiałów eksploatacyjnych i sposobów tankowania, należy podjąć specjalne organizacyjne i techniczne środki ostrożności w odniesieniu do tych działań (np. przygotowanie deklaracji metod, środki ostrożności podczas pracy dźwigu, samozamykające złącze awaryjne (złącze awaryjnego rozłączania), sprzęgła suche, wanny ociekowe, urządzenia zabezpieczające przed przepełnieniem, zestawy do usuwania wycieków).

#### Postępowanie z odpadami

Zabronione jest wprowadzanie i zrzucanie odpadów do środowiska morskiego. Odpady

należy przetransportować na ląd i tam zutylizować je zgodnie z przepisami prawa o odpadach.

#### Ochrona katodowa (KKS), powłoki

Ochrona antykorozyjna musi być wolna od zanieczyszczeń i możliwie jak najmniej emisyjna.

Zewnętrzne systemy prądowe należy traktować jako KKS na konstrukcjach fundamentowych. Stosowanie anod galwanicznych (ochrona protektorowa), składających się zazwyczaj ze stopów aluminium, cynk i indu, jest dopuszczalne tylko w połączeniu z powłokami odpowiednimi dla KKS (por. konstrukcja standardowa BSH).

Przy wyborze anod galwanicznych można stosować wyłącznie stopy, w których związana z produkcją zawartość szczególnie ważnych dla środowiska składników wtórnych (w szczególności kadmu, ołowiu, miedzi, rtęci) jest ograniczona do minimum. Zawartość cynku wymagana dla funkcjonalności anod musi być ponadto ograniczona do technicznie niezbędnego minimum.

System KKS musi być zwymiarowany w taki sposób, aby użycie anod galwanicznych było ograniczone do niezbędnego minimum.

Stosowanie anod cynkowych (w rozumieniu cynku jako głównego składnika anod) jest zabronione. W razie potrzeby należy zastosować zewnętrzne systemy prądowe jako systemy KKS w wewnętrznych obszarach konstrukcji fundamentowych.

Należy spełnić minimalne wymagania dotyczące ochrony antykorozyjnej w konstrukcji standardowej. Norma VGB/BAW dotycząca ochrony antykorozyjnej została wprowadzona jako techniczne uzupełnienie do konstrukcji standardowej BSH w odniesieniu do części 1-3 i należy ją uwzględniać w trakcie realizacji. Stosowanie TBT (tributylocyny) i innych środków przeciwpowrostowych lub biocydów jest zabronione. Konstrukcja (podwodna) powinna

być wyposażona w powłoki olejoodporne w strefie rozbryzgów; w tym kontekście nie jest wymagane regularne usuwanie zanieczyszczeń morskich. Należy dążyć do tego, aby materiały powłokowe nie zawierały rozpuszczalników.

Farba zewnętrzna powinna być w jak największym stopniu nierażąca, bez uszczerbku dla przepisów dotyczących oznakowania lotniczego i morskiego.

#### Systemy chłodzenia (wodą morską)

Do chłodzenia instalacji preferowane są zamknięte systemy chłodzenia (np. do chłodzenia transformatorów na platformach), w których nie dochodzi do zrzutów wody chłodzącej i/lub zrzutów innych materiałów (środki przeciwporostowe lub biocydy). Systemy chłodzenia wodą morską ze zrzutami w trakcie regularnej eksploatacji są dopuszczalne jedynie w uzasadnionych wyjątkowych przypadkach (np. jeżeli można wykazać, że wymaganej wydajności chłodniczej nie można osiągnąć za pomocą zamkniętych systemów/wariantów systemu). Stosowanie środków przeciwporostowych lub biocydów w systemach chłodzenia wodą morską w celu zapewnienia ciągłości działania powinno być ograniczone do minimum i wymaga uprzedniego przeprowadzenia kompleksowej oceny środowiskowej.

#### Szara woda i czarna woda, instalacje do oczyszczania ścieków

Właściwe odprowadzanie ścieków (szarej i czarnej wody), w tym transport na ląd i właściwa utylizacja, powinny mieć pierwszeństwo przed oczyszczaniem na platformach. Oczyszczalnie ścieków na bezzałogowych platformach lub platformach, które są obsługiwane przez załogę tylko podczas prac konserwacyjnych, zasadniczo nie kwalifikują się do zatwierdzenia. W takich przypadkach należy przewidzieć odpowiednio duże zbiorniki na odpady lub zastosować inne rozwiązania (np. „toalety ekologiczne”). Dowód, że oczyszczalnia ścieków

jest niezbędna, spoczywa na podmiocie odpowiedzialnym za przedsięwzięcie. W przypadku platform stale obsługiwanych przez załogę dopuszczalna jest jedynie nowoczesna oczyszczalnia ścieków z systemem redukcji związków azotu i fosforu (np. co najmniej zgodnie z MARPOL MEPC.227(64)). Jeśli tego typu instalacje nie są dostępne na rynku ze względu na niewystarczające przewidywane wytwarzanie ścieków, można zastosować certyfikowane oczyszczalnie bez systemu eliminacji związków azotu i fosforu (np. MARPOL MEPC.227(64)). Dowód na brak dostępności spoczywa na wnioskodawcy. Chlorowanie ścieków (np. podchlorynem sodu) w celu osiągnięcia "standardu Escherichia coli" MEPC nie jest dopuszczalne, ponieważ w procesach chlorowania powstają związki wtórne, które są szkodliwe dla środowiska. Dlatego też należy stosować inne techniki, które są w sposób dowiedziony bardziej przyjazne dla środowiska (np. systemy UV).

W oczyszczalniach ścieków na platformach należy zapewnić odpowiednie punkty poboru próbek, tak aby można było pobierać próbki, a następnie analizować ścieki w celu zapewnienia właściwego działania/weryfikacji wartości zrzutu i jakości oczyszczania w fazie eksploatacji.

#### Systemy odwadniające i separatory oleju

Separatory oleju zainstalowane i eksploatowane na platformach muszą gwarantować, że zawartość oleju w wodzie odpływowej nie przekracza wartości granicznej 5 ppm. W związku z tym, aby zapewnić prawidłowe działanie, konieczne jest zastosowanie czujników do monitorowania zawartości oleju w ścieku (w tym zdalnego monitorowania). W przypadku przekroczenia wartości granicznej 5 ppm, należy za pomocą odpowiednich zawór zapewnić, że woda odpływowa nie zostanie wprowadzona do morza (np. poprzez pojemniki zbiorcze, recyrkulację). Systemy odwadniające / separatory oleju podłączone do lądowiska dla helikopterów muszą również posiadać

odpowiednie systemy obejściowe, tak aby niebezpieczna dla środowiska piana gaśnicza wytwarzana w chwili uruchomienia systemu gaśniczego była odprowadzana bezpośrednio, tj. bez przechodzenia przez separator oleju, do pojemnika zbiorczego.

#### Piany gaśnicze na lądowiskach śmigłowców

Ze względu na krytyczne dla środowiska właściwości substancji perfluorowanych i polifluorowanych (PFC), na lądowiskach śmigłowców można stosować wyłącznie niefluorowaną pianę gaśniczą (czyli bez PFC). Przy wyborze produktu należy bezwzględnie przestrzegać wymagań ochrony przeciwpożarowej i lotnictwa (przydatność do użytku na morzu, odporność na alkohol i mróz, minimalny poziom wydajności ICAO B). Ćwiczenia gaśnicze można przeprowadzać tylko z użyciem wody.

#### Fluorowane gazy cieplarniane w rozdzielnicach, systemach chłodzenia i klimatyzacji oraz systemach ochrony przeciwpożarowej

Należy przestrzegać wytycznych rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 517/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych. Zgodnie z art. 3 Rozporządzenia, środki te mają zasadniczo na celu zapobieganie i ograniczanie emisji fluorowanych gazów cieplarnianych. Ponadto operator instalacji musi przestrzegać, przeprowadzać i dokumentować wymagania dotyczące kontroli szczelności instalacji technicznych, w razie potrzeby za pomocą systemów wykrywania wycieków (art. 4-6).

#### Systemy zasilania awaryjnego, generatory dieslowskie, olej napędowy

Wysokoprężne generatory dieslowskie stosowane w obiektach budowlanych muszą być certyfikowane w zakresie wartości emisji zgodnie z MARPOL Załącznik VI, Rząd III lub według innego, co najmniej jednego standardu emisji, którego równoważność została udokumentowana. Decydujące są wartości

emisji danego typu generatora dieslowskiego. Jeżeli odpowiednie zasady IMO zawarte w załączniku VI nie mają zastosowania ze względu na niewystarczającą moc generatorów (np. w przypadku tymczasowych generatorów dieslowskich na TW), należy zastosować normy emisji obowiązujące w innych okolicznościach (np. norma UE 97/68/WE wraz ze zmianami, tamże: etap III/IV). Instalacja stałych generatorów dieslowskich do awaryjnego zasilania poszczególnych TW jest niedopuszczalna, ponieważ wiązałoby się to z szeroko zakrojonymi pracami związanymi z uzupełnianiem paliwa, a tym samym z większym zagrożeniem dla środowiska z powodu możliwych wycieków oleju. Dlatego do tymczasowego zasilania TW w ramach zapewnienia ogólnego bezpieczeństwa eksploatacji należy wykorzystać generatory dieslowskie (systemy zasilania awaryjnego) danej platformy transformatorowej lub inne systemy bezpieczeństwa.

Aby zredukować emisję SO<sub>2</sub> do minimum, należy w miarę możliwości stosować paliwo o niskiej zawartości siarki, biorąc pod uwagę możliwości składowania danego produktu (np. olej opałowy o niskiej zawartości siarki zgodnie z DIN 51603-1 lub olej napędowy zgodnie z DIN EN 590 („diesel lądowy”). Dotyczy to zarówno tymczasowych generatorów podczas prac instalacyjnych na TW i platformach, jak i stałych generatorów dieslowskich (systemy zasilania awaryjnego) na platformach. Przy wyborze odpowiedniego generatora dieslowskiego należy odpowiednio wcześniej upewnić się, czy nadaje się on do danego rodzaju paliwa.

#### Technologie iniekcyjne, materiał zapraw

Jeśli mają być stosowane metody iniekcyjne, to zaprawy iniekcyjne muszą być w maksymalnym możliwym stopniu wolne od substancji szkodliwych. Do procesu iniekcji (faza instalacji) należy zastosować odpowiednie techniki i urządzenia, które w dużej mierze zapobiegają

przedstawianiu się zaprawy iniekcyjnej do środowiska morskiego.

#### Emisja światła

W celu znacznego zmniejszenia efektu wabienia z uwzględnieniem wymogów bezpiecznej żeglugi i ruchu lotniczego oraz bezpieczeństwa pracy, np. odpowiednie do potrzeb włączanie i wyłączanie oświetlenia przeszkodowego, wybór właściwego natężenia i widma światła lub interwałów oświetlenia, na potrzeby eksploatacji turbin wiatrowych i platform konwerterowych należy przewidzieć oświetlenie w miarę możliwości zbliżone do naturalnego.

#### **4.4.1.12 Uwzględnienie podwodnych znalazisk środków bojowych**

Przy wyborze lokalizacji lub przebiegu trasy należy uwzględnić znane miejsca znalazisk środków bojowych. Jeżeli przy planowaniu lub budowie turbin wiatrowych, platform lub systemów kabli podmorskich oraz innych obiektów do pozyskiwania energii odkryte zostaną nieznane dotychczas znalaziska środków bojowych na dnie morza, należy podjąć odpowiednie działania w celu ich zabezpieczenia.

#### **4.4.1.13 Instalacja sonarów**

Na odpowiednich pozycjach narożnych farm wiatrowych, platform i innych obiektów do pozyskiwania energii należy zainstalować sonary.

#### **4.4.2 Obszary i morskie turbiny wiatrowe oraz inne obszary i obiekty do pozyskiwania energii**

Poniżej przedstawiono zasady planistyczne dla obszarów przeznaczonych głównie pod budowę

i eksploatację MTW oraz innych obszarów i obiektów do pozyskiwania energii.

#### **Podsumowanie**

- Uwzględnienie rezerwatów przyrody i ustawowo chronionych biotopów
- Ograniczenie przestrzeni zajmowanych przez obiekty
- Odległości między poszczególnymi obszarami i między poszczególnymi TW
- Różnica między faktycznie zainstalowaną mocą a przydzieloną mocą przyłączeniową do sieci

#### **4.4.2.1 Uwzględnienie rezerwatów przyrody i ustawowo chronionych biotopów**

Podczas budowy turbin wiatrowych i innych obiektów do pozyskiwania energii należy unikać znanych ustawowo chronionych biotopów zgodnie z § 30 BNatSchG.

W nawiązaniu do § 45a ustawy o gospodarce wodnej (WHG)<sup>10</sup> należy uwzględnić i skonkretyzować w procedurze indywidualnej najlepsze praktyki środowiskowe („best environmental practice”) zgodnie z Konwencją Helsińską lub Konwencją OSPAR oraz aktualny stan techniki.

Przy planowaniu i budowie TW i innych obiektów do pozyskiwania energii na morzu w bliskim sąsiedztwie rezerwatów przyrody, mogą być wymagane środki służące uniknięciu lub zmniejszeniu oddziaływania w celu zabezpieczenia wymogów prawnych dotyczące ochrony obszarów. Działania te, na przykład środki redukcji hałasu, mające na celu ochronę wrażliwych na hałas ssaków morskich, są

<sup>10</sup> Ustawa z 31 lipca 2009 roku, BGBl. I, str. 2585, ostatnio zmieniona artykułem 1 Ustawy z 19 czerwca 2020 roku, BGBl. I, str. 1408

ustalane indywidualnie dla każdego projektu, z uwzględnieniem specyfiki rejonu realizacji projektu i indywidualnych okoliczności.

W zależności od lokalizacji i konstrukcji fundamentu morskiej turbiny wiatrowej i innego obiektu do pozyskiwania energii oraz celu ochronnego rezerwatu przyrody, dalsze rozważania mogą w poszczególnych przypadkach prowadzić do zwiększenia odległości; w szczególności mogą być wymagane dodatkowe środki ochronne. Ocena oddziaływania przeprowadzona w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko prowadzi do wniosku, że budowa TW i innych obiektów do pozyskiwania energii, pod warunkiem ścisłego przestrzegania środków zapobiegawczych i ograniczających, które mają być nakazane w ramach danej procedury wydawania zezwoleń, nie doprowadzi przy obecnym stanie rzeczy, do istotnego naruszenia celów ochronnych rezerwatów przyrody w WSE.

Jeżeli podczas dokładniejszych badań w ramach danej procedury wydawania zezwoleń, stwierdzone zostanie występowanie struktur wymienionych w § 30 BNatSchG, należy je przeanalizować i uwzględnić w procesie podejmowania decyzji. W chwili obecnej nie jest jednak możliwe konkretne przyporządkowanie przestrzenne wymienionych struktur.

#### **4.4.2.2 Ograniczenie przestrzeni zajmowanych przez obiekty**

**Poszczególne turbiny wiatrowe i inne obiekty do pozyskiwania energii powinny być zlokalizowane w sposób zajmujący możliwie jak najmniej przestrzeni.**

Zgodnie z § 4 ust. 2 pkt 2 WindSeeG, cel uporządkowanego i oszczędzającego powierzchnię wytwarzania energii elektrycznej z MTW ma szczególne znaczenie dla centralnego wstępnego rozwoju obszarów opisanego w FEP. Cel ten powinien odnosić się nie tylko do wielkopowierzchniowych projektów ogółem, lecz

znaleźć też odzwierciedlenie w planowaniu w obrębie tych obszarów.

#### **4.4.2.3 Odległości między poszczególnymi obszarami przeznaczonymi pod energetykę wiatrową i między poszczególnymi turbinami**

**Turbiny wiatrowe i inne obiekty do pozyskiwania energii muszą znajdować się w odległości wynoszącej co najmniej pięciokrotność średnicy wirnika od turbin wiatrowych w sąsiadujących obszarach.**

#### **4.4.2.4 Różnica między faktycznie zainstalowaną mocą a przydzieloną mocą przyłączeniową do sieci**

**Jeżeli faktycznie zainstalowana moc różni się od przydzielonej mocy przyłączenia do sieci, nie wolno przekraczać maksymalnego dopuszczalnego nagrzewania osadów przez systemy kabli podmorskich. Jeżeli wielkość przyrostu mocy zainstalowanej nie przekracza 10% przydzielonej mocy przyłączeniowej do sieci, wybrany oferent nie musi przedkładać dodatkowego dowodu spełnienia kryterium 2K dla obszaru linii przyłączeniowej OSP.**

#### **4.4.3 Platformy**

Poniżej wymienione zostały zasady planistyczne dla platform. Platformy obejmują z reguły platformy konwerterowe, zbiorcze, transformatorowe oraz mieszkalne, a także inne platformy zlokalizowane na obszarach morskich lub innych obszarach pozyskiwania energii.

#### **Podsumowanie**

- Uwzględnienie rezerwatów przyrody i ustawowo chronionych biotopów
- Zapotrzebowanie na powierzchnię oraz dodatkową przestrzeń na manewrowanie

- Konstrukcja platform powinna uwzględniać zapotrzebowanie na tymczasowe kwatery; nie mogą być one wykorzystywane dłużej niż trzy lata

#### 4.4.3.1 Uwzględnienie rezerwatów przyrody i ustawowo chronionych biotopów

**Podczas budowy platform należy unikać istniejących znanych ustawowo chronionych biotopów zgodnie z § 30 BNatSchG.**

**W nawiązaniu do § 45a WHG należy uwzględnić i skonkretyzować w procedurze indywidualnej najlepsze praktyki środowiskowe („best environmental practice”) zgodnie z Konwencją Helsińską lub Konwencją OSPAR oraz aktualny stan techniki.**

Podstawę wyboru stanowi § 5 ust. 3 zdanie 2 pkt 5 WindSeeG. Wznoszenie platform na terenie rezerwatów przyrody jest niedozwolone. Ma to na celu zabezpieczenie celów ochronnych rezerwatów przyrody, w szczególności w odniesieniu do potencjalnego negatywnego wpływu na chronione siedliska lub chronione gatunki.

Przy planowaniu i budowie platform w bliskim sąsiedztwie rezerwatów przyrody, mogą być wymagane środki służące uniknięciu lub zmniejszeniu oddziaływania w celu zabezpieczenia wymogów prawnych dotyczące ochrony obszarów. Działania te, na przykład środki redukcji hałasu, mające na celu ochronę wrażliwych na hałas ssaków morskich, są ustalane indywidualnie dla każdego projektu, z uwzględnieniem specyfiki rejonu realizacji projektu i indywidualnych okoliczności.

W zależności od lokalizacji i konstrukcji fundamentu platformy oraz celu ochronnego rezerwatu przyrody, dalsze rozważania mogą w poszczególnych przypadkach prowadzić do zwiększenia odległości; w szczególności mogą

być wymagane dodatkowe środki ochronne. Ocena zgodności przeprowadzona w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko prowadzi do wniosku, że budowa planowanych platform, pod warunkiem ścisłego przestrzegania środków zapobiegawczych i ograniczających, które mają być nakazane w ramach danej procedury wydawania zezwoleń, nie doprowadzi, przy obecnym stanie rzeczy, do istotnego naruszenia celów ochronnych rezerwatów przyrody w WSE.

Jeżeli podczas dokładniejszych badań w ramach danej procedury wydawania zezwoleń, stwierdzone zostanie występowanie struktur wymienionych w § 30 BNatSchG, należy je przeanalizować i uwzględnić w procesie podejmowania decyzji. W chwili obecnej nie jest jednak możliwe konkretne przyporządkowanie przestrzenne wymienionych struktur.

Zgodnie z § 2 ust. 2 pkt 6 ROG, przestrzeń tę należy zagospodarować, zabezpieczyć lub, w miarę potrzeby, możliwości i stosowności, odtworzyć w kontekście jej znaczenia dla funkcjonowania dna morskiego, gospodarki wodnej, flory i fauny oraz klimatu, z uwzględnieniem odpowiednich oddziaływań wzajemnych. Należy zachować znaczenie tego obszaru dla funkcjonowania dna morskiego, gospodarki wodnej, fauny i flory oraz klimatu, w tym odpowiednich oddziaływań wzajemnych z wymogami systemu sieci biotopów. Ma to na celu zapewnienie uwzględnienia procesów rozprzestrzeniania się i dalekosiężnych interakcji ekologicznych gatunków i ich siedlisk.

**4.4.3.2 Zapotrzebowanie na powierzchnię**  
**Na platformę konwerterową wykorzystującą poziom napięcia 320 kV należy przewidzieć powierzchnię 100 m x 200 m, na platformy pracujące z napięciem 525 kV należy przewidzieć powierzchnię 150 m x 250 m. Na platformę transformatorową należy przewidzieć powierzchnię 100 m x 100 m. W przypadku platform umieszczonych obok**

siebie należy przewidzieć dodatkową przestrzeń na manewrowanie. Wokół platform należy zapewnić wystarczającą ilość miejsca na doprowadzenie i wciągnięcie systemów kabli.

#### 4.4.3.3 Miejsca zakwaterowania na platformach

Zakwaterowanie personelu na platformach powinno, co do zasady, odbywać się w pomieszczeniach przewidzianych do tego celu już w trakcie projektowania platformy: Podczas planowania i projektowania platformy należy zwrócić szczególną uwagę na bezpieczeństwo konstrukcji, zaopatrzenie i utylizację odpadów, w tym zapewnienie wody pitnej i oczyszczanie ścieków, jak również na kwestie bezpieczeństwa i higieny pracy, w tym drogi ewakuacyjne i środki ratunkowe.

#### 4.4.4 Systemy kabli podmorskich

Poniżej wymienione zostały zasady planistyczne dla systemów kabli podmorskich, przy czym w myśl niniejszego planu jako systemy te należy rozumieć systemy przewodów energetycznych, morskie linie przyłączeniowe, transgraniczne systemy kabli podmorskich, połączenia między nimi oraz systemy kabli podmorskich pod inne obiekty do pozyskiwania energii. Dla wewnętrznych kabli podmorskich farmy wiatrowej także innych obszarów pozyskiwania energii obowiązują następujące zasady planistyczne 4.4.4.5, 4.4.4.6, 4.4.4.8 i 4.4.4.9.

##### Podsumowanie

- Grupowanie jak największej liczby kabli w rozumieniu układania w wiązkach równoległych
- Odległość przy równoległym układaniu: 100 m, po co drugim systemie kablowym 200 m
- Prowadzenie przez korytarze graniczne

- Przecinanie pod kątem prostym obszarów priorytetowych i zastrzeżonych dla żeglugi
- Unikanie krzyżowania, a gdy jest to absolutnie konieczne, wykonać krzyżowanie w miarę możliwości pod kątem prostym;
- Nieinwazyjna technika układania
- Przykrycie
- Ograniczenie nagrzewania osadów (przestrzeganie kryterium 2 K)
- Uwzględnienie rezerwatów przyrody i ustawowo chronionych biotopów

#### 4.4.4.1 Grupowanie

Przy układaniu systemów kabli podmorskich należy dążyć do układania możliwie jak największej liczby kabli w wiązkach równoległych. Ponadto wybrana trasa powinna przebiegać jak najbardziej równolegle względem istniejących struktur.

Aby zminimalizować wpływ na inne formy wykorzystania i potrzebę koordynacji między sobą oraz z innymi formami wykorzystania, a także stworzyć jak najmniej ograniczeń dla przyszłych form wykorzystania, systemy kabli podmorskich należy grupować w jak największym stopniu w wiązki. Grupowanie w rozumieniu układania w wiązki równoległe zmniejsza także efekty fragmentacji. Można je dodatkowo zmniejszyć, jeśli wybierze się trasę kablową równoległą do istniejących struktur i konstrukcji.

#### 4.4.4.2 Odległość przy równoległym układaniu

Przy równoległym układaniu systemów kabli podmorskich należy zachować odległość między poszczególnymi systemami wynoszącą 100 m. Po co drugim systemie kablowym należy zachować odległość 200 m.



Należy przy tym uwzględnić indywidualne warunki podłoża, szczególnie w Morzu Bałtyckim.

#### 4.4.4.3 Prowadzenie przez korytarze graniczne

Systemy kabli podmorskich biegnące do lądu w Niemczech należy zasadniczo prowadzić korytarzami granicznymi N-I do N-V lub O-I do O-V, wyznaczonymi przy granicy WSE i strefy 12 mil morskich.

Transgraniczne systemy kabli podmorskich należy dodatkowo prowadzić korytarzami granicznymi N-VI do N-XV oraz O-I do O-XIII, wyznaczonymi przy granicy WSE i strefy 12 Mm.

Transgraniczne systemy kabli podmorskich biegnące do lądu poza terytorium Niemiec, z powodu bardzo ograniczonej liczby dostępnych tras na wodach terytorialnych, nie powinny być prowadzone przez korytarze graniczne N-I do N-V.

Przewidywane tutaj korytarze graniczne wynikają z korytarzy docelowych określonych w planie zagospodarowania przestrzennego oraz ze zidentyfikowanych w międzyczasie potrzeb. W związku ze znacznie większym zapotrzebowaniem na linie do przesyłu energii, w porównaniu z planem zagospodarowania przestrzennego, w planowaniu uwzględniono dodatkowe korytarze prowadzące do morza terytorialnego, a także rozbudowano istniejące korytarze. Ponadto przy zewnętrznych granicach WSE z krajami sąsiednimi wyznaczono korytarze graniczne, z których możliwe jest poprowadzenie tras w obrębie niemieckiej WSE. W niektórych przypadkach wykorzystują one istniejącą infrastrukturę, taką jak już ułożone systemy kabli podmorskich lub rurociągi. Ustaleń tych dokonano po konsultacji z krajami sąsiednimi.

#### 4.4.4.4 Przecinanie obszarów priorytetowych i zastrzeżonych dla

#### żeglugi

Jeżeli niemożliwe jest poprowadzenie systemów kabli podmorskich równoległe do istniejących obiektów budowlanych, systemy kablowe powinny przecinać obszary priorytetowe i zastrzeżone dla żeglugi w planie zagospodarowania przestrzennego WSE możliwie najkrótszą trasą.

#### 4.4.4.5 Krzyżowanie

Należy dołożyć wszelkich starań, aby uniknąć krzyżowania systemów kabli podmorskich, zarówno między sobą, jak i z istniejącymi rurociągami i istniejącymi lub ustalonymi w niniejszym planie kablami podmorskimi. Jeżeli niemożliwe jest uniknięcie krzyżowania się, należy wykonać je zgodnie z najnowszym stanem techniki i w miarę możliwości pod kątem prostym.

#### 4.4.4.6 Nieinwazyjna technika układania

W celu ochrony środowiska morskiego należy wybrać możliwie nieinwazyjną metodę układania systemów kabli podmorskich.

W celu zminimalizowania ewentualnych negatywnych oddziaływań na środowisko morskie spowodowanych układaniem systemów kabli podmorskich, w ramach procedury indywidualnej, a w szczególności w zależności od warunków geologicznych, należy wybrać taką metodę układania, która będzie w najmniejszym stopniu ingerować w środowisko morskie i w najmniejszym stopniu na nie oddziaływać, a jednocześnie pozwoli bezpiecznie zapewnić ustalone przykrycie tych systemów.

Wszelkie stanowiska kotwiczenia należy wybierać poza miejscami występowania prawnie chronionych typów biotopów.

Usuwanie kamienie, należy unikać usuwania ich na dużych powierzchniach. Usuwanie pojedynczych kamieni należy przeprowadzać w strefie oddziaływania o szerokości 20 m (10 m na prawo i lewo od trasy) lub 30 m na łukach. Kamienie powinny być składowane jak najbliżej

miejsca ich wydobycia, unikając wypiętrzenia mas wody, i nie dalej niż 20 m poza pasem roboczym w obrębie biotopów. Na oczyszczanie wielkopowierzchniowe oraz oczyszczanie poza strefami oddziaływania należy uzyskać odrębne zezwolenie BSH.

W miejscach występowania raf należy zachować odległość 50 m, o ile jest to technicznie możliwe. Szczególnie wrażliwe obszary (biotopy z § 30) należy w miarę możliwości omijać poprzez precyzyjne wytyczanie tras.

#### 4.4.4.7 Przykrycie

**Przy wyborze trwałego przykrycia systemów kabli podmorskich przede wszystkim wziąć pod uwagę kwestie ochrony środowiska morskiego, interesy żeglugi, obronności, rybołówstwa oraz bezpieczeństwo samego systemu.**

#### 4.4.4.8 Nagrzewanie osadów

**Podczas układania systemów kabli podmorskich należy w jak największym stopniu ograniczyć potencjalne negatywne skutki dla środowiska morskiego spowodowane podgrzewaniem osadów przez kable. Należy przestrzegać ustalonego przez naukowców poziomu ostrożnościowego, tak zwanego „kryterium 2 K”, które dopuszcza maksymalny wzrost temperatury osadu o 2 stopnie (Kelwina) na głębokości osadu wynoszącej 20 cm.**

W tym celu system kablowy musi być ułożony na głębokości zapewniającej spełnienie kryterium 2K. Odsyła się do zasady planistycznej 4.4.4.7.

Podczas eksploatacji systemów kabli podmorskich dochodzi do znacznego nagrzania osadów wokół systemów kablowych. Emisja ciepła wynika ze strat cieplnych systemów kablowych podczas przesyłu energii. Temperatura przewodnika może wynosić maksymalnie 70°C dla przewodów prądu stałego i maksymalnie 90°C dla przewodów trójfazowych.

„Kryterium 2 K”, tzn. maksymalny wzrost temperatury o 2 stopnie (Kelwina) 20 cm pod powierzchnią dna morskiego, przyjęte zostało w aktualnej urzędowej praktyce dopuszczania jako poziom ostrożnościowy dla ochrony przyrody w odniesieniu do wszystkich systemów kabli podmorskich układanych w WSE. Kryterium 2 K stanowi poziom ostrożnościowy, który - na podstawie aktualnego stanu wiedzy - zgodnie z oceną Federalnej Agencji Ochrony Przyrody (BfN) pozwala z wystarczającym prawdopodobieństwem na uniknięcie istotnego negatywnego oddziaływania na środowisko morskie lub ekosystemy bentosowe w wyniku wzrostu temperatury kabli. Silniejsze nagrzewanie najwyższej warstwy osadu dna morskiego może prowadzić do zmian w ekosystemach bentosowych w pobliżu tras kabli podmorskich. Przy tym gatunki zimnowodne, występujące zwłaszcza w głębszych partiach wód, związane z niskim zakresem temperatur i wrażliwe na ich wahania temperatur, mogą zostać wyparte przez trasy kabli. Ponadto istnieje możliwość, że nagrzanie osadów może spowodować pojawienie się nowych, obcych dla tych obszarów gatunków. Poza tym wzrost temperatury dna mógłby zmienić właściwości fizyko-chemiczne osadów, co z kolei mogłoby spowodować zmianę w profilach tlenu lub składników odżywczych.

Oprócz temperatury otoczenia w obszarze systemów kabli podmorskich i oporu cieplnego osadów, istotny wpływ na stopień nagrzewania osadów ma także rodzaj kabla i moc przesyłowa. Dlatego przy wymiarowaniu systemów kablowych należy zapewnić zgodność z kryterium 2 K. Głębokość układania lub grubość przykrycia systemów kablowych ma również decydujące znaczenie dla przebiegu temperatury w przypowierzchniowej warstwie osadów.

W ramach procedury wydawania zezwolenia indywidualnego należy przedstawić dowód oczekiwanego maksymalnego nagrzewania

osadów lub zgodności z kryterium 2 K. Obliczenia dotyczące nagrzewania osadów należy przeprowadzić zgodnie z wymogami suplementu do StUK4 dotyczącego bentosu jako dobra chronionego, tabela 1.7. W przypadku transgranicznych systemów kabli podmorskich, ze względu na różne tryby pracy, do weryfikacji należy użyć stałego pełnego obciążenia kabla.

W ramach procedury przygotowawczej FEP w BSH powołano grupę roboczą, która miała odpowiedzieć na pytanie, czy wyżej wymieniona procedura weryfikacji jest odpowiednia do przedstawienia przebiegu maksymalnej temperatury w punkcie odniesienia.

Wykazano, że metoda weryfikacji zasadniczo nadaje się do odwzorowania maksymalnego wzrostu temperatury w okresie kilku lat. Dodatkowo można stwierdzić, że istnieją trzy parametry wejściowe obliczeń, które mają bardzo silny wpływ na wyniki. Są to: głębokość (lub przykrycie) systemu kabli, założenia dotyczące oporu cieplnego osadu oraz założenia dotyczące profilu obciążeń systemu kablowego, a w szczególności w odniesieniu do średniej czasowej prądu (tzw. obciążenie wstępne). Badania wrażliwości dotyczące tych parametrów wykazały, że wartości zwykle przyjmowane dla tych parametrów w dotychczasowych procedurach stanowią konserwatywne, ale rozstrzygające założenie w odniesieniu do wartości maksymalnych.

Głębokość ułożenia systemów kabli podmorskich jest w dużej mierze oparta na wytycznych, wynikających z zasady planistycznej 4.4.4.7 dotyczącej przykrycia. W kontekście przebiegu temperatury w punkcie odniesienia, korzystna byłaby większa głębokość. Równocześnie, głębokość większa niż 1,5 m może powodować ograniczenia techniczne, np. w utrzymaniu maksymalnej temperatury przewodnika ze względu na gorsze rozpraszanie temperatury w głębszych osadach. Ponadto koszt ułożenia systemów kabli podmorskich znacznie wzrasta wraz ze

wzrostem głębokości. Z tych względów, odgórne narzucenie większej głębokości nie wydaje się uzasadnione.

Jeśli chodzi o opór cieplny osadów, to na podstawie konkretnych wartości pomiarowych z Morza Bałtyckiego okazało się, że wartość 0,7 Km/W podana w suplementie do StUK4 dotyczącym bentosu jako dobra chronionego, tabela 1.7, stanowi rozsądną wartość dla różnych typów osadów występujących zwykle na trasie. Jeżeli istnieją zmierzone wartości oporu cieplnego, które zmierzono indywidualnie na trasie, to dla celów weryfikacji możliwe jest również odchylenie od podanej wartości standardowej.

Jako referencyjny profil obciążenia do odwzorowania maksymalnych strat przesyłowych, występujących w systemach przyłączeniowych MTW, w procedurze weryfikacji przyjmuje się profil na podstawie suplementu do StUK4 dotyczącego bentosu jako dobra chronionego, tabela 1.7, w którym, począwszy od stałego obciążenia wstępnego, na które nakłada się przejściowe maksymalne obciążenie przez okres 7 dni, po czym ponownie stosuje się obciążenie wstępne przez okres 45 dni. Taki profil obciążania stopniowego dobrze nadaje się do zilustrowania rzadko występujących obciążeń kabli w fazach silnego wiatru. Dodatkowo profil obciążenia stopniowego oparty na przypadku wieloletnich silnych wiatrów, ułatwia weryfikację o tyle, że nie ma potrzeby analizowania historycznych szeregów czasowych przez okres np. 25 lat przy konkretnych założeniach dotyczących rozważanej MFW i systemu kabli podmorskich. W poprzednich procedurach dopuszczenia ten profil obciążenia stopniowego tworzono i stosowano na podstawie długoterminowych danych pomiarowych wiatru z platformy FINO1 w WSE Morza Północnego o wartościach 77%/99%/77%. Co do zasady, te rzędy wielkości można zastosować dla Morza Bałtyckiego, nawet jeśli wartości są nieco inne. Wniosek ten

został potwierdzony na podstawie bieżących badań, zarówno w ramach wyżej wymienionej grupy roboczej, jak i ekspertyz zleconych odrębnie przez BSH.

Wykazano, że ten profil obciążenia jest odpowiedni również dla przyszłych farm wiatrowych. Charakterystykę zasilania MFV można zmienić poprzez zainstalowanie dodatkowej mocy wykraczającej poza moc przydzieloną mocą (patrz zasada planowania 4.4.2.4). Jednocześnie zwiększa to dyspozycyjność MFV, dzięki czemu można założyć większą zbieżność rzeczywistego zasilania z założonym profilem obciążenia. Bieżące oceny oparte na rzeczywistych szeregach czasowych zasilania potwierdzają ten wniosek.

Przestrzeganie kryterium 2-K w podczas bieżącej eksploatacji powinien sprawdzić OSP, stosując procedury modelowe jak np. TCM II.

Oprócz weryfikacji kryterium 2 K za pomocą opisanej metody obliczeniowej, teoretycznie możliwe jest również sprawdzenie zgodności z kryterium 2 K za pomocą stałych pomiarów temperatury. W tym celu można wykorzystać pomiary temperatury na całej trasie bezpośrednio na kablu podmorskim, z których, za pomocą odpowiedniego modelu dna morskiego, można wywnioskować temperaturę w punkcie referencyjnym. Pomiar temperatury bezpośrednio na kablu podmorskim nie jest jeszcze powszechnie stosowany i jak dotąd służy głównie do wykrywania pożaru lub awarii w kablu. W wyniku prac grupy roboczej stwierdzono jednak, że stałe pomiary temperatury w celu wykazania zgodności z kryterium 2 K nie są jeszcze aktualnym stanem techniki. W tym zakresie należy odnieść się do możliwych przyszłych aktualizacji, gdy tylko pojawi się wiarygodna wiedza na temat zasadności pomiaru.

#### **4.4.4.9 Uwzględnienie rezerwatów przyrody i ustawowo chronionych**

##### **biotopów**

**Przy układaniu systemów kabli podmorskich należy zminimalizować ewentualny negatywny wpływ na środowisko morskie. Dlatego systemy kabli podmorskich powinny być w miarę możliwości układane poza rezerwatami przyrody.**

**Przy układaniu systemów kabli podmorskich należy w miarę możliwości omijać miejsca, w których znane jest występowanie ustawowo chronionych biotopów zgodnie z § 30 BNatSchG.**

Należy unikać układania kabli podmorskich we wrażliwych siedliskach oraz ich negatywnego oddziaływania na środowisko morskie w wyniku ich układania, eksploatacji, konserwacji i ewentualnego pozostawienia po zaniechaniu eksploatacji lub demontażu.

Układanie systemów kabli podmorskich, a także ich eksploatacja, konserwacja i ewentualne ich pozostawienie po zaprzestaniu eksploatacji lub demontażu może wpłynąć niekorzystnie na wrażliwe siedliska. W celu ograniczenia potencjalnie negatywnego oddziaływania na wrażliwe siedliska oraz zachowania celów ochronnych rezerwatów przyrody, systemy kabli podmorskich w WSE powinny być przede wszystkim prowadzone poza rezerwatami przyrody. Jeśli nie jest to możliwe, wpływ na cele ochronne i zachowania rezerwatów przyrody musi zostać zweryfikowany w ramach procedury wydawania zezwolenia indywidualnego.

