

Berlin, 8. August 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

zum Entwurf des Flächen- entwicklungsplans 2024

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Einleitung	4
2	Grundsätzliche und Allgemeine Kommentare	4
2.1	Gebiete und Flächen	4
2.2	Nachnutzung	5
2.3	Beschleunigungsflächen und Infrastrukturgebiete	7
2.4	Leitungen	8
2.5	Sonstige Energiegewinnungsbereiche / Offshore-Elektrolyse.....	8
2.6	Standardisierte Technikgrundsätze	9
2.7	Planungsgrundsätze.....	10
2.8	Übergangsregelung.....	19
2.9	Anhang.....	21
3	Fragen für die Konsultation.....	22
3.1	Überschneidung von Flächen mit dem Vorbehaltsgebiet Fischerei Kaisergranat FiN1	22
3.2	Standort von Konverterplattformen in Flächen	23
3.3	Mögliche Trassenverläufe zur Anbindung von SEN-1	26

Executive Summary

Vor dem Hintergrund der Klima- und Energiewendeziele der Bundesregierung müssen schnell weitere Maßnahmen realisiert werden, die den Ausbau von Erneuerbaren Energien sowie deren Netz- und Systemintegration konsequent und ambitioniert voranbringen und Deutschland unabhängiger von Importen fossiler Energieträger machen. Aus Sicht des BDEW ist der massive Ausbau der Offshore-Windenergie dafür ein sehr wichtiger Baustein.

Der Flächenentwicklungsplan (FEP) stellt das zentrale Steuerungsinstrument für den Ausbau der Offshore-Windenergie dar. Die wichtigsten Punkte der vorliegenden BDEW-Stellungnahme zum Entwurf des FEP 2024 sind:

- › Der BDEW begrüßt die geplante Festlegung vieler neuer bzw. erweiterter Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie deren teilweise Einstufung als Beschleunigungsflächen zur Umsetzung der EU RED III. Die laufenden Abstimmungen hierzu mit den Niederlanden und Dänemark sollten zügig und erfolgreich abgeschlossen werden.
- › Die Konsultation der Gebiete N-4 und N-5 für die Nachnutzung ist grundsätzlich zu begrüßen. Zu beachten ist dabei allerdings, dass zukünftige zeitliche Festlegungen nicht zu Vorfestlegungen hinsichtlich möglicher Laufzeitverlängerungen für den Weiterbetrieb bestehender Offshore-Windparks (OWP) und entsprechender Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) in diesen Gebieten führen.¹
- › Auch positiv ist die Festlegung von zwölf neuen 2-GW-ONAS und deren Einstufung als Infrastrukturgebiete (Umsetzung der RED III) für eine beschleunigte Anbindung der neuen Flächen. Um weitere ONAS umsetzen zu können, müssen jedoch dringend bestehende Grenzkorridore erweitert oder neue ausgewiesen werden.
- › Dringender Klarstellungs- bzw. Anpassungsbedarf besteht im FEP-E 2024 an mehreren Punkten, darunter die Anbindungstrassen für SEN-1 und das weitere Vorgehen bzgl. Offshore-Elektrolyse, die neue „Übergangsregelung“ (Kap. V), die Standorte von Konverterplattformen in Flächen (Frage F4) sowie mehrere geänderte Planungsgrundsätze.
- › Zudem sollte aus Sicht des BDEW eine weitere Optimierung des Offshore-Ausbaus insgesamt in Zusammenarbeit aller Akteure erfolgen, um die verfügbaren Flächen noch besser zu nutzen. Entscheidend dabei sind die Stromerträge; insofern ist ein Wechsel auf ein kostenoptimiertes Ertragsziel in TWh zu prüfen, ohne den ambitionierten Ausbaupfad insgesamt zu reduzieren.

¹ Der BDEW wird im September 2024 ein White Paper zum Thema „Weiterbetrieb von Offshore-Windenergieanlagen und Offshore-Netzanbindungssystemen“ veröffentlichen.

1 Einleitung

Für die Erreichung der im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) festgelegten Offshore-Wind-Ausbauziele von mindestens 30 GW bis zum Jahr 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045 wird die vorliegende Fortschreibung des FEP als notwendig angesehen. Die Möglichkeit zur Kommentierung des am 7. Juni 2024 durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) zur Konsultation gestellten [Entwurfs des Flächenentwicklungsplans 2024](#) (im Folgenden: FEP-E 2024) nimmt der BDEW gerne im Rahmen grundsätzlicher und allgemeiner Kommentare sowie durch Beantwortung der Konsultationsfragen wahr.

Der BDEW begrüßt darüber hinaus, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) eine eigene Stellungnahme zum FEP-E 2024 einreichen.

2 Grundsätzliche und Allgemeine Kommentare

2.1 Gebiete und Flächen

Mit dem vorliegenden FEP-E 2024 des BSH sollen mehrere neue Gebiete und Flächen in der im Raumordnungsplan (ROP) 2021 festgelegten Schifffahrtsroute SN10 sowie westlich davon festgelegt werden, um einen zusätzlichen Offshore-Wind-Ausbau von 28 GW bis 2037 in der Nordsee zu ermöglichen. Zusammen mit den bereits genehmigten oder im Bau befindlichen Offshore-Windparks (OWP) sowie den bereits im FEP 2023 festgelegten Flächen ergibt sich laut BSH damit im Jahr 2035 ein Ausbaustand von ca. 50 GW und im Jahr 2037 eine Gesamtleistung von ca. 60 GW in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) Deutschlands.

Der BDEW begrüßt die geplante Festlegung vieler neuer bzw. erweiterter Gebiete und Flächen im FEP-E 2024, um den Offshore-Windenergie-Ausbau weiter im Sinne der ambitionierten Ziele des WindSeeG voranzubringen und zu verstetigen.

Zudem sind die im FEP-E 2024 dargestellten räumlichen Ausdehnungen der Gebiete N-9, N-12, N-13, N-14, N-16 und N-17 bisher nur die aus planerischer Sicht präferierte Variante des BSH. Diese basiert auf dem Zwischenstand der laufenden trilateralen Abstimmungen mit den betroffenen Behörden der Niederlande und Dänemarks zur Identifizierung von Flächen für die Windenergie im Bereich der Schifffahrtsroute SN10 und weiterer Schifffahrtsrouten. Eine abschließende Entscheidung zu den neuen und erweiterten Gebieten und Flächen sowie die Durchführung der dafür (teilweise) notwendigen Zielabweichungsverfahren vom ROP 2021 stehen laut BSH noch aus.

Der BDEW fordert daher einen **zügigen und erfolgreichen Abschluss der Abstimmungen mit den betroffenen Behörden der Niederlande und Dänemarks**, um schnellstmöglich Planungssicherheit für den Offshore-Windenergie-Ausbau in diesen Gebieten herzustellen. Auch besteht Klarstellungsbedarf, wann mit Ergebnissen zu rechnen ist, da der FEP 2024 bis Ende des Jahres finalisiert werden soll.

Zudem ist aus Sicht des BDEW insgesamt eine **weitere Optimierung des Offshore-Ausbaus** in Zusammenarbeit aller Akteure (Betreiber/Entwickler, ÜNB, Gesetzgeber und Behörden etc.) notwendig, um die begrenzten, für den Offshore-Ausbau verfügbaren Flächen in der AWZ und im Küstenmeer noch effizienter und effektiver zu nutzen. Entscheidend dabei sind aus Sicht des BDEW die Stromerträge aus Offshore-Wind-Erzeugung in Terrawattstunden (TWh). Insofern ist ein **Wechsel vom bestehenden Kapazitätsziel in Gigawatt (GW) auf ein künftiges kostenoptimiertes Ertragsziel in TWh zu prüfen**, ohne den ambitionierten Ausbaupfad insgesamt zu reduzieren. Zudem ist eine weitere Optimierung der Offshore-Flächenausgestaltung und sequenziellen Entwicklungsabfolge zu prüfen, um Abschattungseffekte zu reduzieren und die TWh-Erträge in der AWZ Deutschlands zu maximieren. Dazu ist eine engere Kooperation insbesondere mit den Nachbarstaaten Niederlande und Dänemark im Hinblick auf die Gebietsentwicklung nötig.

2.2 Nachnutzung

Gemäß Kapitel II Ziff. 1 FEP-E 2024 werden *„die Gebiete N-4 und N-5, die sich bereits vollständig bzw. in Teilen mit bestehenden OWP überschneiden, [...] in teilweise geändertem Zuschnitt für eine zukünftige Nachnutzung festgelegt“*. Die Festlegung des Gebiets N-4 erfolgt im bisherigen Zuschnitt (148 km²) und in der Begründung wird für die Nachnutzung *„von einer zu installierenden Leistung von voraussichtlich 2.000 MW ausgegangen“*. Für das Gebiet N-5 wird ein geänderter Zuschnitt mit 396 km² festgelegt, im Vergleich zu 124 km² nach FEP 2023, und es wird in der Begründung *„von einer Erhöhung der zu installierenden Leistung im Zuge der Nachnutzung auf zukünftig voraussichtlich 4.000 MW ausgegangen“*.

Der BDEW **begrüßt grundsätzlich die Konsultation für ein Infragekommen der Gebiete N-4 und N-5 für eine zukünftige Nachnutzung**. Auch ist es zum derzeitigen Stand sehr positiv, dass noch keine konkreten zeitlichen Festlegungen für die Nachnutzung in den Gebieten N-4 und N-5 getroffen wurden. Hierzu sind weitere umfassende Konsultationen mit allen Betroffenen notwendig.

Bei zukünftigen zeitlichen Festlegungen zur Nachnutzung in den Gebieten ist im Interesse von effizienten und nachhaltigen Nutzungskonzepten der bestehenden OWP zwingend zu berücksichtigen, dass diese zu **keinen Vorfestlegungen in Bezug auf einen potenziellen Weiterbetrieb der OWP** (über die derzeitige Betriebsgenehmigung) führen.

