In der Senatssitzung am 15. Juli 2025 beschlossene Fassung

Die Senatorin für Wirtschaft, Häfen und Transformation

14.07.2025

Vorlage für die Sitzung des Senats am 15. Juli 2025

„EnergyPort Bremerhaven – Fortführung der Planung auf Grundlage der ES Bau“

A. Problem

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bei der Energieversorgung möglichst unabhängig zu werden und im Kampf gegen den Klimawandel auf regenerative Energie zu setzen. Beides ist ohne leistungsfähige Häfen mit entsprechenden Nutzungen aber nicht zu erreichen.
Im südlichen Fischereihafen in Bremerhaven stehen umfangreiche Entwicklungsflächen zur Verfügung, die aufgrund der Größe von über 250 Hektar, der baulichen Nutzungsmöglichkeiten als Industrie- und Gewerbeflächen sowie der verkehrlichen see- und landseitigen Anbindung für verschiedenste Projekte im Rahmen der nachhaltigen Transformation genutzt werden können und sich grundsätzlich für die Ansiedlung unterschiedlicher Nutzungsformen im Sinne der Energiewende eignen.
Der Fischereihafen birgt insofern großes Potenzial, mit einem EnergyPort wesentlich zum Gelingen der Energiewende und damit auch zur künftigen Versorgungssicherheit in Deutschland beizutragen, was das Projekt „EnergyPort“ zu einem Projekt von nationaler Bedeutung macht. Zugleich sieht der Senat in der Bereitstellung von Hafeninfrastruktur und Flächen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien erhebliche Potenziale, um Wertschöpfung und Beschäftigung am Standort Bremerhaven zu generieren.
Ausgehend von der enormen wirtschafts-, struktur-, energie-, und hafenpolitischen Bedeutung des südlichen Fischereihafens hat der Senat der Freien Hansestadt Bremen in seiner Sitzung am 28. März 2023 unter dem Titel „*Weitere Entwicklung des südlichen Fischereihafens in Bremerhaven zu einem EnergyPort - Hier: Bereitstellung von Planungsmitteln“* beschlossen, konkrete Vorplanungen für einen EnergyPort im südlichen Fischereihafen und weserseitig im Blexer Bogen aufzunehmen.

Der EnergyPort kann mit einem marktgerechten Portfolio, zu dem auch die Mitnutzung bereits vorhandener Hafenanlagen wie im südlichen Bereich des Containerterminals gehört, einen wesentlichen Beitrag für die Energiewende leisten und gleichzeitig enorme Wertschöpfungspotentiale für den Standort erschließen. Dazu gehören

a) Aufbau einer Hafeninfrastruktur für die Produktion und den Umschlag von Offshore-Windenenergieanlagen (WEA) bzw. Komponenten durch Anbindung der vorhandenen Gewerbeflächen im Bereich des südlichen Fischereihafens ans seeschifftiefe Wasser.
b) Aufbau einer Infrastruktur für die Herstellung, Speicherung und Durchleitung emissionsfreier Energieträger wie Wasserstoff, dessen Derivate, Methanol u. ä. durch Umnutzung bereits vorhandener Hafeninfrastruktur z.B. im südlichen Teil der Columbusinsel oder auch im südlichen Fischereihafen.
c) Recycling Hub für Rückbau und Repowering von Windkraftanlagen

Grundlage für die Konkretisierung des Projektes „EnergyPort“ war eine im Vorwege erarbeitete „*Potenzialstudie Südlicher Fischereihafen*“ mit Erkenntnissen zu Ansiedlungspotenzialen und der konkreten Empfehlung zur Bereitstellung von Hafeninfrastruktur und Flächen zum Ausbau der

Erneuerbaren Energien im südlichen Fischereihafen. Das Projekt birgt, nach der Studie, erhebliche Potenziale, um Wertschöpfung und Beschäftigung am Standort Bremerhaven zu generieren. In Verbindung damit hat sich der Senat dafür ausgesprochen, um die Anerkennung der nationalen Bedeutung dieser Vorhaben beim Bund zu werben. Der Einsatz für eine Verbesserung der gesetzlichen Vorgaben für die Zulassung von Infrastruktur für die Herstellung Erneuerbarer Energien und für die Beschleunigung der Genehmigungsprozesse war hierfür unabdingbar. Mit der Bereitstellung entsprechender Planungsmittel bat der Senat sodann das für die Häfen zuständige Ressort um die Erstellung einer Entscheidungsvorlage Bau (ES-Bau).

In den darauffolgenden Befassungen des Ausschusses für die Angelegenheiten der Häfen im Land Bremen sowie des Ausschusses der stadtbremischen Häfen wurden diese Beschlüsse am 14. April 2023 und anschließend im Haushalts- und Finanzausschuss bestätigt.

Zur Umsetzung dieser Beschlüsse wurden sodann die erforderlichen Beauftragungen vorgenommen, und es wurden entsprechende Arbeits- und Abstimmungsstrukturen in Form einer „Projekt AG“ eingerichtet, an denen jeweils Vertreterinnen und Vertreter des Hafenressorts, der Senatskanzlei der bremenports, der BIS und der Fischereihafen Betriebsgesellschaft (FBG) beteiligt waren.

Zusätzlich dazu hat der Senat mit Beschluss vom 11. April 2024 die Einsetzung einer entsprechenden Staatsräte-Lenkungsgruppe beschlossen. Der Staatsrätelenkungsgruppe gehören die folgenden Ressorts an:

- Die Senatorin für Wirtschaft, Häfen und Transformation.
- Die Senatskanzlei.
- Die Senatorin für Umwelt, Klima und Wissenschaft.
- Die Senatorin für Arbeit, Soziales, Jugend und Integration.
- Der Senator für Finanzen sowie der
- Magistrat Bremerhaven.
- Als Gäste sind die Geschäftsführer von bremenports und der BIS regelmäßig dabei.

Die laufenden fachlichen Planungen waren zugleich auch beständig Gegenstand politischer Beratungen und Erörterungen und sie wurden vom zuständigen Ausschuss für die Angelegenheiten der Häfen im Land Bremen (Hafenausschuss) intensiv begleitet. Ein maßgeblicher Zwischenschritt bestand hier in der öffentlichen Vorstellung der „*Bedarfs- und Nutzeranalyse für den südlichen Fischereihafen zur Konzeption eines EnergyPorts*“, die vom Beratungsinstitut Hanseatic Transport Consultancy (HTC) gemeinsam mit der Sellhorn Ingenieurgesellschaft erarbeitet worden ist. In seiner Sitzung am 25. September 2024 hat sich der Ausschuss für die Angelegenheiten der Häfen im Lande Bremen umfassend mit diesen Planungen befasst (VL 21/3021). Hier wurde auch die erarbeitete Vorzugsvariante vorgestellt, die den Ausbau einer Kaje im Fischereihafen sowie einen Zugang von der Weserseite im Blexer Bogen vorsieht.

Eine weitere politische Befassung erfolgte am 21. Januar 2025, bei der sich die Bremische Bürgerschaft zum Dringlichkeitsantrag der Fraktionen BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, der SPD, Die Linke und der CDU zur Vorlage „*Energiewende mit Bremerhaven: EnergyPort Wirklichkeit werden lassen!*“ einstimmig zur Realisierung des EnergyPorts in Bremerhaven bekannt hat (Drucksache 21/969, Neufassung der Drs. 21/275 und 21/715).

Gemäß dem Senatsbeschluss vom 28. März 2023 soll auf Grundlage der ES Bau in den Gremien über die konkrete Fortführung des Projektes entschieden werden. Diese ES Bau liegt nun in Form der gutachterlichen Analysen und der ingenieurfachlichen Planungen bis zur Leistungsphase 2 der HOAI vor, so dass mit der hier eingebrachten Vorlage die Planungen dargestellt werden und ein Ausblick auf die weitere Perspektive zur Realisierung eines EnergyPorts in Bremerhaven gegeben wird.

B. Lösung

Wesentliche Grundlagen der nun vorliegenden ES Bau, die hiermit als Anlagen veröffentlicht werden, sind die Folgenden:

- „*Bedarfs- und Nutzeranalyse für den südlichen Fischereihafen zur Konzeption eines EnergyPorts*“ erstellt durch HTC und Sellhorn Ingenieurgesellschaft – Anlage 1.
- „*Logistische Anforderungen Energy-Port Bremerhaven*“ Optimierte Layoutplanung erstellt durch Tractebel DOC Offshore GmbH (DOC) – Anlage 2.
- „*EnergyPort Bremerhaven - Öffentlich-rechtliche Machbarkeitsstudie*“ erstellt durch die Kanzlei BBG und Partner – Anlage 3.
- „Gutachterlichen Einschätzungen zu den Kompensationsbedarfen und Kompensationsmöglichkeiten für das Projekt „EnergyPorts“ (Vorzugsvariante)“ – Anlage 4 und 4a

Die „*Bedarfs- und Nutzeranalyse für den südlichen Fischereihafen zur Konzeption eines EnergyPorts*“ dokumentiert auf Basis intensiver Gespräche mit relevanten Akteuren die Wertschöpfungspotentiale durch die Errichtung eines EnergyPorts und analysiert zugleich die Ansiedlungswahrscheinlichkeiten in den verschiedenen Nutzungsbereichen. Zudem nimmt diese Untersuchung eine Abschätzung des zeitlichen Verlaufs der Angebots- und Nachfrageentwicklung zueinander vor und beschreibt detailliert die Flächenbedarfe und Anforderungen an die jeweiligen Nutzungsoptionen. Für die einzelnen Nutzungsbereiche bestehen unterschiedliche Anforderungen an die wasserseitige Anbindung. Daher wurden verschiedene Szenarien entwickelt und eine Vorzugsvariante ausgearbeitet. Das erarbeitete Layout des EnergyPorts sieht einen weserseitigen Zugang in Form eines weserseitigen Terminals sowie eine Kaje im südlichen Binnenbereich des Fischereihafens vor.

Eine wesentliche Anforderung an das Projekt des EnergyPorts bestand und besteht darin, den Eingriff in das unter Naturschutz stehende Watt-Areal am Blexer Bogen für den weserseitigen Terminal des EnergyPorts und die dementsprechend benötigten Kompensationsflächen soweit es geht zu minimieren. Dazu wurde die Tractebel DOC Offshore GmbH (DOC) mit der Überprüfung einer durch bremenports erarbeiteten optimierten Layout-Planung beauftragt. Die konkrete Zielstellung dieser Untersuchung unter der Bezeichnung „*Logistische Anforderungen Energy-Port Bremerhaven*“ bestand darin, einerseits die Flächen des weserseitigen Terminals und mithin den erforderlichen Eingriff in das Weserästuar möglichst stark zu minimieren, und andererseits die logistische Abwicklung zweier parallellaufender Windparkprojekte im Rahmen von Produktion und Installation zu ermöglichen. Es war also das Ziel, den Eingriff so klein wie möglich und nur so groß wie nötig zu gestalten.