Należy uwzględnić i skonkretyzować w procedurze indywidualnej najlepsze praktyki środowiskowe („best environmental practice”) zgodnie z Konwencją Helsińską lub Konwencją OSPAR oraz aktualny stan techniki.

Jeżeli podczas dokładniejszych badań w ramach danej procedury wydawania zezwoleń na systemy kabli podmorskich, stwierdzone zostanie występowanie struktur wymienionych w § 30 BNatSchG, należy je przeanalizować i uwzględnić w procesie podejmowania decyzji. W

razie potrzeby należy wskazać alternatywne rozwiązanie przestrzenne w pobliżu, które będzie w stanie lepiej chronić wskazane dobra chronione. W odniesieniu do systemów kabli podmorskich należy zoptymalizować trasy w ramach trasowania precyzyjnego, aby w miarę możliwości ominąć znane miejsca występowania szczególnie wrażliwych typów biotopu na podstawie § 30 BNatSchG i nie wpłynąć na nie negatywnie. W chwili obecnej nie jest jednak możliwe konkretne przyporządkowanie przestrzenne wymienionych struktur.

## 4.5 Możliwości odstępstwa

### 4.5.1 Znormalizowane zasady techniczne

Zasadniczo nie jest możliwe odstępianie od znormalizowanych zasad technicznych w celu osiągnięcia celów związanych z ustaleniem. Jest to możliwe tylko wtedy, gdy odstępianie to jest konieczne w szczególnym indywidualnym przypadku lub jest uzasadnione nowo pozyskaną wiedzą. W szczególności ze względu na ewentualne skutki wynikające z odstępstwa dla interfejsów pomiędzy OSP i MFW, ale także z różnych postępów w zakresie planowania i realizacji, należy wprowadzić odstępstwa na wczesnym etapie – przed ogłoszeniem o wszczęciu postępowania przetargowego na odpowiedni obszar / odpowiednie obszary lub przed lub przed przyznaniem morskiej linii przyłączeniowej.

### 4.5.2 Zasady planistyczne

Możliwość odstępstwa od zasad planowania zależy między innymi od tego, czy zasady planowania opierają się na wiążących przepisach z zakresu prawa specjalistycznego. Odstępstwo od celów określonych w § 4 ust. 1 ROG, a tym samym od istniejącego na mocy plany zagospodarowania przestrzennego obowiązku ich przestrzegania w planowaniu o znaczeniu przestrzennym, jest możliwe tylko na warunkach tam określonych.

W uzasadnionych przypadkach możliwe jest również odstępianie od zasad planistycznych, które nie są oparte na bezwzględnie obowiązujących prawie specjalistycznym lub prezentują cele zagospodarowania przestrzennego. Dotyczy to przypadków, w których nie można lub już nie można zagwarantować zgodności ze względu na specjalne warunki ramowe. Ponadto można sobie wyobrazić określone sytuacje, w których nie wszystkie zasady są wdrażane jednocześnie, ponieważ czasami służą przeciwstawnym interesom i dlatego muszą być zrównoważone.

Wniosek o odstępstwo od zasad planistycznych, co do których nie obowiązuje zakaz odstępowania, należy złożyć w ramach odpowiedniej procedury wydawania zezwolenia indywidualnego. Każde odstępstwo od jakiegokolwiek zasady planistycznej należy uzasadnić w sposób zrozumiały i wiarygodny w odpowiedniej procedurze wydawania zezwolenia indywidualnego. Należy przy tym przestrzegać ustawowych wymagań dla procedur wydawania indywidualnych zezwoleń. Przede wszystkim należy przedstawić i poddać ocenie:

- uzasadnienie każdego odstępstwa od zasad planistycznych i wykazać przestrzeganie wymogów ustawowych;
- ewentualny wpływ na interesy publiczne i prywatne;
- rozważenie oszczędnego i ostrożnego wykorzystania przestrzeni w myśl § 4 ust. 2 WindSeeG

## 4.6 Horyzont planowania

FEP zawiera ustalenia dotyczące rozbudowy MTW i wymaganych do tego celu morskich linii przyłączeniowych na okres od 2026 roku do co najmniej 2030 roku

## WindSeeG: 20 GW do 2030 roku

Horyzont planowania jest zorientowany na cel WindSeeG, w którym przewidziano do roku 2030 ścieżkę rozwoju w wysokości 20 gigawatów morskiej energii wiatrowej. Dodatkowo WindSeeG określa również cel długoterminowy na poziomie 40 GW do 2040 roku.

W ramach niniejszej aktualizacji/zmiany FEP zostaną opracowane ustalenia odnośnie do rejonów do strefy 3 włącznie w wyłącznej strefie ekonomicznej. Przewidywane są ustalenia odnośnie do obszarów w celu osiągnięcia poziomu 20 GW do 2030 roku. Wybór rejonów i obszarów zapewnia wystarczającą, możliwą do zaplanowania ścieżkę rozwoju do ok. 2035 roku.

## Ramy scenariuszowe 2021-2035

### 4.7 Określenie przewidywanej mocy instalowanej

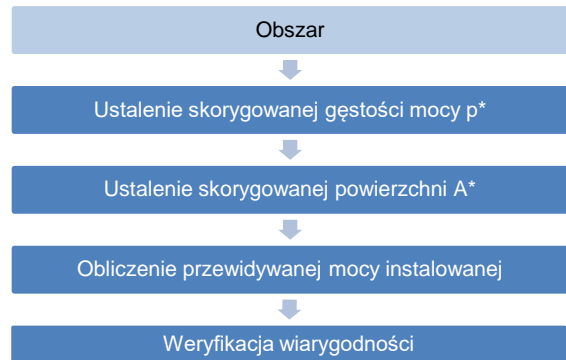
#### 4.7.1 Cel określania mocy instalowanej

Dla obszarów w strefie 1 i 2 metodyka opisana w rozdziale 4.7.2 odpowiada procedurze, która została już przedstawiona w FEP 2019. Na tle szczególnych warunków oraz aktualnej wiedzy o rozległych skutkach oddziaływaniem śladów aerodynamicznych w strefie 3 proponuje się dla leżących tam obszarów procedurę alternatywną (patrz rozdział 4.7.3).

#### 4.7.2 Metodyka określania mocy instalowanej dla strefy 1 i 2

Gęstość mocy farmy wiatrowej (wyrażona w MW/km<sup>2</sup>) wynika ze stosunku mocy znamionowej TW do powierzchni podstawy, którą określają zewnętrzne TW. Dlatego gęstość mocy jest decydującym parametrem dla określenia przewidywanej instalowanej mocy na dowolnym obszarze. Ważnym czynnikiem wpływającym na poziom gęstości mocy jest odległość między poszczególnymi TW. Na Ilustracja 6 przedstawiono schematycznie metodykę określania mocy, która jest opisana

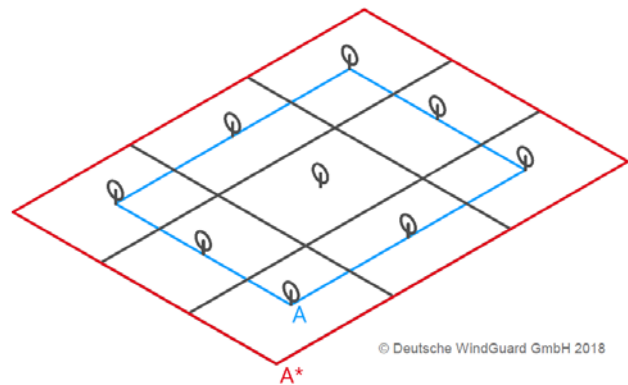
poniżej. Metodyka ta może być stosowana dla WSE na Morzu Północnym i Bałtyckim.



Ilustracja 6: Schemat metodologii określania mocy instalowanej

#### 4.7.2.1 Ustalanie skorygowanej gęstości mocy

Ilustracja 7 przedstawia przykład powierzchni nominalnej (niebieska obwódka), którą określają konkretne lokalizacje turbin wiatrowych, w stosunku do powierzchni skorygowanej (czerwona obwódka).



Ilustracja 7: Przedstawienie skorygowanej powierzchni A\* w stosunku do powierzchni nominalnej A (Prognos, 2019)

#### 4.7.2.2 Gęstość mocy w strefie 1 i 2

#### 4.7.2.3 Określanie skorygowanej powierzchni

Odstęp buforowy oblicza się więc w następujący sposób:

**Obliczanie odległości buforowej x**

$$x = \frac{1}{4} \cdot d_{\text{wirnik}} \cdot \sqrt{\pi \cdot \frac{p_{TW}}{p^*}}$$

$d_{\text{wirnik}}$	Średnica wirnika w m
$p_{TW}$	Moc właściwa TW w watach/m <sup>2</sup> powierzchni wirnika
$p^*$	Skorygowana gęstość mocy w MW/km <sup>2</sup>

Założenia do obliczeń powierzchni skorygowanej zestawione zostały w poniższej tabeli:

Tabela 3: Parametry wejściowe do obliczenia skorygowanej powierzchni

Parametr	Wartość
Skorygowana gęstość mocy	W zależności od powierzchni
Średnica wirnika	220 m
Moc właściwa TW	400 W/m <sup>2</sup>

#### 4.7.2.4 Weryfikacja wiarygodności przewidywanej mocy instalowanej

Następnym krokiem jest weryfikacja wiarygodności przewidywanej mocy instalowanej, określonej zgodnie z wyżej opisaną procedurą. Takie sprawdzenie przeprowadzane jest w trzech krokach:

##### Dostępne możliwości podłączenia do sieci

##### Sprawdzenie możliwych wariantów rozmieszczenia urządzeń na farmach wiatrowych

#### 4.7.3 Metodyka określania instalowanej mocy dla strefy 3

Leżące w strefie 3 WSE Morza Północnego rejonory od N-9 do N-13 rozwijane są całkowicie w ramach systemu docelowego.

W porównaniu z prezentacją w FEP 2019 rejonory N-9 do N-13 zostały znacznie powiększone w kierunku północno-zachodnim. Bliższe

informacje są zawarte w rozdziale 5.1. Są to bardzo duże rejonory dysponujące dużą liczbą elektrowni wiatrowych, które są w większości zabudowane całościowo przy wykorzystaniu porównywalnej technologii instalacji. W porównaniu do rejonory znajdujących się w strefie 1 i 2 waga strat spowodowanych oddziaływaniem śladów aerodynamicznych urządzeń odgrywa dużo większą rolę.

Metodyka określania mocy dla obszarów w strefie 3 był przedmiotem szeroko zakrojonych konsultacji w ramach niniejszej aktualizacji FEP. W trakcie tych konsultacji okazało się, że rejonory w strefie 3 znacznie różnią się od tych w strefach 1 i 2 co do zakresu określenia przewidywanej mocy instalowanej obszarów, tak że uniwersalne podejście do określania mocy jak dla obszarów w strefie 1 i 2 mija się z celem. Należy raczej dokonać indywidualnego określenia przewidywanej mocy instalowanej, biorąc pod uwagę cele wymienione w punkcie 4.7.1.

#### Osiągnięciu celu

##### Efektywne przyłączenie do sieci

##### Efektywność kosztowa

W porównaniu z obszarami w strefach 1 i 2 gęstość mocy w rejonach N-9 i N-10 jest zatem zmniejszona w celu skompensowania zwiększonych strat spowodowanych zacienieniem. Przy określeniu 4 GW w rejonie N-9 lub 2 GW w rejonie N-10, skorygowana gęstość mocy wynosi ok. 8 MW/km<sup>2</sup>.

## 4.8 Kryteria ustalania obszarów oraz porządku chronologicznego przetargów na te obszary

§ 5 ust. 4 WindSeeG podaje kryteria ustalania obszarów w FEP oraz chronologicznego porządku przetargów. Nadrzędnym celem jest, by rozwój morskich turbin wiatrowych i przynależnych do nich systemów przyłączeniowych na danych obszarach był zsynchronizowany, a możliwości istniejących linii przyłączeniowych były wykorzystywane efektywnie.

### 4.8.1 Metodyka stosowania kryteriów

Co do zasady zastosowanie poniższych kryteriów odbywa się stopniowo: Po pierwsze, aby zidentyfikować obszary, a następnie ustalić porządek chronologiczny ogłaszania na nie przetargów. Poszczególne kryteria lub ich kilka może doprowadzić do tego, że strefy w ramach rejonów nie zostaną ustalone jako obszary w rozdziale 5.2. Bliższe informacje zawarto także w rozdziale 5.2.

Z uwagi na podstawowe cele określone w sekcji 4.8, kryterium nr 1 zdefiniowane jest jako nadrzędne, gdy jest stosowane w celu określenia porządku chronologicznego obszarów. Wynika to z § 5 ust. 4 zdanie 1 WindSeeG, który przed wyliczeniem kryteriów jako nadrzędny cel wskazuje zakończenie budowy linii przyłączeniowych koniecznych do przyłączenia obszarów oraz efektywne wykorzystanie i eksploatację istniejących morskich linii przyłączeniowych. Kryterium zawarte w § 5 ust. 4 zdanie 2 pkt 1 stanowi podstawę, ponieważ chodzi o wykorzystanie istniejących linii przyłączeniowych, aby w miarę możliwości uniknąć niepełnego wykorzystania i zapewnić jak najskuteczniejsze postępowanie. Co do zasady, w pierwszej kolejności

wykorzystane powinny być w pełni istniejące linie.<sup>11</sup>

W związku z tym, przy zastosowaniu kryteriów w celu ustalenia porządku chronologicznego, obszary są najpierw sortowane zgodnie z tym kryterium. Następnie, w celu dalszego uszeregowania obszarów, ustala się kolejność na podstawie kryteriów 2 do 8.

### 4.8.2 Opis stosowanych kryteriów

**4.8.2.1 Kryterium 1: efektywne wykorzystanie i obciążenie morskich linii przyłączeniowych z terminem uruchomienia do końca 2025 roku**

**4.8.2.2 Kryterium 2: prawidłowe i efektywne planowanie, budowa, przekazanie do eksploatacji, wykorzystanie i obciążenie morskich linii przyłączeniowych z terminem uruchomienia po 2026 roku**

**4.8.2.3 Kryterium 3: bliskość wybrzeża**

**4.8.2.4 Kryterium 4: konflikty form wykorzystania na danym obszarze**

**4.8.2.5 Kryterium 5: przewidywana rzeczywista możliwość zabudowania danego obszaru**

**4.8.2.6 Kryterium 6: przewidywana moc instalowana**

**4.8.2.7 Kryterium 7: zrównoważony rozdział między Morzem Północnym a Bałtyckim**

**4.8.2.8 Dodatkowe kryterium dla wód**

<sup>11</sup> BT-DrS. 18/8860 z dnia 21 czerwca 2016 r., projekt ustawy frakcji parlamentarnych CDU/CSU i SPD, projekt ustawy o wprowadzeniu przetargów na energię elektryczną

z odnawialnych źródeł energii oraz o dalszych zmianach w ustawie o odnawialnych źródłach energii, str. 275.



**terytorialnych: rzeczywista  
dostępność obszarów**

## 5 Ustalenia

### 5.1 Rejony pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych

Obecnie, zgodnie z poniższymi objaśnieniami, w planie ustalono łącznie 13 rejonów w WSE Morza Północnego i trzy rejonów w WSE Morza Bałtyckiego z przeznaczeniem pod MTW, przy czym rejon N-4 i N-5 są poddawane ocenie pod kątem ewentualnego przyszłego wykorzystania. Dla lepszej czytelności rejonów zostały oznaczone literą N dla Morza Północnego i literą O dla Morza Bałtyckiego, i ponumerowane kolejno od 1 do 13.

Ustalenie i granice tych rejonów opierają się przede wszystkim na ustaleniach planu zagospodarowania przestrzennego oraz uwzględnieniu innych interesów publicznych i prywatnych. Odnośnie do zagospodarowania przestrzennego oprócz obowiązującego planu zagospodarowania przestrzennego 2009 w rozważaniach uwzględniono także ROP-E 2021, głównie w celu osiągnięcia jak najbardziej spójnego reżimu planowania dla WSE. Bliższe informacje są zawarte w rozdziale 2.6.1.2.

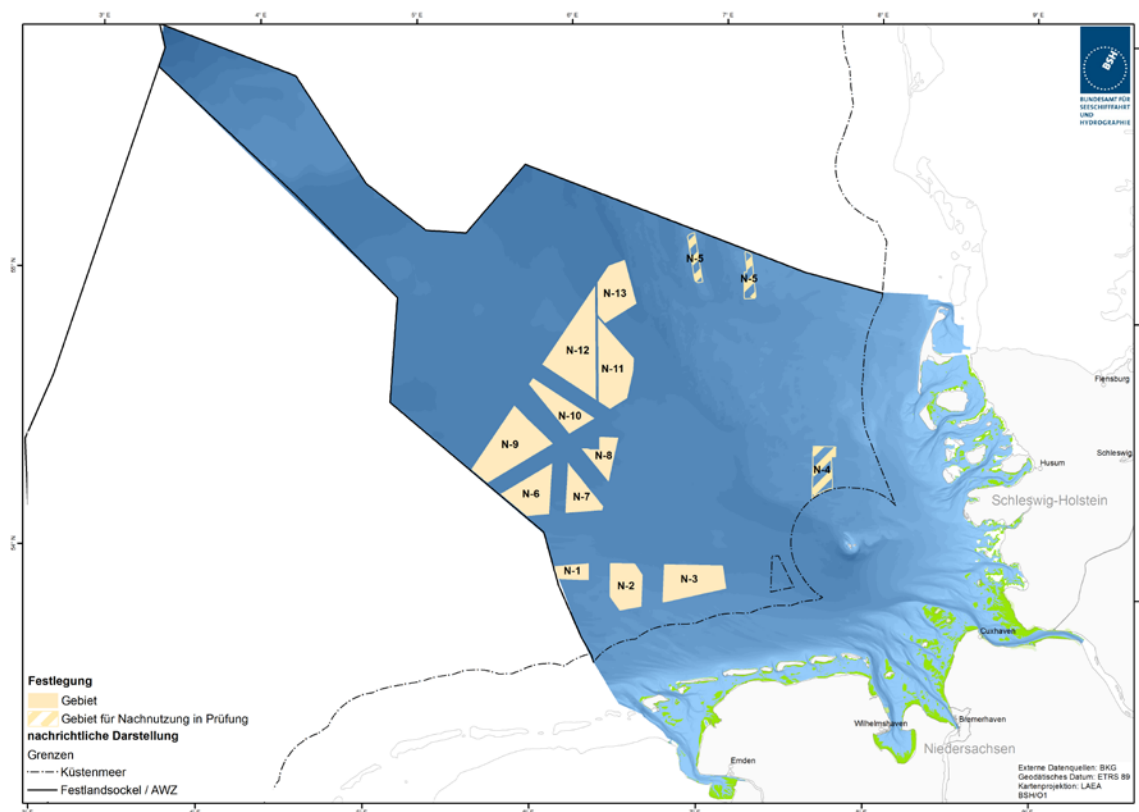
Ustalenia rejonów zostały w znacznym stopniu przejęte z O-NEP lub BFO. Rejony N-1 do N-4 oraz wszystkie rejonów Morza Bałtyckiego znajdują się w strefie 1 O-NEP. Rejony N-5 do N-8 znajdują się w strefie 2, rejon N-9 do N-13 znajdują się w strefie 3 O-NEP. Wszystkie rejonów zostały dostosowane do wymagań planu zagospodarowania przestrzennego 2009 tak, aby zachować odległość 500 m od granicy WSE i wyznaczonych szlaków żeglugowych w celu zapewnienia możliwości utworzenia strefy bezpieczeństwa wokół przyszłych MFW w obrębie niemieckiej WSE. W przypadku szlaków żeglugowych SN10 i SN15 uwzględniono ich zmieniony układ w projekcie aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego. Z tego powodu zmniejszają się nieznacznie niektóre

rejonów w porównaniu z dotychczasowymi ustaleniami w FEP 2019. Bliższe informacje są zawarte w rozdziale 2.6.1.2.

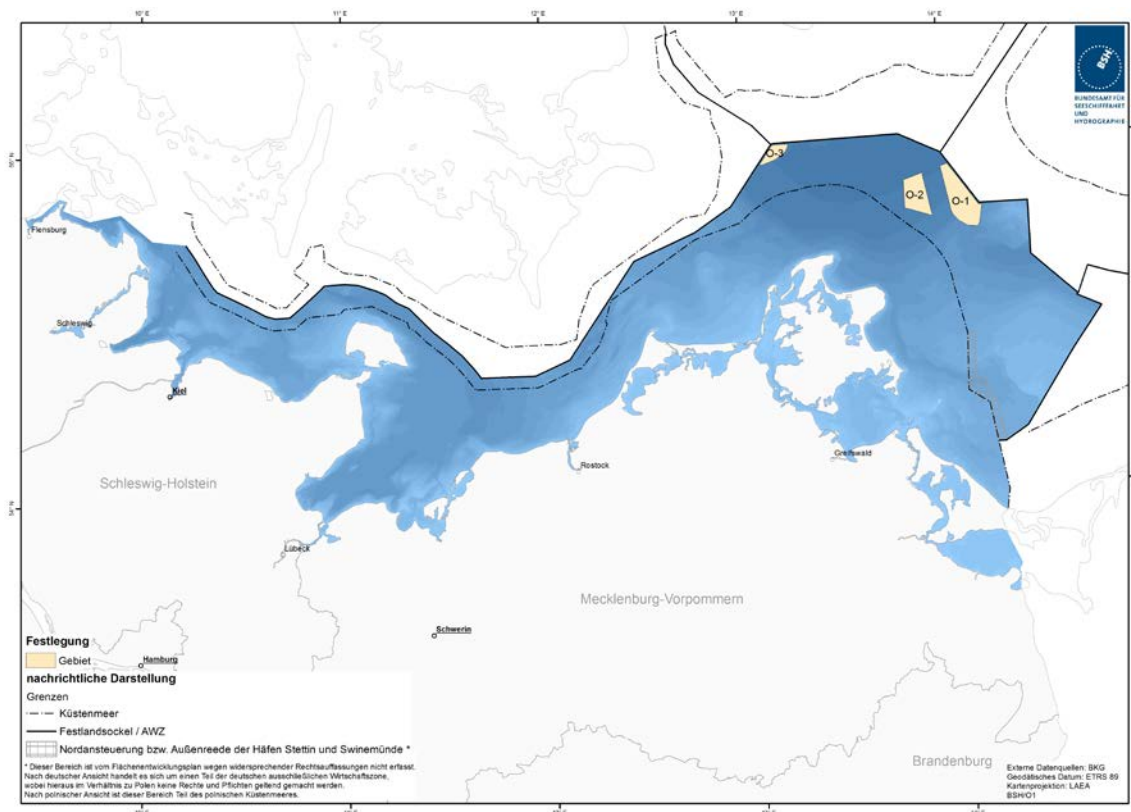
Rozszerzenie rejonów N-9, N-10, N-12 i N-13 do rejonu zastrzeżonego dla żeglugi zgodnie z ROP 2009 wymaga szczególnego uzasadnienia: Aktualne analizy ruchu oparte na danych AIS wskazują, że założenia dotyczące potoków ruchu w WSE, na których opiera się ROP 2009, nie odpowiadają (już) w pełni rzeczywistym warunkom. W szczególności ruch na SN 10 charakteryzuje się ruchem tranzytowym, który biegnie od holenderskiego obszaru rozgraniczenia ruchu we Fryzji Wschodniej do wejścia do duńskich obszarów rozgraniczenia ruchu na północ od Skagen. Zasadniczo można przy tym wyróżnić trzy nurty ruchu, z których główne znajdują się w rejonie priorytetowym żeglugi ROP 2009 i dalej na zachód. Obszar zastrzeżony ROP 2009 na wschód od obszaru priorytetowego 10 jest znacznie mniej ruchliwy. Jego zastosowanie odpowiada ROP-E 2021, do jego warunków i wymagań FEP powinien dopasować się po zakończeniu aktualizacji. GDWS, jako właściwy urząd, także nie wnosi zastrzeżeń. Wstępne wyniki uzyskane w ramach zleconej przez DNV-GL i Nautitec ekspertyzy w celu określenia zagrożenia i sytuacji nautycznej w SN 10 potwierdzają ocenę, że obszary od N-9 do N-13 można rozszerzyć na zachód do części obszaru zastrzeżonego w ROP 2009 dla żeglugi.

Tabela 4: Przegląd rejonów pod morską energię wiatrową

Rejon	Powierzchnia [km <sup>2</sup> ]	Przynależność do strefy O-NEP
<b>Morze Północne</b>		
N-1	ok. 79	1
N-2	ok. 223	1
N-3	ok. 308	1
N-4	ok. 148	1
N-5	ok. 124	2
N-6	ok. 249	2
N-7	ok. 163	2
N-8	ok. 124	2
N-9	ok. 453	3
N-10	ok. 195	3
N-11	ok. 355	3
N-12	ok. 494	3
N-13	ok. 270	3
<b>Morze Bałtyckie</b>		
O-1	ok. 129	1
O-2	ok. 82	1
O-3	ok. 28	1



Ilustracja 8: Rejony w niemieckiej WSE Morza Północnego



Ilustracja 9: Rejony w niemieckiej WSE Morza Bałtyckiego

### 5.1.1 Ustalenia rejonów i ram planistycznych

Istniejące plany zagospodarowania przestrzennego dla WSE wyznaczają ramy przede wszystkim dla ustalenia rejonów. Przy wyborze i ustalaniu 13 rejonów w WSE Morza Północnego i trzech rejonów w WSE Morza Bałtyckiego uwzględniono obszary priorytetowe i zastrzeżone dla żeglugi, rurociągów, badań naukowych i energetyki wiatrowej. Zgodnie z podejściem przyjętym w planie zagospodarowania przestrzennego na rok 2009 nie zostały ustalone żadne rejon pod energię wiatrową w rezerwatach przyrody ani na obszarach szkoleniowych marynarki wojennej (patrz Ilustracja 39 i Ilustracja 40). Oprócz obowiązującego planu zagospodarowania

przestrzennego na rok 2009 przyjęto również zmiany, które wynikają z projektu dotyczącego aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego (ROP-E 2021), który został opublikowany i poddany konsultacji we wrześniu 2020 roku. Bliższe informacje są zawarte w rozdziale 2.6.1.2.

Ponadto ustalanie rejonów bazuje na klastrach wytyczonych w Federalnych Planach dla Obszarów Morskich, w zasadzie poprzez ich utrzymanie.<sup>12</sup> Już w Federalnym Planie dla Obszarów Morskich – Morze Północne 2012 zidentyfikowano 13 klastrów pod morską energię wiatrową i przedstawiono powody, dla których inne rejony nie mogą być brane pod uwagę do wykorzystania pod morską energię wiatrową, por. rozdział 4.2 BFO-N 2012. Zostało to szerzej omówione w BFO-N

<sup>12</sup> Są one dostępne pod adresem [https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Bundesfachplaene\\_Offshore/bundesfachplaene-offshore\\_node.html](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Bundesfachplaene_Offshore/bundesfachplaene-offshore_node.html).

nung/Bundesfachplaene\_Offshore/bundesfachplaene-offshore\_node.html.

13/14. W tym kontekście odsyła się do wyjaśnień zawartych w rozdziale 4.2 BFO-N 13/14.

Oprócz warunków ramowych planu zagospodarowania przestrzennego, decydującą rolę w lokalizacji i przy wyborze rejonów odgrywają również cele prawne zgodnie z § 4 ust. 2 WindSeeG. Celem jest osiągnięcie celu rozwoju zgodnie z § 1 ust. 2 zd. 1 WindSeeG (20 GW do 2030 i 40 GW do 2040), zwiększenie produkcji energii elektrycznej z MTW w sposób uporządkowany przestrzennie i oszczędzający przestrzeń, zapewnienie uporządkowanego i efektywnego wykorzystania i obciążenia morskich linii przyłączeniowych oraz zaplanowanie, wybudowanie, oddanie do eksploatacji i wykorzystanie morskich linii przyłączeniowych równoległe ze zwiększeniem produkcji energii elektrycznej z MTW.

Zgodnie z § 5 ust. 3 zdanie 3 WindSeeG, wstępnie co do zasady zakłada się dopuszczalność ustalenia rejonu, o ile rejon znajduje się w klastrze określonym przez Federalny Plan dla Obszarów Morskich zgodnie z § 17a EnWG lub w obszarze priorytetowym, zastrzeżonym lub o szczególnej przydatności w planie zagospodarowania przestrzennego zgodnie z § 17 ustępnym 1 zdanie 1 ROG.

W ramach ustalania i weryfikacji rejonów, zgodnie z poniższymi objaśnieniami dotyczącymi poszczególnych rejonów, nie pojawiły się żadne nowe informacje w stosunku do klastrów zidentyfikowanych w BFO, więc nic nie stoi na przeszkodzie ustaleniu w FEP na podstawie obecnie dostępnych informacji; lub dodatkowe istotne aspekty lub aktualizacje i pogłębione analizy potwierdziły wyznaczenie klastrów określonych w BFO. Tylko rejon N-9 do N-13 zostały dopasowane odpowiednio do wyborów w ROP-E 2021 według aktualnej wiedzy. Bliższe informacje są zawarte w rozdziale 8.3.

Wprawdzie kryteria, o których mowa w § 5 ust. 4 zdanie 2 pkt. 1 do 7 WindSeeG, takie jak

uporządkowane i efektywne planowanie, budowa, oddanie do eksploatacji, użytkowanie i wykorzystanie mających powstać morskich linii przyłączeniowych, bliskość wybrzeża i konflikty związane z formami wykorzystania zgodnie z brzmieniem ustawy mają być stosowane przy ustalaniu obszarów i porządku chronologicznego przetargów, to - ponieważ obszary te znajdują się jednak w obrębie rejonów - rejonu te są już ustalane zgodnie z zamierzeniem i celem w odniesieniu do kryteriów stosowanych do obszarów lub są weryfikowane nie tylko pod kątem dodatkowych lub innych istotnych aspektów oraz aktualizacji i przeprowadzenia pogłębionej analizy, lecz w szczególności w odniesieniu do bliskości wybrzeża (kryterium 3) i występowania konfliktów związanych z formami wykorzystania (kryterium 4).

W myśl rentownego rozwoju energetyki wiatrowej należy rozpocząć rozbudowę od rejonów leżących blisko wybrzeża i stopniowo zwiększać odległość od wybrzeża.

### 5.1.2 Szczegółowe informacje o rejonach

**Rejon N-1** znajduje się pomiędzy obszarami rozgraniczenia ruchu „German Bight Western Approach“ i „Terschelling German Bight“. Od południa rejon ten graniczy z rezerwatem przyrody „Borkum Riffgrund“, od wschodu z ustalonym na podstawie planu zagospodarowania przestrzennego obszarem priorytetowym 3 dla żeglugi ustalonym w ROP 2009 lub SN3 w ROP-E 2021. Po zachodniej stronie rejonu przebiega granica WSE z Holandią. Rejon ten znajduje się w ustalonym na podstawie planu zagospodarowania przestrzennego obszaru priorytetowego energetyki wiatrowej „Nördlich Borkum“ w ROP 2009 lub w obszarze priorytetowym EN1 w ROP-E 2021. Przewiduje się, że rejon ten zostanie w pełni zagospodarowany do końca 2025 roku.

**Rejon N-2** leży bezpośrednio na północny wschód od rezerwatu przyrody „Borkum

Riffgrund” i jest ograniczony od strony północno-wschodniej przez rurociąg „Norpipe”. Od południa i północy ograniczają go obszary zastrzeżone zgodnie z ROP 2009, równoległe do obszarami rozgraniczenia ruchu, oraz obszary priorytetowe dla żeglugi podane zgodnie z ROP-E 2021. To samo dotyczy strony wschodniej. Rejon ten znajduje się w ustalonym na podstawie planu zagospodarowania przestrzennego obszarze priorytetowym energetyki wiatrowej „Nördlich Borkum” w ROP 2009 lub w obszarze priorytetowym EN2 w ROP-E 2021. Przewiduje się, że rejon ten zostanie w pełni zagospodarowany do końca 2025 roku.

**Rejon N-3** także znajduje się pomiędzy obydwooma obszarami rozgraniczenia ruchu na zachód od ustalonego na podstawie planu zagospodarowania przestrzennego obszaru priorytetowego dla rurociągu „Europipe 2” zgodnie z ROP 2009 lub rejonu zastrzeżonego LN2 zgodnie z ROP-E 2021. Zachodnia połowa tego rejonu znajduje się w ustalonym na podstawie planu zagospodarowania przestrzennego obszarze priorytetowym energetyki wiatrowej „Nördlich Borkum” zgodnie z ROP 2009. Cały rejon znajduje się w obszarze priorytetowym dla energetyki wiatrowej EN3 zgodnie z ROP-E 2021. Przez rejon przebiega w kierunku północn-wschodnim rurociąg „Europipe 1”, który jest zabezpieczony przez odpowiednie obszary priorytetowe i zastrzeżone dla rurociągów w ROP 2009 oraz przez rejon zastrzeżony dla przewodów LN3 w ROP-E 2021. Przewiduje się, że rejon ten zostanie częściowo zagospodarowany do końca 2025 roku, odpowiednie informacje są podane na Ilustracja 11.

**Rejon N-4** znajduje się na północ od wyspy Helgoland. Od strony wschodniej graniczy z ostoją ptaków „Östliche Deutsche Bucht” i z obszarem II rezerwatu przyrody „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht”. Rejon ten znajduje się wewnątrz obszaru priorytetowego ustalonego w ROP 2009 dla energetyki

wiatrowej „Südlich Amrumbank” i obszaru zastrzeżonego w ROP-E 2021 dla energetyki wiatrowej EN4. Znaczna część tego obszaru leży w obrębie głównego obszaru koncentracji nurów i głównego obszaru występowania morświnów. Przewiduje się, że rejon ten zostanie w pełni zagospodarowany do końca 2025 roku.

Według aktualnego stanu wiedzy rejon N-4 ma duże znaczenie sezonowe dla nurów. W związku z tym nadal odstępuje się ustalenia rejonu N-4, a jego przyszłe wykorzystanie poddawane jest ocenie.

**Rejon N-5** znajduje się na zachód od wyspy Sylt, w obrębie i na krawędzi rezerwatu przyrody „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht”. Rejon ten znajduje się całkowicie w obrębie głównego obszaru koncentracji nurów i głównego obszaru występowania morświnów. Rejon znajduje się w obrębie ustalonego w ROP-E 2021 obszaru zastrzeżonego dla energetyki wiatrowej EN5.

Wymóg badania obszaru pod kątem ewentualnego przyszłego wykorzystania opiera się na fakcie, że zgodnie z § 8 ust. 3 WindSeeG w ramach aktualizacji FEP można po roku 2030 dokonać ustaleń dotyczących przyszłego wykorzystania.

**Rejon N-6** znajduje się na północ od obszaru rozgraniczenia ruchu „German Bight Western Approach”. W kierunku wschodnim rejon ten jest ograniczony obszarem zastrzeżonym dla żeglugi 12 w ROP 2009 i obszarem priorytetowym SN12 w ROP-E 2021, a w kierunku północnym szlakiem żeglugowym 6 i SN6. Na zachód od tego rejonu przebiega granica WSE z Holandią. Ten rejon znajduje się w całości w obrębie obszaru priorytetowego energetyki wiatrowej EN6 w ROP-E 2021 i zostanie częściowo zagospodarowany przypuszczalnie do końca 2025 r., więcej informacji na Ilustracja 11.

**Rejon N-7** znajduje się na północ od obszaru rozgraniczenia ruchu „German Bight Western Approach“. Jest on ograniczony od zachodu obszarem zastrzeżonym żeglugi 12 (ROP 2009) i obszarem priorytetowym żeglugi SN12 (ROP-E 2021), a w kierunku północnwschodnim obszarem zastrzeżonym rurociągów „Norpipe“ zgodnie z ROP 2009 i LN1 zgodnie z ROP-E 2021. Ten rejon odpowiada obszarowi priorytetowemu energetyki wiatrowej EN7 w ROP-E 2021 i zostanie częściowo zagospodarowany przypuszczalnie do końca 2025 roku, więcej informacji na Ilustracja 11.

**Rejon N-8** znajduje się w obrębie ustalonego w planie zagospodarowania przestrzennego obszaru priorytetowego dla energetyki wiatrowej „Östlich Austergrund“ w ROP 2009 i obszaru priorytetowego dla energetyki wiatrowej EN8 w ROP-E 2021. W kierunku południowo-zachodnim rejon ten jest ograniczony obszarem zastrzeżonym dla rurociągów („Europipe 1“) w ROP 2009 i LN1 w ROP-E 2021, w kierunku wschodnim szlakiem żeglugowym 5 (ROP 2009) i SN5 (ROP-E 2021). Północną granicę tego rejonu stanowią istniejące farmy wiatrowe. W północnej części rejon jest ograniczony w kierunku zachodnim wzdłuż interkonektora NorNed. Rejon ten jest w pełni zagospodarowany, odpowiednie informacje są podane na Ilustracja 11.

**Rejon N-9** jest ograniczony szlakami żeglugowymi 6 i 10 w ROP 2009 i SN6 i SN10 w ROP-E 2021 oraz obszarem zastrzeżonym dla rurociągów („Norpipe“) i LN1. Odpowiada on obszarowi priorytetowemu dla energetyki wiatrowej EN9 w ROP-E 2021. Dla szlaku żeglugowego SN10 (patrz informacje ogólne w rozdziale 2.6.1.2) jako podstawę wykorzystuje się położenie z opublikowanego i

konsultowanego projektu aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego.

**Rejon N-10** znajduje się pomiędzy szlakami żeglugowymi 4, 6 i 10 w ROP 2009 i SN4, SN6 i SN10 w ROP-E 2021, a także obszarem zastrzeżonym, dla rurociągu („Europipe 1“) w ROP 2009 i LN1 w ROP-E 2021. Ten rejon odpowiada obszarowi priorytetowemu dla energetyki wiatrowej LN10 w ROP-E 2021. Dla szlaku żeglugowego SN10 (patrz informacje ogólne w rozdziale 2.6.1.2) jako podstawę wykorzystuje się położenie z opublikowanego i konsultowanego projektu aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego.

**Rejon N-11** jest ograniczony szlakami żeglugowymi 4, 5 i 6 w ROP 2009 oraz SN4, SN5 i SN6 w ROP-E 2021, transgranicznym systemem kabli podmorskich „NorNed“ oraz rezerwatem przyrody „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“. Ten rejon odpowiada obszarowi priorytetowemu dla energetyki wiatrowej EN 11 w ROP-E 2021.