Relevant ist der **Betrieb der bestehenden OWPs im vollumfänglichen Genehmigungszeitraum, inklusive einer möglichen Laufzeitverlängerung**, insbesondere für den Schutz des Habitats und einer längerfristigen Regeneration des Meeresbodens. Darüber hinaus bieten OWPs einen maritimen Siedlungs- und Schutzraum; diesen vorzeitig zu zerstören, wirkt sich nachteilig auf die Umwelt und Schutzgüter aus. Volkswirtschaftlich ist der Weiterbetrieb der bestehenden OWPs von hohem Nutzen und sorgt mit einer besseren CO₂-Bilanz für mehr Klimaschutz (90 % des CO₂-Ausstoßes entstehen während des Baus, lediglich 10 % entstehen während des Betriebs). Bei einer Betriebsdauer von 25 Jahren beträgt die CO₂-Bilanz 10,77g

CO₂/kWh, bei 30 Jahren 9,17g CO₂/kWh und bei 35 Jahren 7,76g CO₂/kWh.² Abschließend muss den Betreibern grundsätzlich Planungssicherheit gewährt werden, sodass bereits erteilte Genehmigungslaufzeiten und in Genehmigungsbescheiden festgelegte Optionen für Verlängerungen nicht nachträglich versagt werden sollten.

Die bestehenden OWPs in den Gebieten N-4 und N-5 erzielen wegen ihrer freistehenden Lage vergleichsweise hohe Volllaststunden und liefern teilweise bereits mit Herkunftsnachweisen belegten Grünstrom für die Dekarbonisierung der Industrie. Daher besteht ein öffentliches Interesse am Weiterbetrieb der OWPs, der wirtschaftlich und ökologisch günstiger sein kann als ein direkter Rück- und Neubau.

Hinsichtlich der Nachnutzung des Gebiets N-5 bittet der BDEW um Klarstellung, inwiefern diese Festlegung die Eignung der Flächen N-13.3 und N-13.4 zur Nutzung für die Offshore-Windenergie beeinflusst. Bislang galten diesen Flächen aufgrund der teilweisen Überschneidung mit dem Vorbehaltsgebiet Schweinswale sowie dem Hauptkonzentrationsgebiet für See-Taucher und der Vergrämung von ansässigen Tierarten durch die OWPs in Gebiet N-5 als Ausweichflächen für Tiere. Aus diesem Grund wurden die Inbetriebnahmen von N-13.3 und N-13.4 unbestimmt auf die Jahre nach 2040 – und nach Außerbetriebnahme der OWPs in Gebiet N-5 – datiert.

Zudem wird im FEP-E 2024 nicht eindeutig klargestellt, wie sich die vorgeschlagene Nachnutzung auf die bestehenden Offshore-Netzanschlussysteme (ONAS) in den Gebieten 4 und 5 und deren effiziente Nutzung auch in Zukunft auswirken soll. Dies sollte bei weiteren Konsultationen zum Thema mit adressiert werden.

Für das weitere Vorgehen bittet der BDEW um Auskunft, ob das BSH bereits einen Zeitplan avisieren kann, wann und wie das Thema „Nachnutzung“ generell und flächenscharf im Rahmen der Fortschreibung des FEP angegangen werden soll.

Aus Sicht des BDEW, sollte der Themenkomplex „Nachnutzung“ in der nachfolgenden Fortschreibung des FEP aufbauend auf den Erkenntnissen aus der Branche und der Forschung erneut adressiert werden.

Der BDEW wird hierzu im September 2024 ein **White Paper zum Thema „Weiterbetrieb von Offshore-Windenergieanlagen und Offshore-Netzanbindungssystemen“** veröffentlichen. Dies wird im Rahmen der Arbeitsgruppe „Nachnutzung Offshore“ mit Vertretern der OWP-Betreiber und Übertragungsnetzbetreiber erarbeitet. Das Papier beschreibt die mannigfaltigen Herausforderungen sowie die Komplexität des Themas Nachnutzung und Weiterbetrieb von OWPs und entsprechender ONAS und zeigt mögliche Lösungs- und Handlungsoptionen auf.

² BDEW-Whitepaper „Weiterbetrieb von Offshore-Windenergieanlagen und Offshore-Netzanbindungssystemen“ in Vorbereitung.

2.3 Beschleunigungsflächen und Infrastrukturgebiete

Zu Kapitel II., 2.1: Festlegung von Beschleunigungsflächen durch den FEP

Im FEP-E 2024 werden erstmals Teile der neu ausgewiesenen Flächen zusätzlich als Beschleunigungsflächen nach § 5 Abs. 2b WindSeeG-E festgelegt. Diese Festlegungen bauen auf dem Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie im Bereich Windenergie auf See und Stromnetze (im Folgenden als WindSeeG-E und EnWG-E bezeichnet) auf, der laut BSH bereits vor dem Zeitraum der Fertigstellung des FEP (3. und 4. Quartal 2024) Inkrafttreten soll.

Der BDEW hatte bereits in seiner [Stellungnahme zum Gesetzentwurf RED III in den Bereichen Wind auf See und Stromnetze](#) für eine zügige Klarstellung plädiert, um welche Flächen es sich bei den Beschleunigungsgebieten handeln wird, und darauf hingewiesen, dass es im Sinne der Planungssicherheit **keine rückwirkende Anwendung auf bereits auktionierte Flächen** geben darf.

Der BDEW begrüßt daher **die Umsetzung der RED III auf nationaler Ebene und die Festlegung von acht neuen Flächen als Beschleunigungsflächen nach § 5 Abs. 2b WindSeeG-E, deren Ausschreibungen ab frühestens 2025 erfolgen sollen** und für die keine zentrale Voruntersuchung durchzuführen ist.

Zu Kap. II., 2.2: Nachrichtliche Darstellung der Beschleunigungsflächen nach § 8a Wind-SeeG

Zudem erfolgt im FEP-E 2024 die nachträgliche nachrichtliche Darstellung von Beschleunigungsflächen nach § 8a WindSeeG für alle 16 im FEP 2023 ausgewiesenen Flächen mit feststehendem Ausschreibungsjahr, mit Ausnahme des Gebietes N-3. Der BDEW begrüßt dies.

Für diese Flächen ergibt sich die Beschleunigungswirkung nach der sog. EU-Notfallverordnung (Verordnung (EU) 2022/2577, Artikel 6) und deren Umsetzung in nationales Recht (§ 72a WindSeeG).

Bezüglich der Minderungsmaßnahmen für Flächen ist folgendes anzumerken: Auf Seite 9 des informativ zur Verfügung gestellten Änderungsdokumentes zum FEP-E 2024 steht unter II., 2.2 der Satz „Für diese Beschleunigungsflächen werden die Minderungsmaßnahmen A-S festgelegt. Die Maßnahmen sind Kapitel 5.2 des Anhangs zu entnehmen.“ Dieser Satz fehlt allerdings in der offiziellen Entwurfsfassung auf Seite 9. **Wegen der enormen Bedeutung dieses Satzes bittet der BDEW das BSH um Klarstellung, ob der Satz nun im FEP aufgenommen wird.**

Zudem sollte der informativische Hinweis, wie er unter II., 2.2 aufgenommen wurde, auch in Kapitel II., 5.1 aufgenommen werden, damit klargestellt wird, dass es aufgrund des § 8a WindSeeG 2023 Flächen gibt, die zentral voruntersucht und trotzdem Beschleunigungsflächen sind.

Außerdem bestehen mit Bezug auf die neu aufgenommene „Übergangsregelung“ in Kapitel V, Satz 1 (allgemeine Kommentierung siehe unten) folgende **Unsicherheiten, die aufgelöst werden sollten**: Ab wann wird es für die bereits in vorherigen Fassungen des FEP bekanntgemachten Flächen (z.B. N-6.6, N-6.7, N-7.2) möglich sein, von dem Status als Beschleunigungsflächen

Gebrauch zu machen, wenn nach der Übergangsregelung der jeweilige FEP zum Zeitpunkt des Zuschlags (z.B. FEP 2019) zur Anwendung kommt? Außerdem sollte geklärt werden, ob diese Flächen zwangsläufig als Beschleunigungsfläche zu behandeln sind bzw. woran sich dies entscheidet.

2.4 Leitungen

Zu Kap. II., 3.1: Grenzkorridore zum Küstenmeer

Laut FEP-E 2024 sind die aktuell bekannten Grenzkorridore voraussichtlich für die festgelegten ONAS ausreichend. Allerdings sind für die darüberhinausgehenden ONAS zur Erreichung der Ausbauziele und Kooperationsziele (Offshore Network Development Plans) noch keine ausreichenden Grenzkorridor-Kapazitäten identifiziert.

Wie bereits in vergangenen Konsultationsverfahren angemerkt, ist die **Ausweisung neuer oder eine Erweiterung bestehender Grenzkorridore aus Sicht des BDEW unbedingt und dringend nötig**. Besonders deutlich wird dies am Grenzkorridor N-III: Neben den in diesem Entwurf bereits enthaltenen 13 Kabelsystemen planen die ÜNB gemäß Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023), weitere 5 - 6 ONAS durch diesen Grenzkorridor zu legen. Daher sollte neben der Erweiterung der Grenzkorridore N-III und N-V auch die Definition neuer Grenzkorridore priorisiert werden.

Der BDEW begrüßt daher, dass das BSH hierzu einen Abstimmungsprozess mit den zuständigen Bundesländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie mit der Bundesnetzagentur und den ÜNB eingeleitet hat.

Zu Kap. II., 3.2: Offshore-Netzanbindungssysteme

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die Festlegung von zwölf zusätzlichen 2-GW-ONAS zur Anbindung der festgelegten Flächen mit Inbetriebnahme (IBN) zwischen 2032 und 2037 sowie das Festhalten am Planungsgrundsatz der Positionierung von Konverterplattformen innerhalb der anzubindenden Flächen.

2.5 Sonstige Energiegewinnungsbereiche / Offshore-Elektrolyse

Der FEP-E 2024 trifft keine neuen Festlegungen für sonstige Energiegewinnungsbereiche im Vergleich zum FEP 2023 und beinhaltet bedauerlicherweise keine neuen Angaben zu den erwarteten Ausschreibungsverfahren für SEN-1.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat im vergangenen Jahr einen Konsultationsprozess in Bezug auf die Förderung der Offshore-Wasserstoffherzeugung durchgeführt und die Ansichten der beteiligten Akteure bezüglich der Ausgestaltung und Ausschreibung der Flächen eingeholt. Allerdings bedauert der BDEW weiterhin, dass der gesamte

Prozess der Offshore-Elektrolyse zu langsam voranschreitet. Der BDEW hält diese Entwicklung für nicht nachvollziehbar, insbesondere da die Verordnung für sonstige Energiegewinnungsbereiche bereits seit geraumer Zeit im Wind-auf-See-Gesetz verankert ist.