Über dieses Ziel und seine Konkretisierung in die Planungen mit einer Reduzierung der Fläche um 50 % wurden die Verbände BUND und NABU im Rahmen der bilateralen Gespräche mit der Senatorin für Wirtschaft, Häfen und Transformation informiert. Durch die Verkleinerung der Fläche des weserseitigen Ausbaus und eine zusätzliche Verschiebung der Zufahrt nach Norden konnte eine erhebliche Minimierung der Eingriffsfläche auf nur noch 12 Hektar erreicht werden. Der absehbar erforderliche bauliche Eingriff in den ökologisch sensiblen Bereich der Weser wurde damit bei gleichbleibender Produktivität der künftigen Hafenanlage auf ein absolutes Mindestmaß verringert.

Auch für eine externe Beurteilung zur Genehmigungsfähigkeit und der Kompensationsmöglichkeiten wurden im Zuge dieses Planungsschrittes entsprechende Fachgutachten in Auftrag gegeben. Die genehmigungsrechtlichen Aspekte wurden dabei durch die Kanzlei BBG und Partner im Dokument „*EnergyPort Bremerhaven - Öffentlich-rechtliche Machbarkeitsstudie*“, dargelegt. Mit dieser Begutachtung hat sich gezeigt, dass trotz der Minimierung des Eingriffs die zentralen Herausforderungen bei der Bedarfsbegründung, der Alternativenprüfung sowie in der Bereitstellung und Entwicklung geeigneter Kompensationsflächen liegen werden.

Für den binneniegenden Bereich des EnergyPorts, der im Wesentlichen die Entwicklung der Gewerbeflächen und die Erschließung über eine Kaje im Fischereihafen beinhaltet, hat sich im Zuge der intensiven Planungen die Notwendigkeit eines umfassenden Verbringungskonzeptes für das Baggergut als zentrale Herausforderung herausgestellt.

Über die Erstellung der ES-Bau hinaus wurden, wie bereits vorstehend berichtet, Initiativen auf Bundesebene erforderlich, um die Relevanz des EnergyPorts als Vorhaben nationaler Bedeutung zu verdeutlichen und gleichzeitig die Verbesserung der gesetzlichen Vorgaben für die Zulassung von Infrastruktur für die Herstellung Erneuerbarer Energien zu ermöglichen.

Ein Planungsauftrag des Senatsbeschlusses vom 28. März 2023 bestand somit darin, um die Anerkennung der nationalen Bedeutung dieser Vorhaben beim Bund zu werben. Hierzu hat die Senatorin für Wirtschaft, Häfen und Transformation federführend gemeinsam mit den anderen Küstenländern eine Bundesratsinitiative initiiert.

Ein weiterer Planungsauftrag des Senatsbeschlusses vom 28. März 2023 bestand darin, sich dafür einzusetzen, die gesetzlichen Vorgaben für die Zulassung von Hafeninfrastruktur für die Herstellung Erneuerbarer Energien zu verbessern. Eine solche Vorrangregelung konnte im Bund bisher nicht geeint werden.

Die ES Bau wurde von bremenports auftragsgemäß in zwei Teilen dargestellt, einem Teil zum weserseitigen Ausbau und einem zweiten Teil zur Fischereihafen Westkaje. Der Planungsumfang für den weserseitigen Ausbau umfasste dabei die Durchführung der Vorplanungsleistungen (Lph 2) für das Terminal sowie die Terminalzufahrt. Hierzu hat bremenports u.a. das Ingenieurbüro WKC Hamburg GmbH (WKC) beauftragt. Die Planungsleistungen beinhalten folgende Bestandteile:

- Kaje mit einer Schwerlastplatte oder aufgeständerte Pierplatte, ggf. auch als Kombination
- Liegeplatz für Wasserstofftanker (H2-Tanker)
- wasserseitiger Zufahrtsbereichs, inkl. Liegewanne
- ggf. Flächenaufhöhung für die Umschlagsfläche einschl. Randdämme
- Terminalzufahrt von den landseitigen (binnenseitigen) Flächen

Nicht Gegenstand dieser Planung war die Gestaltung der Terminaloberfläche und die Suprastruktur des Terminals sowie die binnenseitigen Flächen.

Im weiteren Planungsteil der Fischereihafen Westkaje wurden durch bremenports im Detail die Möglichkeiten zum Ausbau und der Entwicklung unterschiedlicher Kajen-Längen in Verbindung mit der Erreichbarkeit dieser neuen Hafeninfrastrukturen untersucht.

Im Ergebnis der umfangreichen Analysen und Tätigkeiten sowie der darauf basierenden zweigliedrigen ES Bau zeigt sich, dass die Realisierung eines EnergyPorts im südlichen Fischereihafen trotz großer Herausforderungen grundsätzlich möglich ist.

Gleichwohl bestehen bei der Realisierung des EnergyPorts eine Reihe von Risiken, die im Kontext weiterer Investitionen sorgfältig abgewogen werden müssen. Die Studien und Betrachtungen der letzten Monate haben hier eine Reihe von zusätzlichen Erkenntnissen gebracht.

1. **Finanzierungsrisiko**
   Eine Finanzierung aus Landesmitteln erscheint unter den gegebenen Haushaltsbedingungen schwierig. Es ist also zwingend erforderlich, entsprechende Mittel des Bundes einzuwerben

2. **Kompensationsrisiko**
   Die vorhandenen Gutachten zeigen sehr große Herausforderungen bei der Identifikation und Herstellung von Kompensationsflächen. Diese liegen in der Verfügbarkeit, biologischen Voraussetzungen und auch in juristischen und genehmigungstechnischen

Fragen, so dass eine intensive Auseinandersetzung mit diesen Fragestellungen unabdingbare Voraussetzung für weitere Planungsschritte ist.

3. **Klagerisiko**
   Trotz der relevanten Verkleinerung der Fläche und des damit verbundenen Eingriffs in die Natur kann nicht ausgeschlossen werden dass die Verbände von ihrem Klagerecht Gebrauch machen. Dies würde zu erheblichen Verzögerungen der Genehmigungsprozesse von mehreren Jahren führen.

4. **Ansiedlungsrisiko**
   Gemäß den durchgeführten gutachterlichen Untersuchungen besteht Interesse und ein nach wie vor hoher Bedarf an Flächen für den Offshore-Windenergie Ausbau (vgl. Anlage 1). Neben Bremen werben auch andere Standorte in Deutschland und Europa um einschlägige Unternehmen aus der Windenergie-Branche. Cuxhaven ist bzgl. der Flächenerschließung und der Baumaßnahmen bereits fortgeschritten und auch Wilhelmshaven arbeitet an entsprechenden Angeboten. Weitere relevante Standorte sind Esbjerg und Eemshaven. Auch wenn Studien nahelegen, dass der Bedarf noch viele Jahre bestehen wird, so ist von einem harten Wettbewerb auszugehen, der von hoher Dynamik bestimmt wird. Langwierige Klagen, der erforderliche Vorlauf zur Umsetzung und das Ermitteln von Kohärenzmaßnahmen im Kontext der Kompensation sowie problematische Genehmigungsverfahren könnten das Vorhaben soweit verzögern, dass das Angebot nicht mehr zeitgerecht am Markt ist.

Zur weiteren Verfolgung der Zielstellungen des Senats wird von bremenports dementsprechend folgende Empfehlung ausgesprochen:

1. Es wird empfohlen, ein Verbringungskonzept für das Baggergut, welches in großer Menge bei der Entwicklung einer Binnenkaje im südwestlichen Fischereihafen und in kleinerem Rahmen beim weserseitigen Ausbau anfällt, in Auftrag zu geben. Dabei sollten Fachgutachter hinzugezogen werden, um die bisherigen Optionen eingehend zu überprüfen und ggfs. zu erweitern. Zudem wird empfohlen, auf Basis der vorliegenden Ergebnisse der Schadstoffuntersuchungen, Gespräche mit den zuständigen Behörden oder Entsorgungsbetrieben zu führen, um ggf. eine Verbringung von belastetem Baggergut in Ortsnähe zu projektieren. Dabei wird empfohlen, die Auswirkungen einer 450 m lange Kaje und die daraus resultierenden Baggergutmengen sowie dessen Verbringung zu prüfen. Zusätzlich ist eine kürzere Kaje als möglicher erster Bauabschnitt aufgrund geringerer Mengen an Baggergut, geringerer Kosten und der Möglichkeit zur Ansiedlung erster Unternehmen näher zu betrachten. Zum aktuellen Zeitpunkt liegen sowohl für eine 450 m als auch für eine 850 m oder einer 200 m langen Binnenkaje keine Lösungen für die Baggergutunterbringung vor. Für die Erstellung eines Baggergutkonzeptes ist von 1 Jahr Bearbeitungsdauer auszugehen.

2. Für den weserseitigen Bereich wird im nächsten Planungsschritt empfohlen, eine vertiefte Prüfung und konzeptionelle Erarbeitung von Kohärenz- und Kompensationsmaßnahmen vorzunehmen. Dabei ist der Schwerpunkt auf die Kohärenzsicherung Natura 2000 zu legen. Hier ist insbesondere auf das Erfordernis von vorgezogenen Ausgleichsmaßnahmen (CEF) hinzuweisen. Diese Maßnahmen müssen bereits vor einem möglichen Baubeginn umgesetzt und ihrer Funktionsfähigkeit durch ein Monitoring belegt sein. Erst mit Erkenntnissen aus einem tragfähigen Konzept könnten weitere Planungen sinnvoll weiterverfolgt werden. Für die Entwicklung von Maßnahmenansätzen zur Kompensation ist mit ca. eineinhalb bis zwei Jahren Bearbeitungszeit zu rechnen.

3. Hierzu sollen über die bereits bestehenden temporären Nutzungsmöglichkeiten vorhandener Hafenanlagen auch dauerhafte Optionen näher betrachtet werden. Mit diesem Vorgehen kann sichergestellt werden, dass der Wirtschaftsstandort von den erwartenden Effekten einer Energiewende zeitnah profitieren kann. Auch im Hinblick auf die hohen rechtlichen Anforderungen zur Zulassungsfähigkeit des EnergyPorts soll ein inhaltlicher Fokus der weitergehenden Betrachtungen auf einer Vertiefung und Detaillierung der Alternativenbetrachtung liegen.