**Rejon N-12** jest ograniczony przez szlaki żeglugowe 4 i 10 w ROP 2009 oraz SN4 i SN 10 w ROP-E 2021, i transgraniczny system kabli podmorskich „NorNed“. Ten rejon odpowiada obszarowi priorytetowemu dla energetyki wiatrowej EN 12 w ROP-E 2021. Dla szlaku żeglugowego SN10 (patrz informacje ogólne w rozdziale 2.6.1.2) jako podstawę wykorzystuje się położenie z opublikowanego i konsultowanego projektu aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego.

**Rejon N-13** jest ograniczony szlakiem żeglugowym 10 (ROP 2009) i SN10 (ROP-E 2021), rezerwatem przyrody „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“, a także głównym obszarem koncentracji nurów<sup>13</sup>; znajduje się on w dużej mierze w obrębie głównego obszaru występowania morświnów. Ten rejon odpowiada

<sup>13</sup> W celu ochrony nurów odległość od głównego obszaru koncentracji wynosi 5,5 km i pokrywa się z utratą siedlisk

na skutek płoszenia. Bliższe informacje są zawarte w rozdziale 8.3.

obszarowi priorytetowemu dla energetyki wiatrowej EN 13 w ROP-E 2021. Dla szlaku żeglugowego SN10 (patrz informacje ogólne w rozdziale 2.6.1.2) jako podstawę wykorzystuje się położenie z opublikowanego i konsultowanego projektu aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego.

**Rejon O-1** („Westlich Adlergrund”) znajduje się na północny wschód od wyspy Rugia przy granicy z duńską WSE. Rejon jest zlokalizowany na północ od rezerwatu przyrody „Pommersche Bucht - Rönnebank” oraz na północ od obszaru priorytetowego dla żeglugi nr 21 wg ROP 2009 lub SO1 wg ROP-E 2021. Na zachód od tego rejonu znajduje się obszar priorytetowy dla żeglugi nr 20 zgodnie z ROP 2009 i SO2 zgodnie z ROP-E 2021, po wschodniej stronie przebiega granica WSE z Danią. Rejon ten zawiera ustalony na podstawie planu zagospodarowania przestrzennego obszar priorytetowy „Westlich Adlgrund” zgodnie z ROP 2009 i znajduje się w obrębie obszaru priorytetowego dla energetyki wiatrowej EO1 zgodnie z ROP-E 2021. Wpływ na migrację ptaków między Rugią a Skanią zostanie zbadany później. Przewiduje się, że rejon ten zostanie częściowo zabudowany do końca 2025 roku, informacje na ten temat znajdują się w Ilustracja 3 i Ilustracja 12.

**Rejon O-2** („ArkonaSee”) leży na północny wschód od wyspy Rugia. Rejon ten jest ograniczony od północy i wschodu obszarami priorytetowymi dla żeglugi nr 19 i 20 zgodnie z ROP 2009 oraz SO1 i SO2 zgodnie z ROP-E 2021. Południowa granica rejonu wynika z przebiegu trasy kabla teleinformatycznego

„Baltica Segment 3”. Na zachodzie rejon graniczy z obszarem priorytetowym dla badań (FoO3 wg ROP-E 2021). Wpływ na migrację ptaków między Rugią a Skanią zostanie zbadany później. W północnej części rejonu znajduje się stacja MARNET. Ten rejon znajduje się w obrębie obszaru zastrzeżonego dla energetyki wiatrowej EO2 zgodnie z ROP-E 2021 i zostanie częściowo zagospodarowany przypuszczalnie do końca 2025 roku, więcej informacji na Ilustracja 3 i Ilustracja 12. Oprócz tego, należy odwołać się do treści rozdziału 5.2.2.

**Rejon O-3** („Kriegers Flak”) znajduje się na północny zachód od wyspy Rugia. Ten rejon jest ograniczony od północy granicą szwedzkiej WSE, a od zachodu granicą duńskiej WSE, do których zachowany jest odstęp 500 m. Na południu rejon jest ograniczony obszarem priorytetowym żeglugi nr 19 zgodnie z ROP 2009 i SO1 zgodnie z ROP-E 2021, a na wschodzie wykorzystywanymi przez NATO obszarami operacji okrętów podwodnych, które częściowo już pokrywają się z farmą wiatrową „EnBW Baltic 2”. Wpływ na migrację ptaków między Rugią a Skanią zostanie zbadany później. Rejon ten obejmuje ustalony na podstawie planu zagospodarowania przestrzennego obszar priorytetowy dla energetyki wiatrowej „Kriegers Flak” zgodnie z ROP 2009 i znajduje się w obrębie obszaru priorytetowego EO3 zgodnie z ROP-E 2021. Informacje dotyczące analizy dopuszczalności zawarte są w rozdziale 8.3.



Tabela 5: Podsumowujący przegląd rejonów

Rejon	Wyznaczenie klastrów w BFO	Aktualne dodatkowe aspekty odnośnie do klastrów wyznaczonych w BFO (§ 5 ust. 3 zdanie 3 WindSeeG) i ROP* Aktualnie widoczne konflikty związane z formami wykorzystania
<b>Morze Północne</b>		
N-1	Tak	Nie
N-2	Tak	Nie
N-3	Tak	Nie
N-4 (przyszłe wykorzystanie poddane weryfikacji)	Tak	Położenie w głównym obszarze koncentracji nurów. Położenie w głównym obszarze występowania morświnów.
N-5 (przyszłe wykorzystanie poddane weryfikacji)	Tak	Zmniejszenie wyznaczonego klastra 5 do czynnych MFW „Dan Tysk” i „Sandbank”. Z uwagi na położenie w obrębie obszaru chronionego, inwestycja „Butendienk” przedstawiona została informacyjnie jako farma wiatrowa. Położenie w głównym obszarze koncentracji nurów. Położenie w głównym obszarze występowania morświnów.
N-6	Tak	Nie
N-7	Tak	Nie
N-8	Tak	Nie
N-9**	Tak	Nie
N-10**	Tak	Nie
N-11	Tak	Nie
N-12**	Tak	Nie
N-13**	Tak	Położenie częściowo w głównym obszarze występowania morświnów. Zmniejszenie w kierunku wschodnim do głównego obszaru koncentracji nurów
<b>Morze Bałtyckie</b>		
O-1	Tak	Badanie wpływu na migrację ptaków.
O-2	Tak	Badanie wpływu na migrację ptaków. Konflikty związane z użytkowaniem z ośrodkami badawczymi.
O-3	Tak	Rejon został zmniejszony w FEP 2019 w porównaniu do wyznaczonego klastra. Badanie wpływu na migrację ptaków.

\* Plan zagospodarowania przestrzennego jest obecnie aktualizowany. ROP-E 2021 definiuje wspomniane rejonory jako obszary priorytetowe i zastrzeżone, zobacz także 5.1.2 i 2.6.1.2.

\*\* Rejonory powiększono w porównaniu z wyznaczonymi klastrami na północny zachód.

## 5.2 Obszary pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych

Zgodnie z § 5 ust. 1 pkt 2 WindSeeG, FEP zawiera ustalenia odnośnie do obszarów w rejonach ustalonych w rozdziale 5.1 pod budowę i eksploatację MTW. § 5 ust. 4 nie reguluje ostatecznie kryteriów określania obszarów (patrz rozdział 4.8).

Dla lepszej czytelności obszary zostały oznaczone cyframi od 1 do 8 umieszczonymi za wyróżnikiem literowym N dla Morza Północnego lub wyróżnikiem O dla Morza Bałtyckiego, oraz bieżąco ponumerowane cyframi od 1 do 13 dla danego rejonu (przykład: N-9.1 oznacza obszar 1 w rejonie N-9 na Morzu Północnym).

### 5.2.1 Ustalanie obszarów

W ramach FEP, biorąc pod uwagę MFW, które zostaną oddane do eksploatacji do 2025 roku, oraz horyzont planowania do 2030 roku, wstępnie wykazywane są tylko obszary znajdujące się w rejonach N-3, N-6, N-7, N-9, N-10 i O-1. Bliższe informacje są zawarte w rozdziale 4.6. Przyjmując założenie, że przedsięwzięcia w postaci farm wiatrowych, znajdujące się w rejonach N-1, N-2 i N-4 oraz O-3, które już są w eksploatacji lub w ramach przetargów przejściowych otrzymały dotację, o ile do 2025 roku będą w dalszym ciągu eksploatowane lub zostaną oddane do eksploatacji, w rejonach tych nie będą wyznaczane żadne obszary.

Tabela 6: Przegląd obszarów pod morską energetykę wiatrową

Rejon	Obszar	Powierzchnia obszaru [km <sup>2</sup> ]	Koncepcja przyłączenia
<b>Morze Północne</b>			
N-1	-	-	-
N-2	-	-	-
N-3	N-3.5	ok. 29	66 kV
	N-3.6	ok. 33	66 kV
	N-3.7	ok. 17	155 kV <sup>1)</sup>
	N-3.8	ok. 23	155 kV <sup>1)</sup>
N-4 <sup>2)</sup>	-	-	-
N-5 <sup>2)</sup>	-	-	-
N-6	N-6.6	ok. 44	66 kV
	N-6.7	ok. 16	66 kV
N-7	N-7.2	ok. 58	66 kV
N-8	-	-	-
N-9	N-9.1	ok. 100	66 kV
	N-9.2	ok. 104	66 kV
	N-9.3	ok. 105	66 kV
	N-9.4	ok. 99	66 kV
N-10	N-10.1	ok. 95	66 kV
	N-10.2 <sup>3)</sup>	ok. 93	66 kV
<b>Morze Bałtyckie</b>			
O-1	O-1.3	ok. 25	66 kV
O-2	O-2.2 <sup>4)</sup>	ok. 20	-
O-3	-	-	-

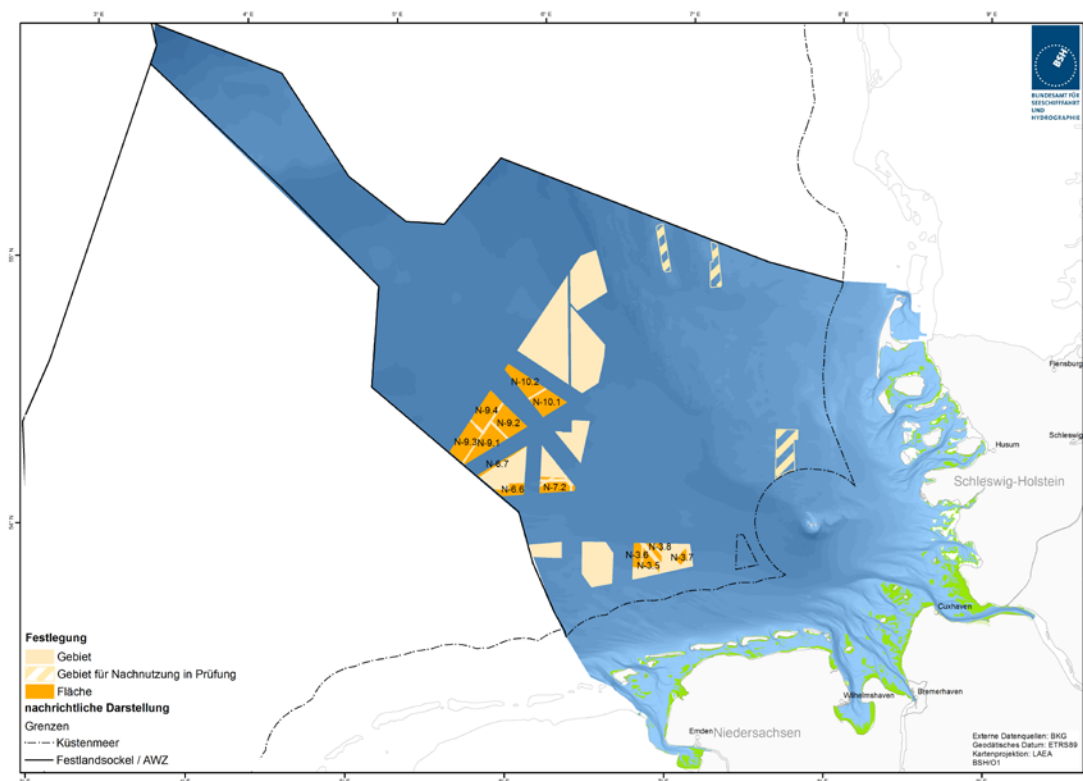
<sup>1)</sup> Obszary N-3.7 i N-3.8 zostaną podłączone do systemu przyłączeniowego NOR-3-3, który zostanie oddany do eksploatacji już w 2023 roku, a tym samym zastosowana będzie koncepcja przyłączenia 155 kV.

<sup>2)</sup> Rejony N-4 i N-5 są poddawane ocenie pod kątem ewentualnego przyszłego wykorzystania. Bliższe informacje są zawarte w rozdziale 5.1.

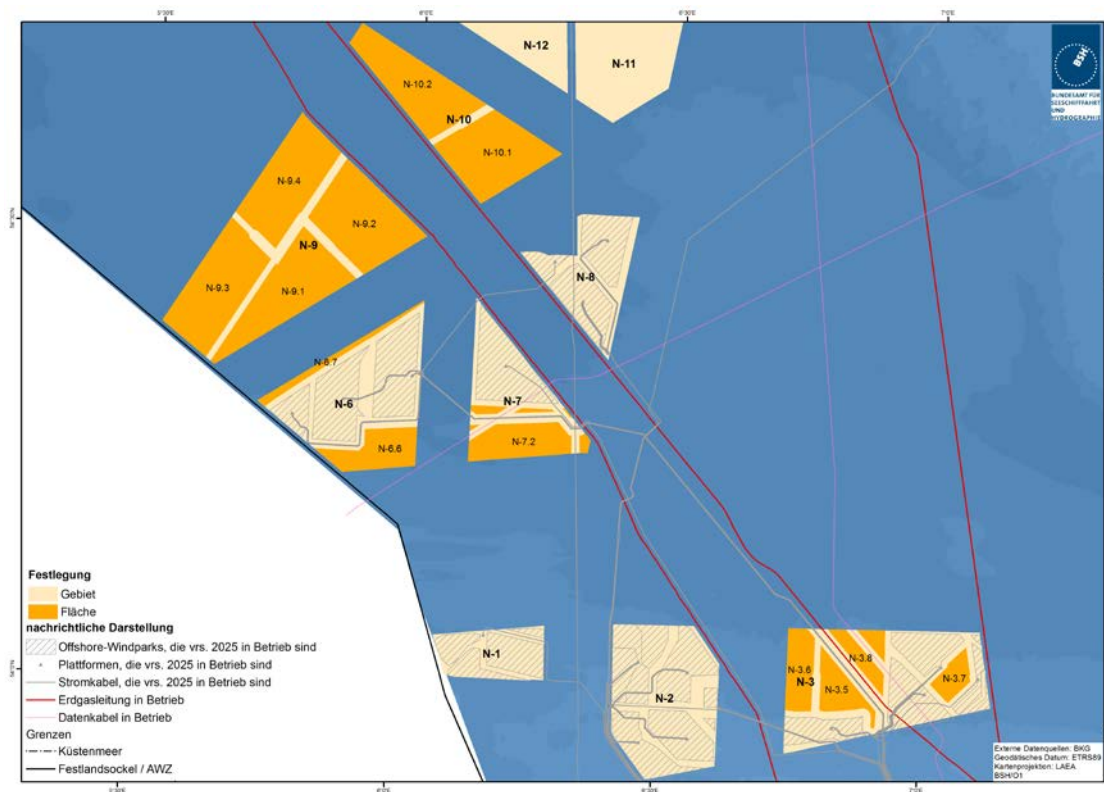
<sup>3)</sup> Niecały zakres obszaru N-10.2 jest niezbędny dla osiągnięcia poziomu 20 GW.

<sup>4)</sup> Ustalenie obszaru O-2.2 jest aktualnie w trakcie weryfikacji. Bliższe informacje zawarte są w rozdziałach 5.1.2, 5.2.2 i 8.

### Morze Północne



Ilustracja 10: Obszary w niemieckiej WSE Morza Północnego



Ilustracja 11: Obszary w rejonach N-3, N-6, N-7, N-9 i N10 w niemieckiej WSE na Morzu Północnym

W rejonie N-3 wyznaczono cztery obszary. Obszar N-3.6 ograniczony jest obszarami zastrzeżonymi dla żeglugi nr 2 i 11 zgodnie z ROP 2009 oraz obszarami priorytetowymi dla żeglugi SN2 i SN11 zgodnie z ROP-E 2021, wybudowaną farmą wiatrową „Nordsee One“ oraz obszarem N-3.5. Na zachód od „Europipe 1“ i systemu przyłączeniowego do sieci „BorWin1“ i „BorWin2“ (lub obszaru zastrzeżonego LN3 zgodnie z ROP-E 2021) znajduje się ponadto obszar N-3.5. Korytarz powietrzny dla lądowania i startu platformy NOR-3-2 będzie przypuszczalnie przebiegał pomiędzy obszarami N-3.5 i N-3.6. Przyczyną są inne korytarze w pobliżu w rejonie N-3. Muszą one zostać uwzględnione przy planowaniu obszarów przez dane podmioty odpowiedzialne za MFW. Odsyła się do zasady planistycznej 4.4.1.3. Ponadto w odniesieniu do N-3.5 należy zwrócić uwagę na przyszły korytarz powietrzny dla lądowań i startów platformy transformatorowej N-3.8. Od wschodu, granicząc z „Europipe 1“ lub z obszarem zastrzeżonym LN3 zgodnie z ROP-E 2021 przylega obszar N-3.8. Jest on podzielony na dwie części przez aktywny kabel do transmisji danych „TAT 14N“. Ponadto w rejonie N-3 jest zdefiniowany obszar N-3.7, który jest ograniczony przez farmy wiatrowe „Gode Wind 01“, „Gode Wind 02“, „Gode Wind III“ i „Gode Wind 04“. W odniesieniu do obszaru N-3.7 zwraca się uwagę na istniejące korytarze powietrzne dla lądowań i startów farm „Gode Wind 01“ i „Gode Wind 02“, które należy uwzględnić. Odsyła się do zasady planistycznej 4.4.1.3.

W rejonie N-6 przewidziano w ramach tego planu ustalenie dwóch obszarów. Obszar N-6.6 znajduje się w południowej części rejonu i jest ograniczony od południa i wschodu obszarami zastrzeżonymi dla żeglugi zgodnie z ROP 2009 i obszarami priorytetowymi dla żeglugi zgodnie z ROP-E 2021. Od północy znajdują się trzy już zbudowane farmy wiatrowe: „Deutsche Bucht“, „Veja Mate“ i „BARD Offshore 1“. Ze względu na już istniejącą infrastrukturę i instalacje w tym

rejonie korytarz powietrzny dla lądowań i startów dla NOR-6-3 przypuszczalnie może przebiegać tylko na południe od MFW „BARD Offshore 1“. Korytarze powietrzne dla lądowań i startów dla NOR-6-3 muszą zostać uwzględnione przy planowaniu obszaru przez podmiot odpowiedzialny za MFW w obszarze N-6.6. Odsyła się do zasady planistycznej 4.4.1.3. W północnej części tego rejonu, na północ od już zbudowanej farmy wiatrowej, ustalono obszar N-6.7, ograniczony obszarami zastrzeżonymi dla żeglugi zgodnie z ROP 2009 i obszarami priorytetowymi dla żeglugi zgodnie z ROP-E 2021.

W południowej części rejonu N-7 ustalono obszar N-7.2. Na północ od tego obszaru znajduje się farma wiatrowa „EnBW He Dreiht“, od zachodu, wschodu i południa obszary są ograniczone przez szlaki żeglugowe. Pomiedzy obszarami częściowymi przebiegają linie przyłączeniowe BorWin1, BorWin2 i NOR-6-3, obszary te są również przecinane kablem do transmisji danych „Atlantic Crossing 2“ oraz transgranicznym podmorskim systemem kablowym „NorNed“. Korytarze powietrzne dla lądowania i startu platform NOR-6-3 i NOR-7-2 należy uwzględnić przy planowaniu obszaru N-7.2. Odsyła się do zasady planistycznej 4.4.1.3.

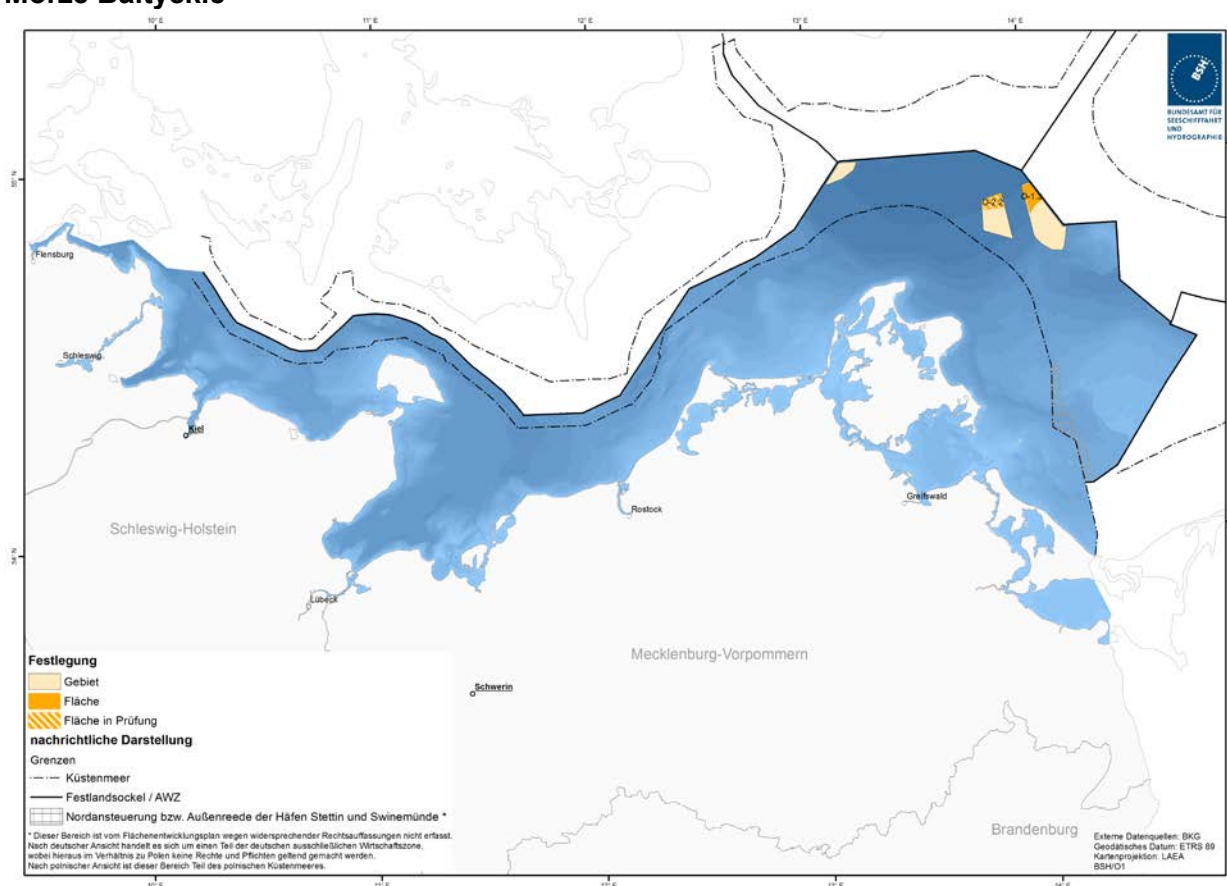
W rejonie N-9 w ramach tego planu ustalone zostaną cztery obszary o niemal takiej samej wielkości. Obszar N-9.1 znajduje się w południowo zachodniej części rejonu N-9 i jest ograniczony od południa szlakiem żeglugowym 6 zgodnie z ROP 2009 i SN6 zgodnie z ROP-E 2021. Na północy rozciąga się obszar N-9.2, który sięga aż do obszaru zastrzeżonego przewodów „Norpipe“ zgodnie z ROP 2009 lub LN1 zgodnie z ROP-E 2021. Obszary N-9.3 i N-9.4 są ograniczone od południa obszarami N-9.1 i N-9.2, od północnego zachodu szlakiem żeglugowym SN10, który przesunięto w ROP-E 2021 względem ROP 2009, i od północy „Norpipe“. Przewidywane korytarze powietrzne dla lądowania i startu dla platform

konwerterowych NOR-9-1 i NOR-9-2 muszą zostać uwzględnione przez odpowiedni podmiot odpowiedzialny za MFW w trakcie planowania obszaru w rejonie N-9. Odsyła się do zasady planistycznej 4.4.1.3.

Dla rejonu N-10 w planie tym również ustalone zostały dwa obszary. Rejon został przy tym podzielony na dwa obszary, których powierzchnie jest w przybliżeniu jednakowa. N-10.1 znajduje się w południowej części obszaru i jest ograniczony przez „Europipe 1” i szlakami żegludowymi 4 i 6 zgodnie z ROP 2009 i SN4 oraz SN9 i LN1 zgodnie z ROP-E 2021. N-10.2

jest ograniczony na zachodzie przez „Europipe 1” i obszarem zastrzeżonym dla przewodów LN1 zgodnie z ROP-E 2021, na północnym zachodzie przesuniętym szlakiem żegludowym SN10 zgodnie z ROP-E 2021 i na północy szlakiem żegludowy 4 zgodnie z ROP 2009 oraz SN4 zgodnie z ROP-2021. Przewidywane korytarze powietrzne dla lądowania i startu dla platformy konwerterowej NOR-10-1 muszą zostać uwzględnione trakcie planowania obszarów w rejonie N-10. Odsyła się do zasady planistycznej 4.4.1.3. Należy zwrócić uwagę na fakt, że do osiągnięcia poziomu mocy 20 GW niecały obszar N-10.2 jest niezbędny.

## Morze Bałtyckie



Ilustracja 12: Obszary w niemieckiej WSE Morza Bałtyckiego

W północnej części rejonu O-1 ustalony zostaje obszar O-1.3. Jest on ograniczony granicą WSE z Danią, szlakami żegludowymi oraz farmą wiatrową „Wikinger”. Od północy obszar ten graniczy ponadto z obszarem operacji okrętów

podwodnych NATO. Istniejące, otaczające korytarze powietrzne dla lądowań i startów oraz korytarz powietrzny dla lądowań i startów dla platformy transformatorowej od OST-1-4 muszą zostać uwzględnione przez podmiot

odpowiedzialny za MFW przy planowaniu obszaru O-1.3. Odsyła się do zasady planistycznej 4.4.1.3.

W rejonie O-2 trwają prace nad ustaleniem obszaru O-2.2 w części północnej. Bliższe informacje zawarte są w rozdziałach 5.1.2, 5.2.2 i 8. Także ten obszar ograniczony jest szlakami żeglugowymi i farmą wiatrową "Baltic Eagle". Ponadto, od zachodu obszar ten graniczy z obszarem zastrzeżonym dla badań (FoO3 wg ROP-E 2021).

### **5.2.2 Istotne kryteria podejmowania decyzji o sprzeciwie wobec ustalenia obszaru**

Na potrzeby ustalania obszarów w FEP ustawa WindSeeG określa w § 5 ust. 4 kryteria, które należy przyjąć. Nie są one jednakże wyczerpujące. Poszczególne kryteria lub ich kilka może doprowadzić do tego, że tereny w ramach rejonów nie zostaną ustalone jako obszary. Bliższe informacje są zawarte w rozdziale 8.

Należy zwrócić uwagę na porównania obszarów w kontekście ochrony przyrody w ramach przestrzennego badania alternatyw w projektach raportów środowiskowych (rozdział 9.3.2) i w raportach środowiskowych (rozdział 9.3.2) FEP 2019. Bliższe informacje są zawarte w projektach raportów środowiskowych, które opracowano w ramach aktualizacji i zmiany FEP.

#### Obszary w rejonie N-5

Wyznaczenie obszaru N-5.4 określonego we wstępnym projekcie FEP 2019 oraz w projektach FEP 2019, ze względu na kwestie ochrony przyrody i środowiska, nie wchodzi w rachubę.

#### Obszary w rejonie O-1

W południowej części rejonu O-1 nie zostanie ustalony żaden obszar z powodu konfliktów związanych z formami wykorzystania (kryterium 4, patrz rozdział 4.8.2.4) oraz przewidywanej mocy instalowanej (kryterium 6, patrz rozdział 4.8.2.6). Południowa część rejonu jest w dużym

stopniu zabudowana. Występują tam również formacje rafowe. Ze względu na niewielkie rozmiary możliwych obszarów (rentowna eksploatacja samodzielnej farmy wiatrowej nie wydaje się możliwa).

Dla obszaru O-1.3 przydatność określono na podstawie 1. WindSeeV z dnia 15.12.2020 r. Tam są zawarte bliższe informacje.

#### Obszar w rejonie O-2

W przypadku rejonu O-2, ze względu na konflikty form użytkowania (kryterium 4, patrz rozdział 4.8.2.4) przeprowadza się badanie w celu ustalenia możliwości wyznaczenia obszaru O-2.2. Dodatkowo sprawdza się, czy i na jakich warunkach jest technicznie możliwa relokacja znajdującej się na tym obszarze stacji MARNET.

W odniesieniu do faktycznej możliwości zabudowy (kryterium 5, patrz rozdział 4.8.2.5) nie stwierdzono jeszcze wprowadzenia poważnych i trwałych przeszkód uniemożliwiających wydanie zezwolenia, ale informacje dostępne do tej pory dla obszaru Basenu Arkońskiego wskazują na to, że na tym obszarze występują miękkie i brejowate ły o miąższości nawet do ponad 10 m, pod którymi znajdują się osady o grubości nawet do 30 m, składające się z miękkich do zwięzłych glin, mułów i piasków drobnoziarnistych oraz z glin zwałowych od zwięzłych do zbitych. Podstawę osadów lodowcowych i polodowcowych stanowią grube pokłady kredy. W tym kontekście należy zwrócić uwagę na fakt, że odpowiadające aktualnemu stanowi techniki fundamenty pod TW i linie przyłączeniowe na rozpatrywanym obszarze nie zostały jeszcze przetestowane.

Ponadto, wymagane jest omówienie i wyjaśnienie kwestii, których nie można jeszcze ostatecznie ocenić, na przykład dotyczących migracji ptaków (patrz rozdział 4.2.2, BFO-O 16/17 i BFO-O 2013), wobec czego w ramach aktualizacji FEP ustalenie obszaru O-2.2 będzie nadal badane.

W rejonie O-2 znajduje się inwestycja, która otrzymała dotację w ramach przetargu przejściowego. Ewentualna wiedza pozyskana z przeprowadzanej w rejonie O-2 procedury zatwierdzenia planu zostanie uwzględniona w aktualizacji FEP. Przedmiotem procedury będzie m.in. zbadanie, czy konieczne jest ustalenie działań mających na celu uniknięcie potencjalnie znacznie zwiększonego ryzyka kolizji ptaków wędrownych (takich jak tymczasowe wyłączenie turbin wiatrowych na morzu w przypadku stwierdzenia znacznego zwiększenia intensywności migracji).

Te rozważania dotyczą także innego obszaru pozyskiwania energii SEO-1.

### 5.3 Przewidywana moc instalowana

Tabela 7: Przegląd przewidywanej mocy instalowanej na obszarach przeznaczonych pod morskie turbiny wiatrowe

Rejon	Obszar	Przewidywana moc instalowana [MW]
<b>Morze Północne</b>		
N-3	N-3.5	420
	N-3.6	480
	N-3.7	225 <sup>2)</sup>
	N-3.8	433 <sup>2)</sup>
N-6	N-6.6	630
	N-6.7	270
N-7	N-7.2	930
N-9	N-9.1	1 000
	N-9.2	1 000
	N-9.3	1 000
	N-9.4	1 000
N-10	N-10.1	1 000
	N-10.2 <sup>1)</sup>	1 000 <sup>1)</sup>
<b>Morze Bałtyckie</b>		
O-1	O-1.3	300 <sup>2)</sup>

1) Niecały zakres obszaru N-10.2 jest niezbędny dla osiągnięcia poziomu 20 GW.

2) Należy zwrócić uwagę na 1.WindSeeV z dnia 15.12.2020 r.

#### 5.3.1 Weryfikacja wiarygodności przewidywanej instalowanej mocy

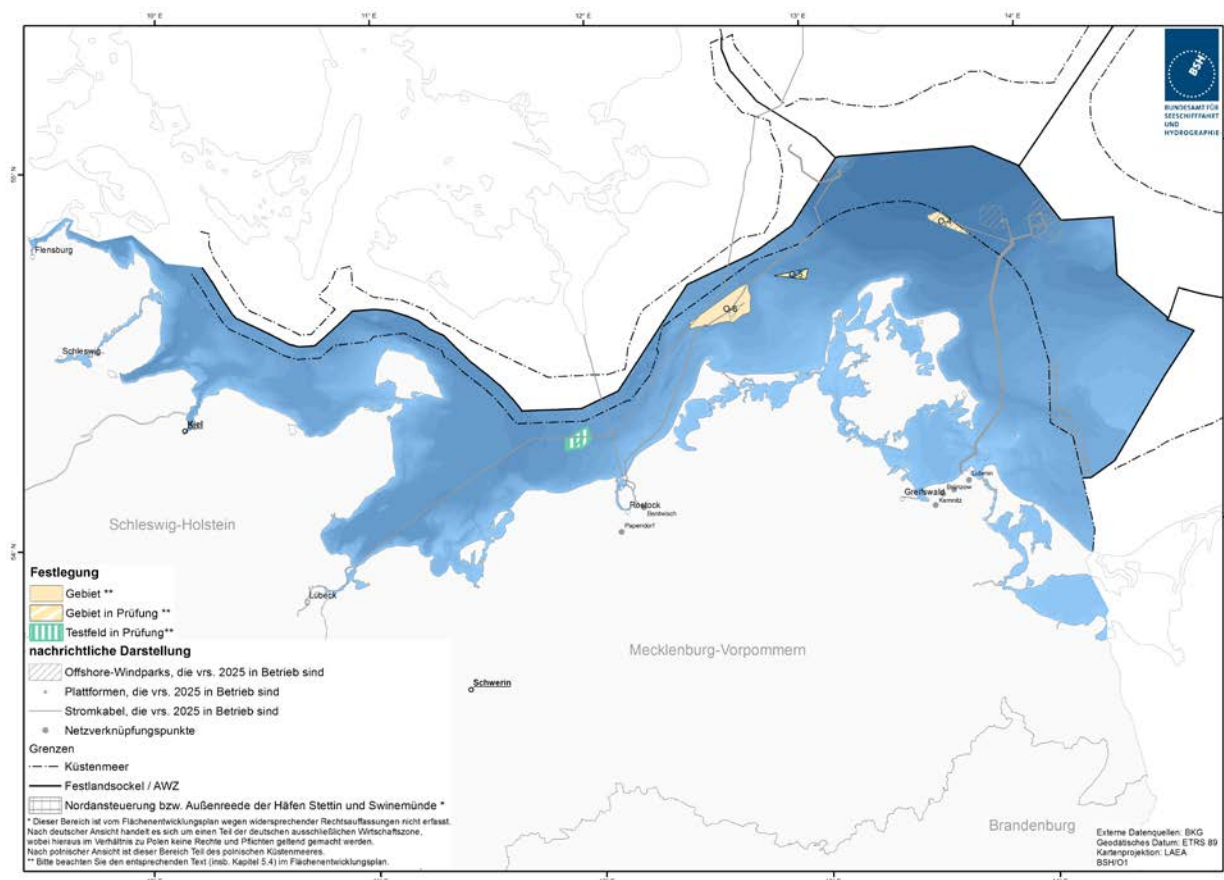
Tabela 8: Weryfikacja wiarygodności ustalonej mocy

Oznaczenie obszaru	Skorygowana gęstość mocy [MW/km <sup>2</sup> ]	Ustalona moc zgodnie z rozdz. 4.7 [MW]	Dostosowanie mocy na podstawie weryfikacji wiarygodności
<b>Morze Północne</b>			
N-3.5	9,5	ok. 420	-
N-3.6	10	ok. 480	-
N-3.7	9,5	ok. 280	Redukcja do 225 MW (maks. moc linii przyłączeniowej AC i linii przyłączeniowej DC) <sup>1)</sup>
N-3.8	9,5	ok. 440	Redukcja do 433 MW (maks. moc linii przyłączeniowej DC) <sup>1)</sup>
N-6.6	10	ok. 630	-
N-6.7	10	ok. 470	Redukcja do 270 MW (weryfikacja wiarygodności układu)
N-7.2	10	ok. 1 050	Redukcja do 930 MW (maks. moc linii przyłączeniowej DC lub NVP Büttel)
N-9.1	ok. 8	1 000	-
N-9.2	ok. 8	1 000	-
N-9.3	ok. 8	1 000	-
N-9.4	ok. 8	1 000	-
N-10.1	ok. 8	1 000	-
N-10.2	ok. 8	1 000	-
<b>Morze Bałtyckie</b>			
O-1.3	10	ok. 420	Redukcja do 300 MW (maks. moc systemu przyłączeniowego do sieci) <sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> Należy zwrócić uwagę na 1.WindSeeV z dnia 15.12.2020 r.



## 5.4 Ustalenia dla wód terytorialnych



Ilustracja 13: Rejony zgłoszone przez Meklemburgię-Pomorze Przednie do wyznaczenia i pole testowe na morzu terytorialnym

### 5.4.1 Konieczność zawarcia porozumienia administracyjnego

Zgodnie z § 4 ust. 1 zdanie 2 WindSeeG, FEP może zawierać także ustalenia planistyczne dotyczące mórz terytorialnych dla rejonów, obszarów, porządku chronologicznego przetargów na obszary, lat kalendarzowych oddawania do eksploatacji i przewidywanej mocy instalowanej oraz dla pól testowych i innych obszarów pozyskiwania energii. Zgodnie z porozumieniem administracyjnym zawartym między rządem federalnym, reprezentowanym przez BSH, a danym krajem związkowym, zostały szczegółowo określone poszczególne ustalenia dotyczące mórz terytorialnych.

W ramach procedury opracowania FEP 2019 zawarte zostało porozumienie administracyjne

między rządem federalnym, reprezentowanym przez BSH, a krajem związkowym Meklemburgia-Pomorze Przednie.

### 5.4.2 Rejony pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych

Morskie obszary priorytetowe dla turbin wiatrowych wyznaczone przez kraj związkowy Meklemburgia-Pomorze Przednie w ramach LEP M-V 2016 zostaną przejęte. Informacje szczegółowe dotyczące ustalenia pola testowego są zawarte w rozdziale 5.4.4.