Der BDEW hatte bereits in seinen Stellungnahmen zum „[Vorentwurf zur Änderung und Fortschreibung des FEP](#)“, zur Marktkonsultation „[Förderrichtlinie Offshore-Elektrolyse](#)“ und zur „Konsultation [mögliche Teilbereiche bei der Ausschreibung von SEN-1](#)“ darauf hingewiesen, dass der Hochlauf von Offshore-Wasserstoff zügig vorangetrieben werden muss.

Offshore-Wasserstoff kann eine zusätzliche Säule des Offshore-Windenergie-Ausbaus darstellen. Die Nutzbarmachung der Vorteile von Offshore-Wasserstoff (z.B. Erhöhung der Ausbaugeschwindigkeit und Reduzierung des Umwelteinflusses) kann eine große Chance darstellen, die Resilienz des Offshore-Windausbaus zu erhöhen. Der BDEW fordert daher, dass der Hochlauf der Technologie und der Lieferketten nun entschlossen vorangetrieben wird.

2.6 Standardisierte Technikgrundsätze

Zu Kap. II., 6: Standardanbindungskonzept

Der BDEW begrüßt die Wiederaufnahme der Vorgaben zur Verwendung des Standardanbindungskonzepts mit 66 kV-Direktverbindung für alle bisherigen Festlegungen bis einschließlich der Festlegungen im FEP 2023 und zur standardmäßigen Verwendung des 132 kV-Direktanbindungskonzepts für alle Festlegungen ab dem aktuellen FEP 2024, d.h. mit IBN ab 2032. Diese Passage war im Vorentwurf nicht mehr enthalten und wurde nun wieder aufgenommen (analog zum FEP 2023). In diesem Zusammenhang weisen wir auf die Unklarheit für das Netzanbindungssystem NOR-6-4 hin und bitten um Klarstellung: Im FEP 2023 wird eine Festlegung für das 132 kV-Direktanbindungskonzept getroffen, die relevante Passage im Entwurf kann aber so verstanden werden, dass für dieses Netzanbindungssystem auch das 66 kV-Direktanbindungskonzept Anwendung findet.

Zu Kapitel II., 6.2: Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger

Der BDEW begrüßt die Einfügung der Klarstellung in Abschnitt 6.2 (g), dass es sich in diesem Zusammenhang um das festgelegte Quartal des Einzugs der parkinternen Verkabelung handelt (wie in der BDEW-Stellungnahme zum Vorentwurf gefordert).

Zusätzlich zu den bisherigen Schnittstellen, wird durch den Wechsel auf das Direktanbindungskonzept, verbunden mit dem Wegfall der Umspannplattformen der OWP-Betreiber, das Thema der **Drittnutzung von Konverterplattformen** für zusätzliche Nebeneinsatzzwecke (z.B. Unterbringung von Kommunikations-, Überwachungs- und Messtechnik) zunehmend relevant. Um eine Mitnutzung der Konverterräumlichkeiten durch Dritte in Zukunft ermöglichen zu können, sollte aus Sicht des BDEW hierzu ein **Konzept** (inkl. Vorschläge für standardisierte Technik- und Planungsgrundsätze und Nutzungsbedingungen) zwischen allen Beteiligten (ÜNB,

OWP-Betreiber, etc.) erarbeitet werden. **Der BDEW bringt sich hierzu gerne konstruktiv in die Diskussion ein und plant zu diesem Zweck die Einrichtung einer Arbeitsgruppe (AG) „Dritt-nutzung von Konverterplattformen“.**

Zu Kapitel II., 6.8: Voraussetzungen für Verbindungen von Anlagen untereinander / vorzu-haltende Schaltfelder

Im FEP-E heißt es: *„Zur Gewährleistung von Verbindungen zwischen Plattformen sind grund-sätzlich auf jeder Konverterplattform zwei Anschlussmöglichkeiten für Gleichstromverbindun-gen, bestehend aus Plus- und Minus-Pol, metallischem Rückleiter sowie Glasfaserkabel und den dafür notwendigen J-Tubes vorzuhalten. Damit wird die Grundlage für eine zukünftige Ver-maschung von ONAS gesichert.“*

Diese Vorgabe sollte auf diejenigen Plattformen beschränkt werden, für die auch entspre-chende Querverbindungsstrassen vorgesehen sind. Bei allen anderen Plattformen wären ent-sprechende Einrichtungen sinnlos.

Zu Kapitel II., 6.13: Möglichkeiten der Abweichung

Die OWP-Betreiber begrüßen, dass mit dem Unterkapitel 6.13 festgehalten wird, dass eine Möglichkeit besteht, auch von Technikgrundsätzen im Rahmen der beschriebenen Vorausset-zungen abzuweichen. Wir verstehen, dass dieser Fall die Ausnahme bleiben soll, sehen gleich-zeitig aber auch die Notwendigkeit von Einzelfallentscheidungen. Diese Möglichkeit wird hier nun genehmigungsrechtlich hinterlegt. Auch der Wortlaut „insbesondere“ ist enorm wichtig, da hier ein Beispielfall aufgezeigt wird, aber andere Fälle nicht „per se“ ausgeschlossen wer-den.

2.7 Planungsgrundsätze

Zu Kap. II., 7.1.4: Planungsgrundsatz - Schallschutz bei der Gründung und dem Betrieb von Anlagen

Im Vergleich zum Vorentwurf erfolgte folgende Anpassung in Kapitel II., 7.1.4 lit. e): *„Der Ent-wurf des Schallschutzkonzeptes eines konkreten Vorhabens ist dem BSH mindestens 12 Mo-nate vor ~~dem Abschluss von Verträgen~~ Baubeginn vorzulegen, wenn zur Installation einer An-lage Rammarbeiten oder ähnlich schallintensive Gründungsverfahren geplant sind“.* Der **BDEW unterstützt diese Anpassung ausdrücklich**. In der Stellungnahme zum Vorentwurf hatten wir auf die aus der vorherigen Formulierung resultierenden Probleme hingewiesen.

In der Begründung zu dieser Thematik heißt es, dass der Entwurf des Schallschutzkonzeptes, dem BSH so rechtzeitig vorgelegt werden muss, *„dass eine Prüfung und erforderlichenfalls An-passung der Planungen möglich sind, bevor die schallintensiven Arbeiten und das Schallminde-rungssystem in Auftrag gegeben werden.“*

Diesbezüglich weisen die OWP-Entwickler daraufhin, dass sie regelmäßig keine, oder keine verbindliche, Rückmeldung seitens der Behörden bekommen, nachdem sie den Entwurf des Schallschutzkonzeptes frühzeitig eingereicht haben. Dies gilt auch für den später im Verfahren folgenden Umsetzungsplan Schallschutz. Dieser Zustand führt regelmäßig dazu, dass die Entwickler zu einem sehr späten Zeitpunkt, teilweise erst wenige Wochen/Tage vor Beginn der Rammarbeiten, Auflagen, Änderungswünsche und Nachfragen der Behörden bekommen, die schon Monate/Jahre im Voraus anhand der eingereichten Unterlagen hätten ergehen können.

Der **BDEW fordert** daher die zuständigen Behörden auf, diesen Zustand zu ändern. Ohne **rechtzeitige Rückmeldungen der Behörden**, ist auch der Wunsch nach frühzeitiger Einreichung der Konzepte wenig sinnvoll und ein Abschluss der entsprechenden Verträge schlicht unmöglich.

Des Weiteren wird auf Seite 78 (Kap. III) bezüglich der Schallschutzmaßnahmen folgendes gesagt: *„Eine Einschränkung des Gebots im Rahmen der Ausschreibung der jeweiligen Fläche hinsichtlich der Fundamentart soll damit nicht erfolgen. Es ist die nach dem Stand der Technik etablierte Arbeitsmethode anzuwenden, die nach den vorgefundenen Umständen so geräuscharm wie möglich ist.“*

Hierbei erschließt sich nicht, was der Hinweis auf das Gebot im Rahmen der Flächenauktion aussagen soll. Relevant ist lediglich die Aussage im zweiten Satz. Andere Arbeitsmethoden, die zu diesem Zeitpunkt erst noch erprobt werden, und dann ggf. zum Zeitpunkt der tatsächlichen Baumaßnahmen ausgereift sind, können bei den Planungsentscheidungen im Vorfeld durch die Entwickler nicht als etabliert betrachtet werden.

Der BDEW schlägt daher vor, den oben genannten Hinweis auf das Gebotsverfahren zu streichen.

Zudem heißt es auf Seite 75, dass die Weiterentwicklung von geräuscharmen Installationsverfahren angeregt werden soll und *„das jeweils beste verfügbare Verfahren oder eine Kombination der besten verfügbaren Verfahren nach Stand der Wissenschaft und Technik“* zu verwenden sei.

Allerdings wird der Einsatz neuer Systeme in der Praxis regelmäßig in den Zulassungsverfahren unter Verweis auf fehlende großskalige Offshore-Tests zur Erprobung in der deutschen AWZ wirksam unterbunden, während sie in anderen Nordsee-Gewässern bereits erprobt sind. Die Notwendigkeit einer Unterscheidung zwischen den verschiedenen AWZs in der Nordsee ist hierbei allerdings nicht ersichtlich.

Angesichts der erheblichen Aufwände für großskalige Offshore-Tests wäre es angeraten, wenn die Erprobung innovativer Systeme für die Installation von OWEA zu einer Angelegenheit von überragendem öffentlichem Interesse eingestuft und entsprechend staatlich gefördert werden würde. Hierfür könnte ein entsprechendes nationales Forschungsvorhaben zur gebündelten, zeitnahen und effizienten Erprobung möglichst vieler der in Rede stehenden

Technologien durchgeführt werden. Dies wäre deutlich effektiver und effizienter, als wie bisher darauf zu setzen, dass die Entwickler bestenfalls einzelne Tests innovativer Lösungen in ihre realen Projekte integrieren. Dieser Ansatz hat in den letzten Jahren nur sporadisch funktioniert.