C. Alternativen

Eine mögliche Alternative zur Fortführung der Planung für den EnergyPort Bremerhaven bestünde darin, den Planungsprozess abzubrechen. Dies ist trotz der im bisherigen Planungsprozess erkannten Schwierigkeiten bei der Gewinnung und Entwicklung von Kompensationsflächen und auch bei der Entwicklung eines Verbringungskonzeptes für das Baggergut, nicht zu empfehlen. Angesichts der enormen Potentiale für den Standort Bremerhaven, sollte weiterhin versucht werden, den EnergyPort in der geplanten Form zu realisieren. Folglich wird diese Alternative seitens der Senatorin für Wirtschaft, Häfen und Transformation zu diesem Zeitpunkt nicht empfohlen.

Eine denkbare Alternative könnte darin bestehen, die Realisierung der Hafeninfrastrukturentwicklung ausschließlich im abgeschleusten Bereich voranzutreiben. Dies würde aber bedeuten, dass die Ziele des Senats zur Entwicklung von Wertschöpfung und Beschäftigung nicht in vollem Umfang realisiert werden könnten. Nachteilig wirkt bei dieser Alternative insbesondere, dass die erhofften unternehmerischen Investitionen in den wesentlichen energiewenderelevanten Bereichen laut Einschätzung der Wirtschaftsförderung Bremerhaven, schwerer zu erreichen sind. Dies deshalb, weil sowohl im Segment der Offshore Windindustrie als auch beim Recycling der Anlagen der Trend zum Größenwachstum ungebrochen ist und insofern einige Komponenten und deren Schiffs-Transporteinheiten perspektivisch nicht den abgeschleusten Bereich erreichen und passieren könnten. Ohne einen direkten Zugang zum seeschifftiefen Wasser können die Potenziale des EnergyPorts nicht in vollem Umfang erschlossen werden. In diesem Fall muss das Portfolio neu bewertet und diskutiert werden.

Die Columbusinsel und der Labradorhafen sind im Wesentlichen für die meisten Offshore-Nutzungen zu klein. Der südliche Bereich des Containerterminals könnte hingegen durch die Anbindung an die Weser und die vorhandenen Wassertiefen eine gute Grundlage bieten. Allerdings ist fraglich, ob der Standort angesichts seiner derzeitigen Nutzung, Lage und infrastrukturellen Einbindung ohne Nutzungskonflikte insbesondere als Produktionsstandort für Offshore-Komponenten genutzt werden kann. Als Zwischenlagerung oder Vormontage von Offshore-Komponenten könnte die ABC-Halbinsel oder der Bereich am Containerterminal für einzelne Nutzungen herangezogen werden, jedoch verfügt insbesondere der südliche Bereich am Containerterminal nur teilweise über die notwendige schwerlastfähige Kaje. Diese Alternativen sind deshalb nicht geeignet, um alle Ziele des Senats im Hinblick auf Wertschöpfung und Beschäftigung durch den EnergyPort zu erreichen. In den genannten Arealen könnten aufgrund der Flächengrößen und –zuschnitte sowie der logistischen Voraussetzungen auch stets bestenfalls Teilnutzungen eines EnergyPorts ermöglicht werden.
Für die Übergangszeit bis zur Realisierung des EnergyPorts sollen klar definierte Flächenareale genutzt werden (Stichwort „Eco Power Port“ von Eurogate und der BLG). Hier wurde durch EUROGATE frühzeitig ein erstes Angebot geschaffen. Hier sind Ansiedlungspotentiale für die Offshore-Industrie vorhanden, die gemeinsam mit den Akteuren vor Ort in den nächsten Monaten bewertet werden sollen. Vor dem Hintergrund des oben beschriebenen Ansiedlungsrisikos soll mit den Hafenunternehmen eine Ausweitung der Offshore-Aktivitäten vom CT Süd auf den CT 1 verfolgt sowie eine Diversifizierung der Nutzung der Flächen für den Offshore-Bereich geprüft werden. Die Infrastrukturertüchtigung für den Schwerlastbetrieb der südlichen Containerkaje ist

darüber hinaus Gegenstand in der EW-Bau CT I bis IIIa, die im 3. Quartal des Jahres in die Gremienbefassung gehen soll.

D. Finanzielle und personalwirtschaftliche Auswirkungen und Klimascheck

1. Finanzielle Auswirkungen

Für die Erstellung eines umfassenden Verbringungskonzeptes für das im Zuge von Baumaßnahmen innerhalb des Fischereihafens anfallenden Baggergutes sowie für eine vertiefte Prüfung und konzeptionelle Erarbeitung von Kohärenz- und Kompensationsmaßnahmen für die hafenbauliche Entwicklung im Bereich des Blexer Bogens ist mit Kosten in Höhe von 904.000 € zu rechnen. Im Einzelnen setzen sich die Kosten wie folgt zusammen:

1. Kompensationskonzept für den Außenanleger im Blexer Bogen

Planungskosten: 184.000 €

Gutachten: 470.000 €

654.000 €

Planungsdauer: 24 Monate

Anmerkung: im Anschluss würde die Umsetzung folgen, bevor ein Planfeststellungsantrag gestellt werden kann

2. Konzept für die Baggergutverbringung im südlichen Fischereihafen

Planungskosten: 200.000 €

Gutachten: 50.000 €

250.000 €

Planungsdauer: 12 Monate

Anmerkung: die Ergebnisse würden parallel in die EW-Bau einfließen

Planungsgesamtkosten (insgesamt): 904.000 €.

Der Mittelabfluss für die Planungsgesamtkosten in Höhe von 904.000 € wird sich nach derzeitigen Schätzungen wie folgt darstellen:

Jahr	Betrag
2026	577.000 €
2027	327.000 €
∑	**904.000 €**

Im Rahmen der laufenden Haushaltsaufstellung für die Jahre 2026/2027 sind ebenfalls die Wirtschaftspläne der Sondervermögen aufzustellen. Die Maßnahme zur Errichtung des EnergyPorts ist dem Sondervermögen Fischereihafen zuzuordnen. Die oben dargestellten und erforderlichen Beträge werden im Rahmen der Wirtschaftsplanerstellung in die Investitionsplanung aufgenommen und berücksichtigt.

Zur haushaltsrechtlichen Absicherung der Mittelbedarfe für die Jahre 2026-2027 ist die Erteilung der veranschlagten Verpflichtungsermächtigung bei der Finanzposition 0801.88411-3 „Zuführung an das Sondervermögen Fischereihafen (investiv)“ in Höhe von 904.000 EUR mit Abdeckung in 2026 in Höhe von 577.000 EUR und in 2027 in Höhe von 327.000 EUR.

Die barmittelmäßige Abdeckung der Verpflichtungsermächtigung bei der Haushaltsstelle 0801.88411-3 „Zuführung an das Sondervermögen Fischereihafen (investiv)“ ist innerhalb der beschlossenen Eckwerte für die Jahre 2026/2027 des Produktplans 81 „Häfen“ sicherzustellen, bei denen entsprechende Mittel hinterlegt sind.

3. Personalwirtschaftliche Auswirkungen

Die Fortführung der Planungen zur Entwicklung eines EnergyPorts im südlichen Fischereihafen wird durch das bereits bestehende Personal im Hafenressort sowie bei den beteiligten Gesellschaften erfolgen. Neue oder zusätzliche personalwirtschaftliche Auswirkungen bestehen für die Freie Hansestadt Bremen insofern nicht.

4. Genderbezogene Auswirkungen

Gender-Aspekte wurden geprüft. Aus der zielgerichteten Fortführung der Planungen zur Entwicklung eines EnergyPorts im südlichen Fischereihafen ergeben sich keinerlei Hinweise auf geschlechterspezifische Diskriminierungen. Sowohl im Planungsprozess als auch in einer später möglichen Realisierungs- und Betriebsphase ergeben sich vielfältige Chancen und Möglichkeiten für Personen aller Geschlechter.

5. Klimacheck

Die Fortführung der Planungen zur Entwicklung eines EnergyPorts im südlichen Fischereihafen führt zu keiner unmittelbaren Veränderung der Treibhausgasemissionen und hat auch keine Auswirkungen auf den Klimaschutz. Erst in einer späteren Realisierungs- und Betriebsphase werden sich entsprechende Wirkungen einstellen. Hierüber ist im Zuge späterer Entscheidungen zu befinden.

E. Beteiligung und Abstimmung

Die Vorlage ist mit den an der Staatsräte-Lenkungsgruppe zum EnergyPort beteiligten Ressorts, der Senatskanzlei, der Senatorin für Umwelt, Klima und Wissenschaft und dem Senator für Finanzen sowie dem Magistrat Bremerhaven abgestimmt.

F. Öffentlichkeitsarbeit und Veröffentlichung nach dem Informationsfreiheitsgesetz

Die Vorlage ist nach abschließender Befassung der Gremien für die Öffentlichkeit geeignet und soll in das zentrale Informationsregister nach dem Informationsfreiheitsgesetz eingestellt werden. Datenschutzrechtliche Gründe stehen dem nicht entgegen.

G. Beschluss

1. Der Senat bittet die Senatorin für Wirtschaft, Häfen und Transformation, bremenports zu beauftragen, das Kompensations- und das Verbringungskonzept eines weser- und binnenseitigen EnergyPorts in enger Abstimmung mit der BIS und der FBG zu entwickeln. Dem Senat sind die Ergebnisse für das Verbringungskonzept bis Mitte 2026, für das Kompensationskonzept bis spätestens Ende des ersten Halbjahres 2027 vorzulegen.

2. Der Senat bittet die Senatorin für Wirtschaft, Häfen und Transformation, die Aussagen der Gutachten auch in Abhängigkeit von den Kompensations- und Verbringungskonzepten zur Alternativenprüfung abschließend zu bewerten und dem Senat spätestens mit Vorlage der Kompensations- und Verbringungskonzepte eine Empfehlung zum weiteren Vorgehen zur Beschlussfassung vorzulegen.

3. Der Senat bittet die Senatorin für Wirtschaft, Häfen und Transformation in Abstimmung mit den Hafenunternehmen BLG und Eurogate eine Erweiterung des Eco Power Ports vom CT Süd auf das CT1 und damit weitere Nutzungsmöglichkeiten für die Offshore-Industrie zu prüfen.

4. Der Senat stimmt der dargestellten Finanzierung der Planungen für die Maßnahme in 2026 und 2027 aus den Mitteln des Sonstigen Sondervermögens Fischereihafen in Höhe von 904.000 € zu.

5. Der Senat stimmt zur haushaltsrechtlichen Absicherung der Erteilung der veranschlagten Verpflichtungsermächtigung bei der Haushaltsstelle 0801.88411-3 „Zuführung an das Sondervermögen Fischereihafen (investiv)“ für die Jahre 2026 bis 2027 in Höhe von insgesamt 904.000 EUR zu.