Morski obszar zastrzeżony dla turbin wiatrowych został przejęty ze statusem „w trakcie weryfikacji” ze względu na wymaganą procedurę planowania przestrzennego.

### 5.4.3 Obszary pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych

Aktualnie ustalanie obszarów w rozumieniu § 5 ust. 1 pkt 2 WindSeeG nie jest możliwe z braku rzeczywistej dostępności obszarów, w tym też swobody praw. Bliższe informacje są zawarte w rozdziale 4.8.2.8.

### 5.4.4 Ustalenia dotyczące pola testowego

Zgodnie z § 5 ust. 2 zdanie 1 WindSeeG, FEP może na okres od 2021 roku ustalać przybrzeżne pola testowe o łącznej powierzchni do 40 km<sup>2</sup> poza rejonami.

Zgodnie z § 3 pkt 9 WindSeeG, polami testowymi są tereny w WSE i na morzu terytorialnym, na których w kontekście przestrzennym mają zostać wzniesione wyłącznie pilotażowe morskie turbiny wiatrowe, które mają zostać podłączone do sieci i połączone wspólnie za pomocą linii przyłączeniowej pola testowego.

Zgodnie z § 3 pkt 10 WindSeeG, „linia przyłączeniowa pola testowego” to morska linia przyłączeniowa, wymagana do połączenia pól testowych w rozumieniu § 3 pkt 9 WindSeeG i ustalona w NEP zgodnie z § 12b ust. 1 zdanie 4 pkt 7 EnWG.

#### Pole testowe

Zgodnie z informacjami przekazanymi przez kraj związkowy M-V, w zachodniej części rejonu na północny zachód od Warnemünde zostało wyznaczone pole testowe.

#### Linia przyłączeniowa pola testowego

Ponadto, począwszy od 2021 roku, zgodnie z § 5 ust. 2 pkt 1b) WindSeeG, FEP może wskazywać lata kalendarzowe, w których pilotażowe morskie turbiny wiatrowe i dane linie przyłączeniowe pól testowych mają zostać oddane do eksploatacji, oraz, zgodnie z § 5 ust. 2 pkt 1c) WindSeeG, ustalać moc danych linii przyłączeniowych pól testowych.

Ze względu na powyższe otwarte pytania dotyczące żeglugi, FEP 2020 nie określa linii przyłączenia pola testowego.

Warunki techniczne dla linii przyłączeniowej pola testowego odpowiadają warunkom standardowym dla linii przyłączeniowych na Morzu Bałtyckim. Stąd też wskazane jest odwołanie się do pełnej treści rozdziałów 4.2.2 i 4.3.2.

### 5.5 Porządek chronologiczny przetargów na obszary

Zgodnie z § 5 ust. 1 pkt 3 WindSeeG, FEP zawiera ustalenia dotyczące porządku chronologicznego, w którym ustalone obszary będą oferowane do przetargu zgodnie z częścią 3, sekcja 2 WindSeeG.

#### **Porządek chronologiczny przetargów na obszary**

Stosując kryteria 1 do 8 i uwzględniając informacje zawarte w rozdziale 5.5.2, zostanie ustalony porządek chronologiczny przetargów na obszary przedstawiony w Tabeli 9.

Tabela 9: Zestawienie porządku chronologicznego przetargów na obszary z zastosowaniem kryteriów 1 do 8

Rok kalendarzowy przetargu	Rok kalendarzowy oddania do eksploatacji <sup>3)</sup>	Oznaczenie obszaru	System przyłączenia do sieci	Przewidywana moc instalowana [MW]	Całkowita przewidywana moc instalowana [MW]
2021	2026	N-3.7	NOR-3-3 <sup>1)</sup>	225 <sup>4)</sup>	958
		N-3.8	NOR-3-3 <sup>1)</sup>	433 <sup>4)</sup>	
		O-1.3	OST-1-4 <sup>1)</sup>	300 <sup>4)</sup>	
2022	2027	N-7.2	NOR-7-2 <sup>1)</sup>	930	930
2023	2028	N-3.5	NOR-3-2 <sup>1)</sup>	420	900
		N-3.6	NOR-3-2 <sup>1)</sup>	480	
2024	2029	N-6.6	NOR-6-3 <sup>1)</sup>	630	2 900
		N-6.7	NOR-6-3 <sup>1)</sup>	270	
		N-9.1	NOR-9-1 <sup>1)</sup>	1 000	
		N-9.2	NOR-9-1 <sup>1)</sup>	1 000	
2025	2030	N-9.3	NOR-9-2 <sup>1)</sup>	1 000	4 000
		N-9.4	NOR-9-2 <sup>1)</sup>	1 000	
		N-10.1	NOR-10-1 <sup>1)</sup>	1 000	
		N-10.2 <sup>2)</sup>	NOR-10-1 <sup>1)</sup>	1 000	
Cały system docelowy					9 688
Przewidywany stan 2025					10 800
Przewidywany stan 2030					20 488

<sup>1)</sup> Odsyła się do potwierdzenia planu rozbudowy sieci 2019-2030 oraz do opracowania, oceny i zatwierdzenia planu rozbudowy sieci 2021-2035.

<sup>2)</sup> Niecały zakres obszaru N-10.2 jest niezbędny dla osiągnięcia poziomu 20 GW.

<sup>3)</sup> Odsyła się do rozdziału 5.6 w kontekście ustalenia roku kalendarzowego oraz kwartału w danym roku kalendarzowym, w którym planowane jest oddanie do eksploatacji danej morskiej linii przyłączeniowej.

<sup>4)</sup> Zwracamy uwagę na 1.WindSeeV z 15.12.2020 r.

### 5.5.1 Prezentacja weryfikacji porządku chronologicznego na podstawie informacji dotyczących morskich linii

### przyłączeniowych, węzłów sieci i rozbudowy sieci lądowej

2. Die nachfolgenden Offshore-Anbindungssysteme werden einschließlich dem geplanten Zeitpunkt ihrer Fertigstellung und ihres Netzverknüpfungspunktes wie folgt **bestätigt**:

Anbindungssystem	geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt
OST-7-1 (Testfeldanbindung)	2024	Gemeinde Papendorf
OST-1-4	2026	Suchraum Gemeinden Lubmin/Brünzow/Wusterhusen/Kemnitz
NOR-7-2 (BorWin6)	2027	Büttel
NOR-3-2 (DolWin4)	2028	Hanekenfähr
NOR-6-3 (BorWin4)	2029	Hanekenfähr
NOR-9-1	2029	Unterweser
NOR-10-1	2030	Unterweser
NOR-12-1	2030	Wilhelmshaven 2

Die Bestätigung der Offshore-Anbindungssysteme NOR-10-1 und NOR-12-1 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch die entsprechenden Anbindungssysteme erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

Die Beauftragung des Testfeldanbindung OST-7-1 steht unter dem Vorbehalt, dass in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans der räumliche Umriss des Testfelds festgelegt wird.

Das Anbindungssystem NOR-9-1 ist mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 2 GW zu realisieren unter dem Vorbehalt, dass in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans für das Anbindungssystem NOR-9-1 eine entsprechende Übertragungskapazität festgelegt wird.

3. Die nachfolgenden Offshore-Anbindungssysteme mit einer geplanten Fertigstellung nach 2030 werden wie folgt unter dem Vorbehalt bestätigt, dass die potenziellen Flächen, die durch die entsprechenden Anbindungssysteme erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden:

Anbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt
NOR-11-1	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln
NOR-11-2	Wehrendorf
NOR-13-1	Heide/West

Ilustracja 15: Wyciąg z potwierdzenia NEP 2019-2030, strona 13

## 5.6 Rok kalendarzowy obejmujący kwartał w roku kalendarzowym oddania do eksploatacji morskich turbin wiatrowych i linii przyłączeniowych

### 5.6.1 Ustalenie lat kalendarzowych wraz z kwartałem w danym roku

#### kalendarzowym

W ramach konsultacji FEP 2020 omówiono wzajemną zależność pomiędzy oddaniem do eksploatacji linii przyłączeniowej a oddaniem do eksploatacji morskich turbin wiatrowych.

Na Ilustracja 16 przedstawiono tę procedurę w formie uproszczonej. Na tej podstawie dokonano następujących ustaleń.

Tabela 10: Przegląd lat kalendarzowych obejmujący kwartał w roku kalendarzowym oddania do eksploatacji morskich turbin wiatrowych i morskich linii przyłączeniowych

System przyłączenia do sieci	Moc przesyłowa [MW]	Oddanie do eksploatacji przyłączenie do sieci	Oznaczenie obszaru	Wciąganie wewnętrznego okablowania zatwierdzonych TW na platformie	Oddanie do eksploatacji TW zatwierdzonych na danych obszarach
NOR-3-3	900	nieodostępny	N-3.7	nieodostępny	3. kwartał 2026
			N-3.8	nieodostępny	3. kwartał 2026
OST-1-4	300	3. kwartał 2026	O-1.3	2. kwartał 2026	3. kwartał 2026
NOR-7-2	930	4. kwartał 2027	N-7.2	3. kwartał 2027	4. kwartał 2027
NOR-3-2	900	3. kwartał 2028	N-3.5	1. kwartał 2028	3. kwartał 2028
			N-3.6	2. kwartał 2028	3. kwartał 2028
NOR-6-3	900	3. kwartał 2029	N-6.6	1. kwartał 2029	3. kwartał 2029
			N-6.7	2. kwartał 2029	3. kwartał 2029
NOR-9-1	2 000	3. kwartał 2029	N-9.1	1. kwartał 2029	3. kwartał 2029
			N-9.2	2. kwartał 2029	3. kwartał 2029
NOR-9-2	2 000	3. kwartał 2030	N-9.3	1. kwartał 2030	3. kwartał 2030
			N-9.4	2. kwartał 2030	3. kwartał 2030
NOR-10-1	2 000	3. kwartał 2030	N-10.1	1. kwartał 2030	3. kwartał 2030
			N-10.2	2. kwartał 2030	3. kwartał 2030

<sup>1)</sup> Należy zauważyć, że NEP 2019-2030 na rok kalendarzowy potwierdził uruchomienie 2030 dwóch linii przyłączeniowych (NOR-10-1 i NOR-12-1) dla niemieckiej WSE Morza Północnego, z zastrzeżeniem późniejszego uwzględnienia obszarów do podłączenia w ramach aktualizacji FEP. Ponieważ jednak obszary mają być ustalone w rozszerzonych rejonach N-9 i N-10, wymagane byłyby linie przyłączeniowe NOR-9-2 i NOR-10-1. Odsyła się do opracowania, oceny i zatwierdzenia NEP 2021-2035.

### 5.6.2 Wybór pól rozdzielni i rur typu J dla platform i obszarów

Tabela 11: Przegląd wybranych pól rozdzielni i rur typu J dla platform i przyłączonych do nich obszarów i zatwierdzonych TW

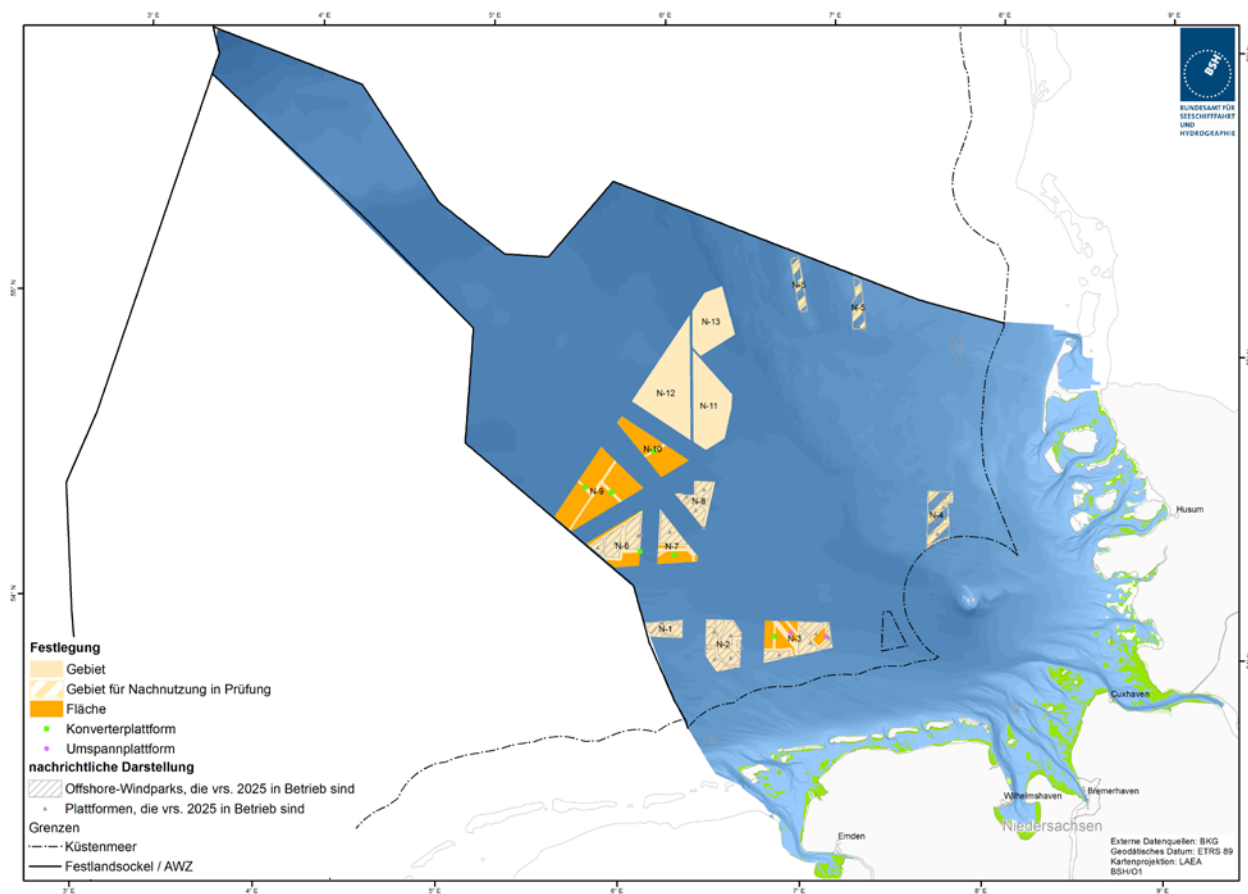
System przyłączenia do sieci	Moc przesyłowa [MW]	Pola rozdzielni/ rury J do podłączenia TW zatwierdzonych na danych obszarach	Oznaczenie obszaru	Przewidywana moc instalowana	Pola rozdzielni/ rury J do podłączenia TW zatwierdzonych na danych obszarach
NOR-3-3	900	nieдоступny	N-3.7	225 MW	nieдоступny
			N-3.8	433 MW	nieдоступny
OST-1-4	300	5	O-1.3	300 MW	5
NOR-7-2	930	12/14 <sup>1)</sup>	N-7.2	930 MW	12/14 <sup>1)</sup>
NOR-3-2	900	14	N-3.5	420 MW	7
			N-3.6	480 MW	7
NOR-6-3	900	14	N-6.6	630 MW	11
			N-6.7	270 MW	3
NOR-9-1	2 000	28	N-9.1	1 000 MW	14
			N-9.2	1 000 MW	14
NOR-9-2	2 000	28	N-9.3	1 000 MW	14
			N-9.4	1 000 MW	14
NOR-10-1	2 000	28	N-10.1	1 000 MW	14
			N-10.2	1 000 MW	14

<sup>1)</sup> Na platformie konwerterowej NOR-7-2 OSP zainstaluje 14 rur typu J i 12 pól rozdzielni do podłączenia TW zatwierdzonych na odpowiednich obszarach. W razie potrzeby dwa spośród tych pól rozdzielni umożliwiają wciągnięcie dwóch systemów kablowych do jednego pola rozdzielni (tzw. „koncepcja trzech nóg“).

## 5.7 Lokalizacja platform konwerterowych i zbiorczych oraz stacji transformatorowych

Zgodnie z § 5 ust. 1 pkt 6 WindSeeG, FEP zawiera ustalenia dotyczące lokalizacji platform konwerterowych, platform zbiorczych i, o ile to możliwe, stacji transformatorowych.

Platformy konwerterowe i transformatorowe są ustalane tylko w rejonach, w których wyznaczono również obszary. Platformy transformatorowe są ustalane wyłącznie w zakresie niezbędnym dla koncepcji przyłączenia. W przypadku koncepcji bezpośredniego przyłączenia 66 kV na Morzu Północnym nie ustalono żadnych platform transformatorowych.



Ilustracja 16: Lokalizacje platform w niemieckiej WSE na Morzu Północnym

W rejonie N-3 zostały ustalone dwie platformy transformatorowe oraz jedna platforma konwerterowa. Platformy transformatorowe ustalono na obszarach N-3.8 i N-3.7, do nich zostanie podłączona istniejące już w tym momencie platforma konwerterowa NOR-3-3/DoIWin kappa. Na obszarze N-3.8 jest ponadto przewidziana lokalizacja platformy transformatorowej w zachodniej części obszaru. Dla obszaru N-3.7 wraz z rozwojem farm wiatrowych „Gode Wind III” i „Gode Wind 04” ze względu na ograniczenia przestrzenne dostępne są tylko dwa systemy przyłączeniowe AC. W związku z tym istnieje osobne przyłączenie obszaru N-3.7 oraz dalsze przyłączenie dla farm wiatrowych „Gode Wind III” i „Gode Wind 04”.

Dla obu obszarów na zachód od „Europipe 1”, N-3.6 i N-3.5, przewiduje się przyłączenie z wykorzystaniem koncepcji bezpośredniego przyłączenia 66 kV. Z tego względu lokalizację

platformy konwerterowej NOR-3-2 przyjęto centralnie pomiędzy tymi dwoma obszarami. W porównaniu z FEP 2019 platformę przesunięto o ok. 1,3 km na północ w celu ustalenia lokalizacji poza przebiegającą tam rynną polodowcową.

W rejonie N-6, w przeciwieństwie do FEP 2019, przyłączenie oparte na koncepcji 66 kV jest planowane także dla obszarów N-6.6 i N-6.7. Platforma konwerterowa NOR-6-3 jest planowana na wschodnim krańcu rejonu pomiędzy farmą wiatrową „BARD Offshore 1” a obszarem N-6.6.

W rejonie N-7 planowane jest przyłączenie z wykorzystaniem koncepcji bezpośredniego przyłączenia 66 kV. Odpowiednia platforma konwerterowa NOR-7-2 zostanie zlokalizowana w przybliżeniu centralnie, pomiędzy 6 obszarami częściowymi. Północne obszary częściowe można połączyć tylko poprzez skrzyżowanie

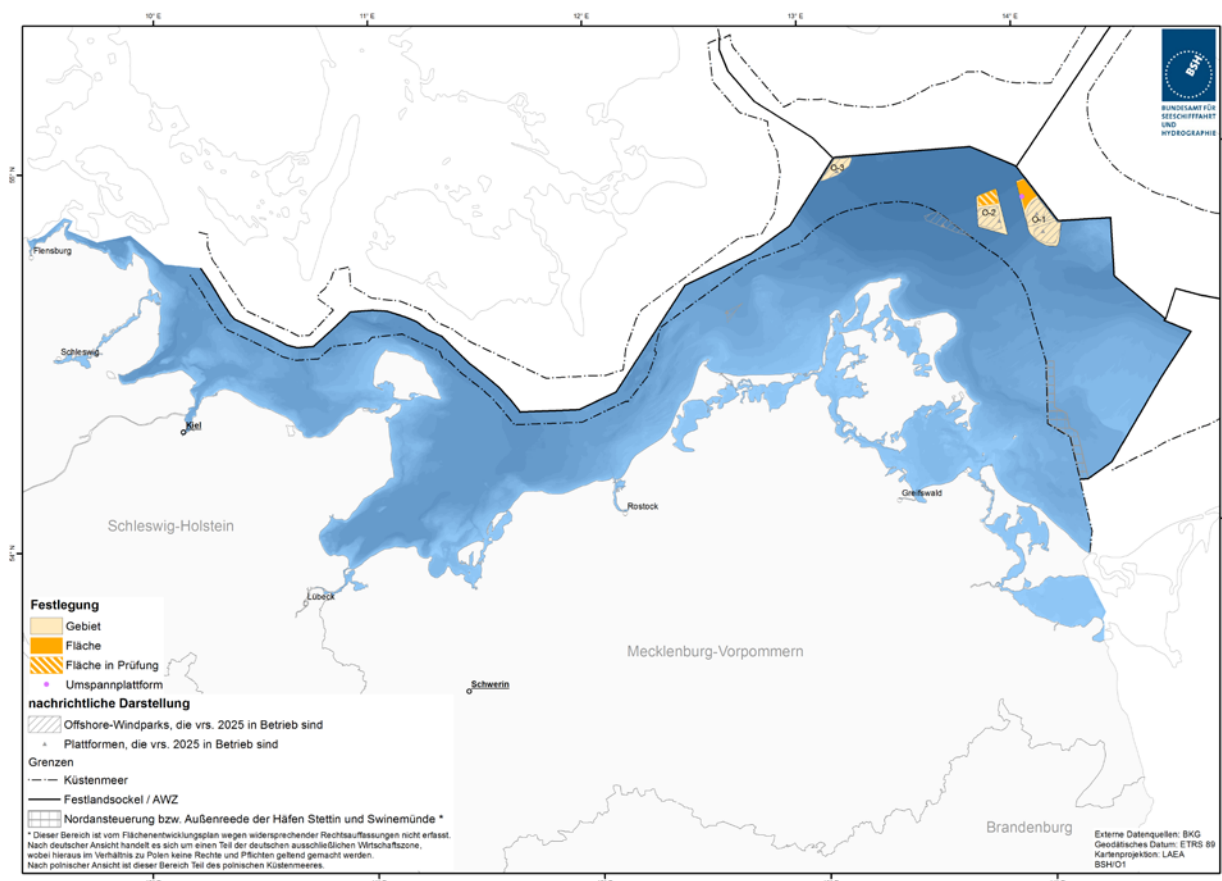


systemów przyłączeniowych do sieci NOR-6-1/BorWin1, NOR-6-2/ BorWin2 i NOR-6-3.

W rejonie N-9 również planowana jest koncepcja uzbrojenia terenu w postaci linii 66 kV. Centralnie między obszarami N-9.1 i N-9.2 planowana jest platforma konwerterowa NOR-9-

1. Centralnie między obszarami N-9.3 i N-9.4 przewidziana jest platforma konwerterowa NOR-9-2.

W rejonie N-10 jest planowana platforma konwerterowa NOR-10-1 zlokalizowana centralnie między oboma obszarami rejonu.



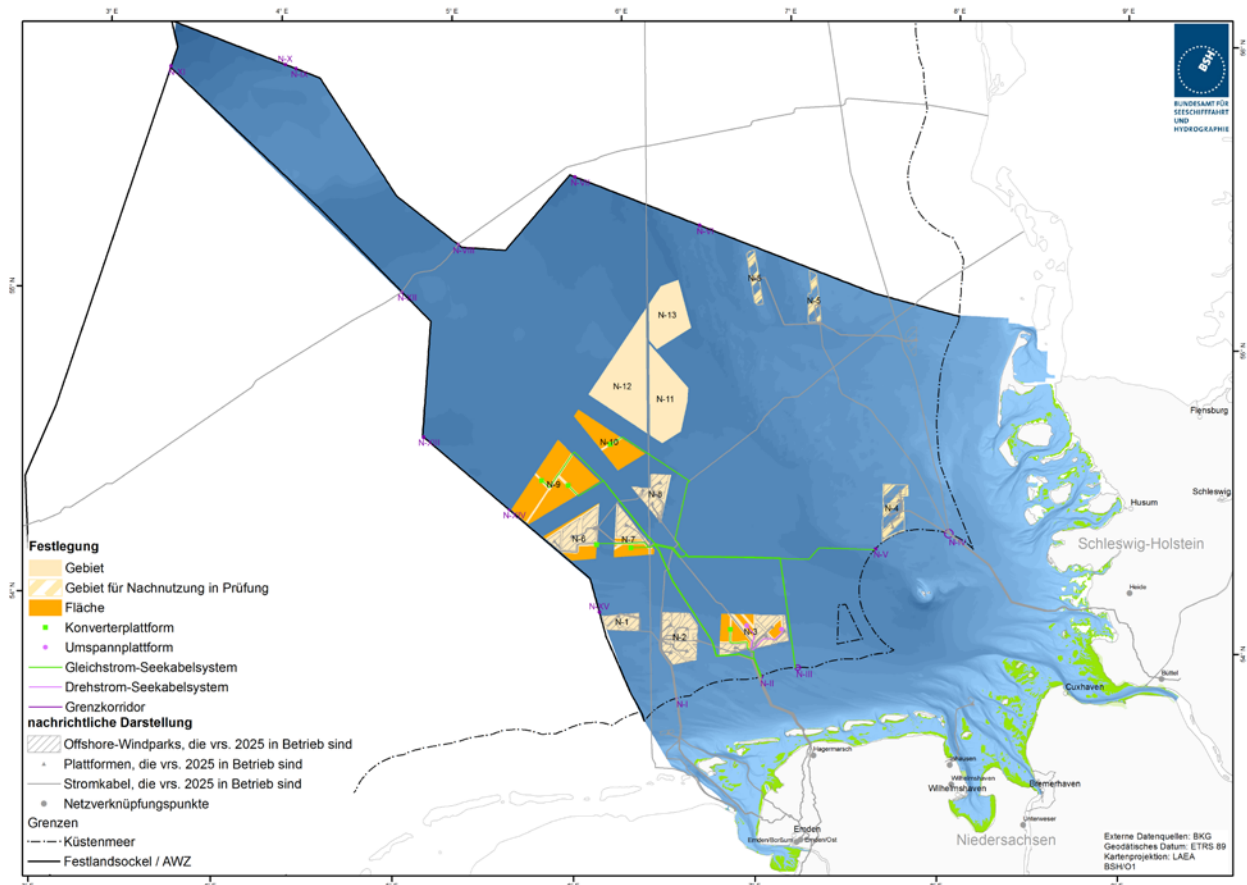
Ilustracja 17: Lokalizacje platform w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim

Na Morzu Bałtyckim, dla obszaru O-1.3 planowane jest przyłączenie zgodne z koncepcją przyłączenia trójfazowego. Stosowna platforma transformatorowa do przyłączenia OST-1-4 planowana jest przy na zachodnim skraju obszaru.

Obszar O-2.2 jest wykazany tylko jako w trakcie weryfikacji. Ustalenie możliwej lokalizacji platformy będzie możliwe dopiero po zniesieniu zastrzeżenia.

## 5.8 Trasy lub korytarze tras dla morskich linii przyłączeniowych

Zgodnie z § 5 ust. 1 pkt 7 WindSeeG, FEP zawiera ustalenia dotyczące trasy lub korytarzy tras dla morskich linii przyłączeniowych.



Ilustracja 18: Systemy przyłączenia do sieci w niemieckiej WSE na Morzu Północnym

W rejonie N-3 należy przyłączyć cztery obszary. Obszary wschodnie N-3.7 i N-3.8 przeznaczone są do przyłączenia do DoWin kappa/ NOR-3-3. Określone w planie trasy prądu trójfazowego w dużej mierze odpowiadają trasom już zatwierdzonym w planach DoWin2 / beta / NOR-3-1, zwłaszcza jeśli dotyczą one interesów stron trzecich. Obszar N-3.7 jest połączony z DoWin kappa / NOR-3-3 za pomocą osobnej platformy transformatorowej i oddzielnego systemu kabli podmorskich prądu przemiennego. Odnośnie połączenia projektów „Gode Wind III“, „Gode Wind 04“ szczegóły można znaleźć w rozdziale 5.8 w FEP 2019.

Trasa prądu stałego NOR-3-2 łącząca obszary

N-3.6 i N-3.5 przebiega pomiędzy planowanymi obszarami lub na skraju istniejącej farmy wiatrowej „Nordsee One“ aż do lokalizacji konwerterów NOR-3-1 / DoWin beta i NOR-3-3/DoWin kappa i stamtąd równoległe do tych przyłączy do korytarza granicznego N-II.

Linia przyłączeniowa prądu stałego NOR-6-3 przebiega najkrótszą trasą od rejonu N-6 przez szlak żeglugowy nr 12 według ROP 2009 lub SN12 według ROP-E 2021. W rejonie N-7 trasa ta przebiega równoległe do istniejących systemów NOR-6-1/BorWin1 i NOR-6-2/BorWin2. Po przecięciu rurociągu „Norpipeline“ trasa przebiega równoległe do NOR-7-1/BorWin5 aż do korytarza granicznego N-II.

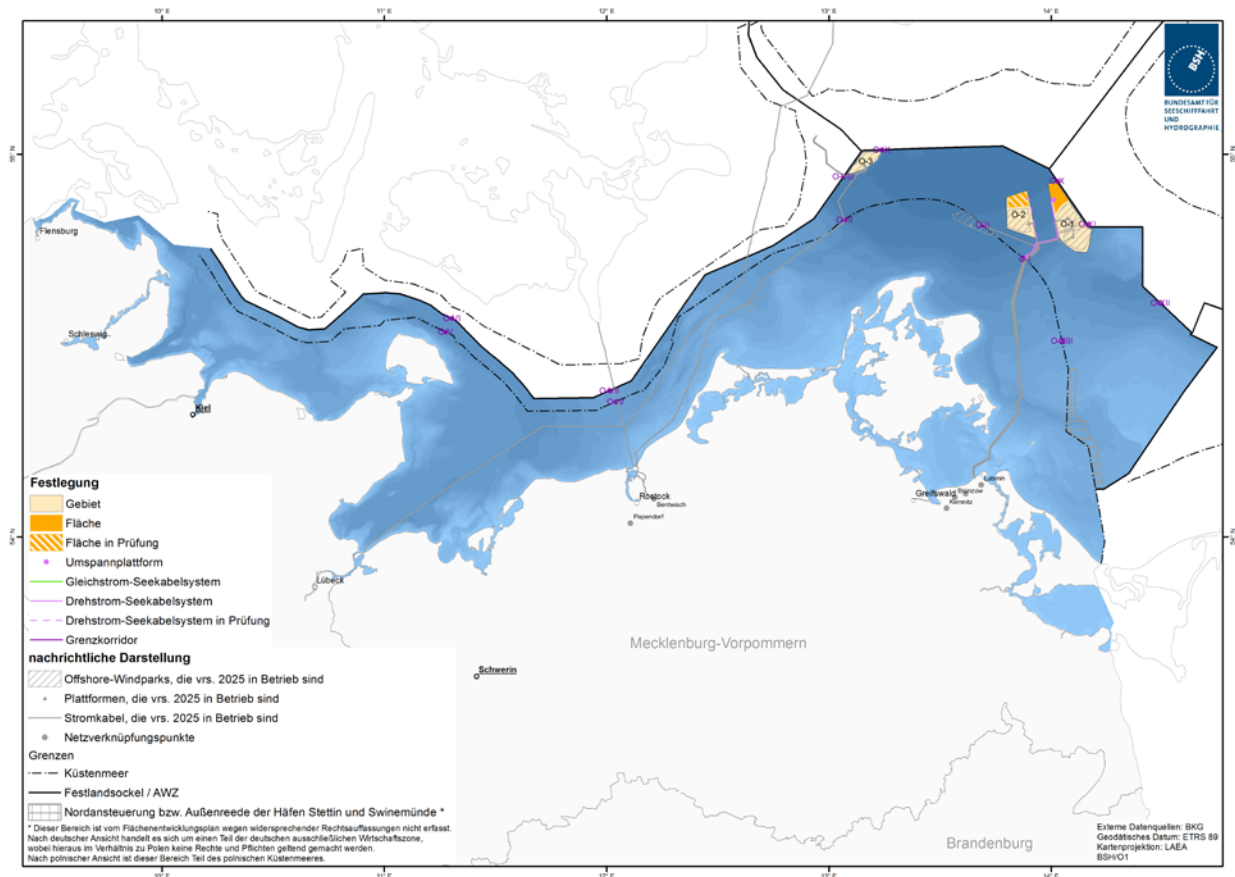
Linia przyłączeniowa prądu stałego NOR-7-2 prowadzi od platformy konwerterowej przez obszar N-7.2 i stamtąd biegnie równolegle do istniejących systemów NOR-6-1/BorWin1 i NOR-6-2/BorWin2. W obszarze rurociągu „Europipe 1“ następuje przecięcie istniejących linii przyłączeniowych i rurociągu, trasa przebiega teraz równolegle do szlaku żeglugowego nr 2 według ROP 2009 lub SN2 według ROP-E 2021 aż do korytarza granicznego N-V.

Przyłączenie prądu stałego NOR-9-1 obszarów N-9.1 i N-9.2 prowadzi od platformy konwerterowej prostoliniowo do szlaku żeglugowego nr 6 według ROP 2009 lub SN6 według ROP-E 2021; stąd przebiega równolegle do rejonu N-9 aż do rurociągu „Norpipe“. Stamtąd linia biegnie Morzem Bałtyckim równolegle do tego rurociągu aż do do szlaku żeglugowego nr 2 lub SN2. Tam NOR-9-1 biegnie równolegle do NOR-7-2 aż do rurociągu „Europipe 2“, a następnie biegnie równolegle do niego aż do korytarza granicznego N-III.

System przyłączeniowy do sieci prądu stałego

NOR-9-2 obejmuje obszary N-9.3 i N-9.4. Począwszy od platformy konwerterowej system biegnie najpierw równolegle do połączenia między platformami NOR-9-1 i NOR-9-2 na południe, a następnie między obszarami N-9.2 i N-9.4 na wschód. Po przecięciu rurociągu „Norpipe“ system biegnie po jego wschodniej stronie równolegle do systemów NOR-7-1 i NOR-6-3 aż do szlaku żeglugowego nr 1 lub SN1 i stamtąd na wschód do korytarza granicznego N-II.

W rejonie N-10 przewidziano system przyłączeniowy do sieci prądu stałego do podłączenia obszarów N-10.1 i N-10.2. System NOR-10-1 prowadzi na wschód od planowanej platformy konwerterowej aż do krawędzi rejonu. Stąd biegnie równolegle do szlaku żeglugowego nr 4 według ROP 2009 lub SN4 według ROP-E 2021 aż do „Cobra-Cable“, a następnie równolegle do tego kabla aż do rurociągu „Europipe 1“. Stąd NOR-10-1 przebiega równolegle NOR-9-1 do korytarza granicznego N-III.



Ilustracja 19: Systemy przyłączenia do sieci w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim

Na Morzu Bałtyckim planowane jest jedynie podłączenie obszaru O-1.3 do systemu prądu trójfazowego OST-1-4. Prowadzi on od platformy transformatorowej obszaru na południe i przecina szlak żeglugowy nr 20 według ROP 2009 lub SO2 według ROP-E 2021, wraz z już wybudowanymi systemami przyłączeniowymi farm wiatrowych „Wikinger“ i „Arkona-Becken Südost“. Następnie biegnie również równoległe do tych systemów przyłączeniowych aż do korytarza granicznego O-I.

Dla poddanego weryfikacji obszaru O-2.2 jest przewidziany również poddawany kontroli system prądu trójfazowego, który przy wschodniej krawędzi rejonu przebiega równoległe do istniejących już tam systemów aż do korytarza granicznego O-I.

## 5.9 Korytarze graniczne do wód terytorialnych

### 5.9.1 Stan obecny

#### Morze Północne

#### Morze Bałtyckie

### 5.9.2 Ustalenie korytarzy granicznych do wód terytorialnych

#### Morze Północne

Na Morzu Północnym korytarze graniczne N-I, N-II i N-III są ustalone na przejściu do wód terytorialnych Dolnej Saksonii. Korytarze graniczne N-IV i N-V są ustalone na przejściu do wód terytorialnych Szlezwika-Holsztynu.

Nie można zaplanować żadnych systemów dla korytarza granicznego N-I (trasa Ems) w ramach

FEP, ponieważ będzie on już w pełni zajęty po zakończeniu systemu przejściowego.

W korytarzu granicznym N-II (trasa Norderney) siedem z dwunastu dostępnych tras zostanie zajętych w 2026 roku. W ramach tego planu do tego korytarza granicznego zostaną poprowadzone niezbędne linie łączące NOR-3-2, NOR-6-3 i NOR-9-2.

Aby osiągnąć cel rozwoju na poziomie 20 GW do 2030 roku, ze względu na ograniczenia czasowe przy przecinaniu wysp, wymagane jest ponadto poprowadzenie systemów przyłączeniowych NOR-9-1 i NOR-10-1 do korytarza granicznego N-III. Bliższe informacje dotyczące dopuszczalności tego planowania są zawarte w rozdziałach 5.9.1 i 0. W obrębie korytarza granicznego N-III zaplanowano w ramach tego planu również trzy transgraniczne systemy kabli podmorskich (patrz rozdział 5.10). W ogólnym planowaniu w korytarzu granicznym N-III planuje się obecnie do 14 systemów. Odpowiednie informacje zawarte są w rozdziale 5.9.1.

Do wód terytorialnych Morza Północnego Szlezwiaka-Holsztynu został ustalony korytarz graniczny N-V na południowy zachód od obszaru N-4. Ustalony w FEP korytarz graniczny N-V jest potrzebny do podłączenia NOR-7-2 do węzła sieci Büttel.

### **Morze Bałtyckie**

Na Morzu Bałtyckim, na przejściu do morza terytorialnego Meklemburgii-Pomorza Przedniego ustalono korytarze graniczne O-I, O-II, O-III, O-IV i O-XIII. Na przejściu do morza terytorialnego Szlezwiaka-Holsztyna ustalono korytarz graniczny O-V.

W obrębie korytarza granicznego O-I, w ramach niniejszego planu, oprócz istniejących systemów, przewidziano kolejną linię przyłączeniową oraz dwa transgraniczne systemy kabli podmorskich (patrz rozdział 5.10). Dodatkowo pokazana jest również możliwa trasa dla innego obszaru pozyskiwania energii SEO-1.

Korytarz graniczny O-II nie jest korytarzem służącym do przyłączenia MFW przez morze terytorialne do węzła sieciowego w rozumieniu niniejszego planu. Korytarz ten służy wyłącznie do przyłączenia farmy wiatrowej „ARCADIS Ost I” (klaster 4 w O-NEP) planowanej na morzu terytorialnym.

Korytarz graniczny O-III zdefiniowany jest przez istniejące systemy prowadzące do farmy wiatrowej „EnBW Windpark Baltic 2”. W ramach FEP dla tego korytarza planowane są trzy systemy trangraniczne (patrz rozdział 5.10).