Zu Kap. II., 7.1.5 Minimierung von Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen, Absatz (b) - Klarstellungsbedarf

Es ist zu klären, inwieweit unter die Beschreibung für „Natursteine oder inerte und natürliche Materialien“ auch die Verwendung von biologisch abbaubaren Materialien fällt.

Zu Kap. II., 7.1.6: Vogelkollisionsmonitoring

Es ist darauf hinzuweisen, dass marktreife Systeme zur systematischen und quantitativen Erfassung von Kollisionen von Zugvögeln mit Offshore-Windenergieanlagen derzeit noch nicht auf dem Markt verfügbar sind. Dies betrifft insbesondere spezielle, hoch effektive Kamertechnik oder auch Vibrationssensoren, die verlässlich, repräsentativ und reproduzierbar unter Offshore-Bedingungen einsetzbar sind. Es sind verschiedene Systeme in der Entwicklung, jedoch können die im FEP formulierten Anforderungen nicht zeitnah erfüllt werden.

Diese Ausgangslage ist auch mit Blick auf die im FEP-E neu aufgenommene Minderungsmaßnahme „O Vogelkollisionsmonitoring – Installation von Systemen zur Kollisionserfassung nach dem Stand der Technik zum Monitoring von Vogelkollisionen mit WEA“ zu beachten.

Zu Kap. II., 7.1.8: Verkehrslogistikkonzept

Der FEP-E 2024 legt erstmals Folgendes fest:

„Für Vorhaben, deren schiffsbezogener Serviceverkehr das Hauptkonzentrationsgebiet der Seetaucher oder den Teilbereich II sowie den zukünftigen Teilbereich III des Naturschutzgebiets „Sylter Außenriff und Östliche Deutsche Bucht“ quert, ist im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens ein Verkehrslogistikkonzept für den Serviceverkehr einzureichen und mit dem BSH abzustimmen. Das Logistikkonzept trifft u.a. Regelungen zu An- und Abfahrtsrouten, zur zulässigen Höchstgeschwindigkeit und zur Frequenz der Fahrten von Serviceschiffen innerhalb von für See- und Rastvögel sensiblen Zeiträumen. Das Konzept ist der Schiffsführung der betroffenen Schiffe auszuhändigen. Die Durchführung des Konzepts ist von dem Vorhabensträger durch entsprechende Anweisungen an die Schiffsführung zu gewährleisten, Das Verkehrslogistikkonzept soll zu einer Verringerung der verkehrlichen Belastung der o.g. Bereiche führen.“

Aus Sicht des BDEW bedarf es zur Umsetzung dieser neuen Regelung unbedingt einer **Konkretisierung bezüglich des Schutzgutes Seetaucher und den genauen sensiblen Zeiten dieser Art**, um das Logistikkonzept erstellen zu können. Der BDEW fordert zudem die Erarbeitung einer praktikablen Lösung hierzu zwischen allen beteiligten Akteuren, die die unterschiedlichen Interessen angemessen berücksichtigt.

Zu Kap. II., 7.2: Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs Absatz b):

Der FEP-E 2024 legt erstmals folgende Anforderung fest:

„Die bauliche Anlage muss nach dem Stand der Technik in einer Weise konstruiert sein und errichtet werden, dass im Fall der Schiffskollision [...] die Anlage nicht auf das Schiff stürzt; dies schließt die bei Errichtung und Betrieb eingesetzten Arbeitsfahrzeuge mit ein. Die Einhaltung des Stands der Technik wird vermutet, wenn die Anforderungen des „Standard Konstruktion – Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der AWZ“10 erfüllt werden.“

Diese neue Anforderung, dass die Anlage im Falle einer Schiffskollision nicht auf das Schiff stürzen darf, kann potenziell dazu führen, dass für deren Umsetzung erhebliche Designänderungen an den Fundamenten und Turbinen notwendig werden.

Der BDEW bittet daher dringend um Klarstellung, wie die Erfüllung dieser neuen Anforderung aus Sicht des BSH konkret umgesetzt werden soll, und regt an, diese neue Hinzufügung vorläufig zurückzunehmen, da ihre Notwendigkeit und Umsetzbarkeit bisher nicht ersichtlich sind.

Zu Kap. II., 7.3: Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs

Im Vergleich zum Vorentwurf 2023 wurden im FEP-E 2024 bezüglich dieses Planungsgrundsatzes mehrere signifikante Anpassungen vorgenommen:

Im verfügbaren Teil des FEP-E (II. Ziff. 7.3 lit. b)) wurde nun neu festgelegt, dass *„im Zulassungsverfahren Hindernisbegrenzungsflächen und -sektoren festgelegt [werden], bis zu denen Objekte in den Luftraum hineinragen dürfen“*, um sicherzustellen, dass bestehende und geplante Offshore-Flugplätze durch die Zunahme von Hindernissen in ihrer Umgebung nicht unbenutzbar werden. Im Vorentwurf hieß es an dieser Stelle nur: *„Daher ist für diese An- und Abflugflächen die Hindernisfreiheit sicherzustellen.“*

Zudem wurden im begründenden Teil des FEP-E (III. Ziff. 7.3, S.91) der dazugehörige Abschnitt angepasst und dabei insbesondere der zuvor bestehende Zusatz *„Eine Beschränkung der Höhe von WEA ist damit nicht verbunden.“* (s. FEP-Vorentwurf, S. 63) gestrichen. Dieser hatte am Beispiel des niederländische Hubschrauberstreckennetzes in der deutschen AWZ der Nordsee klargestellt, dass es trotz der untersten IFR-Flughöhe von derzeit circa 600 m (2.000 ft) AMSL und eines festgelegten vertikalen Mindestabstands zwischen Luftfahrzeugen und Hindernissen von circa 300 m (1.000 ft) zu keiner Höhenbeschränkung von WEA kommt.

Nachdem bereits im Vorentwurf auf die laufenden Gespräche zu den IFR-Flughöhen mit den zuständigen Stellen der Niederlande verwiesen wurde, besagt FEP-E nun konkret: *„Zur Anpassung des Hubschrauberstreckennetzes an die Entwicklungen zum Ausbau der Offshore-Windenergie in der deutschen AWZ der Nordsee hat das BMDV ein Verfahren beim zuständigen niederländischen Verkehrsministerium angestoßen“.*

Aus Sicht des BDEW erscheint eine Begrenzung der maximalen Höhe von Windturbinen nicht erforderlich. Zwar hat das BSH im Rahmen der Planfeststellung auch die Gewährung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs zu prüfen; im vorliegenden Fall sind aber keine Anhaltspunkte ersichtlich, die dafürsprechen könnten, dass WEA in der AWZ auf eine Gesamthöhe von 300 m (1.000 ft) aufgrund zwingenden Rechts begrenzt werden müssten.

Soweit ersichtlich existieren für die Flächen in der AWZ auch keine Höhenbegrenzungen nach niederländischem Recht. Zwar dürfte bei Windturbinen mit einer Gesamthöhe von mehr als 303,48 m (1.000 ft) ein Abstimmungsbedarf mit der niederländischen Flugsicherung im Rahmen des Prüfprogramms des BSH aus § 69 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 WindSeeG im Hinblick auf Mindestflughöhen auf Helikopter Routen bestehen. Dabei handelt es sich allerdings um einen bloßen **Belang, für den ohne Weiteres eine gemeinsame Lösung der Akteure gefunden werden könnte.**

Daher fordert der BDEW, die **Streichung des Satzes „Eine Beschränkung der Höhe von WEA ist damit nicht verbunden.“ rückgängig zu machen.** Zudem sollte klargestellt werden, was für ein Verfahren das BMDV beim zuständigen niederländischen Verkehrsministerium angestoßen hat, welche Anpassungen beantragt wurden und bis wann mit einer Entscheidung zu rechnen sei.

Eine mögliche Anhebung der Mindesthöhen der Hubschrauber Routen im Bereich zukünftiger OWPs in der AWZ wäre aus Sicht der OWP Vorhabensträger vorteilhaft. Insbesondere im Hinblick auf die projizierten Abmessungen (Höhen) zukünftiger WEA, wobei im Kontext der Planung leistungsstärkerer und höherer WEA grundsätzlich geringere Umwelteinwirkungen durch eine geringere Anzahl an Lokationen zu erwarten ist. Eine allgemeingültige Klärung und Festlegung der maximal zulässigen Gesamthöhe von WEA pro Fläche wäre begrüßenswert.

Zu Kap. II., 7.9 Kommunikation und Überwachung (a):

Im Vergleich zum FEP 2023 und zum Vorentwurf wurde im FEP-E 2024 Folgendes geändert:

"An geeigneten WEA oder Anlagen in sonstigen Energiegewinnungsbereichen ~~am Rand~~ innerhalb einer Fläche oder eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs sind dem Stand der Technik entsprechende zur bidirektionalen Kommunikation mit der Schifffahrt zugelassene Anlagen für Küstenfunkstellen im mobilen Seefunkdienst aufzubauen und zu betreiben."

Der BDEW begrüßt diese Änderung. Die vorherige, strikte Vorgabe, dass derartige Systeme an Randanlagen vorzusehen sind, wäre eine unnötige Festlegung, die in die Möglichkeiten der OWP-Betreiber eingreift. Angesichts heutiger und zukünftiger WEA-Höhen erscheint es als ausreichend, die entsprechenden Antennen und zugehörigen Systeme auf in der Fläche stehenden WEA zu platzieren, um mit weniger Systemen ebenfalls die geforderte Reichweite in alle Richtungen zu erzielen. Es sollte dem OWP-Entwickler überlassen bleiben, den geeigneten Standort (oder bei Bedarf mehrere Standorte) zu wählen.

Zu Kap. II., 7.9 Kommunikation und Überwachung (b):

Aufbauend auf den bisherigen BDEW-Stellungnahmen zur Fortschreibung des FEP, in denen wir bereits zu diesem Planungsgrundsatz Stellung bezogen haben, möchten wir hier abermals auf wichtige Aspekte zum Thema hinweisen.