6. Der Senat bittet die Senatorin für Wirtschaft, Häfen und Transformation die Vorlage dem Ausschuss für die Angelegenheiten der Häfen im Lande Bremen zur Beschlussfassung zuzuleiten und die notwendige haushaltsrechtliche Absicherung durch Beschlüsse der staatlichen Deputation für Wirtschaft und Häfen und über den Senator für Finanzen des Haushalts- und Finanzausschusses einzuholen.

Anlagen:

- Anlage 1: „*Bedarfs- und Nutzeranalyse für den südlichen Fischereihafen zur Konzeption eines EnergyPorts*“ erstellt durch HTC und Sellhorn Ingenieurgesellschaft

- Anlage 2: „*Logistische Anforderungen Energy-Port Bremerhaven*“ Optimierte Layoutplanung erstellt durch Tractebel DOC Offshore GmbH (DOC)

- Anlage 3: „*EnergyPort Bremerhaven - Öffentlich-rechtliche Machbarkeitsstudie*“ erstellt durch die Kanzlei BBG und Partner

- Anlage 4 und 4a: „Gutachterlichen Einschätzungen zu den Kompensationsbedarfen und Kompensationsmöglichkeiten für das Projekt „EnergyPorts“ (Vorzugsvariante)“



Quelle: CDU-Fraktion Bremen.

ENERGYPORT BREMERHAVEN

Bedarfs- und Nutzeranalyse für den südlichen Fischereihafen

Eine Studie von
Hanseatic Transport Consultancy und der Sellhorn Ingenieurgesellschaft

bremenports

bis

Freie Hansestadt Bremen

FBG DER FISCHEREIHAFEN

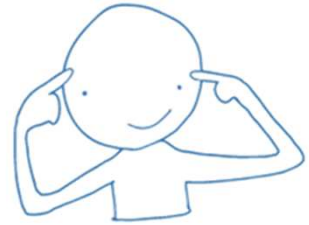


VORBEMERKUNG

Im südlichen Fischereihafen in Bremerhaven stehen umfangreiche Entwicklungsflächen zur Verfügung, die einen bedeutsamen Beitrag zur Energiewende, der nachhaltigen Transformation und der Schaffung von Arbeitsplätzen leisten können. Die Flächen haben aufgrund der baulichen Nutzungsmöglichkeiten als Industrie- und Gewerbeflächen sowie ihrer Lage am Wasser ein günstiges Standortpotenzial. Zudem befinden sich in unmittelbarer Nähe weitere Gewerbegebiete. Um dieses Potenzial weiter zu konkretisieren, hat der bremische Senat die (damalige) Senatorin für Wissenschaft und Häfen mit einer Potenzialstudie für den südlichen Fischereihafen beauftragt, die im März 2023 vorgelegt wurde.

Auf Basis der Ergebnisse der Potenzialstudie soll eine konkretisierte Bedarfs- und Nutzeranalyse erstellt werden. Dabei sind die Szenarien „Basis“ und „Ausbau II“ aus der Studie auf ihre Eignung für einen EnergyPort Bremerhaven vertieft zu überprüfen. Grundsätzliches Ziel ist es, für die erwartete Nachfrage der Wirtschaft ein passendes Infrastrukturangebot anzubieten. Für die Erarbeitung weiterführender Planungsdetails hat Hanseatic Transport Consultancy (HTC) gemeinsam mit seinem Partner Sellhorn Ingenieurgesellschaft mbH (nachfolgend Sellhorn) ein Team zusammengestellt, das sich im Hinblick auf Qualifikationen und individuelle Projekterfahrungen optimal ergänzt.

PROF. DR. JAN NINNEMANN
CEO, Hanseatic Transport Consultancy



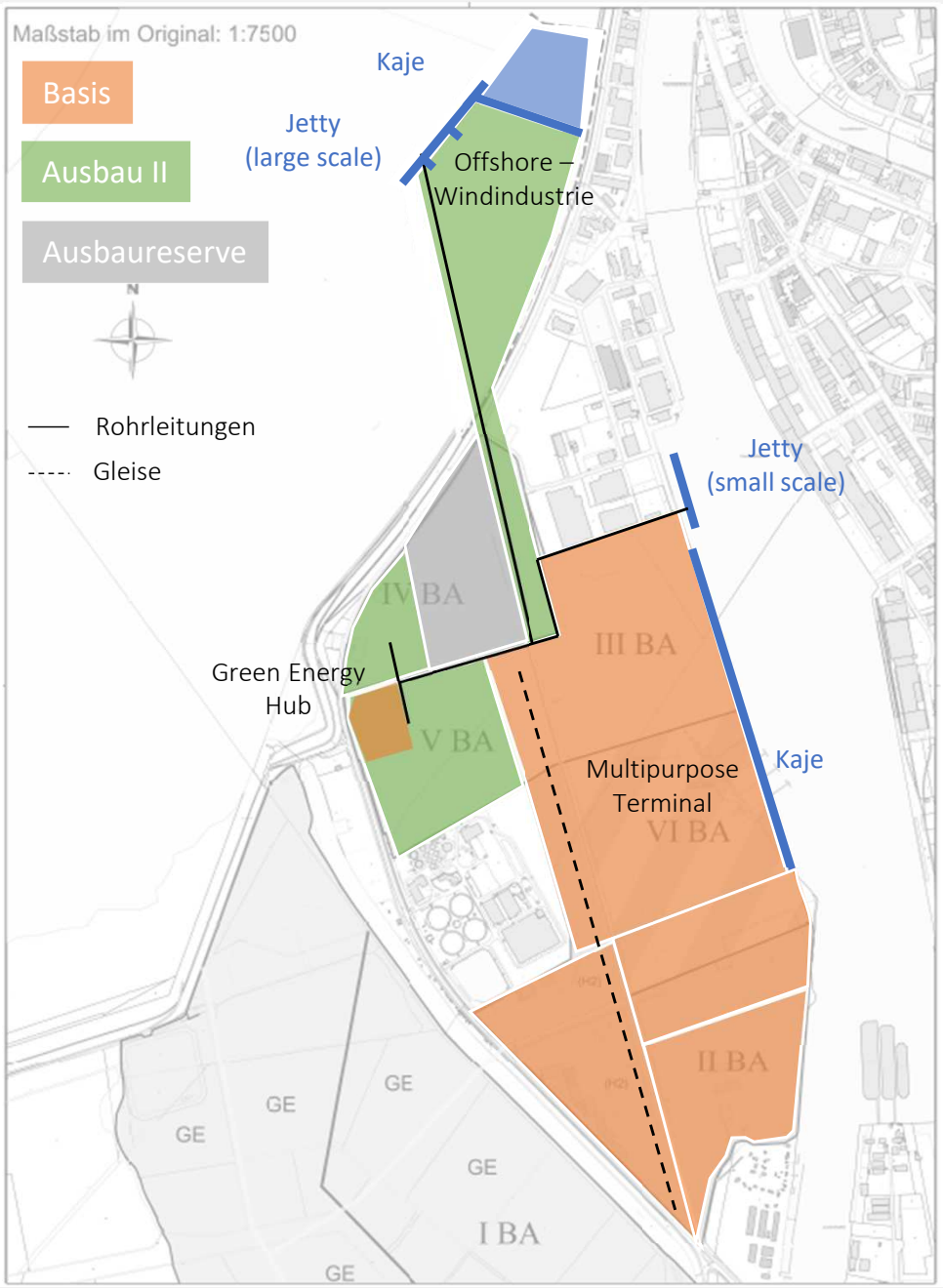
24. Juli 2024

AUSGANGSSITUATION

Die deutschen Seehäfen haben „ein riesiges Potenzial, neue saubere Energiezentren für integrierte Elektrizitätssysteme, Wasserstoff- und andere CO2-arme Kraftstoffe sowie Erprobungsstätten für die Wiederverwendung von Abfällen und die Kreislaufwirtschaft zu werden“, heißt es in dem Regierungsbericht zur geplanten nationalen Hafenstrategie. Mit der Studie zu den Ansiedlungspotenzialen durch die Energiewende und den Ausbau Erneuerbarer Energien im südlichen Fischereihafen hat der Standort Bremerhaven bereits einen ersten, wichtigen Schritt in diese Richtung unternommen. Die Entscheidung des Bremer Senats, den Planungsauftrag für einen EnergyPort zu erteilen, bildet dabei einen wichtigen Baustein für die weitere Entwicklung eines Hafens für die Energiewende. Der Koalitionsvertrag sieht parallel zur Entwicklung des EnergyPorts auch die Ansiedlung von Unternehmen der Windenergiebranche durch die Erarbeitung entsprechender Förderprogramme vor. Gleiches gilt für die Herstellung von Prototypen sowie deren Erprobung an geeigneten Teststandorten. Zudem sollen im Rahmen der Planungen des EnergyPorts die Wasserstoff-Kompetenz gestärkt sowie der Anschluss Bremerhavens an das Fernleitungsnetz geprüft und vorangebracht werden.

Erste Layoutvarianten sehen dabei u. a. den Bau und die Ertüchtigung von Kajen im Bereich des Fischereihafens vor, um hier die Möglichkeiten für den Multi-Purpose-Umschlag (z. B. von Rotorblättern, Recyclingstoffen, kleineren Windenergiekomponenten und neuen Energieträgern) zu schaffen (Szenario „Basis“). Ferner wurde die grundsätzliche Notwendigkeit für einen weserseitigen Ausbau aufgezeigt, um die Rahmenbedingungen für den Aufbau eines Importterminals z. B. für Wasserstoff oder die entsprechenden Derivate und/oder die Bereitstellung von Umschlagkapazitäten für die Offshore-Windindustrie zu schaffen (Szenario „Ausbau II“). Hier bedarf es allerdings noch weiterführender Betrachtungen zu den konkreten marktspezifischen Anforderungen, um den Fokus zu schärfen und die ersten Layoutvarianten zu spezifizieren. Eine wichtige Rolle spielen in diesem Zusammenhang vor allem die Interessen der relevanten Akteure in den Bereichen Offshore-/Onshore-Wind und H2-Import, weiterer Stakeholder aus Bundes- und Landespolitik, von Vereinen und Verbänden sowie Belange des Umweltschutzes, die es im Zuge der weiteren Planung zu berücksichtigen gilt.