Korytarze graniczne O-IV, O-V i O-XIII w ramach niniejszego planu służą wyłącznie do poprowadzenia transgranicznych systemów kabli podmorskich (patrz rozdział 5.10).

Tabela 12: Przegląd wykorzystania korytarzy granicznych

Korytarz graniczny	Systemy kabli podmorskich
N-I	(1) NOR-1-1/DoWin5 (2) NOR-8-1/BorWin3 (3) NOR-2-3/DoWin3 (4) COBRACable
N-II	(1) NOR-7-1/BorWin5 (2) NOR-3-1/DoWin2 (3) NOR-2-2/DoWin1 (4) NOR-2-1 (alpha ventus) (5) NOR-6-1/BorWin1 (6) NOR-6-2/BorWin2 (7) NOR-3-3/DoWin6 (8) NOR-3-2 (9) NOR-6-3 (10) NOR-9-2
N-III	(1) NOR-9-1 (2) NOR-10-1 (1) System kabli podmorskich do Norwegii (2) System kabli podmorskich do Wielkiej Brytanii (3) System kabli podmorskich do Wielkiej Brytanii
N-V	(1) NOR-7-2
N-IV	(1) NOR-4-2/HeWin2 (2) NOR-4-1/HeWin1 (3) NOR-5-1/SylWin1 (4) NordLink
O-I	(1) OST-1-1 / Ostwind 1 (2) OST-1-2 / Ostwind 1 (3) OST-1-3 / Ostwind 1 (4) OST-2-1 / Ostwind 2 (5) OST-2-2 / Ostwind 2 (6) OST-2-3 / Ostwind 2 (7) OST-1-4 (8) OST-2-4 (poddany ocenie) (9) System kabli podmorskich do Danii (10) System kabli podmorskich do Danii (11) System kabli podmorskich do zagospodarowania innego obszaru pozyskiwania energii SEO-1
O-II	(1) OST-2-1
O-III	(1) OST-3-1 (2) OST-3-2 (3) System kabli podmorskich do Szwecji (4) System kabli podmorskich do Szwecji (5) System kabli podmorskich do Danii
O-IV	(1) Kontek (2) System kabli podmorskich do Danii
O-V	(1) System kabli podmorskich do Danii
O-XIII	(1) System kabli podmorskich do Danii

## 5.10 Trasy i korytarze tras dla transgranicznych linii energetycznych

Jako transgraniczne linie energetyczne w kontekście tego planu należy rozumieć systemy kabli podmorskich przebiegające przez co najmniej przez dwa kraje u wybrzeży Morza Północnego lub Morza Bałtyckiego.

### 5.10.1 Stan obecny

### 5.10.2 Ustalenie tras i korytarzy tras dla transgranicznych linii energetycznych

Plan ten ma zabezpieczyć przestrzennie trasy i korytarze tras dla ewentualnych transgranicznych linii energetycznych, by w przyszłości zapewnić, że istniejące i planowane transgraniczne systemy kabli podmorskich włączą się w dopasowany do siebie wzajemnie system ogólny, tzn. w szczególności w odniesieniu do linii przyłączeniowych dla MFW.

Na podstawie TYNDP 2018 (por. rozdział 2.5.4) i ENTSO-E System Needs Report do TYNDP 2018 (ENTSO-E AISBL, 2018) należy zabezpieczyć przestrzennie trasy i korytarze tras dla następujących ewentualnych transgranicznych linii energetycznych.

W ramach tego planu w WSE na Morzu Północnym zostanie ustalonych dziewięć dodatkowych transgranicznych linii energetycznych. Z tego trzy planowane połączenia będą doprowadzone do lądu w Niemczech. Wszystkie trzy zaczynają się w korytarzu granicznym N-III w Dolnej Saksonii.

Rozpoczynający się przy korytarzu granicznym N-III transgraniczny system kabli podmorskich przebiega do Norwegii równolegle do „Europipe 2“, do szlaku żeglugowego nr 4 aż do szlaku żeglugowego nr 10 i stąd przy granicy obszarów N12 i N13, a stamtąd dalej do korytarza granicznego N-VI.

Obydwa pozostałe transgraniczne systemy kabli podmorskich biegnące do lądu w Niemczech, prowadzą w kierunku Wielkiej Brytanii. Obie trasy rozpoczynają się w korytarzu granicznym N-III, a następnie biegną równolegle do „Europipe 2“ w kierunku północnym do południowego krańca trasy żeglugowej nr 2. Tutaj obie trasy rozdzielają się. Stamtąd trasa prowadzi na zachód do przecięcia „Europipe 1“, a następnie równolegle do rurociągu „Norpipe“ i wzdłuż zachodniej granicy WSE do korytarza granicznego N-XI. Druga trasa prowadzi na północ od obszarów N-1, N-2 i N-3 dalej na zachód do korytarza granicznego N-XV.

Planowany jest system transgraniczny, który ma połączyć platformę konwertorową w rejonie N-1 z sąsiednimi MFW w Holandii. Prowadzi on od platformy konwerterowej w rejonie N-1 na zachód przez korytarz graniczny N-XV.

Przewidziane są także inne transgraniczne systemy kabli podmorskich, które tylko przecinają niemiecką WSE i mogą łączyć Holandię z Danią lub Norwegią. Po obu stronach szlaku żeglugowego nr 10 przebiegają trzy trasy łączące korytarze graniczne N-VI i N-XIV oraz N-VII i N-XIII. Planowany jest jeden system równolegle do „Viking Link“. Kolejny system łączy korytarze graniczne N-X i N-XIII. Biegnie on w dużej części równolegle do „Norpipe“, a następnie prowadzi wzdłuż granicy WSE do korytarza granicznego N-XIII.

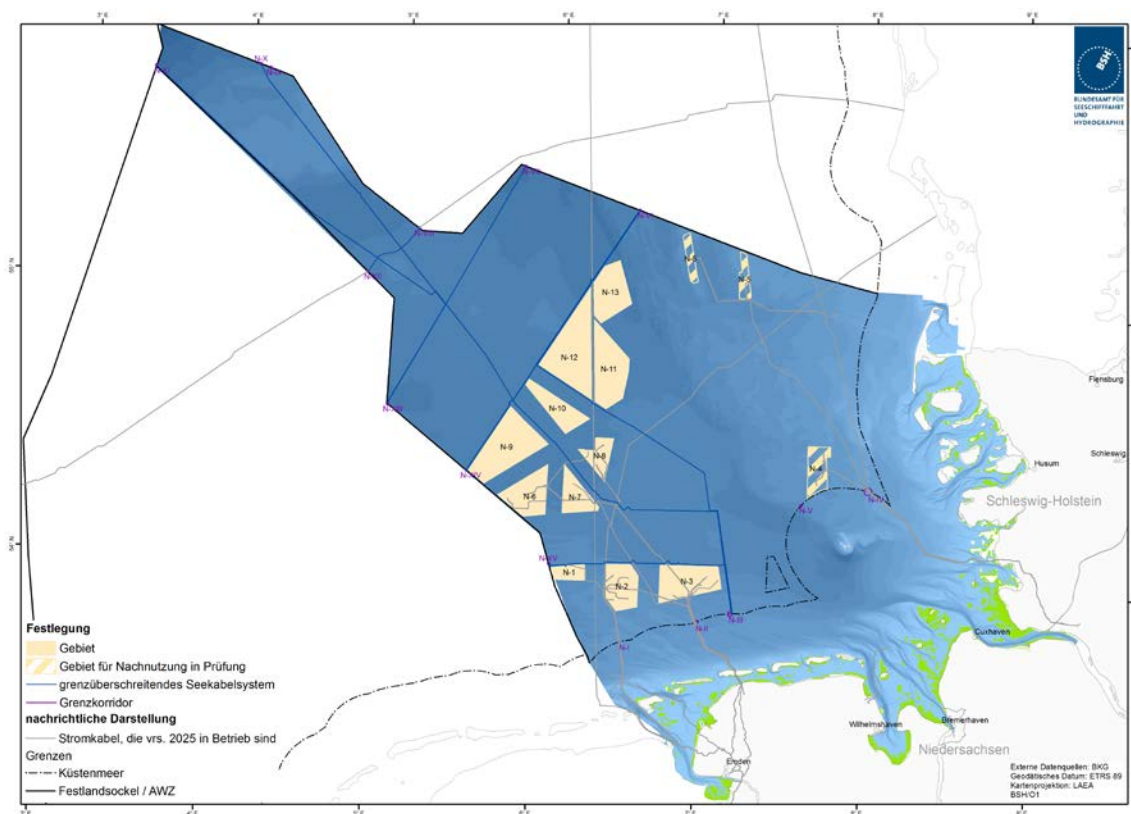
W WSE na Morzu Bałtyckim ustalonych zostało osiem tras dla transgranicznych systemów kabli podmorskich, które łączą niemieckie wody terytorialne z duńską i szwedzką WSE. Po jednym systemie przewidziano w obrębie przecięcia Fehmarnbelt (O-V do O-VI) oraz równolegle do „Kontek“ (O-IV do O-VII). Kolejny system do Danii prowadzi od korytarza granicznego O-III do korytarza granicznego O-VIII. Dwa systemy w kierunku Szwecji zaczynają się również w korytarzu granicznym O-III i prowadzą do korytarza granicznego O-IX równolegle do farmy wiatrowej „EnBW Windpark

Baltic 2". Ich odległość od farmy wiatrowej w obrębie farmy „EnBW Windpark Baltic 2” jest zmniejszona do 350 m lub 450 m, aby w jak najmniejszym stopniu wpływać na obszar operacji okrętów podwodnych. Od korytarza granicznego O-I, który będzie przebiegał równoległe do istniejących linii przyłączeniowych do korytarza granicznego O-X i O-XI, planuje się również dwa transgraniczne podmorskie systemy kablowe w kierunku Bornholmu. W odniesieniu do korytarza granicznego O-X zwraca się uwagę, że znajduje się on na skraju obszaru operacji okrętów podwodnych i, ze

względu na bezpieczeństwo i obronność kraju i sojuszu, trasa powinna przebiegać poza poligonem NATO również na obszarze duńskim.

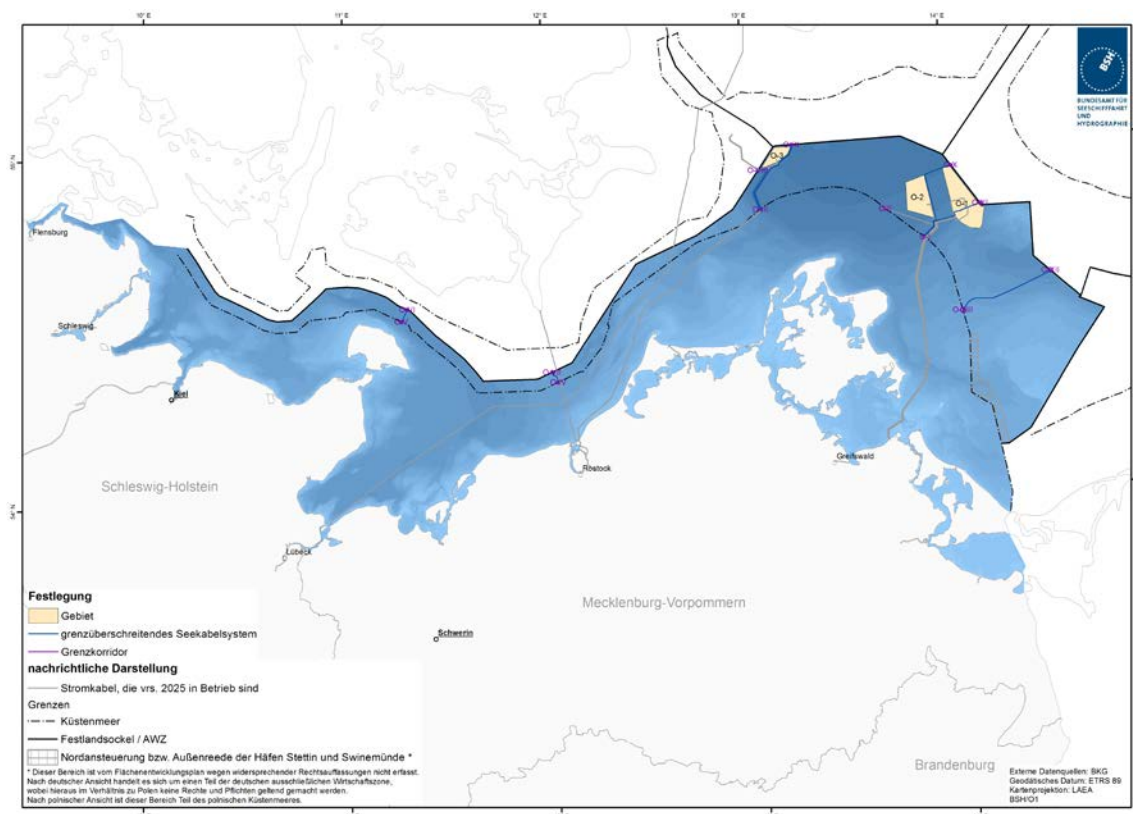
Kolejny system planuje się poprowadzić równoległe do „NordStream 1” lub między „NordStream 1” a „NordStream 2” w celu połączenia korytarzy granicznych O-XII i O-XIII.

Ze względu na istniejące obecnie restrykcje w niemieckiej WSE, poprowadzenie trasy z Polski do Danii wydaje się obecnie być niemożliwe.



Ilustracja 20: Transgraniczne systemy kabli podmorskich w niemieckiej WSE na Morzu Północnym





Ilustracja 21: Transgraniczne systemy kabli podmorskich w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim

### 5.10.3 Ustalenie korytarzy granicznych dla transgranicznych linii energetycznych

Korytarze graniczne w niniejszym planie należy ustalić w ścisłym porozumieniu z krajami nadbrzeżnymi i państwami sąsiednimi. Na terenach, w których według obecnego stanu wiedzy jest to możliwe, w obszarach przejściowych do wód terytorialnych zostaną ustalone korytarze graniczne w celu zgrupowania systemów kabli podmorskich. Przez korytarze te należy przeprowadzić wszystkie systemy kabli podmorskich wychodzące na ląd w Niemczech. W ten sposób systemy kablowe mają zostać w możliwie największym stopniu zgrupowane i rozprowadzone wiązkami w kierunku NVP. Informacje o wyznaczeniu korytarzy granicznych do wód terytorialnych podane są w rozdziale 5.9. Odsyła się do zasady planistycznej 4.4.4.3.

Przewidziane przy zewnętrznej granicy WSE korytarze graniczne N-VI do N-XV oraz O-VI do O-XIII służą do zgrupowania ewentualnych transgranicznych systemów kabli podmorskich, których dokładna trasa nie jest jeszcze znana, i umożliwienia ich poprowadzenia przez niemiecką WSE wiązkami. Korytarze uwzględniają istniejące plany transgranicznych systemów kabli podmorskich i farm wiatrowych oraz już ułożone rurociągi i przewody telekomunikacyjne. Przy ustalaniu korytarzy granicznych uwzględniono także znane plany MFW w krajach sąsiednich, aby umożliwić w ten sposób rozwój sieci obejmującej cały obszar morski. Korytarz graniczny N-XV został tak rozszerzony, aby możliwe było prowadzenie kabli podmorskich do korytarza granicznego na północ od holenderskich farm wiatrowych.

W przypadku korytarzy granicznych O-IX i O-X należy w największym stopniu ograniczyć negatywne oddziaływanie na wykorzystywane przez NATO obszary operacji okrętów

podwodnych Bravo 2-5. W miarę możliwości należy dążyć do wyznaczenia trasy poza tymi rejonami.

Dalsze uzgadnianie z krajami przybrzeżnymi korytarzy granicznych N-VI do N-XV oraz O-VI do O-XIII dla transgranicznych systemów kabli podmorskich powinno nastąpić w ramach

aktualizacji FEP, odpowiednich planów zagospodarowania przestrzennego lub odpowiednich procedur uzyskiwania zezwolenia.

Odpowiednie informacje zawarte są na Ilustracja 21 i Ilustracja 22.

Tabela 13: Przegląd korytarzy granicznych i tras dla transgranicznych linii energetycznych, ustalonych w FEP

Korytarz graniczny A	Korytarz graniczny B	Kraj A	Kraj B
<b>Morze Północne</b>			
N-III	N-VI	Niemcy	Norwegia
N-III	N-XI	Niemcy	Wielka Brytania
N-III	N-XV	Niemcy	Wielka Brytania
N-VI	N-XIV	Dania/Norwegia	Holandia
N-VII	N-XIII	Dania/Norwegia	Holandia
N-VIII	N-XII	Dania	Wielka Brytania
N-X	N-XIII	Norwegia	Holandia
NOR-1-1	N-XV	Niemcy, rejon N-1	Holandia
<b>Morze Bałtyckie</b>			
O-V	O-VI	Niemcy	Dania
O-IV	O-VII	Niemcy	Dania
O-III	O-VIII	Niemcy	Dania
O-III	O-IX	Niemcy	Szwecja
O-III	O-IX	Niemcy	Szwecja
O-I	O-X	Niemcy	Dania
O-I	O-XI	Niemcy	Dania
O-XIII	O-XII	Niemcy	nd.

### 5.11 Trasy i korytarze tras dla połączeń sprzęgających pomiędzy obiektami

Zgodnie z § 5 ust. 1 pkt 10 WindSeeG, FEP powinien zawierać trasy lub korytarze tras dla możliwych wzajemnych połączeń między instalacjami morskimi, liniami przyłączeniowymi i transgranicznymi liniami energetycznymi oraz lokalizacjami platform konwerterowych.

Tabela 14: Przegląd tras połączeń między obiektami, ustalonych w FEP

Platforma A	Platforma B
<b>Morze Północne</b>	
NOR-9-1	NOR-9-2
<b>Morze Bałtyckie</b>	
-	-

## 6 Ustalenia dla pilotażowych turbin wiatrowych

### 6.1 Dostępne moce przyłączeniowe do sieci

Moce przyłączeniowe do sieci dostępne dla pilotażowych turbin wiatrowych zgodnie z § 70 ust. 2 WindSeeG przedstawiono w

Tabela 15.

Tabela 15: Moce przyłączeniowe do sieci dostępne dla pilotażowych turbin wiatrowych

Linia przyłączeniowa	Dostępne moce przyłączeniowe do sieci dla pilotażowych turbin wiatrowych
<b>Morze Północne</b>	
NOR-2-2 /DoWin1/alpha	88 MW
NOR-2-3 /DoWin3/gamma	50 MW
NOR-4-2 /HelWin2/beta	15 MW <sup>1)</sup>
NOR-6-2 /BorWin2/beta	14,4 MW
<b>Morze Bałtyckie</b>	
OST-1-3	5 MW
OST-2-1	3 MW
OST-2-3	23,75 MW

<sup>1)</sup> Ponieważ moc przyłączeniowa 45 MW dostępna w systemie przyłączeniowym do sieci NOR-4-2 (HelWin2/beta) częściowo została zwolniona dla tworzonego systemu przyłączeniowego NOR-7-2 w węźle sieciowym Büttel, moc przyłączeniowa w rejonie N-4 dostępna dla turbin pilotażowych zmniejsza się do 15 MW.

### 6.2 Wymagania przestrzenne

#### Podsumowanie

- Budowa pilotażowych morskich turbin wiatrowych tylko na obszarach ustalonych w 5.1
- Zgodność z zasadami planistycznymi określonymi w 4.4

### 6.3 Warunki techniczne i przyłączenia do sieci

#### Podsumowanie

- Porozumienie ze stronami trzecimi lub zgoda stron trzecich, których interesy mogłyby zostać naruszone, np.
  - MFW na potrzeby wykorzystania platformy transformatorowej oraz integracji przestrzennej i technicznej
  - Sąsiadujące MFW
  - Właściwy OSP, np. w zakresie weryfikacji zgodnej z zezwoleniem eksploatacji linii przyłączeniowej (np. przestrzeganie kryteriów temperatury) i rozdziału mocy przy kilku systemach kabli podmorskich prądu trójfazowego
- Ustalenie punktów styčných z podmiotami odpowiedzialnymi za MFW lub OSP w kwestii przyłączenia do platformy

## 7 Inne obszary pozyskiwania energii

Zgodnie z § 5 ust. 2a WindSeeG, FEP może ustalić inne obszary pozyskiwana energii poza rejonami.

Inny obszar pozyskiwania energii zgodnie § 3 pkt 8 WindSeeG jest obszarem poza rejonami, na którym w spójności przestrzennej mogą zostać wzniesione morskie turbiny wiatrowe i inne obiekty do pozyskiwania energii, które nie zostaną podłączone do sieci, i które podlegają procedurze wydawania zezwoleń. Zgodnie z § 4 ust. 3 WindSeeG, celem ustalenia jest umożliwienie praktycznego testowania i realizacji innowacyjnych koncepcji niepodłączonych do sieci instalacji do pozyskiwania energii w sposób uporządkowany i ograniczony przestrzennie.

§ 5 ust. 2a WindSeeG przewiduje, że inne obszary pozyskiwania energii mogą być ustalane na ogólnej powierzchni 25 do 70 km<sup>2</sup>. Ponadto można sporządzić wytyczne przestrzenne i techniczne dla innych instalacji do pozyskiwania energii, przewodów lub kabli, które odprowadzają z nich energię lub nośniki energii, albo w przypadku niedostatku tras, takie linie lub kable wykluczają.

### 7.1 Przetarg na inne obszary pozyskiwania energii

§ 67a WindSeeG stanowi, że BSH dokonuje identyfikacji uprawnionych do ubiegania się o odpowiednie obszary w ramach innych obszarów pozyskiwania energii w WSE określonych w FEP zgodnie z postanowieniami rozporządzenia o mocy ustawy, które ma zostać wydane zgodnie z § 71 pkt 5 WindSeeG.

### 7.2 Zatwierdzenie planu innych instalacji do pozyskiwania

### energii

Do złożenia wniosku o przeprowadzenie procedury zatwierdzenia planu budowy i eksploatacji morskich turbin wiatrowych i innych instalacji do pozyskiwania energii, które nie są podłączane do sieci, na mocy § 46 ust. 1 zdanie 2 WindSeeG wymagane jest uprawnienia do złożenia wniosku według § 67a WindSeeG.

Warunki zatwierdzenia planu zostały określone w § 48 ust. 4 WindSeeG.

### 7.3 Ustalenie innych obszarów pozyskiwania energii

W ramach tego planu zostaną ustalone dwa inne obszary pozyskiwania energii. Są to obszary, które są zbyt małe dla samodzielnego przyłączenia do sieci.

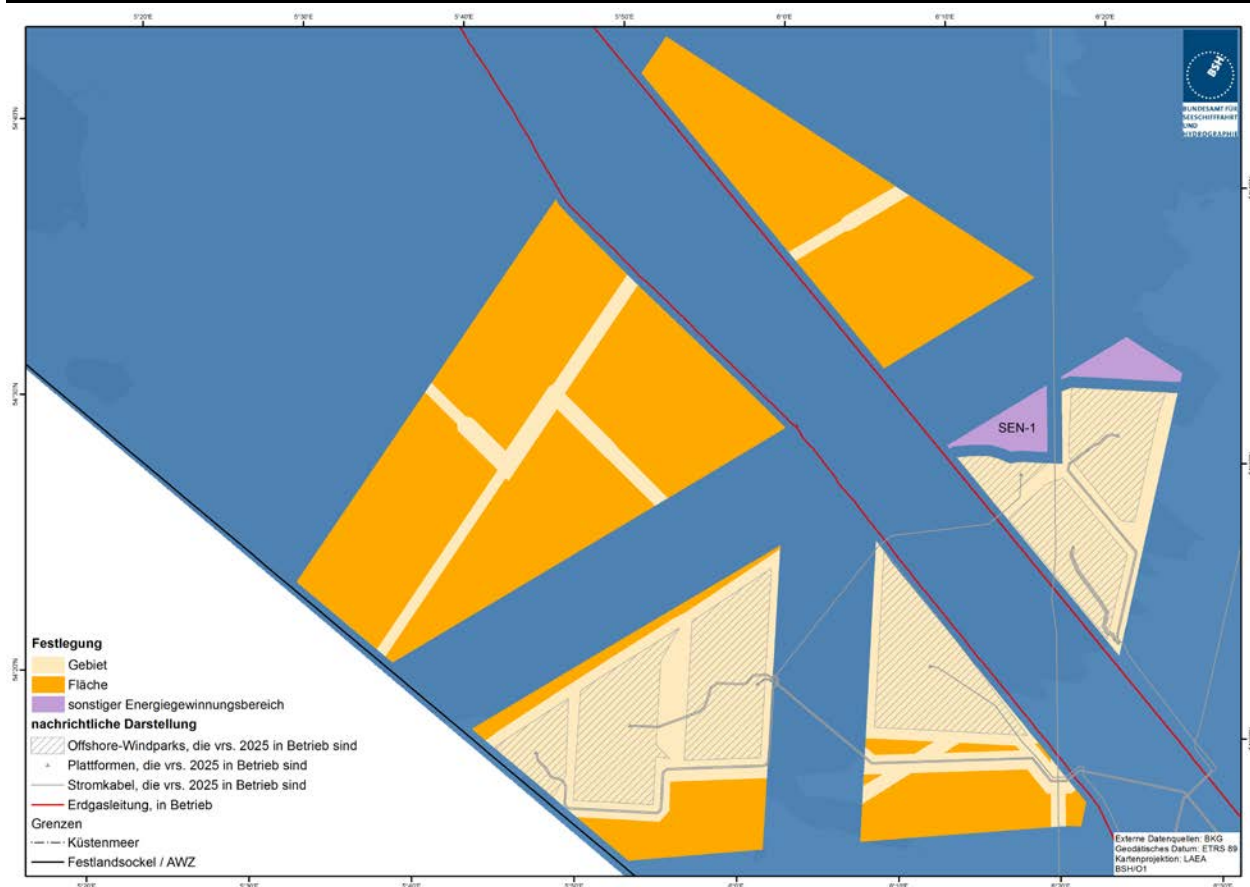
SEO-1 jest wykazywany jako inny obszar pozyskiwania energii. Nierozstrzygnięte jeszcze ostatecznie kwestie dotyczące migracji ptaków należy wyjaśnić w ramach procedury wydawania indywidualnych zezwoleń. Jeśli na tym terenie będą miały zostać wybudowane turbiny wiatrowe, mogą być konieczne (szeroko zakrojone) działania w celu uniknięcia i zmniejszenia oddziaływania na migrację ptaków. Bliższe informacje na temat rejonu O-2 i obszaru O-2.2 (poddany ocenie) są zawarte w rozdziale 5.2.2 i 8.4. Wyjaśnienie tych kwestii w ramach procedury wydawania indywidualnych zezwoleń wydaje się racjonalne.

Tabela 16: Zestawienie ustaleń dotyczących innych obszarów pozyskiwania energii

Nazwa	Położenie	Powierzchnia	Oddalenie od wybrzeża
SEN-1	WSE na Morzu Północnym	ok. 27,5 km <sup>2</sup>	Strefa 2
SEO-1	WSE na Morzu Bałtyckim	ok. 7,6 km <sup>2</sup>	Strefa 1

Morze

Północne

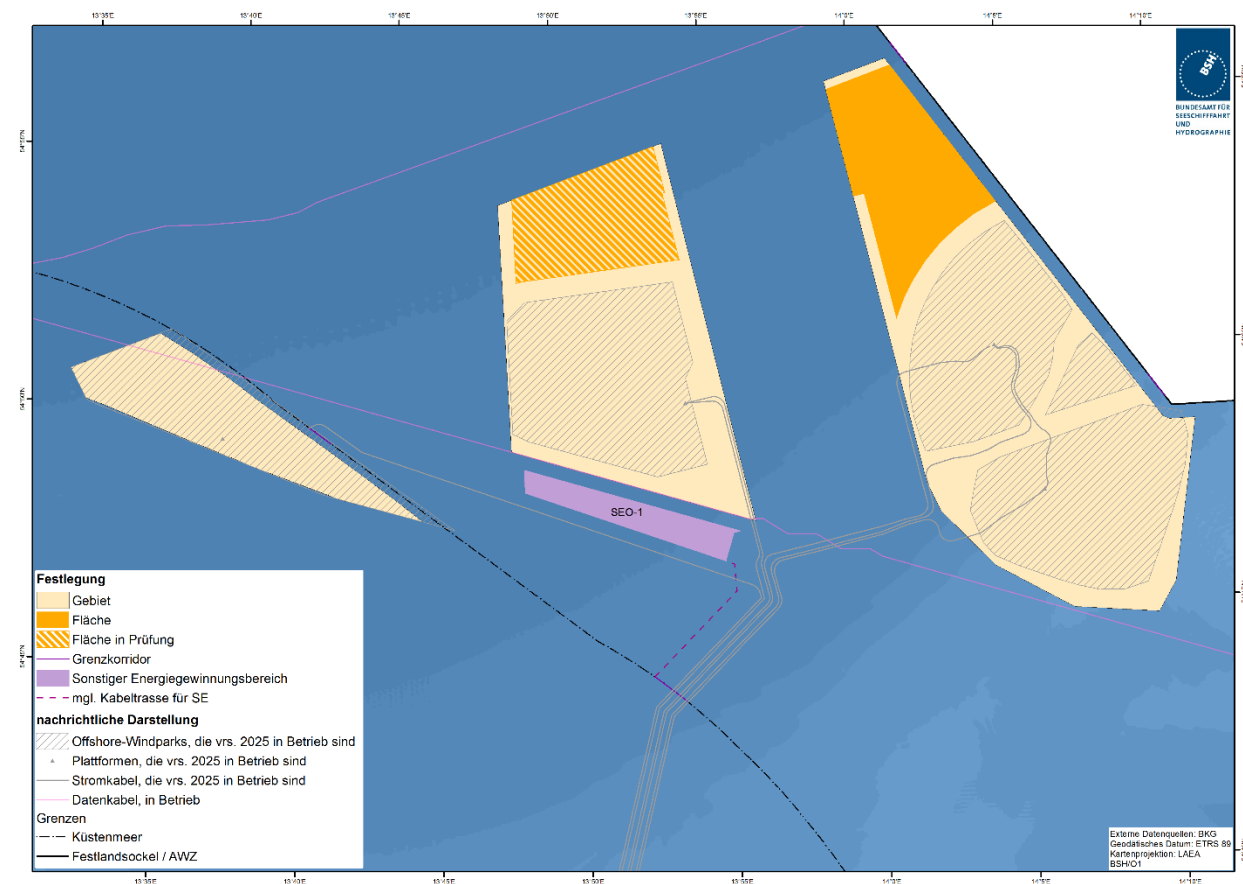


Ilustracja 22: Inny obszar pozyskiwania energii w WSE na Morzu Północnym

SEN-1 graniczy od północnego wschodu z morskimi farmami wiatrowymi „EnBW Hohe See“, „Albatros“ i „Global Tech 1“. Przez ten teren przebiega dodatkowo, w przybliżeniu centralnie, interkonektor „NorNed“. Od zachodu, północy i wschodu teren ten jest ograniczony przez szlaki żeglugowe. Wymagający uwzględnienia korytarz powietrzny dla lądowania i startu dla farmy wiatrowej „Albatros“ przebiega we wschodnim narożniku terenu na Morze Bałtyckie

południowym zachodzie. Odsyła się do zasady planistycznej 4.4.1.3.

Budowa własnych kabli i rurociągów do przesyłu energii lub nośników energii z innego obszaru pozyskiwania energii w niemieckiej WSE Morza Północnego jest wykluczona dla innego wymienionego tutaj obszaru pozyskiwania energii SEN-1.



Ilustracja 23: Inny obszar pozyskiwania energii w WSE na Morzu Bałtyckim

SEO-1 jest ograniczony od północy przez kabel danych „Baltica Segment 3“, od wschodu przez podlegający badaniu system przyłączeniowy OST-2-4, od południa przez szlak żeglugowy i od zachodu przez na zachodzie przez obszar zastrzeżony do badań. W północno-wschodniej części możliwe jest pokrywanie się z korytarzem powietrznym dla lądowań i startów farmy wiatrowej „Baltic Eagle“. Odsyła się do zasady planistycznej 4.4.1.3.

W przypadku, gdy obszar SEO-1 ma być podłączony do systemu kabli podmorskich, zostanie zabezpieczona przestrzeń możliwa trasa do zagospodarowania tego obszaru. Trasa ta musiałaby zostać zbudowana i być eksploatowana przez operatora innego obszaru pozyskiwania energii zgodnie z wymogami prawnymi.

## 8 Uzgodnienie ustaleń z interesami prywatnymi i publicznymi

Zgodnie z § 5 ust. 3 WindSeeG, ustalenia przestrzenne są niedopuszczalne, jeżeli stoją im na przeszkodzie wyższe interesy publiczne lub prywatne. Opracowany został katalog tego rodzaju interesów. Jeżeli poszczególne, brane pod rozwagę, interesy konkurują ze sobą, należy ocenić, który z nich jest bardziej istotny.

Ustalając obszary i rejony zgodnie z § 5 ust. 1 pkt. 1 i 2 WindSeeG, znajdujące się w klastrze określonym w Federalnym Planie dla Obszarów Morskich z § 17a EnWG lub w obszarze priorytetowym, zastrzeżonym lub o szczególnej przydatności w planie zagospodarowania przestrzennego zgodnie z § 17 ust. 3 zd. 1 ROG, dopuszczalność ustalenia należy zweryfikować tylko w takim zakresie, w jakim można dostrzec dodatkowe lub inne istotne aspekty lub w jakim wymagane są aktualizacje i pogłębienie weryfikacji (por. § 5 ust. 3 zd. 3 WindSeeG).

Dopuszczalność ustaleń dla wód terytorialnych Meklemburgii-Pomorza Przedniego została już sprawdzona przez organy kraju związkowego Meklemburgia-Pomorze Przednie. W kwestiach związanych z zagrożeniem środowiska morskiego odsyła się do raportu środowiskowego LEP M-V.

### 8.1 Ustawowe powody wykluczające

#### 8.1.1 Zgodność z wymogami planu zagospodarowania przestrzennego

Ustalenia, które nie są zgodne z wymogami planu zagospodarowania przestrzennego zgodnie z § 17 ust. 3 ROG, są niedopuszczalne.

Te ustalenia zostały sprawdzone pod kątem zgodności z celami planowania przestrzennego oraz uwzględnienia zasad i innych wymagań.

Obecnie trwa aktualizacja planów zagospodarowania przestrzennego wyłącznej

strefy ekonomicznej. Pierwszy projekt planu został opublikowany 25 września 2020 roku. Poczynione w tych ramach ustalenia są przestrzegane i uwzględniane w aktualizacji FEP, patrz rozdział 2.6.1.2.

#### 8.1.2 Brak zagrożenia dla środowiska morskiego

Zgodnie z § 5 ust. 3 zdanie 2 pkt 2 WindSeeG, niedopuszczalne są ustalenia, które stwarzają zagrożenie dla środowiska morskiego.

Przy tym cecha weryfikacji pod kątem prawnym „Zagrożenie dla środowiska morskiego” stanowi osobne kryterium oceny. Ponadto, obowiązują przepisy prawne, dotyczące przede wszystkim ochrony gatunkowej i ochrony obszarów, oraz ocena pod kątem przewidywanego istotnego oddziaływania na środowisko w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.

Prezentacja obszarów znajduje się na mapach w rozdziale 2.

Stosowne oceny zostały przeprowadzone w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko i przedstawione w raportach środowiskowych.

#### 8.1.3 Brak negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę transportu

Zgodnie z § 5 ust. 3 zdanie 2 pkt 3 WindSeeG, ustalenia, które naruszają bezpieczeństwo i swobodę transportu, są niedopuszczalne.

Ponieważ interesy związane z żeglugą i ruchem lotniczym zostały już ocenione w ramach przygotowania i aktualizacji BFO, ponowna ocena tych rejonów i obszarów zgodnie z § 5 ust. 3 zdanie 3 WindSeeG z wyjątkiem ustalenia rejonów N-9 do N-13 i pojedynczych przypadków nie będzie konieczna lub będzie wymagana zgodnie z poniższymi objaśnieniami.

#### 8.1.4 Nienaruszanie bezpieczeństwa i



### **obronności kraju i sojuszu**

Zgodnie z § 5 ust. 3 pkt 4 WindSeeG, ustalenia nie mogą również oddziaływać negatywnie na bezpieczeństwo i obronność kraju i sojuszu.

Interesy związane z obronnością kraju i sojuszu zostały już zweryfikowane w ramach sporządzania i aktualizacji BFO, wobec czego ponowna weryfikacja rejonów i obszarów zgodnie z § 5 ust. 3 zdanie 3 WindSeeG prawdopodobnie będzie konieczna co najwyżej w odniesieniu do poszczególnych ustaleń.

#### **8.1.5 Lokalizacja poza obszarem objętym ustawową ochroną**

§ 5 ust. 3 zdanie 2 pkt 5 WindSeeG stanowi, że ustalone rejonu i obszary nie mogą być zlokalizowane na obszarach objętych ustawową ochroną zgodnie z § 57 BNatSchG. Ustalenia dla rejonów Morza Północnego i Bałtyckiego zostały w dużej mierze przejęte z klastrów ustalonych już w BFO dla Morza Północnego i Bałtyckiego. Nie ustala się zatem rejonów i obszarów na obszarach przyrody chronionej.

### **8.2 Inne interesy publiczne i prywatne**

Należą do nich, między innymi, inne formy wykorzystania, jak planowane i istniejące kable telekomunikacyjne, rurociągi, prace wydobywcze, interesy rybołówstwa, ochrona zdrowia i bezpieczeństwa pracy oraz dziedzictwa kulturowego, ochrona przed katastrofami, makroekonomiczne koszty budowy i eksploatacji farm wiatrowych oraz makroekonomiczne koszty budowy i eksploatacji morskich linii przyłączeniowych.

Zasadniczo, zasady planistyczne zostały wprowadzone w celu uniknięcia zagrożeń dla środowiska morskiego, negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę transportu oraz na obronność kraju i sojuszu lub w celu takiego ograniczenia oddziaływania, aby zagrożenia te i negatywne wpływy nie wystąpiły.

### **8.3 Dopuszczalność ustalenia rejonów**

Ustalenia dla rejonów Morza Północnego i Bałtyckiego zostały w dużej mierze przejęte z klastrów ustalonych już w Federalnych Planach dla Morza Północnego i Bałtyckiego. W związku z faktem, że związane z tym zakresem interesy zostały już zweryfikowane w ramach sporządzania i aktualizacji BFO, ponowna weryfikacja zgodnie z § 5 ust. 3 zdanie 3 WindSeeG z reguły nie jest konieczna.