Die Forderung nach einem Mobilfunknetz, um grundsätzlich die Sicherheit innerhalb und rundum der Offshore-Windparks zu erhöhen, ist grundsätzlich nachvollziehbar.

Jedoch besteht hinsichtlich der **räumlichen und technischen Umsetzungsmöglichkeiten** der Mobilfunktechnik **weiterhin Klärungsbedarf** zwischen den Beteiligten. Der BDEW wird das Thema daher weiter im Rahmen der geplanten AG „Drittnutzung von Konverterplattformen“ adressieren (siehe oben).

Zudem ist darauf hinzuweisen, dass der Betrieb "öffentlicher" Mobilfunknetze gesetzlich den Mobilfunkbetreibern ("Providern") vorbehalten ist, die über die entsprechenden Lizenzen der BNetzA verfügen. OWP-Betreiber hingegen bekommen in der Regel nur Frequenzen für ein betriebsinternes Mobilfunknetz, da sie eben keine Mobilfunk-Provider sind. Ihnen aufzuerlegen, als solche zu agieren, ist durch die anwendbaren gesetzlichen Regelungen nicht gedeckt. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für alle diesbezüglichen Anforderungen im FEP sind dringend zu überprüfen.

Zwar können die OWP-Betreiber im Rahmen ihrer Möglichkeiten versuchen, Mobilfunkprovider zu identifizieren, die ihrerseits ein öffentliches Mobilfunknetz offshore in der jeweiligen Fläche betreiben und zu diesem Zweck mit dem OWP-Betreiber kooperieren wollen. Es ist aber Entscheidung der Mobilfunkbetreiber, ob sie die notwendigen Investitionen tätigen wollen, hierzu kann diese kein OWP-Betreiber verpflichten. Sofern sich kein interessierter Mobilfunkbetreiber findet, wäre es Aufgabe des Staates, den Aufbau dieser Mobilfunkabdeckung zu forcieren.

Abgesehen von diesen grundsätzlichen Aspekten, bleibt im technischen Bereich zu klären, was der "unmittelbare Umkreis" einer Fläche ist, als auch welche Reichweite über die Rand-WEA sicherzustellen wäre. Des Weiteren sollte der abschließende Absatz unter 7.9 ergänzt werden für den Fall, dass die Abdeckung bereits durch vorhandene Mobilfunknetze (ausgehend von anderen OWP oder Plattformen) gegeben ist, nicht nur durch solche an Land.

Zu Kap. II., 7.10 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen:

Durch den FEP-E 2024 wurde das Unterkapitel 7.10.1 in (c) wie folgt angepasst: *„Für die fischereiliche Nutzung wird festgelegt, dass Fischereifahrzeuge in Betrieb befindliche OWP auf dem Weg zu ihren Fang-gründen durchfahren können sollen. Dazu ist nach Möglichkeit die kürzeste Strecke zu wählen. Sofern vorhanden, ist außerdem während der Durchfahrt das Automatische Identifikationssystem (AIS) durchgängig einzuschalten.“*

Die Durchfahrt von Fischereifahrzeugen durch die OWP wird von den OWP-Betreibern grundsätzlich kritisch gesehen. Sofern dies regelmäßig erlaubt werden soll, muss dem OWP-Betreiber die Festlegung einer geeigneten Route überlassen bleiben. Aus Sicht des BDEW sollte dies daher in der neu vorgeschlagenen Formulierung unbedingt klargestellt werden.

Die Strecke sollte (im Interesse der Fischer) so kurz wie möglich gehalten werden, muss jedoch zwingend die jeweils aktuellen Gegebenheiten im OWP (andere Schiffe, Hindernisse, stattfindende Arbeiten etc.) berücksichtigen, über die eben nur der OWP-Betreiber im Bilde ist.

Zudem sollte in der Begründung (7.10.1) geändert werden, dass das dauerhafte Einschalten des automatischen Identifikationssystems (AIS) bei der Durchfahrt von OWP nicht nur für Fischereifahrzeuge, die ein solches System besitzen, angeordnet wird, sondern dass es eine Grundvoraussetzung für alle Fischereifahrzeuge ist, die einen OWP durchfahren. Ohne das Einschalten eines solches Systems auf dem Fischereifahrzeug ist das Durchführen einer Seeraumbeobachtung durch den OWP-Betreiber nicht vollumfänglich möglich, da diese Seeraumbeobachtung sich maßgeblich auf AIS-Signale der Schiffe stützt.

Weiter heißt es in der Festlegung (7.10.1 c): *„Die passive Fischerei mit Reusen und Körben soll in den Sicherheitszonen gemäß § 74 des WindSeeG der OWP, möglich sein; dies gilt jedoch nicht für den Bereich, der von den äußeren Anlagen des OWP umgrenzt wird, und nicht für den unmittelbaren Nahbereich der äußeren Anlagen.“*

Auch hier besteht Klarstellungsbedarf zu der Frage, was der „unmittelbare Nahbereich“ ist. Betrieblich sind regelmäßig sogenannte „Jackup-Zonen“ mit einem Radius von 200 bis 250 m rund um jede WEA relevant. Für die Annäherung an die WEA sind je nach Schiff und erforderlicher Arbeit jedoch Bereiche bis 500 m relevant, da sich die Schiffe bei dynamischer Positionierung aus entsprechender Richtung und Entfernung ungestört annähern können müssen. Dieser Abstand wäre somit auch frei von Bojen zu halten, die die Unterwasserhindernisse markieren.

Zudem heißt es in der Begründung (Seite 91): *„Die Maße der Korridore ergeben sich aus einem Sicherheitsabstand von jeweils 800 m beidseits der Schlepplinien sowie einem zusätzlichen Sicherheitsabstand zu den Pylonen von 150 m auf beiden Seiten.“*

Hierbei sollte klargestellt werden, was mit „Pylonen“ gemeint ist. Wenn sich dies auf die WEA bezieht, dann wären auch „oder andere Anlagen oder Plattformen“ in dieser Formulierung mit abzudecken.

Zu Kap. II., 7.10.2 Rohrleitungen

Mit dem FEP-E 2024 wurde in der Begründung (Seite 92) folgendes geändert: *„Um das Risiko der Beschädigung bereits vorhandener Rohrleitungen zu reduzieren und um die Möglichkeiten der Reparatur nicht zu beeinträchtigen, sind Einwirkungen auf den Meeresboden in einem Schutzbereich von 500 m beiderseits von Rohrleitungen ~~nach Möglichkeit~~ grundsätzlich zu vermeiden.“*

Der BDEW fordert diese Änderung wieder rückgängig zu machen, da die vorherige Formulierung sachgerechter war.

Grundsätzlich wäre unter "Einwirkung auf den Meeresboden" auch die Aufbringung von Steinschüttungen für den Kolkenschutz um WEA-Fundamente zu verstehen. Die Einbringung von Pfählen als fester Bestandteil der WEA-Fundamente hingegen wäre ohnehin nur jenseits der 500m-Linie zulässig, da die Standorte ja eben diesen Mindestabstand einhalten sollen. Steinschüttungen wiederum bedeuten keinerlei Gefahr für Rohrleitungen in dann immer noch >450m Abstand. Auch beeinträchtigt eine Steinschüttung in >450m Abstand in keiner Weise die Reparaturmöglichkeiten für Rohrleitungen, die in der deutschen AWZ grob in Tiefen von maximal 60m verlegt sein können. 450m würden in diesem Falle noch die 7-fache Wassertiefe für Reparaturen verfügbar machen, was weit mehr als ausreichend ist. Die nun verschärfte Regelung schießt - auch mit der folgenden, zu eng gefassten Ausnahmeregelung - vollkommen über das Ziel hinaus.

Ziel sollte es sein, dass die OWP-Betreiber sich "gutnachbarschaftlich" mit den Pipelinebetreibern abstimmen.

Weiterhin ist Folgendes anzumerken: Sollte jedwede Regelung auch für zukünftige Rohrleitungen Anwendung finden müssen (aufgrund gleicher Platzbedarfe für Reparaturen), dann wäre dies wiederum bereits bei der Genehmigung von Anlagenstandorten entlang künftiger Rohrtrassen zu beachten. Hierzu findet sich jedoch bisher keine Regelung im FEP.

Zu Kapitel II., 7.10.5: Windenergieanlagen und sonstige Energiegewinnungsanlagen

Mit dem FEP-E 2024 wurde der Planungsgrundsatz unter (a) wie folgt angepasst: „*Zwischen WEA benachbarter Flächen oder sonstiger Energiegewinnungsbereiche ist grundsätzlich ein Abstand von mindestens dem Fünffachen Durchmesser des jeweils größeren Rotordurchmessers einzuhalten. Dies schließt WEA ein, die zugelassen sind oder sich in Planung, im Bau oder im Betrieb befinden.*“

Wir bitten diesbezüglich klarzustellen, was genau mit "zugelassenen" Anlagen gemeint ist.

Zudem ist bei dem neu hinzugefügten Absatz (d) folgendes zu beachten: Die Auslegung der zuerst errichteten WEA kann in Unkenntnis solcher, die später in der Nachbarfläche errichtet werden, diese nicht ohne Weiteres berücksichtigen. Durch den geforderten Abstand von 5D der jeweils größeren WEA (im Zweifel also: der später errichteten) wird impliziert, dass ein hinreichender Abstand gegeben ist, um eine explizite Berücksichtigung in Standsicherheitsnachweisen für die zuerst errichteten Anlagen nicht zu benötigen. Somit scheint der neu eingefügte Absatz (d) überflüssig bzw. erfordert eben nicht Leistbares. Zudem entspricht es dem allgemeinen Verwaltungsrecht, dass die zubauende Energieanlage auf die Gegebenheiten der bereits bestehenden Bauten Rücksicht nehmen muss.

Wir fordern daher, dass dieser Absatz (d) ersatzlos gestrichen wird.

Sollte dieser Absatz (in abgewandelter Form) erhalten bleiben, dann müsste er im abschließenden Satz des Abschnitts 7.10.5 ebenfalls aufgeführt werden, da er auch nur für solche WEA gelten kann, die noch nicht geplant sind. Für alle anderen gelten frühere Versionen des FEP.