Abbildung: Erste Layoutvarianten für einen EnergyPort (HTC, 2023)



VORGEHENSMODELL

Ausgangspunkt der Bedarfs- und Nutzeranalyse bildet eine Marktanalyse mit Fokus im Bereich On-/Offshore-Windenergie und Import von Wasserstoff bzw. H2-Derivaten. Diese erfolgt mit dem Ziel, vertiefte Kenntnisse bzgl. der relevanten Zielmärkte zu erlangen und aufzuzeigen, welche tatsächlichen Bedarfe mit Blick auf den EnergyPort bestehen. Hieran anschließend erfolgt die Ableitung potenzieller Nutzungen bzw. Ansiedlungsoptionen sowie entsprechender Layoutempfehlungen. Grundlage für die Layouts bilden von bremenports bereitgestellte Skizzen verschiedener Formen eines EnergyPort, die sich an den Szenarien „Basis“ und „Ausbau II“ orientieren. Für die potenziellen Nutzungen sind im Weiteren Wirkungen und Effekte zu ermitteln. Hierzu zählen u. a. Agglomerations- und Clustereffekte sowie regionalökonomische Effekte. Abschluss der Bedarfs- und Nutzeranalyse bildet eine belastbare Alternativenprüfung. In dieser muss geprüft werden, ob die mit dem EnergyPort verfolgten Zwecke an anderer Stelle unter geringerer Beeinträchtigung der Natur realisiert werden könnten. Die Abbildung rechts zeigt das prinzipielle Vorgehen im Überblick.

Grundvoraussetzung, um die aktuellen und zukünftigen Bedarfe der potenziellen Nutzer belastbar darstellen und bewerten zu können, bildet eine profunde Kenntnis des Marktumfelds. Die methodische Herangehensweise folgt daher einem Market Intelligence-basierten Ansatz. Market Intelligence ist der englische Begriff für die systematische Sammlung und Analyse von Informationen über Märkte, Wettbewerber, Kunden und Trends. Neben einer umfangreichen Sammlung von Informationen über aktuelle und zukünftige Entwicklungen in den Zielmärkte Off-/Onshore-Windenergie und H2 in Form einer Desk-Research (Sekundäranalyse) wurden im Zeitraum von November 2023 bis April 2024 Fokusinterviews mit ausgewählten Stakeholdern aus den relevanten Zielmärkten geführt. Ergänzend hierzu wurden Datenanalyse-Tools und KI genutzt, um die Daten zu analysieren und die Anforderungen aufzubereiten.

INHALTE IM ÜBERBLICK

MARKTANALYSE

- Bestehende und perspektivisch benötigte Kapazitäten Off-/Onshore-Wind
- Bestehende und perspektivisch benötigte Kapazitäten H2/H2-Derivate
- Angebotsstrukturen Hafenkapazitäten, Versorgungs-/Hinterlandinfrastruktur
- Nachfrage, Interessensbekundungen
- Wettbewerbshäfen

GESTALTUNG

- Bedarfe (Flächen, Ressourcen, Infrastruktur)
- Erfordernisse Umschlag, Logistik
- Vereinbarkeit Nachbarschaft
- Synergien, Wechselwirkungen

WIRKUNGEN UND EFFEKTE

- Beitrag zur Energiewende
- Agglomerations- und Clustereffekte
- Wertschöpfung, Arbeitsplatzeffekte
- Regional-/volkswirtschaftliche Effekte

ALTERNATIVEN

- Zumutbare Alternativen
- Hafeninfrastrukturen
- Bezugsräume
- Minimierungseffekte



INHALT

MARKTANALYSE

Kapazitäten, Angebot und Nachfrage, Wettbewerb S. 05

GESTALTUNG

Bedarfe, Anforderungen, Umfeld, Synergien S. 77

WIRKUNGEN UND EFFEKTE

Beitrag zur Energiewende, Clustereffekte, Regionalwirtschaftliche Effekte S. 152

ALTERNATIVEN

Zumutbare Alternativen, Bezugsräume, Minimierungseffekte S. 178

ZUSAMMENFASSUNG & UMSETZUNG S. 192

AP1: MARKTANALYSE

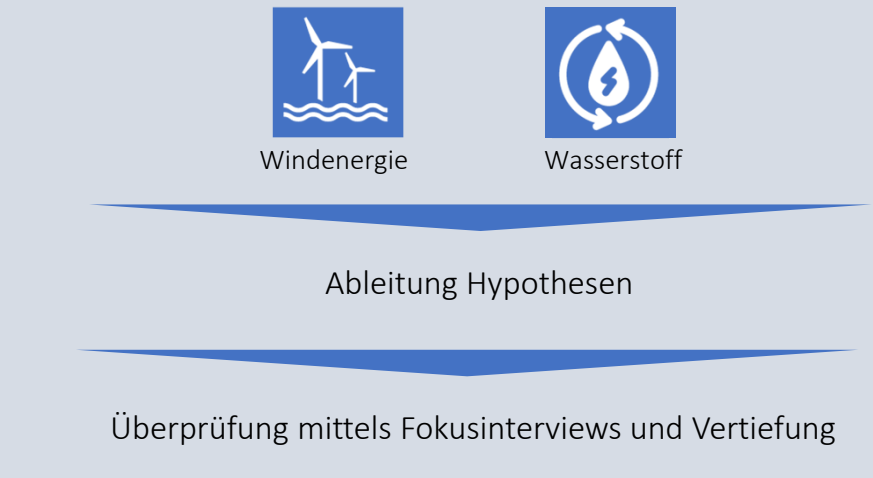
Grundvoraussetzung, um die aktuellen und zukünftigen Bedarfe potenzieller Nutzer eines EnergyPort belastbar darstellen und bewerten zu können, bildet eine profunde Kenntnis des Marktumfelds. Der Fokus der nachfolgenden Betrachtung richtet sich auftragsgemäß auf die Marktsegmente Off-/Onshore-Windenergie (z. B. Produktion, Umschlag, Montage, Recycling, Reparatur) sowie Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivate (z. B. Umschlag, Lagerung, Verarbeitung). Die beiden Marktsegmente werden dabei zunächst gesondert betrachtet und um den Anwendungsfall Power-to-X (Produktion von grünem Wasserstoff aus Offshore-Windenergie) ergänzt.

Das prinzipielle Vorgehen im Rahmen der Marktanalyse sieht vor, auf Basis einer übergeordneten Betrachtung der Markt- bzw. Branchenstrukturen zunächst grundsätzliche Aussagen zu möglichen Bedarfen in Form von Hypothesen abzuleiten, die im Folgenden mittels Fokusinterviews mit ausgewählten Marktbeteiligten überprüft und hinsichtlich der Relevanz für Bremerhaven bewertet werden. Bei der übergeordneten Betrachtung der Markt- bzw. Branchenstrukturen ist zu berücksichtigen, dass die beiden Marktsegmente Windenergie und Wasserstoff z. T. sehr unterschiedliche Charakteristika aufweisen. Das Segment Windenergie gilt dabei ungeachtet der Konsolidierungs- und Konzentrationsprozesse der letzten Jahre als weitgehend etabliert. Hauptakteure auf dem moderat fragmentierten Markt sind große Player wie Vestas, GE oder Siemens Gamesa. Hinzu kommt eine Vielzahl weiterer Betriebe, die zum Teil auch anderen Branchen zugeordnet werden können (z. B. Metallverarbeitung, Stahlerzeugung, Anlagenbau). In Folge des Einbruchs des deutschen Markts in den vergangenen Jahren hat die deutsche Windindustrie zuletzt an Fertigungstiefe eingebüßt. Die weitere Entwicklung ist dabei stark von den Ausbauzielen und den politischen Rahmenbedingungen abhängig (z. B. Local-Content Vorgaben, die in anderen Ländern gängige Praxis sind). Aufgrund der ambitionierten Ausbauziele der Bundesregierung ist allerdings davon auszugehen, dass der Markt in den kommenden Jahren durch ein Wachstum gekennzeichnet sein wird. Letzte Prognosen gehen von einem Wachstum von 3 % jährlich bis 2028 aus.

Im Vergleich zum Marktsegment Windenergie ist Wasserstoff ein sehr junger Zweig der Energiebranche, in der sich neben etablierten Energieunternehmen viele Pioniere bewegen. Dabei hat die Wasserstoffwirtschaft vielfach noch mit einem klassischen Henne-Ei-Problem zu kämpfen hat: Bevor Unternehmen ihre Prozesse auf den neuen Energieträger umstellen, möchten sie wissen, ob er in ausreichender Menge vorhanden sein wird und welche Kosten sie erwarten. Die Produzenten wiederum halten sich zurück, weil sie noch unsicher sind, ob sich ihre Investitionen in Technologie und Infrastruktur lohnen. Folglich befindet sich der Markt im Segment Wasserstoff aktuell noch in einem „vorsichtigen“ Hochlauf. Erst für Mitte der 2030er Jahre wird damit gerechnet, dass Wasserstoff in immer mehr Regionen und Sektoren zur Anwendung kommt. Folglich sind anders als beim Thema Offshore-Wind vor allem (indirekte) Ansiedlungseffekte von Relevanz, die sich aus Verfügbarkeit (günstiger), grüner Energie ergeben.

Das nachfolgende Schaubild zeigt das prinzipielle Vorgehen im Rahmen der Marktanalyse im Überblick.

Abbildung: Vorgehen im Rahmen der Marktanalyse



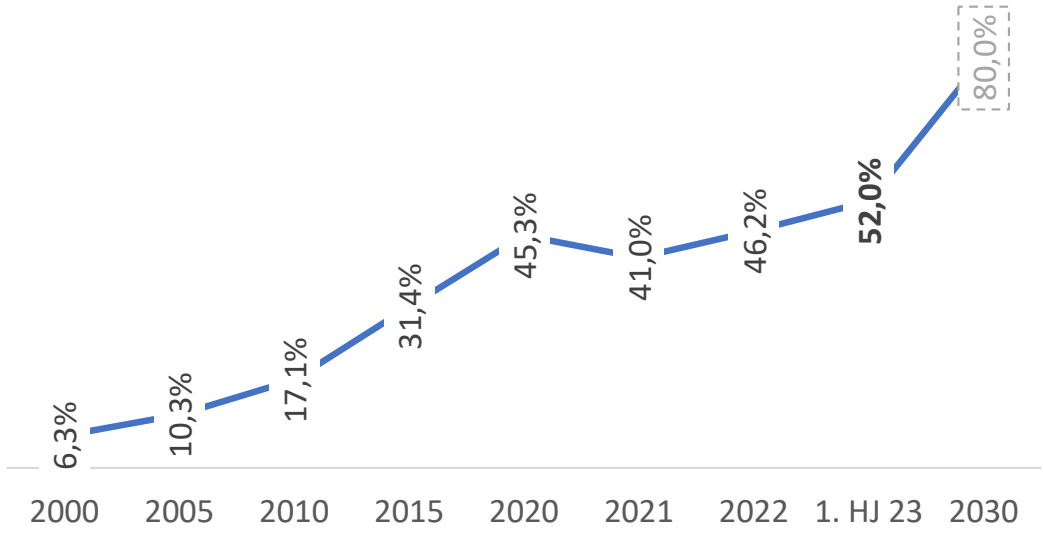
AP1: MARKTANALYSE

Der Marktanalyse vorgeschaltet werden nachfolgend die übergeordneten bundespolitischen Ziele und Strategien dargestellt, die den Rahmen für die weiterführenden Betrachtungen zum Thema EnergyPort bilden.