W szczególności dla rejonu N-4 dostępne są dane z wyników monitoringu eksploatowanych MFW, a także z projektów badawczych, które podają w wątpliwość przeznaczenie rejonu N-4 do ewentualnego przyszłego wykorzystania, w związku z czym rejon ten podlega kontroli w tym zakresie.

Informacje szczegółowe są zawarte w rozdziale 5.1.2.

Istniejącą farmę wiatrową „Butendiek“ znajdującą się w rejonie N-5 przedstawiono w celach informacyjnych. Wyznaczenie jako rejonu lub obszaru jest niedopuszczalne zgodnie z § 5 ust. 3 zdanie 2 pkt 5 WindSeeG w odniesieniu do ewentualnego przyszłego wykorzystania, ponieważ ten teren znajduje się w obrębie rezerwatu przyrody Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“.

Ze względu na kwestie dotyczące ochrony przyrody i środowiska rejon N-5 jest poddawany ocenie pod kątem ewentualnego przyszłego wykorzystania dla potrzeb morskiej energetyki wiatrowej. Szczegóły i bliższe informacje są zawarte w rozdziale 5.1.2 i 8.4.

Dla rejonów N-9 do N-13 wystąpiły zmiany w stosunku do klastrów zdefiniowanych w BFO zgodnie z ROP 2009, przede wszystkim w konsekwencji opublikowanej i konsultowanej koncepcji aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego oraz opublikowanego i konsultowanego projektu planu

zagospodarowania przestrzennego dla niemieckiej WSE Morza Północnego i Morza Bałtyckiego w odniesieniu do zmiany szlaku żeglugowego nr 10, por. rozdział 2.6.1.2.

Obszary określone przez FEP obejmują obszar zastrzeżony dla żeglugi nr 10 określony w ROP 2009. Ówczesna definicja odpowiadała w 2009 roku najlepszym dostępnym danym i najlepszej wiedzy. Niemniej jednak, zgodnie z aktualnymi danymi AIS, które zostały potwierdzone w oparciu o wstępne wyniki ekspertyzy straży przybrzeżnej, pojawiły się nowe spostrzeżenia w tej dziedzinie. Odpowiednie informacje zawarte są w rozdziale 5.1.

Aktualna analiza żeglugi oraz wyniki ekspertyzy straży przybrzeżnej wskazują ponadto, że dokonany wybór nie pociąga za sobą naruszenia bezpieczeństwa i swobody żeglugi w rozumieniu § 5 ust. 3 zdanie 2 pkt 3 WindSeeG.

Ponieważ rozbudowa obszarów w strefie 3 jest konieczna w celu realizacji ścieżki rozwoju, wzięto to pod uwagę w ramach ustaleń w aktualizacji/zmianie FEP poprzez wstępne zdefiniowanie obszarów tylko dla rejonów N-9 i N-10. Rejon N-13 został zmieniony w porównaniu do FEP 2019 w taki sposób, aby w celu ochrony nurów odległość od głównego obszaru koncentracji nurów wynosiła 5,5 km i pokrywała się z utratą siedlisk na skutek przepłaszania. Adekwatność tej odległości jest dalej sprawdzana w ramach monitoringu. Nie przewiduje się zagrożenia dla środowiska morskiego (patrz raport środowiskowy rozdziały 4.5.1, 4.6.1, 4.12.4, 5.1.2, 5.2.2 i 6). Rejon N-13 leży częściowo w obrębie obszaru zastrzeżonego dla morświnów, określonego w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego WSE z dnia 25.09.2020 roku.

Pod 4.4.1.1, w celu uniknięcia lub ograniczenia skumulowanych efektów, ustala się jako zasadę planistyczną ogólną koordynację czasową prac budowlanych i układania kabli. Problematyka ta obejmuje także ograniczenie do minimum ruchu

statków na potrzeby budowy i eksploatacji przez optymalizację planu budowy i harmonogramu.

Ponadto ta zasada planistyczna redukcji hałasu (por. 4.4.1.8) zapewnia wdrożenie środków ochrony przed hałasem zgodnie z najnowszym stanem nauki i techniki oraz zastosowanie koncepcji ochrony przed hałasem dla Morza Północnego (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2013).

Szczególnie we wrażliwym sezonie można podjąć dodatkowe środki zapobiegawcze i łagodzące, zwłaszcza w odniesieniu do impulsowych emisji hałasu podczas prac budowlanych. Odpowiada to również obecnej praktyce zatwierdzania w BSH. Dlatego nie należy zakładać, że środowisko morskie jest zagrożone na skutek ustalenia obszaru N-13 (zob. także rozdział 4.5.1 raportu środowiskowego dla Morza Północnego).

## 8.4 Dopuszczalność ustalenia obszarów

Ustalony obszary leżą poza rejonami priorytetowymi i zastrzeżonymi dla żeglugi i poza obszarami ochrony przyrody.

Zgodnie z aktualnym stanem wiedzy rozszerzenie rejonu N-5 w celu wykorzystania morskiej energii wiatrowej poza czynnymi w momencie oceny MFW „Butendiek”, „Dan Tysk” i „Sandbank”, a w szczególności w odniesieniu do obszaru N-5.4 poddanego ocenie w projektach FEP 2019, jest w kontekście ochrony przyrody niemożliwe.

Wyłączenie obszaru N-5.4 opiera się na rozmiarze skumulowanych i już stwierdzonych, negatywnych skutków MFW, rozpoznanych na głównym obszarze koncentracji nurów w niemieckiej WSE Morza Północnego. Zaobserwowana utrata 19% cennych miejsc żerowania i odpoczynku w głównym obszarze koncentracji potrzebnych do zachowania lokalnej populacji nurów w połączeniu z określonym statystycznie znacznym

zmniejszeniem liczebności nurów zabrania ewentualnego powiększenia obszaru ingerencji ze względu na zapewnienie ochrony grupy gatunkowej nurów.

Zgodnie z zasadą ostrożności według § 3 UVPG oraz w celu wykluczenia z niezbędną pewnością znaczących zakłóceń w rozumieniu § 44 ust. 1 pkt 2 BNatSchG, należy zaprzestać kumulowania dalszych skutków przez budowę kolejnych MTW w obszarze N-5.

Obszar N-5.4, który wciąż jest badany w projektach FEP 2019, zostaje wyłączony z dalszego planowania MTW planowanych do oddania do eksploatacji od 2026 roku na podstawie wyników oceny skumulowanych negatywnych skutków dla ochrony lokalnego stanu populacji nurów.

BSH dochodzi do wniosku, że znaczące zakłócenie w rozumieniu § 44 ust. 1 pkt 2 BNatSchG w wyniku realizacji planu można wykluczyć, realizując plan z wymaganą ostrożnością, jeżeli zapewni się, że nie nastąpi żadna dodatkowa utrata siedlisk w głównym obszarze koncentracji nurów.

Ze względu na niemożliwe do wykluczenia, znaczne skumulowane efekty oddziaływania na populację nurkowców, spowodowane przez realizację kolejnych projektów farm wiatrowych na głównym obszarze koncentracji, już istnieje zagrożenie dla środowiska morskiego w rozumieniu § 5 ust. 3 zdanie 2 pkt 2 WindSeeG. Jednym z powodów jest fakt, że główny obszar koncentracji jest ważnym funkcjonalnym komponentem środowiska morskiego w kontekście ptaków morskich i migrujących. Z tego powodu niedopuszczalne jest wyznaczenie obszaru poza eksploatowanymi już w momencie tej weryfikacji MFW „Butendiek“, „Dan Tysk“ i „Sandbank“, a w szczególności konkretnie obszaru N-5.4 przedstawionego do sprawdzenia w projekcie FEP 2019.

W odniesieniu do obszaru O-1.3, GDWS wyraził obawy dotyczące możliwego zagrożenia dla

żeglugi w swoim oświadczeniu w sprawie FEP 2019 i wstępnym projekcie FEP 2020. Obawy te można wyjaśnić przez dalsze badania. Zostało to przedstawione i ocenione w ramach oceny przydatności. W związku z tym nie istnieje zagrożenie dla żeglugi.

Ustalenie obszaru O-2.2 jest obecnie jeszcze rozważane. Konieczne jest tu jeszcze wyjaśnienie nierozstrzygniętych jeszcze kwestii dotyczących migracji ptaków (patrz rozdział 5.2.2 i raport środowiskowy dla Morza Bałtyckiego, rozdziały 4.12.5 i 5.2.2.1).

W sprawie migracji ptaków, w ramach wstępnego badania obszaru O-1.3 zlecono dodatkowe, wykraczające poza StUK 4, monitorowanie migrujących w dzień ptaków lądowych, w szczególności żurawi, ptaków drapieżnych i gęsi. Na podstawie spostrzeżeń wynikających z tych badań i innej dostępnej wiedzy BfN, jako właściwy organ federalny, doszedł do wniosku, że niemożna z niezbędną pewnością wykluczyć naruszenia zakazu zabijania i ranienia zgodnie z § 44 ust. 1 pkt 1 dla poszczególnych gatunków lub grup gatunków. W ramach stwierdzenia przydatności obszaru O-1.3 zawarto wobec tego wymóg, zgodnie z którym podmiot odpowiedzialny za przedsięwzięcie zobowiązany jest zastosować odpowiednie środki, aby obserwować migrację ptaków w pobliżu obszaru i zapobiec wystąpieniu znaczącego ryzyka kolizji.

Spostrzeżenia z badań dotyczących obszaru O-1.3 i stwierdzenia przydatności dostarczają cennych wskazówek dla obszaru O-2.2. Z uwagi na położenie obszaru O-2.2 dalej na zachód, a tym samym bliżej centralnego obszaru korytarza migracyjnego żurawi pomiędzy Rugią a Skanią, istotne znaczenie mają m.in. spostrzeżenia z procedury zatwierdzania planów dla sąsiadującego przedsięwzięcia „Baltic Eagle”. Obszar O-2.2 pozostaje zatem nadal przedmiotem weryfikacji. Informacje dotyczące innego obszaru pozyskiwania energii SEO-1 znajdują się w rozważaniach z punkcie 7.3.

## 8.5 Dopuszczalność pozostałych ustaleń

Linie przyłączeniowe do sieci, przebiegające przez korytarz graniczny N-I, według informacji BfN prowadzą przez piaszczyste wybrzeże, które stanowi biotop chroniony zgodnie z § 30 BNatSchG. Nie powoduje to istotnego negatywnego oddziaływania na biotop.

Dwa transgraniczne systemy kabli podmorskich przecinają obszar rezerwatu przyrody „Doggerbank” od korytarza granicznego N-XII do korytarza N-XV oraz od korytarza N-XIII do N-III. Na Morzu Bałtyckim transgraniczne systemy kabli podmorskich przebiegają od korytarza granicznego O-XIV do korytarza O-XIII przez obszar rezerwatu przyrody „Pommersche Bucht – Rönnebank” oraz od korytarza granicznego O-V do korytarza O-VI przez obszar rezerwatu przyrody „Fehmarnbelt”. Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko wykazała, że według przewidywań nie spowoduje to żadnego istotnego oddziaływania na środowisko (patrz Rozdział 6.5.1 raportu środowiskowego dla Morza Północnego i Bałtyckiego).

## 9 Ocena podsumowująca

### 9.1 Opinie międzynarodowe

Zgodnie z zawartym porozumieniem (Umowa między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Republiki Federalnej Niemiec z dnia 10 października 2018 roku w zakresie ocen oddziaływania na środowisko i strategicznych ocen oddziaływania na środowisko w kontekście transgranicznym), Polska została zaangażowana i złożyła jedną opinię, stwierdzającą, że dokumenty nie są wystarczające dla jej uczestnictwa, ponieważ nie wszystkie rozdziały zostały przetłumaczone, a zatem dokumenty nie spełniały wymogów art. 7 ust. 2 i załącznika 4 Konwencji z Espoo. Poza tym nie wyjaśniono w wystarczającym stopniu wpływu tych przepisów na Polskę. W opisie oczekiwanych efektów FEP wystąpiły braki, w konsekwencji czego nie było możliwości ich zbadania.

Zgodnie z art. 60 ust. 2 zdanie 2 VPG i Konwencją z Espoo, właściwy organ niemiecki podaje do wiadomości treść ogłoszenia, nietechniczne streszczenie raportu środowiskowego oraz te części projektu planu lub programu i raportu środowiskowego, które umożliwiają zainteresowanym organom i opinii publicznej innego państwa ocenę prawdopodobnego istotnego negatywnego, transgranicznego oddziaływania danego przedsięwzięcia na środowisko oraz zajęcie i wyrażenie stanowiska na ten temat. Niemniej jednak udostępniono pełne tłumaczenie FEP i raportu środowiskowego dla Morza Bałtyckiego.

Ponadto Państwo Polskie wnioskuje o analizę skumulowanych oddziaływań FEP oraz polskiego planu zagospodarowania przestrzennego i planów krajów sąsiednich na środowisko, także z uwzględnieniem dóbr chronionych na polskich obszarach FFH, jak również uwzględnienie skumulowanego oddziaływania na obszarach objętych programem Natura 2000 w odległości niemal

100 km od niemieckiej WSE. Odpowiednie badanie planowania przestrzennego jest przeprowadzane na poziomie niemieckiego planowania przestrzennego. Ze względu na odległość pomiędzy obszarami Natura 2000 a przyjętymi obszarami i rejonami nie należy spodziewać się znaczących skutków.

Polska poprosiła również o przekazanie wszystkich aktualnych wyników badań towarzyszących MFW oraz planów i wszelkich dostępnych informacji na temat ochrony przed hałasem, najlepiej w języku polskim. Jeżeli badania prowadzone są ze środków państwowych, wyniki tych projektów badawczych są publikowane i publicznie dostępne.

Ponadto, państwo polskie wyraziło obawy o zagrożenie dostępności portów Szczecina i Świnoujścia dla statków o zanurzeniu 15 m, co jest przewidywane w planach rozbudowy tych portów. Plany FEP 2020 dotyczą w tym kontekście przede wszystkim trasy Ystad – Świnoujście. Wymagana gwarancja swobody i bezpieczeństwa żeglugi jest już przewidziana przez prawo. Rejony O-1 i O-2 nie ograniczają żeglowności wspomnianego szlaku żeglugowego w porównaniu z wymogami planowania przestrzennego. Można również wykluczyć utrudnienia na tej trasie z powodu kabli podmorskich, ponieważ są one zakopane zgodnie ze specyfikacją planu.

Estonia wyraziła ubolewanie, że nie dokonano pełnego tłumaczenia wszystkich dokumentów, i zwróciła się o zaostrenie wymogów dotyczących ochrony przed hałasem oraz migracji ptaków i nietoperzy w kolejnych postępowaniach w celu ochrony różnorodności biologicznej.

Szwecja poprosiła, aby w celu utrzymania celów ochrony obszarów Natura 2000, towarzyszące badania obszarów zostały znacznie rozszerzone, a także były prowadzone oddzielnie w zależności od pór roku i warunków

pogodowych. W przypadku bałtyckiej populacji morświna zwrócono uwagę na jego znaczenie, zwłaszcza w miesiącach zimowych. Prace budowlane i wysadzanie niewybuchów należy wykonywać tylko z odpowiednią, skuteczną ochroną przed hałasem i koordynować we wszystkich krajach. Ponadto należy również koordynować prace sejsmiczne, aby wykluczyć skumulowany wpływ na morświny, ponieważ zakłócenia mogą prowadzić do zmiany wzorców ruchu. W ramach planu opracowano obszerną specyfikację dotyczącą ochrony przed hałasem. Koordynacja prac budowlanych została również zapisana jako zasada planistyczna.

W odniesieniu do migracji ptaków i nietoperzy zwraca się również uwagę na duże znaczenie tych obszarów. Nadal istnieją duże luki w wiedzy, szczególnie w odniesieniu do migracji nietoperzy, co wymagałoby wieloletnich badań. Uwagi dotyczące rejonów należy uzupełnić pod kątem ich znaczenia dla migracji nietoperzy. Ponadto brakuje środków zmniejszających oddziaływanie na migrację nietoperzy, analogicznych do proponowanych środków dla migracji ptaków. Wyniki obecnych i przyszłych badań zostaną włączone do badania i oceny rejonów w trakcie aktualizacji planu. Jak dotąd nie ma wiarygodnych ustaleń dotyczących zachowań migracyjnych. Jednak środki podjęte w zakresie migracji ptaków powinny również zapobiegać negatywnym oddziaływaniom na nietoperze.

W kwestii ochrony ryb jako zasobów chronionych odniesiono się do znaczenia wschodniej i zachodniej części Morza Bałtyckiego jako tarliska dorsza. Zaleca się unikanie wbijania pali w okresie od maja do sierpnia na tarliskach lub przynajmniej dopuszczenie do tego tylko przy zastosowaniu środków ochrony przed hałasem. Środki ochrony przed hałasem są określone w zasadach planistycznych niezależnie od pory roku. W kwestii rybołówstwa Szwecja podkreśliła znaczenie obszarów dla połowów pasywnych, a

także połowów przy użyciu włoków dennych i włoków pelagicznych. Wpływ przeznaczenia farm wiatrowych i kabli na łowisko musi być uwzględniony w ramach planowania przestrzennego i późniejszych procedur dopuszczania. Nie widać żadnych efektów w odniesieniu do szwedzkich szlaków żeglugowych i infrastruktury.

Szkocja, Finlandia i Litwa nie dostrzegają w ustaleniach planu żadnego zagrożenia dla swojego środowiska morskiego.

Dania, odnosząc się do swoich uwag na temat N-3.7 i N-3.8, podnosi, że luki w wiedzy na temat ptaków morskich utrudniają odpowiednią analizę oddziaływania. Dlatego trudno jest wyciągnąć wnioski o wystąpieniu usterki.

## 10 Podsumowująca deklaracja środowiskowa i działania monitorujące

### 10.1 Podsumowująca deklaracja środowiskowa zgodnie z § 44 UVPG

Zgodnie z § 4 i nn. WindSeeG, BSH opracowuje FEP jako plan specjalistyczny, mający na celu wykorzystanie morskiej energii wiatrowej poprzez ustalenie rejonów i obszarów, a także lokalizacji, tras i korytarzy tras przyłączy sieciowych lub transgranicznych systemów kabli podmorskich oraz ew. innych obszarów pozyskiwania energii i pól testowych. FEP został sporządzony po raz pierwszy i opublikowany dnia 30 czerwca 2019 roku zgodnie z § 6 ust. 8 WindSeeG. W związku ze zmianami w prawie, a w szczególności ze względu na zwiększony, zawarty w WindSeeG, cel rozbudowy 20 gigawatów dla morskiej energetyki wiatrowej do 2030 roku, konieczna jest aktualizacja i nowelizacja FEP 2019. Opracowując aktualizację i zmianę FEP, przeprowadzono szczegółową ocenę oddziaływania na środowisko zgodnie z ustawą o ocenie oddziaływania na środowisko (UVPG)<sup>14</sup>, tzw. strategiczną ocenę oddziaływania na środowisko (SOOŚ).

Przeprowadzenie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko wraz ze sporządzeniem raportu środowiskowego wynika z § 8 ust. 4 zdanie 3 WindSeeG, § 35 ust. 1 pkt 1 UVPG w połączeniu z punktem 1.17 załącznika , ponieważ FEP podlega według § 5 WindSeeG obowiązkowi SOOŚ.

Celem strategicznej oceny oddziaływania na środowisko jest zgodnie z art. 1 Dyrektywy

SOOŚ 2001/42/WE zapewnienie wysokiego poziomu ochrony środowiska w celu wspierania zrównoważonego rozwoju i przyczynienie się do tego, by rozważania dotyczące oddziaływania na środowisko były odpowiednio uwzględniane już przy opracowywaniu i przyjmowaniu planów, na długo przed konkretnym planowaniem przedsięwzięć. Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko ma za zadanie zidentyfikować, opisać i ocenić przewidywane istotne oddziaływania realizacji planu na środowisko. Służy ona skutecznemu dbaniu o środowisko na podstawie obowiązujących przepisów prawa i jest przeprowadzana zgodnie z jednolitymi zasadami oraz z udziałem opinii publicznej.

Zakres i poziom szczegółowości obu raportów środowiskowych dla niemieckiego Morza Północnego i Morza Bałtyckiego (ramy badania) zostały omówione z przedstawicielami władz, stowarzyszeń i stron prywatnych na spotkaniu scopingowym w dniu 11 sierpnia 2020 r. W dniu 01 września 2020 roku uzgodniono ramy badania. Na podstawie konsultacji opracowano odrębne raporty środowiskowe dla obu obszarów morskich zgodnie z § 40 UVPG i kryteriami załącznika I do dyrektywy SOOŚ. Zgodnie z warunkami przyrodniczymi i geologicznymi, obszary badań zostały w miarę możliwości zróżnicowane na dalsze podobszary.

Raporty środowiskowe koncentrują się w szczególności na opisie i ocenie przewidywanych istotnych skutków realizacji FEP dla środowiska morskiego zgodnie z zasadami oceny oddziaływania na środowisko, w oparciu o opis i ocenę stanu środowiska morskiego. Zgodnie z § 39 ust. 2 zdanie 2 UVPG, raport środowiskowy zawiera informacje, które można uzyskać przy dołożeniu należytej

<sup>14</sup> W wersji ogłoszenia z dnia 24.02.2010 r., BGBl. I str. 94, ostatnio zmienionej artykułem 2 Ustawy z dnia 30 listopada 2016 r., BGBl. 2749.

staranności, biorąc pod uwagę aktualny stan wiedzy i ogólnie przyjęte metody weryfikacji.

Równocześnie w obu raportach środowiskowych przedstawiono środki mające na celu zapobieganie, ograniczenie i, w miarę możliwości, kompensację istotnych negatywnych oddziaływań na środowisko morskie spowodowanych realizacją FEP. Oprócz krótkiego opisu powodów wyboru, poważnie rozważanych alternatyw, wymieniono planowane środki monitorowania przewidywanych istotnych skutków realizacji FEP na środowisko oraz przedstawiono wyniki oceny pod kątem prawa o ochronie gatunków, jak również oceny zgodności w odniesieniu do obszarów przyrody chronionej.

Na mocy rozporządzeń z dnia 22 września 2017 roku, już istniejące ostoje ptaków i obszary FFH zostały uznane za rezerwy przyrody i w tym kontekście częściowo zreorganizowane. I tak, w WSE Morza Północnego znajdują się obecnie rezerwy przyrody „Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht”, „Borkum Riffgrund” i „Doggerbank”, a w WSE Morza Bałtyckiego rezerwy przyrody „Fehmarnbelt”, „Kadetrinne” i „Pommersche Bucht - Rönnebank”.

Na podstawie porozumienia administracyjnego z krajem związkowym Meklemburgia-Pomorze Przednie na morzu terytorialnym M-V ustalono rejon i pole testowe. Ustalenia dotyczące morza terytorialnego zostaną ocenione pod kątem skumulowanego oddziaływania w ramach SOOŚ do FEP. Ponadto, w odniesieniu do morza terytorialnego wskazuje się na ocenę oddziaływania na środowisko i prezentację w raporcie środowiskowym w ramach opracowania LEP M-V 2016.

FEP 2020 jest wynikiem tej poprzedzającej, obszernej Strategicznej Oceny Oddziaływania na Środowisko. Przy opracowywaniu zapisów planu uwzględniono interesy ochrony środowiska oraz ustalenia uzyskane w trakcie sporządzania raportów środowiskowych. I tak,

wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko w odniesieniu do znaczenia poszczególnych podobszarów przestrzennych dla biologicznych dóbr chronionych zostały wykorzystane jako podstawa dla ustalenia rejonów i obszarów, lokalizacji platform, tras systemów kabli podmorskich i innych obszarów pozyskiwania energii. Równocześnie, w trakcie opracowywania planu na bieżąco badano i korygowano oddziaływanie postanowień FEP na środowisko.

Przewidywane istotne negatywne oddziaływania rejonów i obszarów morskich turbin wiatrowych, platform i systemów kabli podmorskich na środowisko, rozważane w raportach środowiskowych, doprowadziły do zawarcia w FEP ogólnych i źródłowych postanowień, mających na celu uniknięcie i złagodzenie tych oddziaływań. Oprócz uwzględnienia znaczenia poszczególnych podobszarów przestrzennych dla biologicznych dóbr chronionych, ustalenia dotyczące unikania i ograniczania istotnych negatywnych oddziaływań na środowisko sprawiają, że realizacja FEP nie spowoduje żadnych istotnych negatywnych skutków, co więcej - w porównaniu z przewidywanym rozwojem środowiska morskiego w przypadku braku realizacji planu - raczej pozwoli uniknąć lub ograniczyć negatywne skutki. Dotyczy to m.in. zasad planistycznych w zakresie redukcji hałasu i emisji oraz unikania eksploatacji obszarów przyrody chronionej i znanych miejsc występowania prawnie chronionych biotopów zgodnie z § 30 BNatSchG oraz oszczędnego wykorzystania przestrzeni.

FEP zawiera jedynie ustalenia dotyczące rejonów, które, zgodnie z oceną zgodności w raporcie środowiskowym i na podstawie aktualnej wiedzy, nie mają istotnego wpływu na obszary przyrody chronionej w zakresie ich składników istotnych dla celów ich zachowania i ochrony w rozumieniu § 34 ust. 2 BNatSchG, i które nie dają podstaw do oczekiwania naruszenia zakazów wynikających z prawa o



ochronie gatunków zgodnie z § 44 BNatSchG. O ile na płaszczyźnie tych planów sektorowych, na podstawie dostępnych danych i informacji nie można zidentyfikować i ocenić z niezbędną pewnością przewidywanego istotnego oddziaływania na środowisko, bardziej szczegółowe badanie interesów związanych z ochroną obszarów i gatunków jest zastrzeżone albo dla wstępnego badania wyznaczonych obszarów, albo dla indywidualnej procedury wydawania zezwoleń po zapoznaniu się z warunkami ramowymi właściwymi dla danego projektu.

Dostępne raporty środowiskowe dla Morza Północnego i Bałtyckiego, jak również wyniki konsultacji krajowych i międzynarodowych zostały uwzględnione przy opracowywaniu zmiany i aktualizacji FEP zgodnie z § 43 UVPG (por. szczegółowe podsumowanie rozważań w rozdziale 0).

W ramach procesu uczestnictwa, projekt FEP i projekty raportów środowiskowych były konsultowane na poziomie krajowym i międzynarodowym. Konsultacje publiczne odbyły się 18 listopada 2020 roku.

Konsultacje dotyczyły głównie

- dostosowanie treści badania w porównaniu z SOOŚ z 2019 roku,
- dla raportu środowiskowego dla Morza Północnego - nowych ustaleń dotyczących unikania przez nury,
- dla raportu środowiskowego dla Morza Północnego - efekty zachowań unikających przez nurzyka zwyczajnego

Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko do aktualizacji FEP bazuje na raportach środowiskowych z 2019 roku i pod względem metodycznym i merytorycznym będzie ściśle opierać się na treści istniejącej SOOŚ. W szczególności dodano powiększenie rejonów N-9 do N-13 oraz definicję innych obszarów pozyskiwania energii.

### Raport środowiskowy Morze Północne

Aktualne wyniki monitorowania eksploatacji MFW i projektów badawczych, z których część wykorzystywała metody badawcze niezależne od znormalizowanego monitoringu zgodnie ze standardową koncepcją badań (StUK) (np. badania telemetryczne w ramach projektu DIVER), konsekwentnie pokazują, że zachowania nurów, polegające na unikaniu MFW są zdecydowanie wyraźniejsze niż przewidywano w pierwotnych decyzjach zatwierdzających dla projektów farm wiatrowych (por. Raport środowiskowy Morze Północne, rozdział 4.6.). Zbiorcze rozważania nad zachowaniem nurów, polegającym na unikaniu MFW, wykazało obliczoną całkowitą utratę siedlisk w promieniu 5,5 km i statystycznie istotny spadek liczebności w odległości do 10 km, począwszy od peryferii farmy wiatrowej (Garthe, et al., 2018). Także obecne badanie dotyczące nurów w niemieckim Morzu Północnym, wykonane na zlecenie Federalnego Stowarzyszenia Morskiej Energetyki Wiatrowej, (BIOCONSULT SH et al., 2020) potwierdzają wyniki badań i monitoringu, na których oparto FEP 2019 dotyczące rozmiaru skutków unikania lub utraty siedlisk przez nury z powodu projektów morskich farm wiatrowych, zwłaszcza w obszarze głównego rejonu koncentracji oraz zmienionego rozmieszczenia przestrzennego w obrębie głównego obszarze koncentracji nurów od wybudowania farmy wiatrowej. Ponadto obliczone dane dotyczące stanu i rozwoju inwentarza są jakościowo i ilościowo porównywalne z obliczeniami inwentarza FTZ (SCHWEMMER H, 2019). W celu ilościowego określenia utraty siedlisk, we wcześniejszych decyzjach dotyczących procedur wydawania zezwoleń indywidualnych, przyjmowano, że odległość płoszenia dla nurów wynosi 2 km (zdefiniowana jako całkowite unikanie obszaru farmy wiatrowej wraz ze strefą buforową o szerokości 2 km). Założenie utraty siedlisk w promieniu 2 km oparte zostało na danych z monitorowania duńskiej farmy wiatrowej „Horns

Rev” (Petersen, Christensen, Kahlert, Desholm, & Fox, 2006). Ostatnie badania Garthe et al. (2018) wykazały ponad dwukrotny wzrost odległości płoszenia, wynoszącej średnio 5,5 km (Garthe, et al., 2018). Obliczona całkowita utrata siedlisk podlega czysto statystycznemu założeniu, że w promieniu 5,5 km od MFW nie występują nury.

Główny obszar koncentracji stanowi szczególnie ważny składnik środowiska morskiego w odniesieniu do ptaków morskich i migrujących, zwłaszcza w odniesieniu do rzędu nurów. Wydzielenie głównego obszaru koncentracji nurów wiosną na niemieckim Morzu Północnym obejmuje wszystkie obszary o bardzo wysokim oraz większość obszarów o wysokim zagęszczeniu nurów (BMU 2009). Z obliczonej całkowitej utraty siedlisk w promieniu, wynoszącym obecnie 5,5 km, wynika, że w następstwie już zrealizowanych i uwzględnionych w stanowisku projektów farm wiatrowych 19% z głównego obszaru koncentracji o powierzchni 7 036 km<sup>2</sup> nie jest już dostępnych z powodu zachowań unikających nurów. Przy zakładanym w stanowisku (BMU 2009) promieniu płoszenia, wynoszącym 2 km, w głównym obszarze koncentracji przewidywano utratę powierzchni na poziomie 9%. Tym samym, już w tym momencie negatywny wpływ na to ważne siedlisko nurów jest większy niż pierwotnie przewidywano. Uwzględniając nowe ustalenia, można spodziewać się dalszych skumulowanych oddziaływań na populację nurów w wyniku realizacji kolejnych projektów farm wiatrowych w głównym obszarze koncentracji. Pomijając kwestię dopuszczalności na podstawie prawa o ochronie gatunków, skumulowane skutki, które już wystąpiły, stanowią zagrożenie dla środowiska morskiego zgodnie z § 5 ust. 3 zdanie 2 pkt 2 WindSeeG. Z tego powodu wyznaczenie obszaru N-5.4 jest niedopuszczalne, także w kontekście dostępnego obecnie studium nurów, wykonanego na zlecenie BWO. Rejony N-5 i N-4 zostały zbadane pod kątem ewentualnego

późniejszego wykorzystania (patrz rozdział 5.1.1 i 5.2.2 FEP).

Podczas konsultacji wyrażono wątpliwości dotyczące określenia rejonów N-9 do N-13, ponieważ są one szczególnie ważne dla nurzyków. Ponadto w przypadku nurzyków wykazano znaczące efekty unikania w odległości do 9 km, podobne do tych występujących w przypadku nurów. W tym miejscu BSH powtarza stwierdzenia z wysłuchania publicznego projektu FEP 2020 w dniu 18 listopada 2020 r., że nurzyk, w przeciwieństwie do nura, jest gatunkiem o rozległej i bardzo indywidualnej pod względem liczności populacji w obrębie Zatoki Niemieckiej. W przypadku nurów nie występują porównywalne obszary wzmożonego występowania, jak ma to miejsce w przypadku nurzyków na zachód od wyspy Sylt. Aktualne odkrycia dotyczące zachowania unikającego nurzyków wykazują jego lokalnie odmienne przejawy, które, według specjalistycznych, naukowych publikacji, są związane z uwarunkowaniami lokalnymi (DIERSCHKE et al., 2016). Ponadto istnieją dowody na istnienie różnic sezonowych w zachowaniu unikającym nurzyków. Wymieniona w oświadczeniu odległość 9 km wynika m.in. z badań MENDLA et al. (2018) i PESCHKO et al. (2020) na obszarze Helgolandu, w których stwierdzono różnice sezonowe między wiosną a latem, przypisywane przez autorów zachowaniom w okresie lęgowym. Z fachowego punktu widzenia wyniki wyżej wymienionych badań nie nadają się zatem do rozpatrywania w całej WSE i w ujęciu wielosezonowym, niezależnie od przestrzennego występowania gatunku. Brak ustaleń, które kwestionowałyby ustalenie rejonów N-9 do N-13 ze względu na nurzyka zwyczajnego.

Ocena zgodności FEP w odniesieniu do rejonów, obszarów, platform, systemów kabli podmorskich i innych obszarów pozyskiwania energii wykazała, że można z niezbędną

pewnością wykluczyć istotne naruszenie celów ochronnych rezerwatów przyrody „Borkum Riffgrund”, „Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht” i „Doggerbank”, biorąc pod uwagę środki zapobiegawcze i łagodzące. Również na przyległych obszarach chronionych państw ościennych i morza terytorialnego nie zidentyfikowano żadnego istotnego oddziaływania na obszary przyrody chronionej i ich składniki, istotne dla celów zachowania i ochrony w rozumieniu § 34 ust. 2 BNatSchG. Nie przeprowadzono pogłębionej analizy możliwych tras poza niemiecką WSE; uwzględniono jedynie skutki odległe ustaleń.

Należy zauważyć, że ze względu na brak mapowania biotopów w całym obszarze, przy rozsądnym nakładzie pracy nie można obecnie określić istotnego negatywnego wpływu w odniesieniu do typów siedlisk flory i fauny, a zatem nie można go wykluczyć z niezbędną pewnością.

Badanie skumulowanych skutków budowy i eksploatacji MFW dla gatunków chronionych, w szczególności morświnów i nurów, wykazało, że konieczne są działania na poziomie FEP, a także w kontekście podrzędnych procedur wydawania zezwoleń i rewizyjnych, aby z całą pewnością wykluczyć istotne naruszenie celów ochronnych obszarów chronionych.

W celu ochrony morświna od 2011 roku podczas wbijania pali wdrażane i monitorowane są środki ochrony przed hałasem. Od 2014 roku nastąpił tak znaczny rozwój technicznych systemów redukcji hałasu, że konsekwentnie są przestrzegane obowiązujące wartości graniczne dla hałasu emitowanego podczas wbijania pali. W podrzędnych procedurach dopuszczania wprowadzane są ponadto regulacje mające na celu uniknięcie i ograniczenie znacznych skumulowanych skutków lub zakłóceń w populacji morświnów, które mogą być spowodowane impulsową emisją hałasu. Źródłem tych regulacji jest koncepcja BMU dotycząca ochrony morświnów w niemieckiej

WSE Morza Północnego. Wyniki monitoringu fazy eksploatacyjnej nie wykazały żadnych zaburzeń populacji morświna. Monitorowanie obejmuje również badanie wpływu hałasu podwodnego związanego z eksploatacją.

Zgodnie z obecnym stanem wiedzy można zatem wykluczyć istotny negatywny wpływ na cele zachowania obszarów przyrody chronionej w odniesieniu do chronionych gatunków ssaków morskich poprzez realizację postanowień zawartych w FEP.

FEP zawiera ustalenia dotyczące rozmaitych środków ochrony nurów. Oprócz środka zapobiegawczego BMU (2009), polegającego na ograniczeniu morskiej energetyki wiatrowej w głównym obszarze koncentracji nurów, FEP przewiduje środek zapobiegawczy, polegający na wyłączeniu obszaru N-5.4 wyznaczonego w projektach (wstępnych) FEP. Wyłączenie morskiej farmy wiatrowej „Butendiek” do ewentualnego późniejszego wykorzystania stanowi również istotny środek zapobiegawczy, wynikający z § 5 ust. 3 zdanie 2 pkt 5 WindSeeG. Według niego realizacja MFW w rezerwach przyrody jest niedozwolona. Wreszcie, kolejny środek monitorowania stanowi potrzeba zbadania możliwości ponownego wykorzystania obszarów N-4 i N-5.

Biorąc pod uwagę środki zawarte w FEP, zapewniające ochronę nurów w obrębie rezerwatu przyrody „Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht”, ale także poza nim, można z niezbędną pewnością wykluczyć istotny negatywny wpływ na cele ochronne.

#### Raport środowiskowy Morze Bałtyckie

W sprawie migracji ptaków, w ramach wstępnego badania obszaru O-1.3 zlecono dodatkowe, wykraczające poza StUK 4, monitorowanie za pomocą dalmierza migrujących w dzień ptaków lądowych, w szczególności żurawi, ptaków drapieżnych i gęsi. Na podstawie spostrzeżeń wynikających z tych badań i innej dostępnej wiedzy BfN, jako

właściwy organ federalny, doszedł do wniosku, że niemożna z niezbędną pewnością wykluczyć naruszenia zakazu zabijania i ranienia zgodnie z § 44 ust. 1 pkt 1 dla poszczególnych gatunków lub grup gatunków. W ramach stwierdzenia przydatności obszaru O-1.3 zawarto wobec tego wymóg, zgodnie z którym podmiot odpowiedzialny za przedsięwzięcie zobowiązany jest zastosować odpowiednie środki, aby obserwować migrację ptaków w pobliżu obszaru i zapobiec wystąpieniu znaczącego ryzyka kolizji.

Spostrzeżenia z badań dotyczących obszaru O-1.3 i stwierdzenia przydatności dostarczają cennych wskazówek dla obszaru O-2.2. Z uwagi na położenie obszaru O-2.2 dalej na zachód, a tym samym bliżej centralnego obszaru korytarza migracyjnego żurawi pomiędzy Rugią a Skanią, istotne znaczenie mają m.in. spostrzeżenia z procedury zatwierdzania planów dla sąsiadującego przedsięwzięcia „Baltic Eagle”. Obszar O-2.2 pozostaje zatem nadal przedmiotem weryfikacji.