Des Weiteren heißt es in der Begründung zu 7.10.5: *"Hinsichtlich zweier nebeneinanderliegender Flächen, auf welchen die Planung durch die jeweiligen Vorhabensträger im gleichen Zeitraum erfolgt, ist in gutnachbarschaftlicher Zusammenarbeit eine frühzeitige enge Abstimmung zwischen den Vorhabensträgern hinsichtlich der Anlagenstandorte und Abstände unter Berücksichtigung der Rotordurchmesser erforderlich."*

Hierbei ist zu beachten, dass dieses Abstimmungserfordernis im Falle von aneinandergrenzenden Flächen, von denen eine voruntersucht ist und die andere nicht, schwierig umzusetzen sein wird. Der Betreiber der nicht voruntersuchten Fläche, die in der Regel zwei Jahre vor der benachbarten voruntersuchten auktioniert und bezuschlagt wurde, wird in den ersten beiden Jahren bereits wesentliche Entscheidungen über seine WEA-Standorte getroffen haben, da er für diese den Baugrund frühzeitig erkunden muss. Er ist somit in seiner Planung dem später bezuschlagten Nachbarn voraus, hatte aber keine Möglichkeit, dessen Belange zu berücksichtigen, da Letzterer schlicht noch nicht feststand. Die nachlaufende Fläche wird sich also den bereits geschaffenen Fakten der vorlaufenden Fläche unterordnen müssen.

Auch heißt es in der Begründung: *"Maßgeblich für die Lage einer WEA innerhalb einer Fläche nach Abschnitt 7.10.5 (e) ist der Mittelpunkt der WEA. Bei sonstigen Energiegewinnungsanlagen sollen sich grundsätzlich alle Anlagenteile vollständig innerhalb des sonstigen Energiegewinnungsbereichs befinden."*

Sofern ein sonstiger Energiegewinnungsbereich ebenfalls mit WEA zur primären Energieumwandlung bebaut wird, ist nicht erkennbar, warum in diesem Fall *"alle Anlagenteile"*, also der gesamte Rotordurchmesser, in der Fläche geplant werden muss, wenn dies gleichzeitig für WEA in "Flächen" nicht gilt. Sofern tatsächlich andere Anlagen als WEA eingesetzt werden, mag die Regelung sinnvoll und notwendig sein, für WEA ist der Sinn nicht erkennbar. Dies sollte dementsprechend angepasst werden.

Zu Kap. II., 7.13.4 Kreuzungen (c):

Die Änderung des Wortlauts ist nicht nachvollziehbar. Die Festlegung, Kreuzungen ohne Bauwerke auszuführen, kann nur dann erfüllt werden, wenn beide Kabel noch nicht errichtet sind. Im FEP (2024) sind diverse Kabel „festgelegt“, die bereits errichtet sind, oder es im Sinne früherer FEP-Versionen noch werden. Diese Kabel können nicht (jedenfalls nicht alle) hinreichend tief verlegt werden - zumal die genauen Kreuzungsbereiche ggf. gar nicht feststehen.

2.8 Übergangsregelung

Im Vergleich zum Vorentwurf, wurde in den FEP-E 2024 ein neues Kapitel V. zu „Übergangsregelungen“ aufgenommen, welches grundsätzlich folgendes regelt:

„Für Zulassungsverfahren für Windenergieanlagen auf See gilt der FEP in der aktuellen Fassung, die zum Zeitpunkt der Zuschlagserteilung für die Fläche zuletzt bekanntgemacht war. Für Zulassungsverfahren für Offshore-Anbindungsleitungen ist der FEP in der aktuellen Fassung anzuwenden, die im Zeitpunkt der Antragstellung nach § 66 WindSeeG bekanntgemacht ist.

Abweichend davon ist in folgenden Fällen der jeweils bekanntgemachte FEP in der aktuellen Fassung anzuwenden:

(a) für Planungsgrundsätze des jeweils bekanntgemachten FEP in der aktuellen Fassung mit Bezug auf den Stand der Wissenschaft und Technik,

(b) für Planungsgrundsätze des jeweils bekanntgemachten FEP in der aktuellen Fassung, die der Umsetzung der Nummern 1 bis 5 des § 5 Abs. 3 S. 2 WindSeeG dienen sowie

(c) für Verfahren bei wesentlichen Änderungen, sowie der Beseitigung von bereits zugelassenen Offshore-Bauwerken und deren Nebeneinrichtungen.“

Der **BDEW begrüßt grundsätzlich die Einführung der Übergangsregelungen nach Kap. V, Satz 1 und 2.** Diese führen zu mehr Investitions- und Rechtssicherheit für den Vorhabenträger, weil somit bereits zum Zeitpunkt des Zuschlages Gewissheit über einen Großteil der für die Antragstellung einzuhaltenden Planungsgrundsätze besteht.

Gleichzeitig wird dieser Grundsatz durch die (Rück-)Ausnahmen nach Satz 3 a) bis c) wieder großzügig aufgeweicht. Es scheint hier eine Regelung aufgenommen worden zu sein, wonach bestimmte Regelungen des FEP stets in der aktuellen Fassung Anwendung finden sollen, also auch auf bereits abgeschlossene Verfahren, nach Zuschlagserteilung bzw. Genehmigung. Strenggenommen handelt es sich dabei nicht um eine „Übergangsregelung“, die zudem hinsichtlich ihrer Unbestimmtheit und Unklarheit rechtliche Bedenken aufwirft. Es wäre mit einem Beschluss des FEPs in dieser Fassung nicht hinreichend klar, welche Bestimmungen künftig gelten sollen und welche konkrete Rechtswirkung sie entfalten. Eine solche Regelungen lässt überdies berechtigter Zweifel offen, ob sie mit dem verfassungsrechtlich verankerten Vertrauensschutz vereinbar ist.

Die angedachten Regelungen in a) bis c) können weitreichende, unabsehbare Folgen für genehmigte OWPs und ONAS haben, insbesondere wenn die Regelungen des FEP denen der Genehmigung widersprechen bzw. über diese hinausgehen. So zum Beispiel wäre nach Absatz c) basierend auf den Vorgaben des FEP-E 2024 für den Rückbau von OWPs eine komplette Entfernung der Fundamente notwendig, wengleich durch die Genehmigungen mancher OWP „nur“ ein Abtrennen unterhalb des Meeresbodens festgelegt wurde.

Der BDEW bittet daher, von den Regelungen des Satz 3 a) bis c) in Abschnitt V entweder gänzlich abzusehen oder diese zwingend klarer und bestimmter zu formulieren sowie deren Relevanz, Inhalt und Wirkungsweise umfassend zu erläutern.

In letzterem Fall wäre im Rahmen der **notwendigen Klarstellung** unbedingt zu präzisieren, ob sich die Übergangsregelung einschließlich der Buchstaben a) bis c) ausschließlich auf die konkrete Zulassungsentscheidung bezieht oder aber, ob sich insb. die Buchstaben a) bis c) auch auf behördliche Entscheidungen außerhalb des konkreten Zulassungsverfahrens beziehen. Zudem besteht aus unserer Sicht zwischen Satz 1-2 und Satz 3 ein systematischer Bruch, weshalb klarer herausgestellt werden sollte, für welche Anwendungsbereiche der Satz 3 der Übergangsregelung gelten soll.

Sollten die Regelungen nach Satz 3 a) bis c) bestehen bleiben, dann wäre aus Sicht des BDEW folgendes zu beachten:

- › Es wäre zu präzisieren, dass Buchstabe a) ausschließlich solche Planungsgrundsätze meint, die sich in ihrem Wortlaut ausdrücklich auf den „Stand der Wissenschaft und Technik“ beziehen.
- › Es müsste klargestellt werden, für welchen Anwendungsbereich die Regelungen nach a) bis c) gelten (nur für die konkrete Zulassungsentscheidung oder für „alle Ewigkeit“ über die Laufzeit der Anlagen).
- › Zudem wäre eine ggf. notwendige Harmonisierung mit der jeweils maßgebenden Windenergie-auf-See-Verordnung wichtig. Es muss ein Gleichlauf zwischen der für das konkrete Zulassungsverfahren geltenden FEP-Fassung (Zeitpunkt des Zuschlages maßgebend) und der für die jeweilige Fläche maßgebenden WindSeeV bestehen. Anderenfalls würde die im FEP-Entwurf vorgesehene Übergangsregelung mehr Unsicherheit schaffen als Nutzen, zumal die WindSeeV – im Gegensatz zum FEP – unmittelbare Bindungswirkung ggü. den Vorhabenträgern entfalten.
- › Auch sollte in Satz 3 angepasst werden, dass die Rückausnahmen wiederum nur grundsätzlich anzuwenden sind; Vorschlag: „Abweichend davon ist in folgenden Fällen grundsätzlich der jeweils bekanntgemachte FEP in der aktuellen Fassung anzuwenden.“ Diese Anpassung ließe zu, dass im begründeten Einzelfall aus Vertrauensschutzgründen von den neuen Regeln abgewichen werden könnte.

2.9 Anhang

Zu Anhang 4.1 Entwurf Infrastrukturgebietepan für die AWZ

Der BDEW begrüßt die **Festlegung aller zwölf in diesem FEP-E neu festgelegten ONAS als Infrastrukturgebiete** nach § 12j EnWG-E (siehe Infrastrukturgebietepan in Kapitel 4 des Anhangs). In der zuvor genannten Stellungnahme zum Gesetzentwurf zur Umsetzung der RED III in den Bereichen Wind auf See und Stromnetze hatte der BDEW die Festlegung von Infrastrukturgebieten bereits im FEP gefordert, da sich sonst die Intention des neuen § 5 Abs. 2c Satz 1 WindSeeG-E nicht erschließe, wonach bereits Minderungsmaßnahmen für Infrastrukturgebiete im FEP festzulegen sind.

Zu Anhang 5. Minderungsmaßnahmen und Regeln für Minderungsmaßnahmen

Im FEP-E 2024 werden zudem erstmals Minderungsmaßnahmen für die Beschleunigungsflächen nach § 8a WindSeeG oder § 5 Abs. 2b WindSeeG-E sowie Infrastrukturgebiete nach § 12j EnWG-E festgelegt (siehe Kapitel 5 des Anhangs). Potenzielle neuartige Minderungsmaßnahmen für Pilotprojekte nach § 5 Abs. 2c S. 2 WindSeeG-E wurden aber noch nicht festlegt.