ENERGIEWENDE

Das Ziel der Bundesregierung ist es, die Energieversorgung Deutschlands bis zum Jahr 2045 klimaneutral zu gestalten. Um dieses Ziel zu erreichen, ist neben einer Reduzierung des Anteils fossiler Energien (u. a. beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038) und damit einhergehenden Unabhängigkeit von Staaten wie z. B. Russland, ein erheblicher Ausbau der Erneuerbaren Energien notwendig. Bereits im Jahr 2030 sollen mind. 80% des Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien insbesondere aus Wind- und Solarenergie gedeckt werden, was nahezu einer Verdopplung des Anteils in weniger als zehn Jahren entspricht. Die Ausbauziele für Wind- und Solarenergie sind im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) festgelegt, welches Erneuerbaren Energien gesetzlichen Vorrang gewährt.

Abbildung: Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Statistik); Stand: 09/2023.

NATIONALE SICHERHEITSSTRATEGIE (▶ Link)

Unter dem Titel „Wehrhaft. Resilient. Nachhaltig. Integrierte Sicherheit für Deutschland“ hat die Bundesregierung im Juni 2023 eine Nationale Sicherheitsstrategie vorgestellt und reagiert damit auf Herausforderungen wie „ein verändertes sicherheitspolitisches Umfeld, eine zunehmende Multipolarität, Bedrohungen für die Demokratie, Gesellschaft und Wirtschaft und die Auswirkungen der Klimakrise“. In den drei zentralen Dimensionen Wehrhaftigkeit, Resilienz und Nachhaltigkeit heißt es u. a., dass die einseitigen Abhängigkeiten in der Rohstoff- und Energieversorgung durch Diversifizierung der Lieferbeziehungen reduziert und Rohstoffprojekte gemeinsam mit der Wirtschaft gezielt gefördert und strategische Reserven angelegt werden sollen.

ROHSTOFFSTRATEGIE (▶ Link)

Bereits im Januar 2020 hat die Bundesregierung eine Strategie verabschiedet, um die Rohstoffversorgung der deutschen Wirtschaft und somit auch die Wettbewerbsfähigkeit bei wichtigen Zukunftstechnologien wie der Elektromobilität, der Digitalisierung und der Energiewende langfristig sicherzustellen. Sie enthält 17 konkrete Maßnahmen in den drei Säulen der Rohstoffversorgung: heimische Rohstoffe, Importe sowie Recycling. Das BMWK arbeitet aktuell an einer Ergänzung um weitere Maßnahmen.

NATIONALE WASSERSTOFF-IMPORTSTRATEGIE

Bis 2030 sollen in Deutschland 10 GW Elektrolyse-Kapazität aufgebaut werden. Der damit erzeugbare Wasserstoff reicht aus, um schätzungsweise 30 bis 50 % des deutschen Wasserstoff-Bedarfs 2030 zu decken. Der restliche Wasserstoff muss aus anderen Ländern importiert werden. Die Ausgestaltung dessen soll eine Wasserstoff-Importstrategie festgelegen. Es bestehen bereits internationale Wasserstoff-Partnerschaften mit verschiedenen Ländern wie z. B. Australien, Namibia, Kanada. Zudem entwickeln einzelne Bundesländer eigene Wasserstoff-Importstrategien.

CARBON MANAGEMENT STRATEGIE

Der Industriesektor stieß im Jahr 2022 über 110 Mio. Tonnen CO2-äquivalente Treibhausgasemissionen aus. Davon entfielen über 80 % auf die Eisen- und Stahlindustrie, Raffinerien sowie die Zement- und chemische Industrie. Insbesondere für diese Industriezweige stellt die Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO2 eine wichtige Option zur Reduktion prozessbedingter Emissionen dar. Auf Basis diverser Klimaneutralitätsstudien, welche die Notwendigkeit des Einsatzes von CCS (Carbon Capture and Storage) und CCU (Carbon Capture and Utilization) für das Erreichen des Ziels der Treibhausgasneutralität darlegen, hat die Bundesregierung beschlossen, eine Carbon Management-Strategie zu entwickeln. Dabei sollen insbesondere denkbare Einsatzfelder für diese Technologien näher bestimmt und die ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für einen möglichen Hochlauf von CCU/CCS in Deutschland erarbeitet werden. Trotz Bemühungen zur Emissionsminderung und -vermeidung ist davon auszugehen, dass es auch zukünftig einen Teil schwer bzw. nicht vermeidbare CO2 Emissionen insbe-sondere in der Industrie und in der Abfallwirtschaft geben wird, für die sich der Einsatz von CCS und CCU eignet. Darüber hinaus gibt es politische Init-iativen auf internationaler und EU-Ebene, die auch den Export von CO2 in andere Länder vorsehen. Umweltverbände sehen die Schaffung einer Ent-sorgungsinfrastruktur für CO2 kritisch, weil dies aus ihrer Sicht die Reduzie-rung von fossilen Energieträgern verlangsamen könnte.

NATIONALE HAFENSTRATEGIE (▶ Link)

Die deutsche Wirtschaft ist auf leistungsfähige See- und Binnenhäfen angewiesen. Diese sichern einen Großteil der Rohstoff- und Energieversorgung. Teilweise sind sie selbst Industriestandorte oder Energiezentren. In der Nationalen Hafenstrategie sollen standort- und bundesländerübergreifend Rahmenbedingungen für die zukünftige Entwicklung der Häfen formuliert werden. Eines der fünf Handlungsfelder ist dabei die Entwicklung von Häfen zu nachhaltigen Knotenpunkten der Energiewende. Unabhängig von den konkreten Ergebnissen (verspätet im März 2024 verabschiedet) scheint Einigkeit darüber zu herrschen, dass der jährliche Ausgleich der sogenannten Hafenlasten der Länder durch den Bund in Höhe von 38 Mio. Euro angesichts der aktuellen Herausforderungen nicht mehr zeitgemäß ist. Vertreter der Seehäfen und norddeutschen Bundesländern haben zuletzt eine Beteiligung des Bundes von mind. 400 Mio. Euro pro Jahr gefordert.

Foto: Der Bremer Bürgermeister Andreas Bovenschulte auf der Nationalen Maritimen Konferenz (NMK) im September 2023 in Bremen

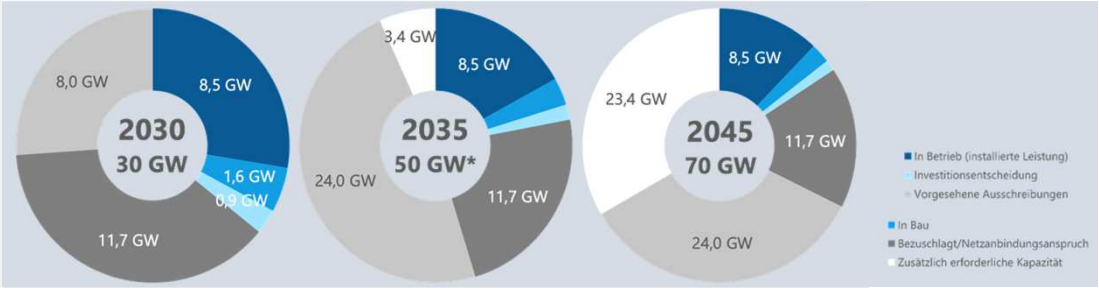


Quelle: Zeit Online.

AUSBAUZIELE UND -STATUS NATIONAL

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung soll sich bis zum Jahr 2030 fast verdoppeln und danach kontinuierlich weiter steigen. Für das Gelingen dieses Ziels ist die Offshore-Windenergie ein zentraler Baustein. Am 1. Januar 2023 trat die Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes zur Erhöhung der Ausbauziele für die Offshore-Windenergie in Kraft. Das Ausbauziel für Windenergie auf See steigt demnach bis zum Jahr 2030 auf mindestens 30 Gigawatt (GW). Bis 2035 wird ein Ausbaustand von 50 GW erwartet, bis 2045 sind es mindestens 70 GW.

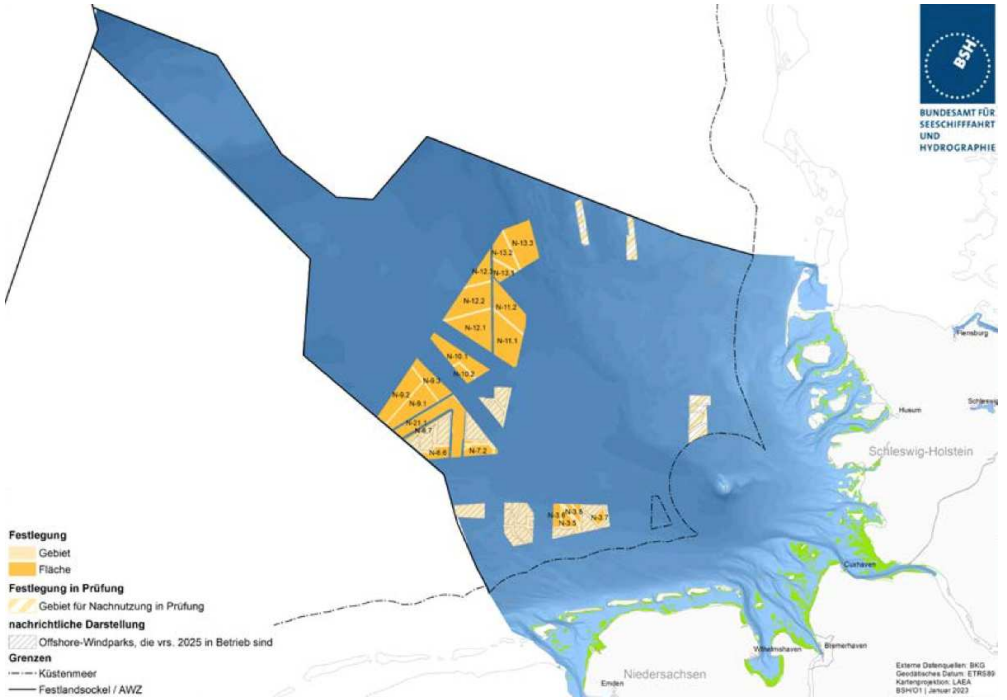
Abbildung: Entwicklungsstatus der Offshore-Leistung und Ausbauziele



Quelle: Deutsche Windguard 2023, Studie zum Status des Offshore-Windenergieausbaus.