W celu minimalizacji ryzyka, obiekty należy ponadto konstruować w taki sposób, żeby podczas budowy i eksploatacji maksymalnie ograniczyć emisje światła, o ile nie są one konieczne i nie do uniknięcia ze względu na wymogi bezpieczeństwa żeglugi morskiej i powietrznej oraz bezpieczeństwa pracy. Oświetlenie w miarę możliwości zbliżone do naturalnego podczas eksploatacji platform transformatorowych i zbiorczych w celu znacznego zmniejszenia efektu wabienia obejmuje, np. odpowiednie do potrzeb włączanie i wyłączenie oświetlenia przeszkodowego, wybór właściwego natężenia i widma światła lub interwałów oświetlania.

Podsumowując, można stwierdzić, że dzięki skoordynowanym i skoncentrowanym działaniom, wynikającym z ustaleń FEP, przy uwzględnieniu zgodności ze skutecznymi środkami zapobiegawczymi i łagodzącymi, zgodnie z aktualnym stanem wiedzy nie należy

spodziewać się istotnego oddziaływania na rozpatrywane dobra chronione. W porównaniu z sytuacją, w której plan nie zostałby wdrożony, można raczej zapobiec lub ograniczyć niekorzystne oddziaływania na środowisko morskie.

## 10.2 Działania monitorujące zgodnie z § 45 UVPG

Potencjalnie istotne oddziaływanie na środowisko, będące wynikiem realizacji planu, należy monitorować zgodnie z § 45 UVPG. W ten sposób odpowiednio wcześniej mają zostać zidentyfikowane nieprzewidziane negatywne skutki oraz zastosowane odpowiednie środki zaradcze.

Zatem, zgodnie z § 40 ust. 2 pkt 9 UVPG, w raporcie środowiskowym należy wskazać przewidziane działania, mające na celu monitorowanie istotnego oddziaływania realizacji planu na środowisko. Monitorowanie leży w gestii BSH, ponieważ jest to organ właściwy dla strategicznej oceny oddziaływania na środowisko (patrz art. 45 ust. 2 UVPG). Można przy tym, jak zakłada art. 10 ust. 2 dyrektywy SOOŚ lub § 45 ust. 5 UVPG, skorzystać z istniejących mechanizmów monitorowania, aby uniknąć podwójnej pracy w tym zakresie. Podczas aktualizacji FEP, zgodnie z § 45 ust. 4 UVPG należy uwzględnić wyniki monitorowania.

W odniesieniu do przewidzianych działań monitorujących należy wziąć pod uwagę, że właściwe monitorowanie potencjalnych skutków oddziaływania na środowisko morskie może zostać rozpoczęte dopiero po zrealizowaniu FEP, czyli wdrożeniu ustaleń opracowanych w ramach planu. Podczas oceny wyników z działań monitorujących nie wolno mimo to pomijać naturalnego rozwoju środowiska morskiego, w tym zmian klimatycznych. W ramach monitorowania nie można jednak prowadzić badań ogólnych. Dlatego też szczególne znaczenie ma związane z

przedsięwzięciem monitorowanie wpływu form wykorzystania uregulowanych w planie.

Głównym zadaniem monitorowania planu jest zestawienie i ocena wyników z różnych faz monitorowania na poziomie poszczególnych projektów lub klastrów, w kontekście przestrzennym i czasowym. Ocena będzie odnosić się również do nieprzewidzianych istotnych skutków realizacji planu na środowisko morskie oraz obejmować analizę prognoz raportu środowiskowego. W tym kontekście, zgodnie z § 45 ust. 3 UVPG, BSH sprawdzi we właściwych organach znajdujące się tam wyniki monitorowania, które są niezbędne dla postrzegania działań monitorujących.

W ramach uzupełnienia – oraz w celu uniknięcia wielokrotnej weryfikacji – należy uwzględnić wyniki z aktualnych krajowych i transgranicznych programów monitorowania. Należy również uwzględnić wymagane na podstawie art. 11 dyrektywy siedliskowej monitorowanie stanu ochrony niektórych gatunków i siedlisk oraz m.in. badania wykonywane w ramach planów zarządzania dla rezerwatów przyrody „Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht” i „Borkum Riffgrund”. Punkty zaczepienia będą wynikać również z działań przewidzianych w dyrektywie ramowej w sprawie strategii morskiej oraz w ramowej dyrektywie wodnej.

Podsumowując, planowane działania w zakresie monitorowania możliwych skutków planu, można przedstawić w następujący sposób:

- zestawienie danych i informacji, które można wykorzystać do opisu i oceny stanu rejonów, dóbr chronionych oraz do oceny możliwych skutków z rozwoju poszczególnych przedsięwzięć,
- opracowanie odpowiednich metod i kryteriów dla oceny wyników z monitorowania oddziaływania poszczególnych przedsięwzięć,

- opracowanie metod i kryteriów dla oceny efektów skumulowanych,
- opracowanie metod i kryteriów dla prognozowania możliwych skutków planu w kontekście przestrzennym i czasowym,
- opracowanie metod i kryteriów dla ewaluacji planu i dostosowania lub ewentualnie optymalizacji w ramach aktualizacji,
- ewaluacja działań ograniczających i zapobiegających istotnym skutkom dla środowiska morskiego,
- opracowanie norm i standardów.

Poniższe dane i informacje są wymagane dla oceny możliwych skutków planu:

1. dane i informacje dostępne dla BSH w ramach jego zakresu odpowiedzialności, w szczególności zasoby danych z dotychczasowego BOŚ i monitorowania inwestycji morskich, dostępne dla BSH do celów weryfikacji (zgodnie z SeeAnIV),
2. dane i informacje z zakresu odpowiedzialności innych organów federalnych i krajów związkowych (na żądanie), m.in. dane z monitorowania obszarów Natura 2000;
  - dane i informacje uzyskane na podstawie badań prowadzonych na szczeblu federalnym i w krajach związkowych, m.in. HELBIRD / DIVER i osady w WSE;
3. dane i informacje z analiz w ramach międzynarodowych komitetów i konwencji, takich jak OSPAR, HELCOM, ASCOBANS lub BirdLife International.

BSH – ze względów praktycznych i w celu właściwej realizacji wytycznych strategicznej oceny oddziaływania na środowisko – w trakcie monitorowania możliwych skutków planu będzie stosował jak najbardziej zgodne z ekosystemem zasady analizy, odnoszące się do interdyscyplinarnych informacji o środowisku morskim. Aby móc ocenić przyczyny związanych

z planem zmian części lub poszczególnych elementów danego ekosystemu, należy przeanalizować parametry antropogeniczne z obserwacji przestrzennej (np. specjalistyczne informacje o żegludze z zasobów danych AIS) oraz uwzględnić je w ocenie.

W ramach podsumowania i analizy wyników z monitorowania na poziomie projektu oraz z innych krajowych i międzynarodowych programów monitorowania, a także z towarzyszących badań, należy przeprowadzić weryfikację wymienionych w raporcie środowiskowym braków wiedzy lub prognoz obarczonych niepewnością. Dotyczy to w szczególności prognoz oceny istotnego oddziaływania na środowisko morskie form wykorzystania uregulowanych w FEP. Efekty skumulowane określonych form wykorzystania powinny zostać więc ocenione na poziomie regionalnym i ponadregionalnym.

#### **10.2.1 Monitorowanie potencjalnych skutków oddziaływania rejonów i obszarów morskich turbin wiatrowych i innych obszarów pozyskiwania energii**

Badanie potencjalnych oddziaływań na środowisko rejonów i obszarów morskich przeznaczonych pod energetykę wiatrową i innych obszarów pozyskiwania energii musi odbywać się na poziomie projektu niższego szczebla w oparciu o standardową „Ocenę oddziaływania morskich turbin wiatrowych (StUK4)” i w uzgodnieniu z BSH. Podstawą oceny lokalizacji w odniesieniu do biologicznych dóbr chronionych powinny być zawsze wyniki badań przyszłych MFW. Monitorowanie podczas budowy fundamentów metodą wbijania pali obejmuje pomiar hałasu emitowanego pod wodą oraz rejestrację akustyczną, na drodze zastosowania mierników POD, skutków emitowanego podczas wbijania pali hałasu na ssaki morskie. Ponadto zaplanowano dodatkowe działania monitorujące, aby odnotować wpływ stratyfikacji wody w

określonych warunkach hydrograficznych na rozprzestrzenianie się hałasu emitowanego przez wbijanie pali w Morzu Bałtyckim i ewentualnie wdrożyć dalsze działania. Takie działania mogą obejmować m.in. dodatkowe pomiary hałasu w połączeniu z pomiarami CTD na różnych głębokościach wody, aby wykryć możliwe zmiany w tłumieniu rozprzestrzeniania się hałasu przez stratyfikację mas wody.

Zgodnie z wytycznymi StUK4, przez cały czas trwania budowy oraz przez okres od trzech do pięciu lat wymagane są badania w odniesieniu do wszystkich dóbr chronionych. Kontynuacja monitorowania towarzyszącego eksploatacji po upływie czasu określonego w StUK 4 może być - w ukierunkowanym i odpowiednim zakresie - konieczna w odniesieniu do warunków związanych z przedsięwzięciem lub swoistych dla danego obszaru. Decyzja o konieczności i zakresie dalszego monitorowania eksploatacji jest wyraźnie zastrzeżona dla BSH jako organu wykonawczego i monitorującego.

BSH prowadzi wiele projektów w ramach towarzyszących badań nad możliwym oddziaływaniem MTW na środowisko morskie.

Projekty badawcze BSH, bezpośrednio związane z możliwym oddziaływaniem na dobra chronione i służące opracowaniu norm oraz standardów obejmują:

- projekt ANKER „Zasady ograniczenia kosztów podczas gromadzenia danych dotyczących monitoringu dla morskich farm wiatrowych”, FKZ 0325921 ze wsparciem BMWi/PtJ,
- studium F&E BeMo „Zasady oceny monitorowania hałasu pod wodą w odniesieniu do procedur zezwoleń morskich, zagospodarowania przestrzennego i MSRL”, wsparcie BMVI/BSH,
- projekt F&E Sound Mapping z dotacją BMVI/BSH,

- stowarzyszenie F&E NavES „Zgodny z naturą rozwój na morzu” z dotacją z resortowego planu badań BMU; do NavEs należy wiele projektów częściowych, m.in. MultiBird (badanie ryzyka kolizji ptaków wędrownych), ProBird (prognoza występowania ptaków wędrownych), ERa (raport z doświadczeń w zakresie hałasu generowanego wbijaniem pali), Schall I i II (opracowanie specjalistycznego systemu informacyjnego dla hałasu podwodnego), Schall I i II (ocena pomiarów hałasu podwodnego).

Zrealizowane dotychczas działania obejmują m.in. opracowanie przepisów dotyczących pomiarów hałasu pod wodą (2011) oraz opracowanie przepisów dotyczących pomiarów dla określenia skuteczności systemów ograniczania hałasu (2013), a także współpracę w opracowaniu ISO 18406:17 i DIN SPEC 45653.

Wyniki z bieżących projektów BSH zostaną bezpośrednio przekazane do dalszego opracowywania standardów i norm, np. opracowania StUK5.

### **10.2.2 Monitorowanie potencjalnych oddziaływań kabli podmorskich**

Również w przypadku systemów kabli morskich potencjalne skutki dla środowiska morskiego będą badane dopiero przy konkretnej inwestycji. StUK4 zawiera po raz pierwszy również wymogi minimalne dotyczące badania tras kabli podmorskich w odniesieniu do bentosu, struktury biotopu i typów biotopu podczas weryfikacji podstawowej oraz w fazie eksploatacji systemów kabli podmorskich. I tak, podczas weryfikacji podstawowej, każda struktura biotopu, zidentyfikowana wzdłuż przebiegu kabli na podstawie badań osadu, musi dla potrzeb badań bentosu zostać udokumentowana co najmniej trzema transektami poprzecznymi. W punkcie początkowym i końcowym trasy należy

dotatkowo wyznaczyć jeden transekt poprzeczny. Każdy transekt poprzeczny składa się z kolei z pięciu stacji. Zidentyfikowane obszary potencjalnego rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w typach biotopu, chronionych zgodnie z § 30 BNatSchG, należy dodatkowo zbadać zgodnie z aktualnymi instrukcjami mapowania BfN w celu odgraniczenia przestrzennego.

Po ułożeniu systemu kabli należy potwierdzić jego położenie w organie zatwierdzającym na podstawie aktualnej praktyki wydawania zezwoleń w pierwszych pięciu latach eksploatacji na podstawie z co najmniej jednej kontroli głębokości położenia („Survey”). Liczba „Surveys” (badań) w kolejnych latach jest ustalana przez organ zatwierdzający dla poszczególnych przypadków. Badania w odniesieniu do środowiska morskiego należy przeprowadzać w uzgodnieniu z organem zatwierdzającym dla poszczególnych inwestycji. Metody badania należy w miarę możliwości przedstawić zgodnie z opisem w dokumencie „Standardowa ocena oddziaływań morskich turbin wiatrowych na środowisko morskie (StUK4)”. Rok po uruchomieniu systemów kabli podmorskich należy - w celu sprawdzenia możliwych oddziaływań faz budowy i eksploatacji - przeprowadzić badania biocenoz bentosowych w tych samych transektach jak podczas weryfikacji podstawowej.

W celu monitorowania realizacji planu zaplanowano również działania, które pomagają zweryfikować przedstawione prognozy dotyczące istotnych oddziaływań morskiej energetyki wiatrowej i ewentualnie dopasować strategię wykorzystania, a także przewidziane działania zapobiegawcze i ograniczające lub sprawdzić kryteria oceny, w szczególności w odniesieniu do efektów skumulowanych.

W ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla planu zastosowanie mają nowe ustalenia uzyskane z badań oddziaływania na środowisko oraz ze wspólnej analizy badań i

danych z BOŚ. Dzięki wspólnej ocenie danych wynikających z badań i danych BOŚ, opracowywane są ponadto produkty, które umożliwiają lepszy przegląd rozmieszczenia biologicznych dóbr chronionych w WSE. Zestawienie informacji stwarza coraz solidniejszą podstawę dla prognozowania oddziaływania.

Ogółem dąży się do zachowania spójności danych z badań, projektów i monitorowania oraz udostępniania ich po kompetentnej analizie. W szczególności należy tutaj dążyć do opracowania wspólnych produktów przeglądowych do kontroli oddziaływania planu. Jako podstawę gromadzenia i oceny danych istotnych dla ekologii stosuje się dostępną już w BSH infrastrukturę danych geograficznych obejmującą dane fizyczne, chemiczne, geologiczne i biologiczne oraz sposoby

wykorzystania morza i odpowiednio się ją rozwija.

W odniesieniu do gromadzenia i archiwizowania istotnych danych ekologicznych z monitorowania przedsięwzięcia oraz badań towarzyszących przewiduje się również zbieranie w BSH oraz długoterminowe archiwizowanie danych zgromadzonych w ramach towarzyszącego badania ekologicznego. Dane o biologicznych dobrach chronionych z weryfikacji podstawowej projektów morskiej energetyki wiatrowej oraz z monitorowania faz budowy oraz eksploatacji zostały już zgromadzone i zarchiwizowane w BSH, w sieci informacji specjalistycznych dla badań środowiskowych, tzw. MARLIN (MarineLife Investigator).



## 11 Literatura

- Agora Energiewende et al. (2020). *Making the Most of Offshore wind: re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea*.
- Berthold, P. (2000). *Vogelzug - Eine aktuelle Gesamtübersicht*. Darmstadt: Wissenschaftliche Buchgesellschaft.
- BIOCONSULT SH et al. (2020). Divers (*Gavia* spp.) in the German North Sea: Changes in Abundances and Effects of Offshore Wind Farms. Prepared for Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V.
- BIOCONSULT SH GMBH & CO.KG. (2017). OWP „Butendiek“. 1. *Untersuchungsjahr der Betriebsphase Rastvögel. Berichtszeitraum: Juli 2015 bis Juni 2016*. Husum: Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag der Deutsche Windtechnik AG,.
- BIOCONSULT SH GMBH & CO.KG. (2018). OWP „Butendiek“ 2. *Untersuchungsjahr der Betriebsphase Rastvögel. Berichtszeitraum: Juli 2016 bis Juni 2017*. Husum: Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag der Deutsche Windtechnik AG.
- Borrmann, R., Rehfeldt, D. K., Wallasch, A.-K., & Lüers, S. (2018). *Approaches and standards for the determination of the capacity density of offshore wind farms*. Von [http://vasab.org/wp-content/uploads/2018/06/BalticLINES\\_CapacityDensityStudy\\_June2018-2.pdf](http://vasab.org/wp-content/uploads/2018/06/BalticLINES_CapacityDensityStudy_June2018-2.pdf) abgerufen
- Borsche, M., Kaiser-Weiss, A. K., & Kaspar, F. (2016). Wind speed variability between 10m and 116m height from global and regional reanalyses compared to wind mast measurements over Northern Germany and The Netherlands. *Adv. Sci. Res.*(13), S. 151-161.
- Böttcher, C., Knobloch, T., Rühl, N.-P., Sternheim, J., Wichert, U., & Wöhler, J. (2011). *Munitionsbelastung der deutschen Meeresgewässer - Bestandsaufnahme und Empfehlungen*. [https://www.schleswig-holstein.de/DE/UXO/Berichte/PDF/Berichte/aa\\_blmp\\_langbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.schleswig-holstein.de/DE/UXO/Berichte/PDF/Berichte/aa_blmp_langbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1): Bund/Länder-Messprogramm für die Meeresumwelt von Nord- und Ostsee.
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. (2013). *Standard Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK 4)*. [https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/\\_Anlagen/Downloads/Offshore/Standards-DE/Standard-Auswirkungen-Offshore-Windenergieanlagen-Meeresumwelt.html](https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/Standards-DE/Standard-Auswirkungen-Offshore-Windenergieanlagen-Meeresumwelt.html).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2009). *Positionspapier des Geschäftsbereichs des Bundesumweltministerium zur kumulativen Bewertung des Seetaucherhabitatsverlusts durch Offshore-Windparks in der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee als Grundlage für eine Übereinkunft des BfN mit dem BSH*. Von [https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/seetaucher\\_positionspapier\\_bf.pdf](https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/seetaucher_positionspapier_bf.pdf) abgerufen
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2013). *Konzept für den Schutz der Schweinswale vor Schallbelastung bei der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (Schallschutzkonzept)*. Von [https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/schallschutzkonzept\\_BMU.pdf](https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/schallschutzkonzept_BMU.pdf) abgerufen

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (11. Mai 2020). *Mehr Strom vom Meer -- 20 Gigawatt Offshore-Windenergie bis 2030 realisieren*. Von Vereinbarung zwischen dem Bund, den Küstenländern Hansestadt Bremen, Hansestadt Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT vom 11. Mai 2020: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/offshore-vereinbarung-mehr-strom-vom-meer.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/offshore-vereinbarung-mehr-strom-vom-meer.pdf?__blob=publicationFile&v=6) abgerufen
- Danish Energy Agency. (2017). *Master data register for wind turbines at end of December 2017*. Von <https://ens.dk/en/our-services/statistics-data-key-figures-and-energy-maps/overview-energy-sector> abgerufen
- Dierschke, V., & Garthe, S. (2006). Literature review of offshore wind farms with regard to seabirds. *Ecological Research on Offshore Wind Farms: International Exchange of Experiences. BfN Skripten*, S. 131–198.
- Dierschke, V., Furness, R., & Garthe, S. (2016). Seabirds and offshore wind farms in European waters: Avoidance and attraction. *Biological Conservation*, S. 202: 59–68.
- DNV GL. (2018). *Mindestabstände von Seekabeln (2018)*. im Auftrag der AGOW Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V.
- DNV KEMA. (2012). *Studie zu Mindestabständen bei Seekabeln*. im Auftrag der Stiftung Offshore-Windenergie.
- Ehlers, P. (2016). *Kommentar zum Seeaufgabengesetz (§1)*. Baden-Baden: Nomos.
- ENTSO-E AISBL. (2018). *European Power System 2040, Completing the map, The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis*. Brüssel.
- Garthe, S., Schwemmer, H., Müller, S., Peschko, V., Markones, N., & Mercker, M. (2018). *Seetaucher in der Deutschen Bucht: Verbreitung, Bestände und Effekte von Windparks*. Bericht für das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und das Bundesamt für Naturschutz. Von [http://www.ftz.uni-kiel.de/de/forschungsabteilungen/ecolab-oekologie-mariner-tiere/laufende-projekte/offshore-windenergie/Seetaucher\\_Windparkeffekte\\_Ergebnisse\\_FTZ\\_BIONUM.pdf](http://www.ftz.uni-kiel.de/de/forschungsabteilungen/ecolab-oekologie-mariner-tiere/laufende-projekte/offshore-windenergie/Seetaucher_Windparkeffekte_Ergebnisse_FTZ_BIONUM.pdf) abgerufen
- Gellermann, M., Stoll, P.-T., & Czybulka, D. (2011). *Handbuch des Meeresnaturschutzrechts in der Nord- und Ostsee*.
- Hirth, L., & Müller, S. (2016). System-friendly wind power – How advanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power. *Energy Economics* 56.
- ICPC. (November 2015). *ICPC Recommendation #2, Recommended Routing and Reporting Criteria for Cables in Proximity to Others*.
- IFAÖ INSTITUT FÜR ANGEWANDTE ÖKOSYSTEMFORSCHUNG GMBH. (2018). *Fachgutachten Schutzgut „Rastvögel“ für das 3. UJ Betriebsmonitoring OWP „DanTysk“ und das Bau- und Betriebsmonitoring OWP „Sandbank“ im Windpark-Cluster „Westlich Sylt“ Betrachtungszeitraum: Januar 2017 – Dezember 2017*. . Hamburg: Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag der DanTysk Offshore Wind GmbH & Co.KG und Sandbank Offshore Wind GmbH c/o Vattenfall Europe Windkraft GmbH.

- Klinski, S. (2001). *Rechtliche Probleme der Zulassung von Windkraftanlagen in der ausschließlichen Wirtschaftszone*. Berlin: Umweltbundesamt.
- Knorr, K., Horst, D., Bofinger, S., & Hochloff, P. (2017). *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende*. Varel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.
- Kuhbier, J., & Prall, U. (2010). Probleme bei der Planung und Genehmigung von Offshore-Windenergieanlagen. In K. Thome´-Kozmiensky, & M. Hoppenberg, *Immissionsschutz, Band 1 – Planung, Genehmigung und Betrieb von Anlagen* (S. S. 385 – 398). TK Verlag Karl Thome´-Kozmiensky.
- Leiding, T., Tinz, B., Gates, L., Rosenhagen, G., Herklotz, K., Senet, C., . . . J., S. (2016). *Standardisierung und vergleichende Analyse der meteorologischen FINO-Messdaten (FINO123). Abschlussbericht BMWi-Forschungsvorhaben FINO-Wind*.
- Luger, D. &. (2013). Anchor Test German Bight. Test set-up and results. Deltares im Auftrag der TenneT Offshore GmbH.
- Maushake, C. L.-H. (2013). : Untersuchung des Eindringverhaltens von Schiffsankern mittels Ankerzugversuchen. Bericht zur Vermessung der Ankereindringtiefe. Bundesanstalt für Wasserbau im Auftrag der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt – Außenstelle Nordwest.
- Mendel, B., Schwemmer, P., Peschko, V., Müller, S., Schwemmer, H., Mercker, M., & Garthe, S. (2019). Operational offshore wind farms and associated ship traffic cause profound changes in distribution patterns of Loons (*Gavia spp.*). *Journal of Environmental Management*, S. 231: 429 – 438.
- Petersen, I., Christensen, T., Kahlert, J., Desholm, M., & Fox, A. (2006). *Final results of bird studies at the offshore wind farms at Nysted and Horns Rev, Denmark*. Commissioned by DONG energy and Vattenfall A/S.
- Platis, A., Siedersleben, S. K., Bange, J., Lampert, A., Bärfuss, K., Hankers, R., . . . Emeis, S. (01. Februar 2018). First in situ evidence of wakes in the far field behind offshore wind farms. *Nature Scientific Reports*.
- Prognos. (2019). Unterstützung zur Aufstellung und Fortschreibung des FEP: Zukünftige Rahmenbedingungen für die Auslegung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungssystemen - 2. Zwischenbericht.
- Rohrig, K. (2018). *Windenergie Report Deutschland 2017*. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE.
- Schmälder, A. (2017). Kommentar zur Seeanlagenverordnung. In Danner/Theobald, *Energierrecht* (S. § 7 SeeAnIV). München: C.H.Beck.
- Schneemann, J., Rott, A., Dörenkämper, M., Steinfeld, G., & Kühn, M. (2020). Cluster wakes impact on a far-distant offshore wind farm's power. *Wind Energy Science*(5), S. 29-49. doi:<https://doi.org/10.5194/wes-5-29-2020>
- SCHWEMMER H, M. N. (2019). *Aktuelle Bestandsgröße und –entwicklung des Sterntauchers (Gavia stellata) in der deutschen Nordsee. Bericht für das Bundesamt für Seeschifffahrt und*

*Hydrographie und das Bundesamt für Naturschutz. Veröffentlicht unter <http://www.ftz.uni-kiel.de/de/forsch>.*

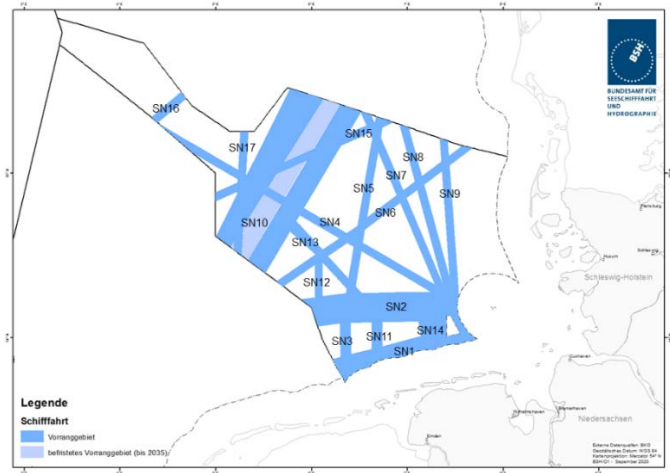
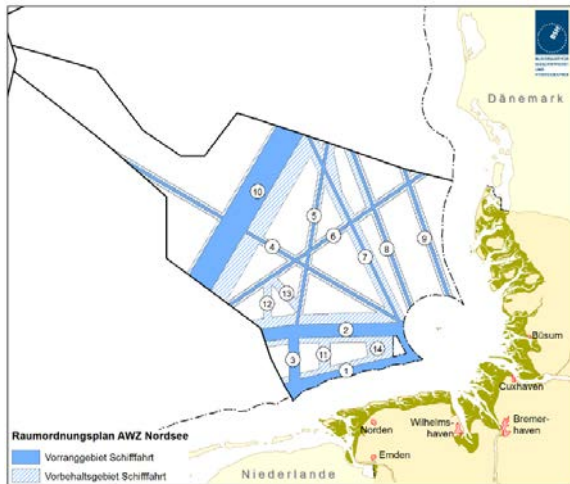
Skov, H., & Prins, E. (2001). Impact of estuarine fronts on the dispersal of piscivorous birds in the German Bight. *Marine Ecology Progress Series* 214, S. 279 – 287.

Übertragungsnetzbetreiber. (19. Dezember 2018). Gemeinsame Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Entwurf des Flächenentwicklungsplans. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

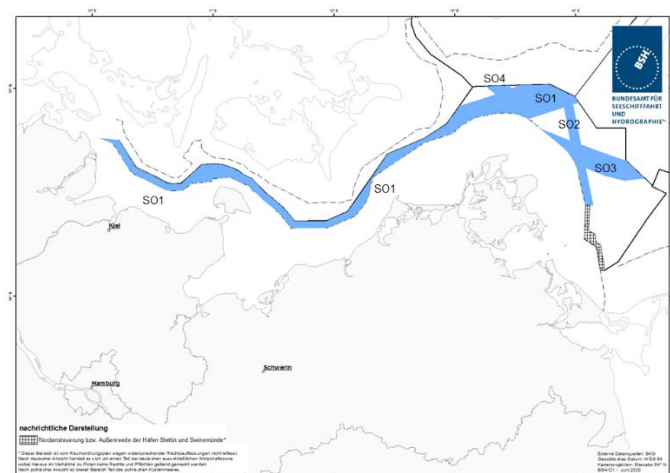
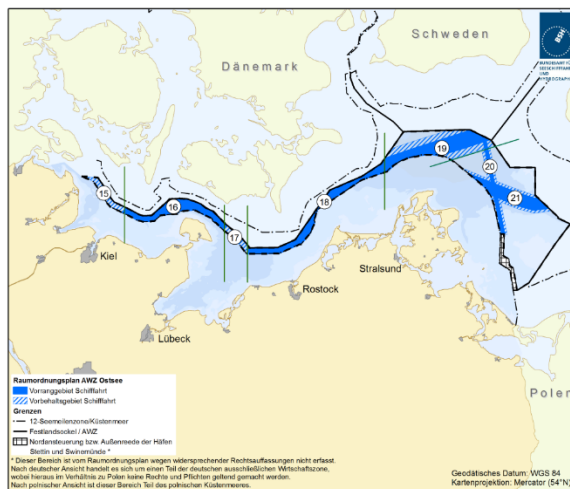
Welcker, J., & Nehls, G. (2016). Displacement of seabirds by an offshore wind farm in the North Sea. *Marine Ecology Progress Series*, S. 554: 173–182.

Wolf, R. (2004). Rechtsprobleme bei der Anbindung von Offshore-Windenergieparks in der AWZ an das Netz. *ZUR*, 65-74.

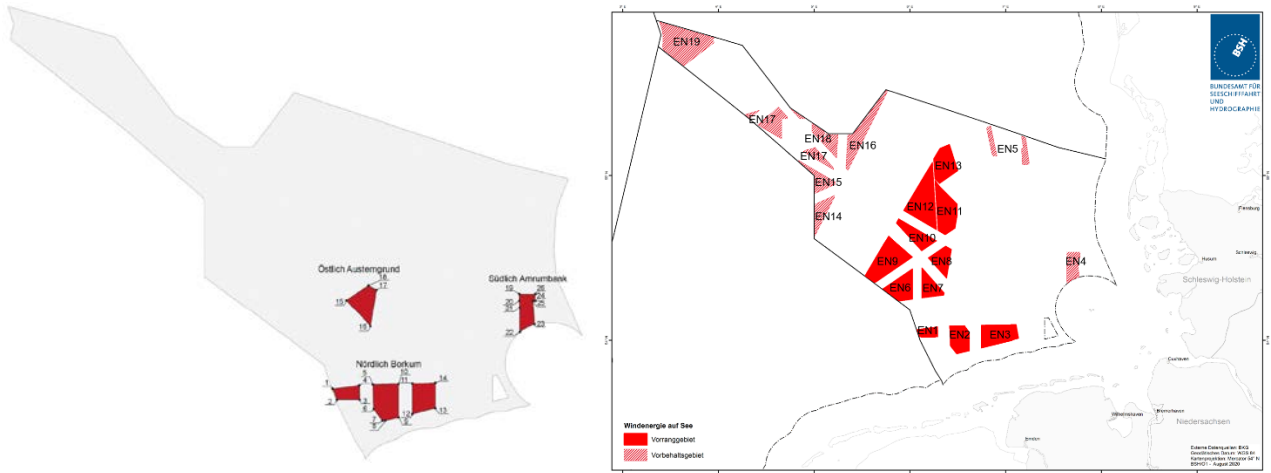
## 12 Załącznik: Mapy (informacyjnie)



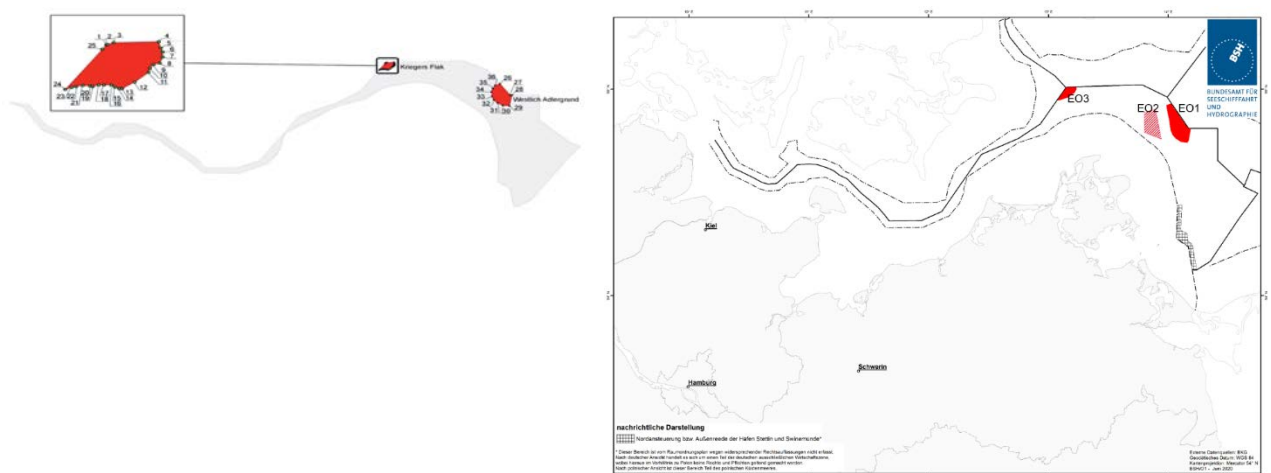
Ilustracja 24: Szlaki żeglugowe w planie zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Północnego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej)



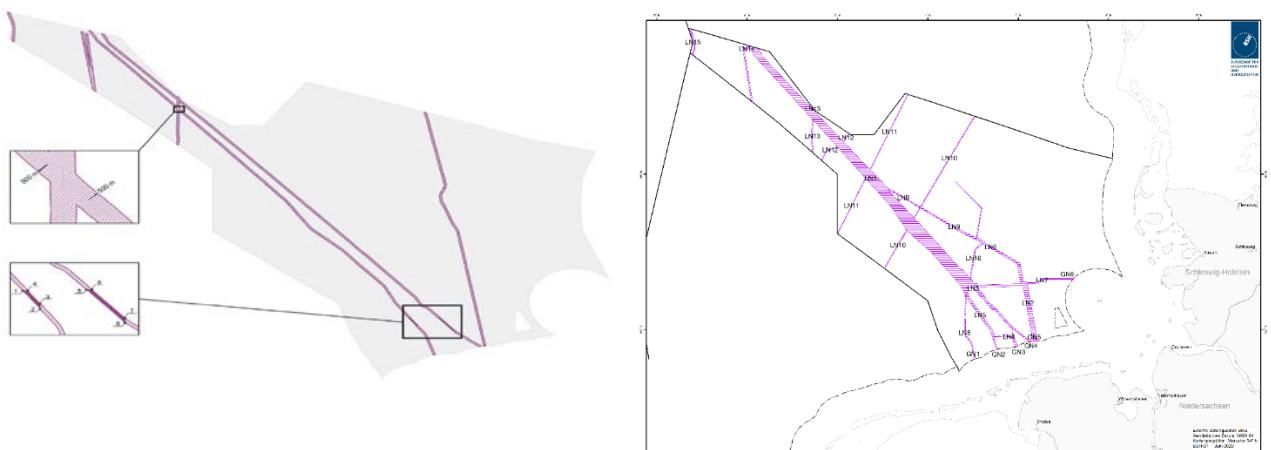
Ilustracja 25: Szlaki żeglugowe w planie zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Bałtyckiego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej)



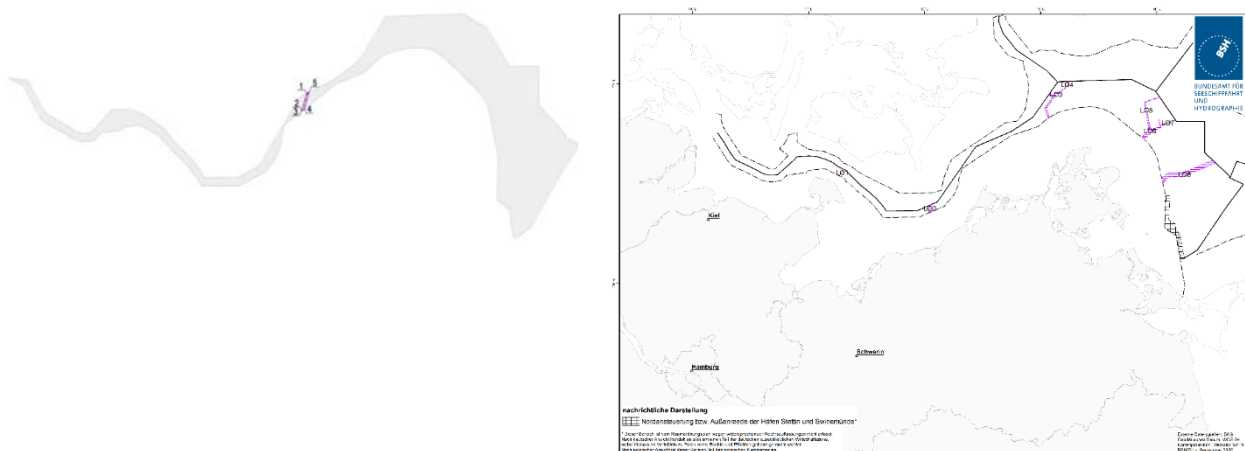
Ilustracja 26: Rejony energetyki wiatrowej w planie zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Północnego (lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej)



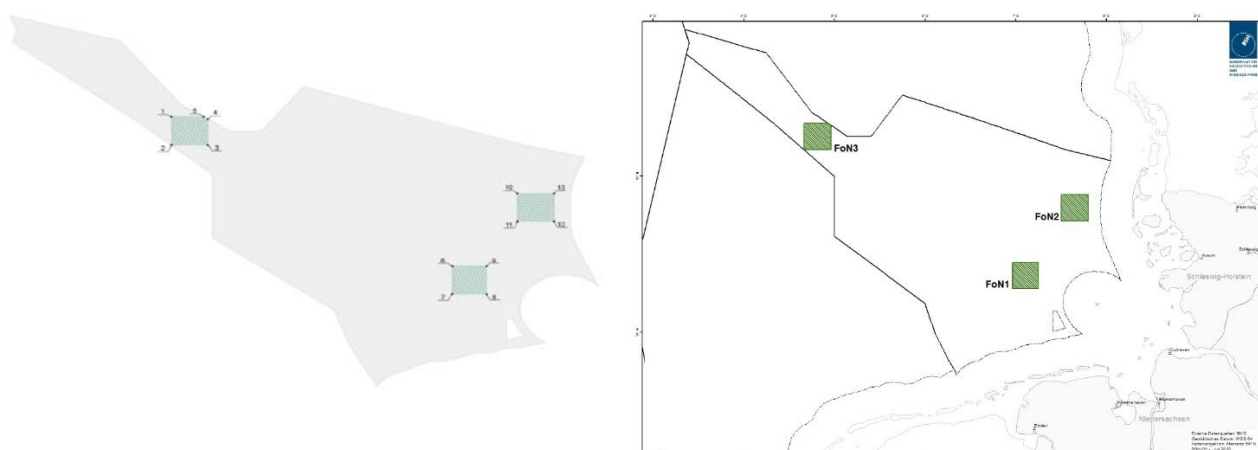
Ilustracja 27: Rejony energetyki wiatrowej w planie zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Bałtyckiego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej)