Wie bereits in vorherigen Stellungnahmen betont, ist nach Ansicht des BDEW eine **Klarstellung zur Kostentragung** notwendig, wenn nach § 5 Abs. 2c Satz 2 WindSeeG-E eine vom BSH angeordnete neuartige Minderungsmaßnahme für ein Pilotprojekt sich als nicht wirksam herausstellt und ggf. weitere Maßnahmen angeordnet werden müssen.

Außerdem weist der BDEW darauf hin, dass die Implementierung dieser neuartigen Minderungsmaßnahmen für den Vorhabenträger sowohl hinsichtlich der finanziellen Belastung als auch der Beeinträchtigung der Bauabläufe und der rechtzeitigen Planbarkeit zumutbar sein muss.

Zu Anhang 5.2 Minderungsmaßnahmen und Regeln für Minderungsmaßnahmen für Beschleunigungsflächen

Im FEP-E 2024 heißt es: *“Soweit im Rahmen der Beschreibung der Planungsgrundsätze auf weitere Umweltprüfungen Bezug genommen wird, ist davon auszugehen, dass diese für die Beschleunigungsflächen entfallen können.”*

Der BDEW bittet bezüglich dieser Formulierung um Klarstellung, wann bzw. woran es sich entscheidet, ob die weiteren Umweltprüfungen für Beschleunigungsflächen entfallen können.

3 Fragen für die Konsultation

3.1 Überschneidung von Flächen mit dem Vorbehaltsgebiet Fischerei Kaisergranat FiN1

F1. Inwiefern kann nach heutiger Kenntnis eine Fischerei auf Kaisergranat *Nephrops norvegicus* mit passiven Fanggeräten innerhalb der Überlagerungsbereiche umgesetzt werden? Bitte berücksichtigen Sie bei Ihren Antworten auf die Fragen auch die in Entwicklung oder Erprobung befindlichen passiven Fangmethoden für Kaisergranat (beispielsweise Körbe oder Reusen).

Grundsätzlich ist eine Überlagerung des Vorbehaltsgebietes Fischerei Kaisergranat und den OWP-Gebieten denkbar unter der Voraussetzung, dass ausschließlich passive Fischereimethoden eingesetzt werden.

Ob die Mehrfachnutzung in den Überlagerungsbereichen ermöglicht werden kann, muss allerdings im weiteren Verlauf der Entwicklung der Flächen individuell hinsichtlich des Sicherheitsrisikos an den Turbinen und der Kabel, des möglich erhöhten Kollisionsrisikos durch den vermehrten Betriebsverkehr sowie der Sicherstellung der Seetauglichkeit der Fischereifahrzeuge geprüft werden.

Auch wenn keine (grundberührende) Schleppnetzfisherei betrieben wird, bleibt immer noch ein erhöhtes Risiko, was Kollisionen angeht. Fischereifahrzeuge weisen häufig eine schlechte Manövrierfähigkeit auf und könnten den Innerpark-Betrieb stören. Es ist zudem bis heute ungeklärt, wer im Falle eines Schadens dafür aufkommt - i.d.R. sind die Fischer nicht der Art versichert, als dass sie für einen Schaden aufkommen könnten.

Aus Umweltsicht würde außerdem der positive Effekt verloren gehen, dass sich in der nicht befischten Zone des OWP die Fischbestände erholen könnten. Da dies als Kompensationsmaßnahme angesehen wird, wäre im Falle von Fischerei im OWP diese Kompensation anderweitig zu kompensieren.

F2. Welche Anforderungen muss ein Windpark erfüllen, damit eine passive Fischerei auf Kaisergranat in dem Überlagerungsbereich umgesetzt werden könnte?

Wenngleich diese Frage aus anderem Blickwinkel formuliert wurde, wollen wir hiermit auch auf wichtige Anforderungen aus Sicht der OWP-Betreiber hinweisen, die von der Fischerei aus erfüllt werden müssten, damit eine passive Fischerei im Überlagerungsbereich umgesetzt werden könnte. Dies sind zum einen, dass ein „Sicherheitsabstand“ zu den Turbinen eingehalten wird (bzgl. Wartungsbetrieb, Platz für Jack-Ups bei Hauptkomponententausch, Kollisionsrisiko) und zum anderen, dass weitere Vereinbarungen hierfür getroffen werden, wie z.B. Haftung in Schadensfällen, ausreichende Ausstattung und Kennzeichnung der Schiffe, Koordination jeglicher Aktivitäten mit MHCC/Seeraumbeobachtung.

Aus Sicht der OWP-Entwickler und ÜNB ist es zudem zwingend erforderlich, dass das OWP- und ONAS-Layout unabhängig von möglichen Interessen anderer Stakeholder erstellt werden kann. Die Positionen der WEA sollten frei und entsprechend den vorherrschenden Windverhältnissen gewählt werden können, damit die Realisierbarkeit der OWP sichergestellt werden kann. Aufbauend darauf sollte im Zusammenspiel der betroffenen Akteure eine sinnvolle, gemeinsame Lösung erarbeitet werden, um die Mehrfachnutzung der Flächen unter Berücksichtigung des 1 Abs. 3 WindSeeG ermöglichen zu können.

F3. Erste Forschungsergebnisse aus anderen Meeresgebieten deuten darauf hin, dass passive Fanggeräte unter Umständen die Wirtschaftlichkeit der Fischerei auf Kaisergranat erhöhen können (siehe etwa Leocádio, Whitmarsh, & Castro, 2012). Gibt es hierzu im Bereich der Nordsee aus Ihrer Sicht Erfahrungen?

Dem BDEW sind bisher keine diesbezüglichen Erfahrungen im Bereich der Nordsee bekannt.

3.2 Standort von Konverterplattformen in Flächen

F4. Die am Rand der Flächen festgelegten Konverterplattformen NOR-9-4, NOR-9-5 und NOR-14-3 wurden ausgehend vom Rand der Fläche um ca. 500 m in die Fläche eingerückt. Grundlage dieser Festlegung ist ein entsprechender Vorschlag der ÜNB in ihrer Stellungnahme zum Vorentwurf, nach dem bei einem entsprechenden Einrücken die Hinführung der parkinternen Seekabelsysteme zur Konverterplattform durch die größere zur Verfügung stehende Fläche erleichtert werde. Ist das Einrücken der Konverterplattformen in dem dargestellten Umfang aus Ihrer Sicht sinnvoll?

Aus derzeitiger Sicht der OWP-Betreiber wäre das beschriebene Einrücken der Konverterplattformen um 500 m in die Fläche für diesen Zwecke sehr knapp bemessen, um die parkinternen Seekabelsysteme sicher und unter Einhaltung der Mindestabstände zur Konverterplattform zu legen. Hierfür wären mindestens 1000 m vorzusehen, um Installationsrisiken zu minimieren, Reparaturen sicher zu ermöglichen und mehr Flexibilität bzgl. der Kabelverlegung zur Verfügung zu stellen. Wichtig ist hierbei vor allem auch, dass die J-Tubes so ausgerichtet sind, dass die Innerparkverkabelung ohne Umwege und unter Berücksichtigung eines ausreichenden Abstands zu anderen Kabeln, etc. in die Plattform eingezogen werden können.

Die OWP-Betreiber weisen allerdings darauf hin, dass viele Argumente für eine Positionierung der Konverterplattformen entweder in der Mitte der Fläche (bzw. im Flächenschwerpunkt) oder gänzlich am Rand der Flächen und gegen eine die hier vorgeschlagene leicht eingerückte Positionierung sprechen.

Die Kernargumente für einen randnahen Standort sind (a) die erforderliche Länge von Helikopteranflugkorridoren sowie deren Lage in der jeweiligen und ggf. angrenzenden OWP-Fläche und (b) die erforderliche Mehrlängen für DC-Anbindung und ggf. Verbindungen der

Konverter untereinander. Hinsichtlich der zu erwartenden Energieerträge ist die Positionierung als neutral zu bewerten.

Stünde die Plattform explizit am Rand, und würde das Helikopterlandedeck (HSLD) von der Parkfläche wegzeigend an der Plattform angeordnet, wäre eine Einrichtung von Helikopterkorridorhälften „mit Knick“ möglich, sodass sie auf der Schifffahrtsstraße liegen und somit die Überschneidung mit der OWP-Fläche nahezu eliminiert wäre. Stünde die Plattform nun aber in der Fläche, und seien es nur 500 m, ist nicht mehr erkennbar, wie die Überschneidung mit der Parkfläche verhindert sein soll.

Wenn aber ohnehin eine Berücksichtigung bei der WEA-Standortwahl erfolgen muss, dann kann dies auch für einen optimalen Standort in der Fläche erfolgen, der dann Vorteile für die IAG-Kabelführung ermöglicht. Die räumliche Problematik rund um die Plattform ist aus Betreibersicht das maßgebliche Thema. In der Mitte der OWP-Fläche lässt sich hier mit der größten Flexibilität eine Lösung finden. Dies ist am Rand, oder auch bei nur geringer Einrückung, sehr viel schwieriger.

Aus OWP-Betreibersicht scheint ein Standort entweder in der Mitte der Fläche oder gänzlich am Rand mit entsprechend verbindlicher Anordnung des HSLD „seeseitig“ angeraten. Die Variante mit einer Einrückung um 500 bis 750 m hingegen hat keinen erkennbaren Vorteil.

Hinsichtlich der Problematik der Helikopter-Korridorführung weisen die OWP-Betreiber darauf hin, dass die Nutzung der Korridore in der Praxis so gut wie nie erfolgt. Wir regen eine abermalige Überprüfung der Sinnhaftigkeit der entsprechenden SOLF-Vorgaben an, um praxisgerechte Lösungen zu ermöglichen. Hierzu zählt insbesondere, dass eine Kombination der Korridore zweier benachbarter Plattformen, auch solcher in benachbarten Flächen, ermöglicht werden sollte, um die verfügbaren Flächen sinnvoll für WEA zu nutzen, statt unnötig Platz und Ertrag durch nahezu irrelevante Korridore zu verschwenden.