Zur Umsetzung der Ausbauziele wurde u. a. die Ausweisung zusätzlicher Flächen für die Offshore-Windenergie auf See vereinbart. Um die notwendigen Voraussetzungen zu schaffen, hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) den bestehenden Flächenentwicklungsplan (▶Link) in Übereinstimmung mit den Festlegungen des Raumordnungsplans für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee zum Januar 2023 fortgeschrieben. Der Flächenentwicklungsplan legt die in der Abbildung rechts dargestellten Gebiete und Flächen fest. In einigen Gebieten erfolgt keine Festlegung von Flächen, da diese Gebiete vsl. bis zum Jahr 2026 vollständig mit Windparks bebaut sein werden. Eine Festlegung von Flächen in diesen Gebieten erfolgt im Rahmen einer zukünftigen Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans im Hinblick auf die Nachnutzung. Insgesamt kann mit den in der Abbildung dargestellten Flächen eine Leistung von voraussichtlich ca. 24,7 GW errichtet werden. Zusammen mit den Windparks im Bestand und dem bis zum Jahr 2026 zu erwartenden Zubau lässt sich mit den im FEP 2023 festgelegten Flächen eine installierte Gesamtleistung von ca. 36,5 GW realisieren. Damit sichert der FEP 2023 die Erreichung des Ziels von mindestens 30 GW bis zum Jahr 2030 ab. Die Festlegung weiterer Flächen zur Erreichung der Ziele für die Jahre bis 2045 erfolgt im Rahmen der nächsten Fortschreibung.

Abbildung: Festlegung zu Gebieten / Flächen in der AWZ der Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.

Ungeachtet der Flächenfestlegungen bestehen einige Unwägbarkeiten im Hinblick auf die Erreichung der Ausbauziele. Diese betreffen u. a. politisch getriebene Anpassungen oder gesetzliche Änderungen sowie operative Themen (z. B. Verfügbarkeit von Installationsschiffen und Hafenflächen) auf die im Zuge dieser Studie noch einzugehen sein wird.

AP1: MARKTANALYSE

Gemäß einer Studie zum Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland (▶Link) waren am Stichtag 30. Juni 2023 in Deutschland 1.563 Offshore-Windenergieanlagen mit einer Leistung von insgesamt 8,4 GW in Betrieb. Davon haben 24 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 229 MW im ersten Halbjahr 2023 erstmals in das Stromnetz eingespeist. Im Halbjahresverlauf 2023 wurden darüber hinaus Leistungsänderungen an Bestandsanlagen durchgeführt und neue Fundamente installiert, die zugehörigen Windenergieanlagen wurden noch nicht errichtet. Die nachfolgende Karte gibt einen Überblick über bereits bestehende oder sich in der Realisierung befindliche Offshore-Windenergieanlagen an der deutschen Nordseeküste.

Abbildung: Übersichtskarte Offshore-Windenergie in Deutschland



Quelle: Deutsche Windguard 2023, Studie zum Status des Offshore-Windenergieausbaus.

AKTUELLE UND ZUKÜNFTIGE AUSBAUVORHABEN

Die beschriebene Novelle des WindSeeG sieht für die Flächenvergabe ab 2023 ein geändertes Ausschreibungssystem vor. Neben den durch das BSH zentral voruntersuchten Flächen werden auch nicht zentral voruntersuchte Flächen ausgeschrieben. Je nach Fläche unterscheidet sich das Vergabeverfahren. Im Juni 2023 fand die erste Ausschreibungsrunde für vier nicht zentral voruntersuchte Flächen mit einem Volumen von insgesamt 7 GW statt. Es wurden drei Flächen in der Nordsee (N-11.1, N-12.1, N- 12.2) und eine Fläche in der Ostsee (O-2.2) vergeben. Die Zuschläge für die Flächen N-11.1 und N-12.2 erhielt das Unternehmen BP. Die Zuschläge für die Flächen N-12.1 und O-2.2 sicherte sich Total Energies. Im August 2023 hat eine weitere Ausschreibungsrunde für vier voruntersuchte Flächen mit einem Volumen von insgesamt 1,8 GW stattgefunden. Den Zuschlag für die Flächen N-3.5 und N-3.6 erhielt die Nordseecluster B GmbH. Die Nordseecluster B GmbH ist zugleich die Inhaberin des Eintrittsrechts für beide Flächen. Auf der Fläche N-6.6 erhielt die RWE Renewables Offshore HoldCo Four GmbH den Zuschlag. Die Bieterin Vattenfall Nordlicht II Offshore-Wind GmbH besitzt für die Fläche N-6.6 ein Eintrittsrecht. Dieses Eintrittsrecht wurde gegenüber der Bundesnetzagentur ausgeübt. Damit geht der Zuschlag für die Fläche N-6.6 per Gesetz (vgl. § 64 WindSeeG) auf die Vattenfall Nordlicht II Offshore-Wind GmbH über.

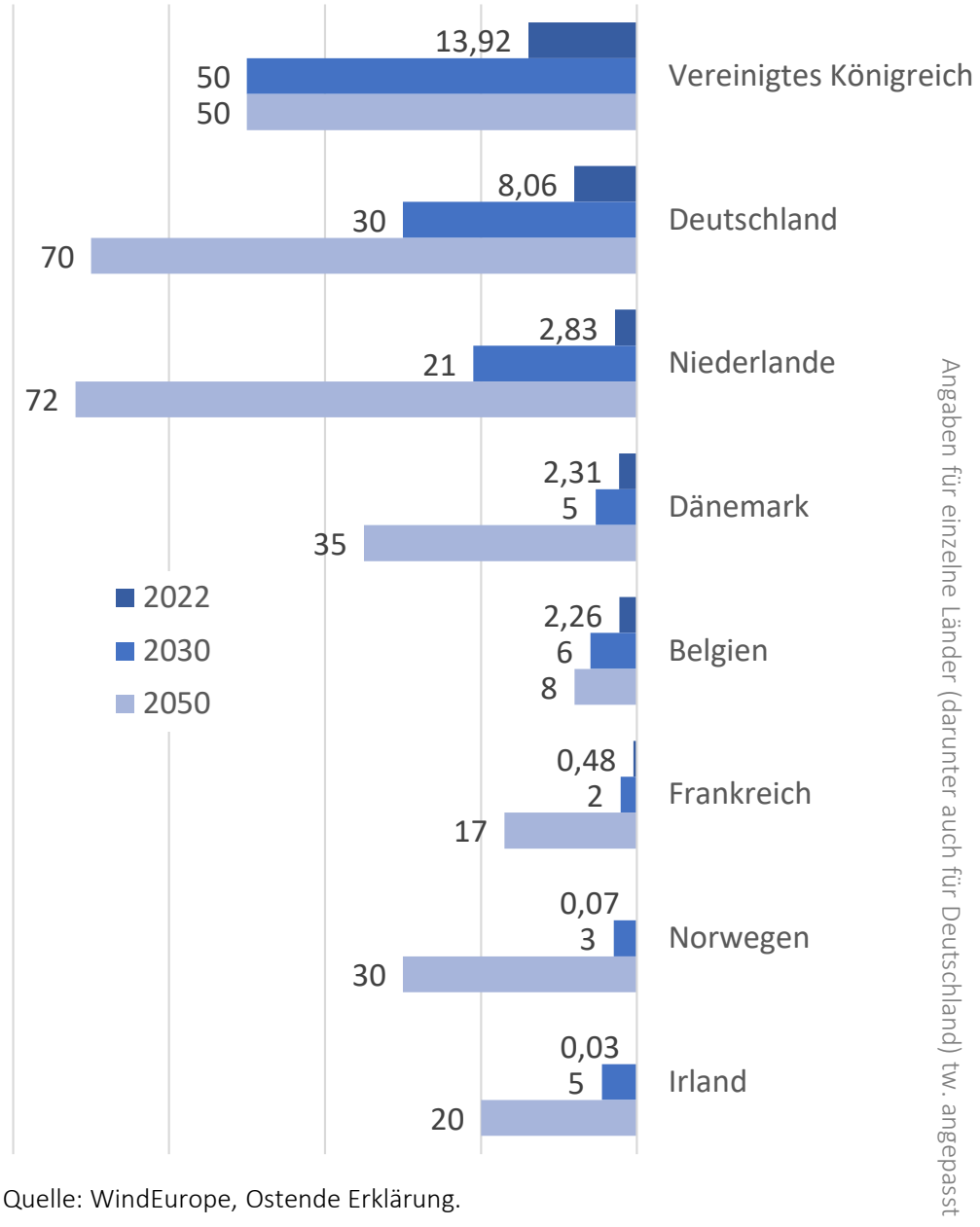
Bis zum Jahr 2027 sind folgende weitere Ausschreibungen geplant: Fläche N-11.2 (erwartete Kapazität 1.500 MW), Fläche N-12.3 (erwartete Kapazität 1.000 MW), Fläche N-9-1 (erwartete Kapazität 2.000 MW), Fläche N-9.2 (erwartete Kapazität 2.000 MW), Fläche N-9.3 (erwartete Kapazität 1.500 MW), Fläche N-10.1 (erwartete Kapazität 2.000 MW), Fläche N-10.2 (erwartete Kapazität 500 MW), Fläche N-13.1 (erwartete Kapazität 500 MW), Fläche N-13.2 (erwartete Kapazität 1.000 MW), Fläche N-21.1 (erwartete Kapazität 2.000 MW).

Die im ersten Halbjahr 2023 in Betrieb genommenen Anlagen stellen mit je 9,5 MW die bislang leistungsstärksten Windenergieanlagen in Deutschland dar. In den Projekten, deren Inbetriebnahme in den Jahren 2024 und 2025 bevorsteht, sind Anlagentypen von mindestens 9,5 MW bis zu 15 MW vorgesehen. Auch hinsichtlich des Rotordurchmessers und der Nabenhöhe sehen die aktuellen Planungen für die zukünftigen Projekte bis 2025 deutliche Steigerungen gegenüber den Bestandsanlagen vor. Rotordurchmesser und Nabenhöhe werden gemäß den Planungen je nach Projekt zwischen 174 m und 236 m (Rotordurchmesser) sowie zwischen 107 m und 145 m (Nabenhöhe) betragen. Hieraus ergeben sich entsprechende Rückwirkungen auf sämtliche Komponenten einer Offshore-Windenergieanlage.