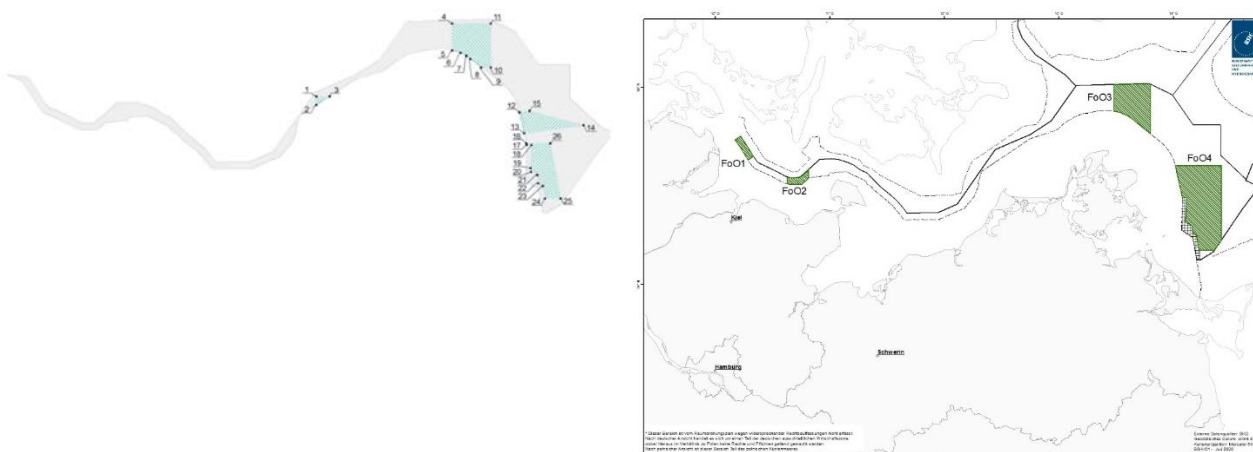
Ilustracja 28: korytarze przesyłowe energii elektrycznej w planie zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Północnego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej)



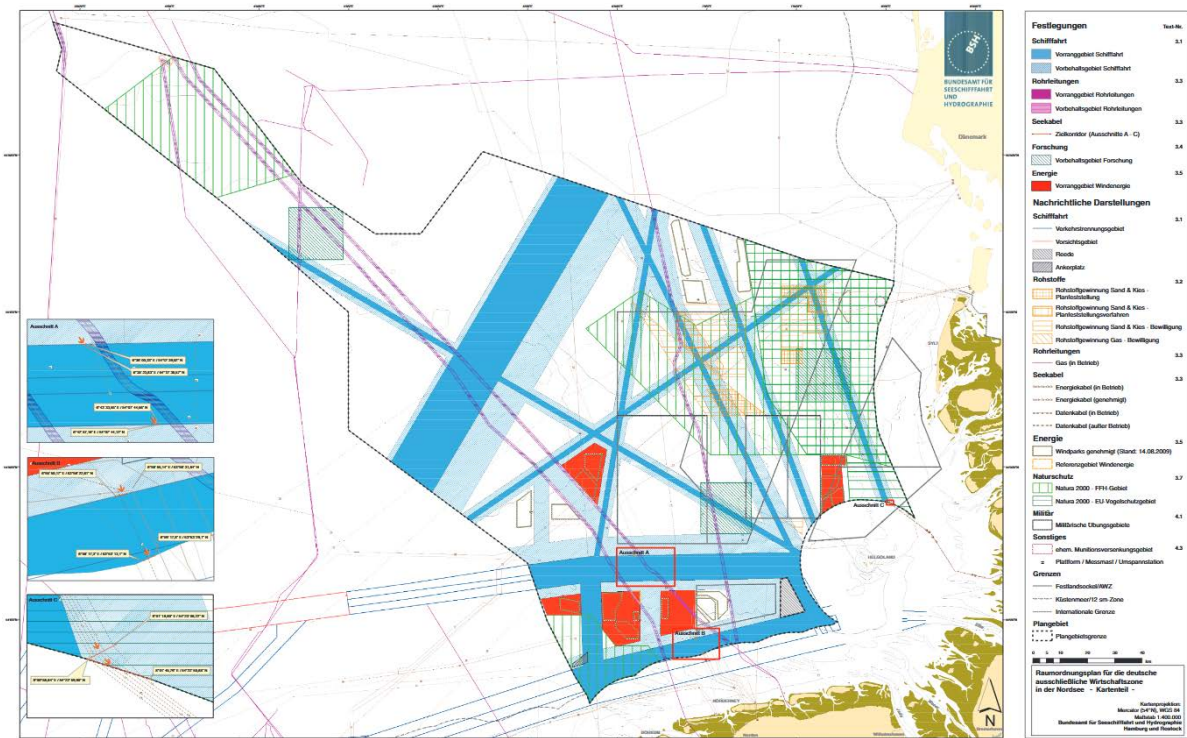
Ilustracja 29: korytarze przesyłowe energii elektrycznej w planie zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Bałtyckiego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej)



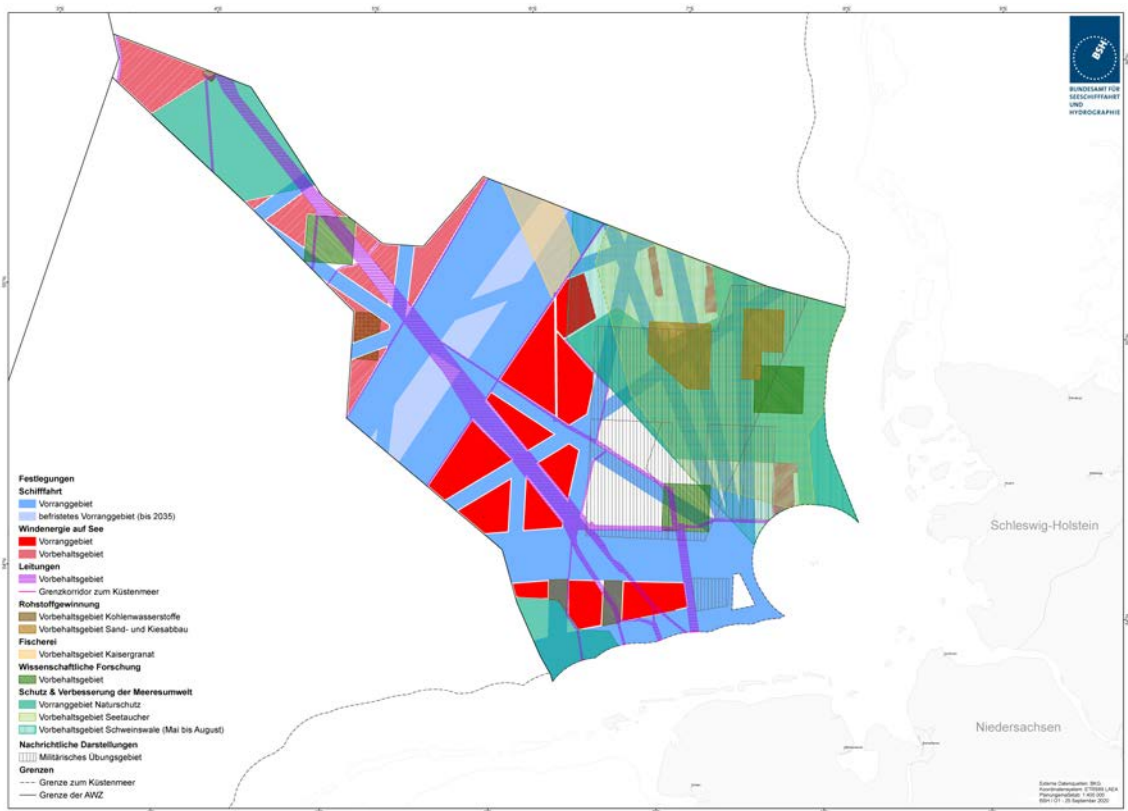
Ilustracja 30: Obszary badawcze planu zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Północnego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej)



Ilustracja 31: Obszary badawcze planu zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE Morza Bałtyckiego (z lewej) i w projekcie planu zagospodarowania przestrzennego (z prawej)

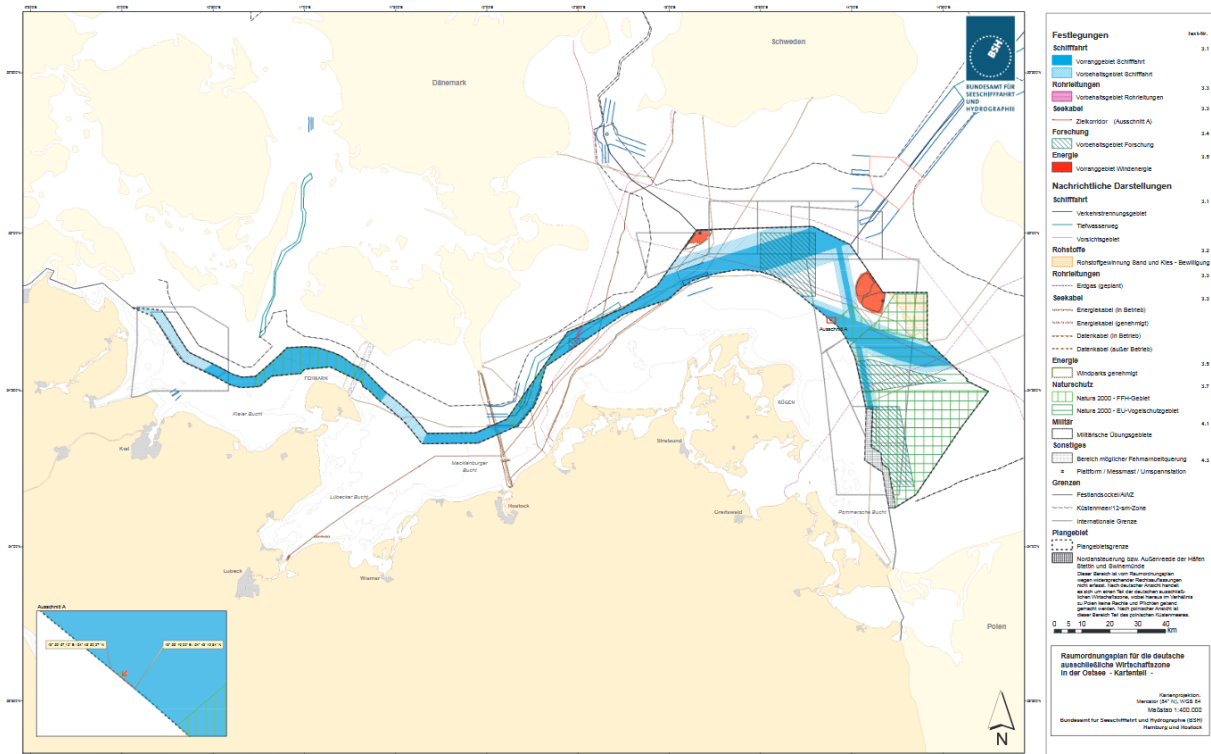


Ilustracja 32: Plan zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE na Morzu Północnym

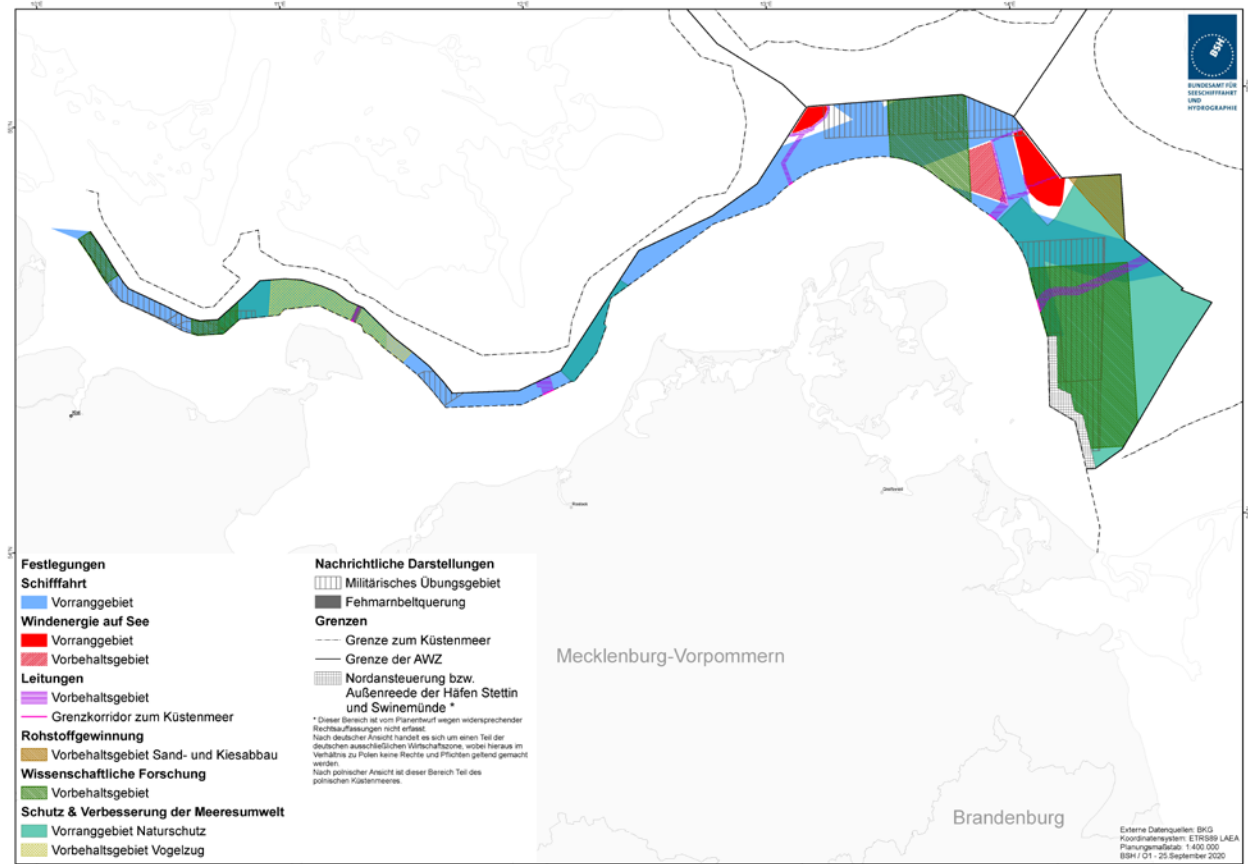


Ilustracja 33: Projekt planu zagospodarowania przestrzennego dla niemieckiej WSE na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim - sekcja z mapami Morze Północne

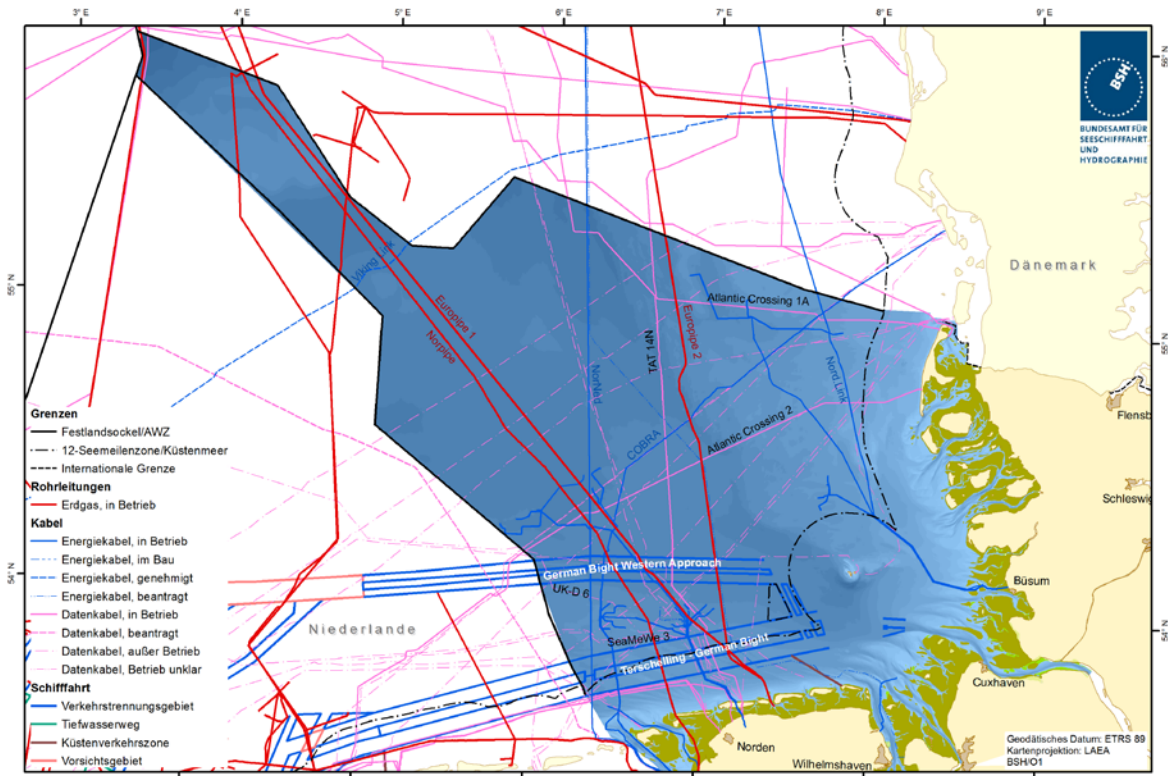




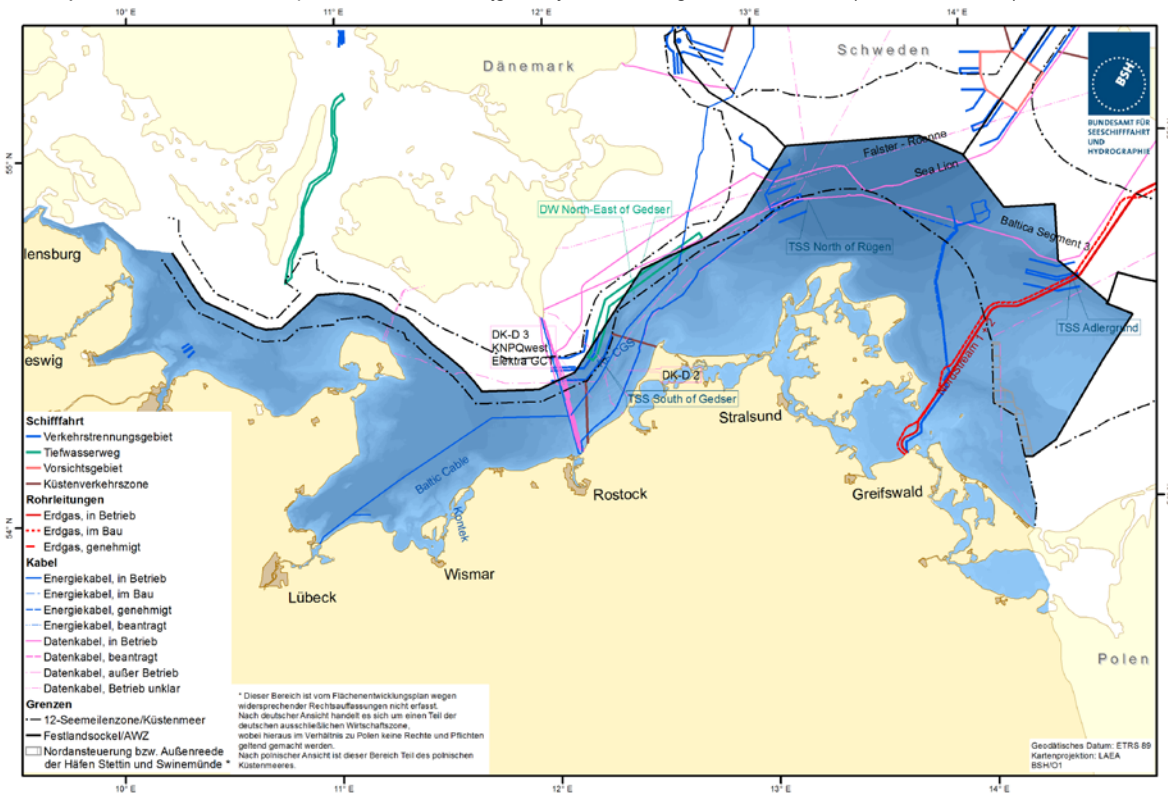
Ilustracja 34: Plan zagospodarowania przestrzennego 2009 WSE na Morzu Bałtyckim



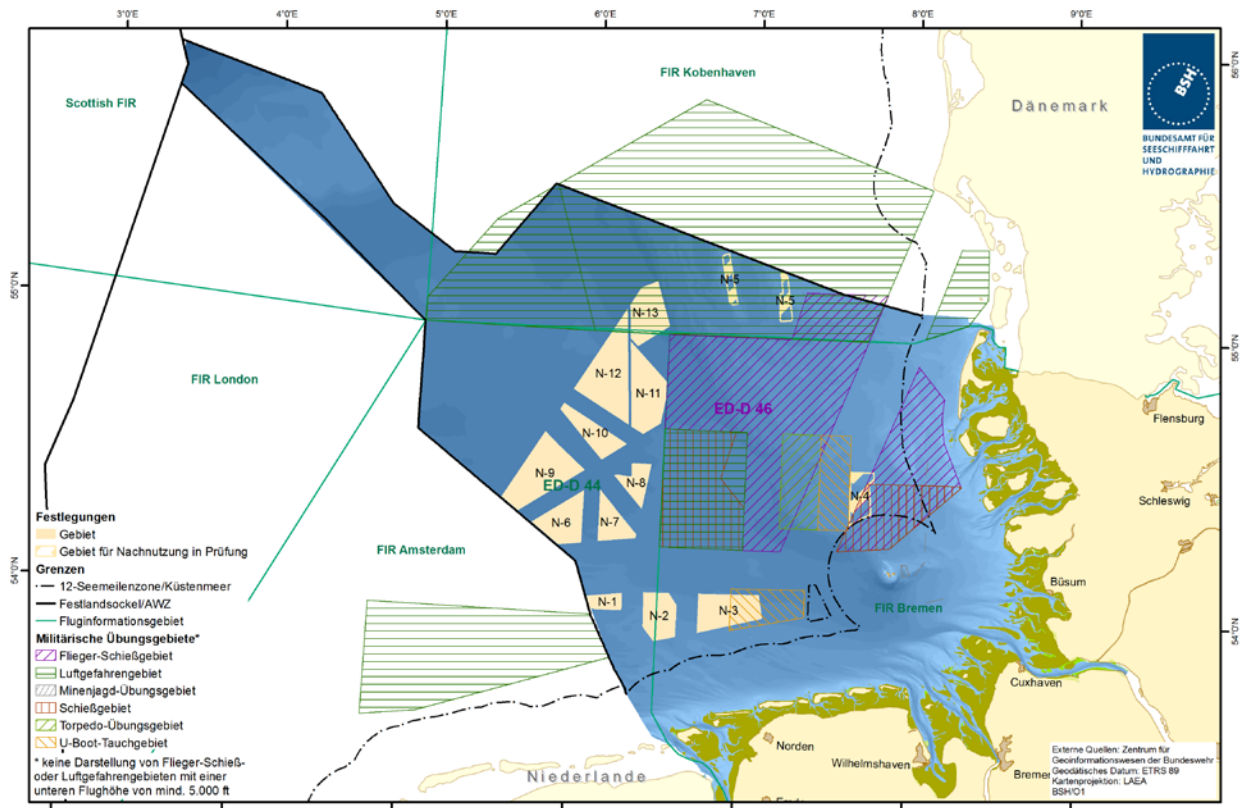
Ilustracja 35: Projekt planu zagospodarowania przestrzennego dla niemieckiej WSE na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim - sekcja z mapami Morze Bałtyckie



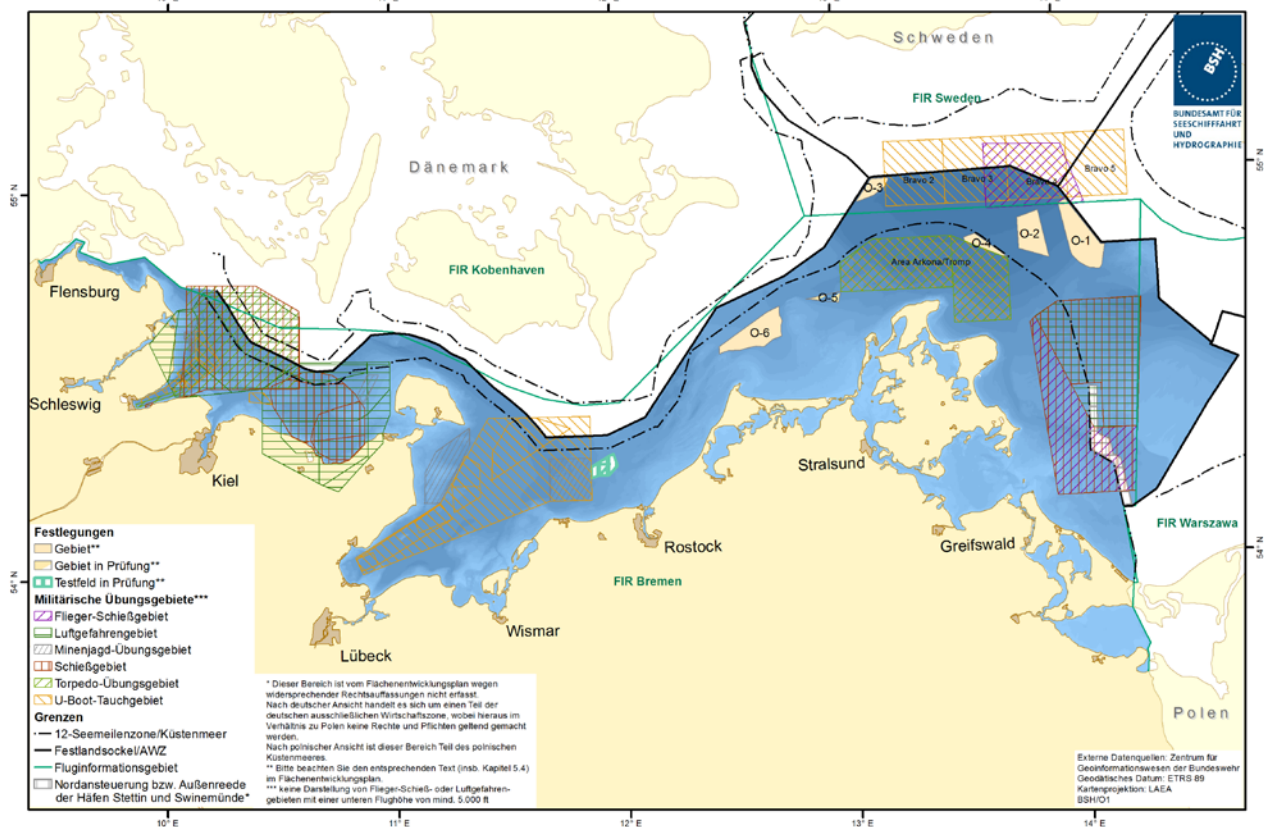
Ilustracja 36: Oznaczenia kabli podmorskich, rurociągów, systemów rozgraniczenia ruchu (Morze Północne)



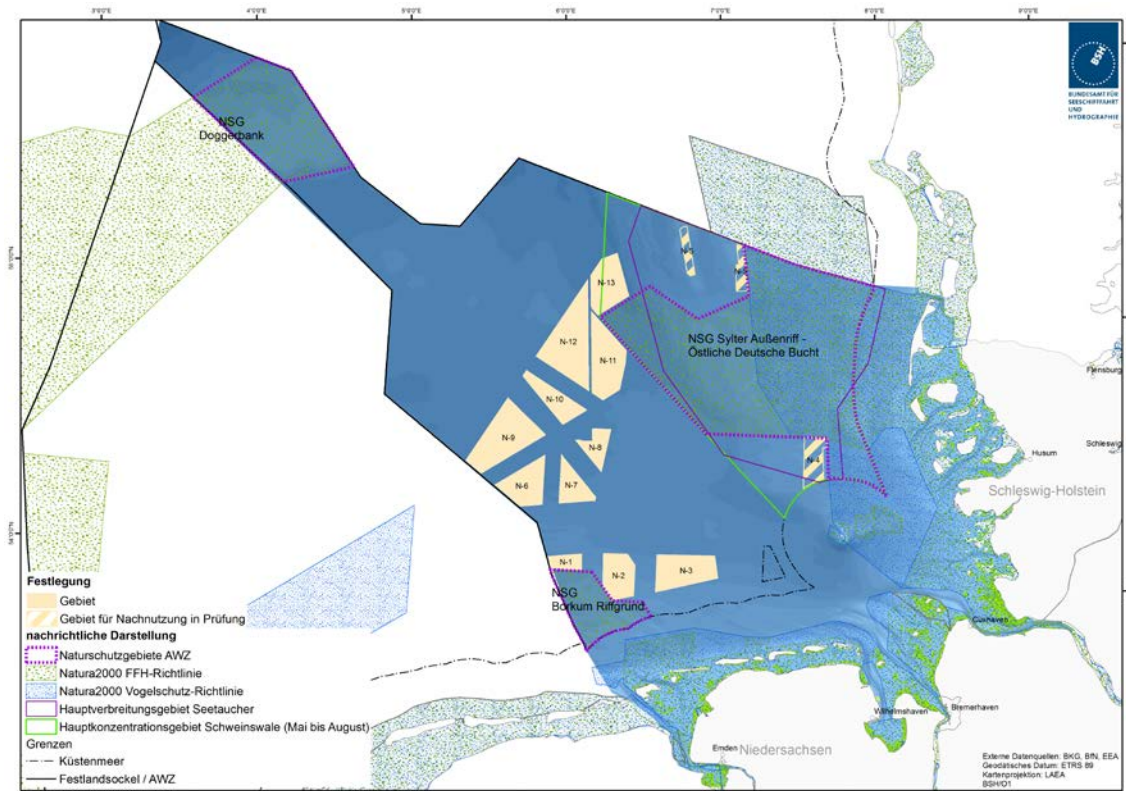
Ilustracja 37: Oznaczenia kabli podmorskich, rurociągów, systemów rozgraniczenia ruchu (Morze Bałtyckie)



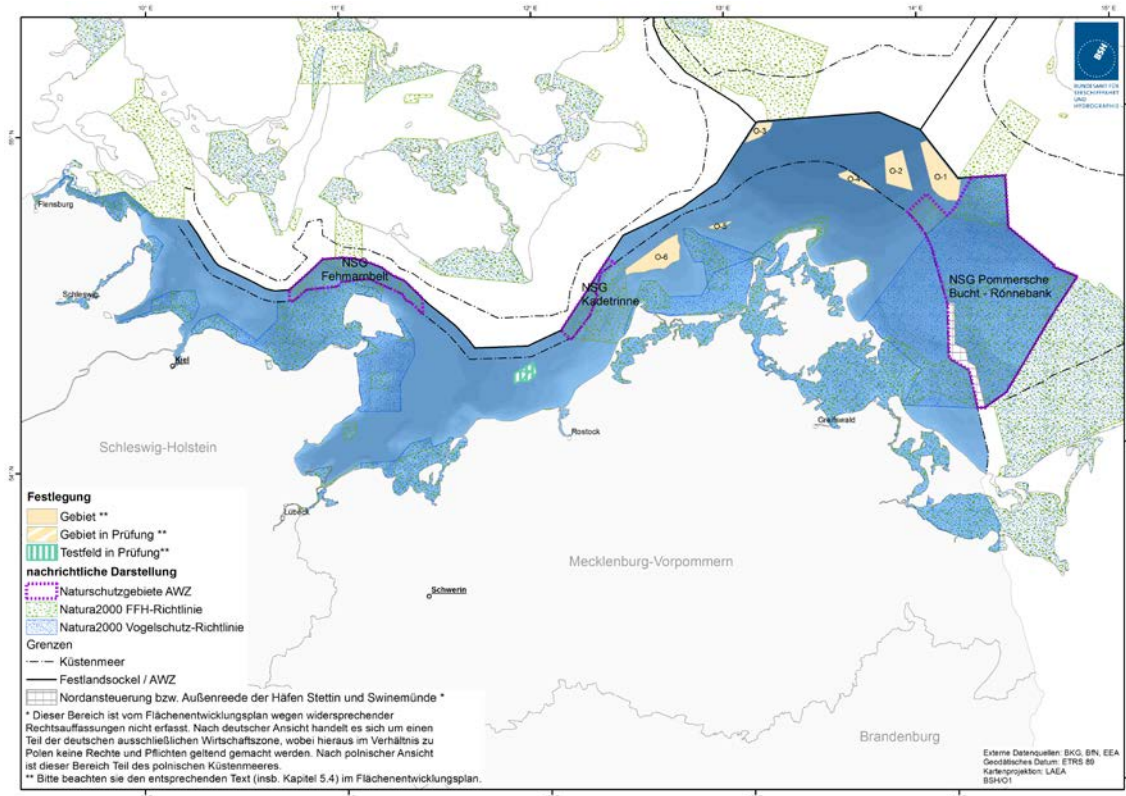
Ilustracja 38: Rejony związane z obronnością kraju (Morze Północne)



Ilustracja 39: Rejony związane z obronnością kraju (Morze Bałtyckie)



Ilustracja 40: Rejony przeznaczone pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych w niemieckiej WSE Morza Północnego i rezerwaty przyrody.



Ilustracja 41: Rejony przeznaczone pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych w niemieckiej WSE Morza Bałtyckiego i rezerwaty przyrody

## 13 Załącznik: Tabela przeglądowa

Rok kalendarzowy przetargu	Oznaczenie obszaru	Rok kalendarzowy i kwartał wciągnięcia wewnętrznej eksploatacji	Rok kalendarzowy i kwartał oddania do eksploatacji	Przewidywan a moc instalowana [MW]	Pola rozdzielni/ rury J do podłączenia TW	Całkowita przewidywana moc instalowana [MW]	System przyłączenia do sieci					
							Nazwa	Rok kalendarzowy i kwartał IBN	Moc przesyłowa [MW]	Koncepcja przyłączenia rury J do podłączenia	Pola rozdzielni/ rury J do podłączenia	
2021	N-3.7	niedostępny	Q3 2026	225	niedostępny	958	NOR-3-3 <sup>1)</sup>	niedostępny	900	155 kV	niedostępny	
	N-3.8	niedostępny	Q3 2026	433	niedostępny							
2022	O-1.3	Q2 2026	Q3 2026	300	5	930	OST-1-4 <sup>1)</sup>	Q3 2026	300	66 kV	5	
	N-7.2	Q3 2027	Q4 2027	930	12/14 <sup>3)</sup>							
2023	N-3.5	Q1 2028	Q3 2028	420	7	900	NOR-3-2 <sup>1)</sup>	Q3 2028	900	66 kV	14	
	N-3.6	Q2 2028	Q3 2028	480	7							
2024	N-6.6	Q1 2029	Q3 2029	630	11	2 900	NOR-6-3 <sup>1)</sup>	Q3 2029	900	66 kV	14	
	N-6.7	Q2 2029	Q3 2029	270	3							
2025	N-9.1	Q1 2029	Q3 2029	1 000	14	4 000	NOR-9-1 <sup>1)</sup>	Q3 2029	2 000	66 kV	28	
	N-9.2	Q2 2029	Q3 2029	1 000	14							
2025	N-9.3	Q1 2030	Q3 2030	1 000	14	4 000	NOR-9-2 <sup>1)</sup>	Q3 2030	2 000	66 kV	28	
	N-9.4	Q2 2030	Q3 2030	1 000	14							
2025	N-10.1	Q1 2030	Q3 2030	1 000	14	4 000	NOR-10-1 <sup>1)</sup>	Q3 2030	2 000	66 kV	28	
	N-10.2 <sup>2)</sup>	Q2 2030	Q3 2030	1 000	14							
Cały system docelowy							9 688					
Przewidywany stan 2025							10 800					
Przewidywany stan 2030							20 488					

<sup>1)</sup> Odsyła się do NEP 2019-2030 oraz do opracowania, weryfikacji i zatwierdzenia NEP 2021-2035.

<sup>2)</sup> Niecały zakres obszaru N-10.2 jest niezbędny dla osiągnięcia poziomu 20 GW.

<sup>3)</sup> Na platformie konwerterowej NOR-7-2 OSP zainstaluje 14 rur typu J i 12 pól rozdzielni do podłączenia TW zatwierdzonych na odpowiednich obszarach. W razie potrzeby dwa spośród tych pól rozdzielni umożliwiają wciągnięcie dwóch systemów kablowych do jednego pola rozdzielni (tzw. „koncepcja trzech nóg”).

## 14 Załącznik: Prezentacja dla celów informacyjnych długoterminowej ścieżki rozwoju (ramy scenariuszowe 2021-2035)

Tabela 17: Prezentacja informacyjna potencjalnie dostępnych obszarów w strefach 1-3 w okresie po 2030 roku na podstawie ram scenariuszowych 2021-2035 (30 GW do 2035 roku)

Rok kalendarzowy przetargu	Rok kalendarzowy oddania do eksploatacji	Oznaczenie obszaru	System przyłączeniowy do sieci	Przewidywana moc instalowana [MW]	Całkowita przewidywana moc instalowana [MW]
Po 2025 roku	Po 2030 roku	N-12.1/N-12.2	NOR-12-1	2 000	8 000-10 000
		N-12.3/N-12.4	NOR-12-2	2 000	
		N-11.1/N-11.2	NOR-11-1	2 000	
		N-13.1/N-13.2	NOR-13-1	2 000	
		<i>ewentualnie N-11.3/N-12.5/N-13.3</i>	<i>ewentualnie NOR-11-2</i>	<i>ewentualnie 2000</i>	
Przewidywany całkowity potencjał w strefach 1-3					ok. 28 400-30 400 <sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> Dodatkowy potencjał może wynikać z zagospodarowania wolnych obszarów w rejonie O-6. Jest to jednak uzależnione od rzeczywistej dostępności obszarów.