Des Weiteren heißt es in der Begründung des FEP-E 2024: *"Die Standorte am Rand der jeweiligen Fläche erlauben eine höhere Flexibilität beim späteren WEA-Layout, was in diesen Fällen aufgrund der vergleichsweise hohen Leistungsdichte der Flächen N-9.4 und N-9.5 vorteilhaft ist."*

Hier sei abermals darauf hingewiesen, dass mit Rotordurchmessern von ≥ 250 m zu rechnen ist. Gleichzeitig werden WEA i.d.R. in Hauptwindrichtung - hier Südwest - mit einem Abstand von wenigstens 4D oder eben 1000 m hintereinander platziert. Somit würde sich der Platz für einen Export-Korridor durch die Parkfläche praktisch automatisch ergeben. Es sollte lediglich festgestellt werden, dass sich Betreiber und ÜNB auf eine "möglichst geradlinige" Trassenführung im Zuge einer gemeinsamen Abstimmung verständigen sollten.

Würde man die **Konverterplattformen für beide Flächen (N-9.4 und N-9.5) in die jeweiligen Flächenschwerpunkte/Mitten** legen und die Netzanbindungsleitungen auf diagonalen Weg (wie bei N-16.1 bis N-16.3 sowie N-12.4 und N-12.5) aus der östlichen Ecke der Flächen

verlaufen lassen, so würden beide **Netzanbindungsleitungen um jeweils rund 12 km kürzer ausfallen können (vgl. Abbildung 1)**. Für die Fläche N-9.4 müsste dafür lediglich deren Südoststrand um 100 m bzw. für den letzten Teil um 300 m eingerückt werden, um die Parallelführung von 2 bzw. 3 Leitungen (N-9.2/4/5) zu ermöglichen.

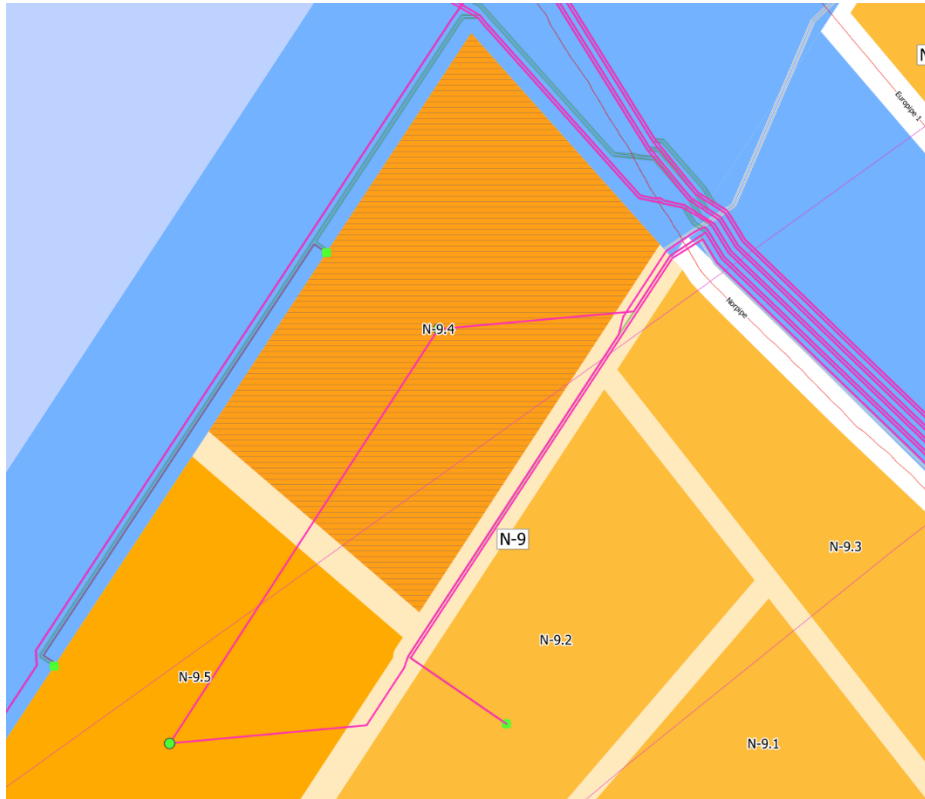


Abbildung 1: Vorschlag der mittigen Konverterstandorte mit optimierten Kabeltrassen (Quelle: TenneT)

Der um 300 m verbreiterte Korridor würde wiederum nicht relevant ins Gewicht fallen, weil die WEA in Fläche N-9.4 ohnehin mit einem Abstand von 5D bzw. 1250 m (Annahme: Rotordurchmesser ≥ 250 m) von denen in N-9.2/3 errichtet werden müssen. Ein 1000 m breiter Abstandskorridor reicht somit ohnehin nicht aus, der tatsächlich erforderliche Abstand räumt genug Platz für die drei Kabelsysteme ein.

Zudem könnte der durch die oben vorgeschlagenen Kabelkorridore verlorene Raum am nordöstlichen Rand der Fläche N-9.4 in den Raum der bisherigen Trasse von NOR-9-4 und NOR-9-5 erweitert werden und so den Verlust durch den neuen Kabelkorridor mehr als kompensieren.

Wichtig ist, dass die **Verbindung der Anlagen untereinander auf möglichst direktem Weg zwischen den Plattformen** verlaufen kann. Dies sollte in Rahmen **anschließender projektspezifischer Abstimmungen zwischen dem ÜNB und OWP-Entwickler zur optimalen Routenführung** sichergestellt werden.

Sowohl die ÜNB als auch die OWP-Betreiber begrüßen diesen Vorschlag, da auf diesem Weg signifikante Ersparnisse der HGÜ-Kabel realisiert werden könnten, ohne die Flächengröße einzuschränken.

3.3 Mögliche Trassenverläufe zur Anbindung von SEN-1

F9. Gibt es aus Ihrer Sicht grundlegende Einwände gegen den beschriebenen Trassenverlauf? Wäre in dem Fall die Alternative, die Trasse vom Vorbehaltsgebiet Verteidigung östlich von Gebiet N-3 zum Grenzkorridor N-III zu führen, vorteilhafter? Bitte begründen Sie dies.

Aus Sicht des BDEW kommen die hier beschriebenen möglichen Trassenverläufe für die Anbindung von SEN-1 überraschend, da der FEP 2023 hierzu noch folgende, teilweise gegensätzliche Aussagen traf:

„Die Festlegung einer Rohrleitungstrasse zur Anbindung von SEN-1 erfolgt im Rahmen des FEP nicht. Sofern der erfolgreiche Bieter von SEN-1 die Abführung der erzeugten Energie mit einer Rohrleitung anstrebt, ist diese möglichst innerhalb der im ROP 2021 festgelegten Vorbehaltsgebiete für Leitungen zu führen. [...] Eine Führung der Leitung zur Anbindung von SEN-1 über die im FEP festgelegten Grenzkorridore am Übergang zum Küstenmeer N-I bis N-V ist nicht zulässig.“

Zudem findet sich auch im FEP-E 2024 im begründenden Teil unter III Ziff. 3.1 noch folgende, widersprüchliche Aussage: *„Die Grenzkorridore sind explizit für Stromleitungen vorgesehen. Für Rohrleitungen sind hier keine Kapazitäten vorgesehen, sodass diese außerhalb der festgelegten Grenzkorridore zu führen sind.“*

Daher bittet der BDEW um Klarstellung, wie und warum es zu dieser maßgeblichen Änderung im Vorgehen kam und wie genau das weitere Vorgehen diesbezüglich nun geplant ist.

Zudem sind die im FEP-E 2024 beschriebenen Trassenverläufe aus Sicht des BDEW nicht kohärent mit den bisherigen Planungen des Wasserstoffkernnetzes 2032. Im „Gemeinsamen Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz“ der FNB Gas wurde für die Anbindung der Offshore-Wasserstoffproduktion in der AWZ und den Import von Wasserstoff aus den Anrainerstaaten der Nordsee AquaDuctus (wegen seines IPCEI- und PCI-Status) als einzige Offshore-Leitung mit Verlauf vom Offshore-Gebiet SEN-1 bis zur deutschen Küste bei Wilhelmshaven berücksichtigt. Dieser geplante Verlauf von AquaDuctus stimmt nicht mit den hier dargestellten möglichen Trassenverläufen überein.

Bei der Planung der Vorhaben des Wasserstoff-Kernnetzes waren die regulatorischen Vorgaben des § 28q EnWG zu beachten. Dabei nimmt auch die in der konkreten Benennung von Anfangs- und Endpunkten von trassenförmigen Infrastrukturvorhaben dargestellte Netzverknüpfung an der gesetzlichen Bedarfsfeststellung teil und grenzt den Suchraum für die Linienführung ein. Die gesetzliche Bedarfsfeststellung ist für die Zulassung des Vorhabens verbindlich.

Der BDEW fordert daher, dass im Rahmen des FEP 2024 eine Umsetzung des Vorhabens innerhalb der im Wasserstoffkernnetz vorgegebenen Planungsparameter für Anfangs- und Endpunkte ermöglicht werden muss.

Des Weiteren weist der BDEW darauf hin, dass der **Grenzkorridor N-III bereits in seiner jetzigen Dimensionierung nicht für alle zur Erreichung des 70 GW-Ziels erforderlichen Anbindungsleitungen ausreichend ist**, was die Entwicklung der Anbindungsrohrleitung für SEN-1 nach der „Variante in Richtung Grenzkorridor N-III“, ebenso wie die Erreichung der Ziele aus dem WindSeeG deutlich erschweren könnte. Gelöst werden könnte dies z.B. durch eine Erweiterung von N-III oder die Eröffnung eines neuen Grenzkorridors östlich von N III.

Auch würde es bei der „Variante in Richtung Grenzkorridor N-III“ zu mehrfachen Kreuzungen mit bestehenden Seekabeln und Erdgas-Rohrleitungen kommen, was das Vorhaben komplexer und teurer machen würde.

Ansonsten sollte bei der Route zum Grenzkorridor N-III beachtet werden, dass diese zwei Vorbehaltsgebiete Verteidigung berühren würde. Hier sollte lediglich sichergestellt sein, dass es zu keinerlei Überlappungen kommt, was sowohl die Genehmigung als auch den Bau und Betrieb der Pipeline verkomplizieren würde.