AUSBAUZIELE UND -STATUS INTERNATIONAL

In den europäischen Nachbarländern sind die Ausbauziele ebenso ambitioniert. Im Jahr 2022 haben die vier EU-Nordseeanrainerstaaten Dänemark, die Niederlande, Deutschland und Belgien ihre gemeinsamen Ausbauziele für die Offshore-Windenergie auf 65 GW bis 2030 und 150 GW bis 2050 angehoben. In 2023 haben sich mit Frankreich, Irland, Luxemburg, Norwegen und dem Vereinigten Königreich weitere europäische Länder diesem Bündnis angeschlossen und die Ostende-Erklärung (▶ Link) unterzeichnet. Darin haben sich die neun Staaten das Ziel gesetzt, bis 2030 gemeinsam mind. 120 GW und bis 2050 mind. 300 GW Offshore-Windenergie in der Nordsee zu erzeugen. Im Vergleich zu der im Jahr 2022 installierten Kapazität entspricht das mind. einer Vervier- bzw. Verzehnfachung. Während das Vereinigte Königreich und Deutschland im Vergleich zu den anderen europä-ischen Staaten bereits über signifikante Offshore-Kapazitäten verfügen, spielt das Thema z. B. in Norwegen oder Irland bislang noch keine Rolle. In Frankreich ist der erste Offshore-Windpark erst im Jahr 2022 an das Netz gegangen. Vor dem Hintergrund sind die Ausbauziele dieser Staaten beson-ders beachtlich, da die geplanten Windparks z. T. auf die gleichen begrenz-ten Produktions- und Hafenkapazitäten zurückgreifen werden und sich da-durch potenziell ein innereuropäischer Wettbewerb ergeben könnte.

Abbildung: Installierte und geplante Offshore-Wind-Kapazität (in GW)



Quelle: WindEurope, Ostende Erklärung.

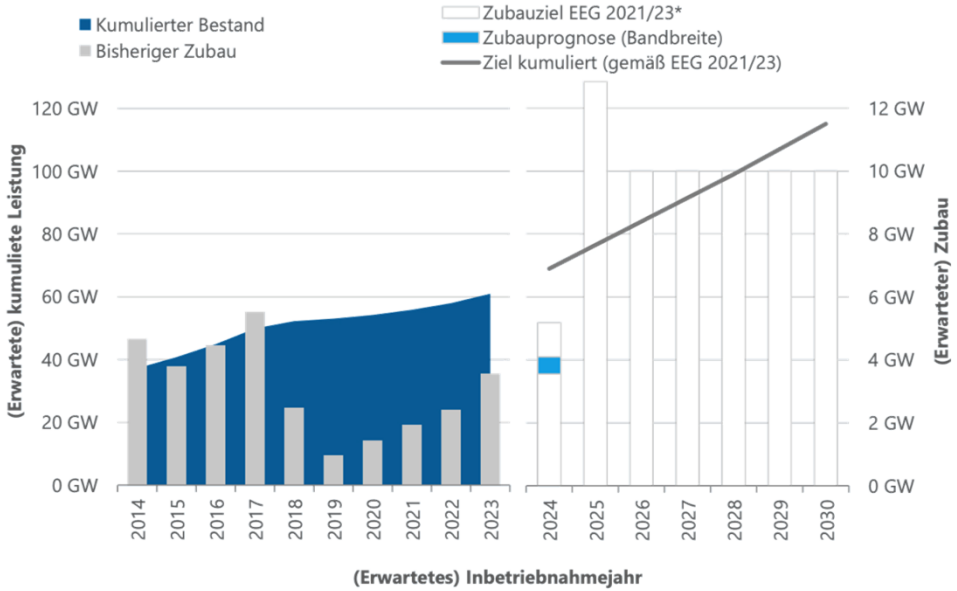
AUSBAUZIELE ONSHORE-WIND

Während die Gewinnung und Nutzung von Windenergie auf See (offshore) in Deutschland noch recht jung ist, wird Windenergie an Land (onshore) bereits seit rund drei Jahrzehnten genutzt. Aufgrund der Sinnhaftigkeit Offshore und Onshore im Sinne einer möglichst breiten Aufstellung als Windenergie-Standort gemeinsam zu denken, werden im Folgenden auch die Ausbauziele für den Onshore-Sektor weiterführend betrachtet.

Zur Jahresmitte 2023 waren 28.517 Windenergieanlagen mit ca. 59 GW installierter Leistung in Betrieb. Niedersachsen weist mit 21 % den höchsten Anteil an der Gesamtleistung auf. Darauf folgen Brandenburg (14 %), Schleswig-Holstein (13 %) und Nordrhein-Westfalen (12 %). Aufgrund der unterschiedlichen Größe der Bundesländer ist die Aussagekraft der installierten Leistung allein jedoch begrenzt. Heruntergebrochen auf die Landesfläche, liegt Schleswig-Holstein mit einer Leistungsdichte über 500 kW/km^2 an der Spitze. Knapp darauf folgt das Bundesland Bremen.

Nach dem aktuellen Erneuerbare-Energien-Gesetz sollen bis Ende 2030 in Deutschland 115 Gigawatt (GW) Windenergie an Land installiert sein. Dafür wird ein jährlicher Zubau von etwa 10 GW (brutto) erforderlich sein. Weiterhin ist zu erwarten, dass alte Anlagen mit einer Leistung von etwa 17 GW bis Ende 2030 zurückgebaut werden. Darüber hinaus setzt das EEG mit 157 GW bis Ende 2035 und 160 GW bis Ende 2040 weitere ambitionierte Ausbauziele für den Onshore-Sektor. Eine zentrale Herausforderung ist es dabei, ausreichend nutzbare Flächen bereitzustellen. Mit dem Koalitionsvertrag hat die amtierende Bundesregierung sich das Ziel gesetzt, für die Windenergie an Land 2 % der Landesfläche zur Verfügung zu stellen. Die rechtliche Grundlage zur Umsetzung ist mit dem Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) erfolgt, welches zum 1.02.2023 in Kraft getreten ist. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung im Onshore-Sektor seit 2014 und die beschriebenen Ausbauziele bis zum Jahr 2030.

Abbildung: Erwarteter Zubau 2023 und Ausbauziele gemäß EEG



Quelle: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, 2023, Deutsche Windguard.

Auch auf europäischer Ebene bestehen ambitionierte Ziele. Mit dem Fit-for-55-Paket hat die Europäische Kommission ein weitreichendes Gesetzespaket vorgelegt, mit dem die Treibhausgasemissionen in der EU bis 2030 um 55% gesenkt werden sollen. Um diese Reduktion zu erreichen, wurde das Ziel für den Anteil Erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch von bisher 32 % auf 40 % angehoben. Konkret bedeutet das, dass die installierte Kapazität der Windenergieleistung in Europa auf 451 GW im Jahr 2030 ausgebaut wird, ein jährlicher Ausbau von 30 GW (Onshore und Offshore). Auf diesem Ausbaupfad wird die Windenergie im Jahr 2027 zur wichtigsten Stromquelle in der EU aufsteigen. Bis 2050 will die EU-Kommission 1000 GW Onshore-Wind und 300 GW Offshore-Wind erreichen.

KOMPONENTEN VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN

Wie jede technische Einheit besteht auch eine Windenergieanlage aus unterschiedlichen Komponenten, deren Zusammenspiel erst die volle Funktionalität der Anlage ermöglicht. Die wesentlichen Bestandteile einer Windenergieanlage sind einerseits der Rotor, bestehend aus Nabe und Rotorblättern, und andererseits die Maschinengondel, die den Generator und das Ge-triebe schützt. Die Gondel ist drehbar und auf dem so genannten Turm gela-gert, der wiederum für die notwendige Standsicherheit der Windenergiean-lage sorgt. Darüber hinaus sind im Turm der Netzanschluss und die verschie-denen Steuerungssysteme untergebracht. Zwecks Verankerung von Wind-energieanlagen am Meeresboden können verschiedene Fundamenttypen verwendet werden. Deren Einsatzmöglichkeiten sind abhängig von Faktoren wie dem Gewicht der Windenergieanlagen (Masse der Gondel), der Wasser-tiefe, der dynamischen Lastverteilung sowie den Verhältnissen und der Beschaffenheit des Meeresbodens. Bislang eingesetzt und getestet werden u. a. Jackets, Tripods, Monopiles, Schwergewichtsgründungen, Tripiles sowie schwimmende Fundamente. Zu den weiteren (indirekten) Komponenten zählen u. a. die Seekabel sowie die Konverterplattform. Letztere dient dazu, die Verluste und den Aufwand für die Übertragung der elektrischen Energie von den Offshore-Windparks zum Festland zu reduzieren. Mit Blick auf die Fertigung einzelner Komponenten sind verschiedene Wertschöpfungsstufen zu unterscheiden. Obwohl die Wertschöpfungskette mit allen Einflussfaktoren nur schwer in vollem Umfang abbildbar ist, da jede einzelne Stufe ihrerseits einen komplexen Aufbau aufzeigt und sich die Wertschöpfungskette z. B. für Onshore und Offshore deutlich unterscheidet, lässt sich nachfolgende grobe Eintei-lung vornehmen. Eine wichtige Rolle aus Hafen- bzw. Ansiedlungs-perspektive spielt dabei der Bereich der Anlagenfertigung.



Quelle: wind:research 2022, Studie zur Wertschöpfung der Offshore-Windenergie

Eine Schlüsselrolle übernehmen hier die sogenannten OEM‘s / Erstausrüster wie Siemens Gamesa Renewable Energy, GE Renewable Energy oder Vestas Wind Systems. Diese verfügen über z. T. unterschiedliche Wertschöpfungstiefen mit komplexen Zulieferstrukturen. Abhängig z. B. von Größe und Gewicht der Komponenten ergeben sich verschiedene Standort- und Logistikanforderungen. Vor allem bei besonders großen und/oder schweren Komponenten wie z. B. Türmen oder Gondeln ist eine Fertigung in unmittelbarer Nähe zu einem Hafen von hoher Relevanz. Dies gilt z. T. auch für Produzenten weiterer Großkomponenten (z. B. Maschinenträger, Triebstrang, Getriebe) für die aufgrund der komplexen Marktstruktur keine Einzelbetrachtung erfolgt.

OFFSHORE-HAFENFUNKTIONEN

Auf Basis der vorherigen Überlegungen zu den Standort- und Logistikanfor-derungen lassen sich unterschiedliche Funktionalitäten von Häfen für den Offshore-Windsektor unterscheiden.

Installationshafen (Basishafen)

In einem Installationshafen erfolgt die Vormontage (Assembling) der Off-shore-Windenergieanlagen bevor diese zum Offshore-Windpark verschifft und dort installiert werden. Grundvoraussetzung für einen Installations-hafen sind ausreichend verfügbare Lager- und Montageflächen. Wasser-seitig ist eine ausreichende Wassertiefe (abhängig vom Schiffstyp) notwen-dig. Zusätzlich muss die Bodenbelastung das Aufjacken von Installations-schiffen ermöglichen.

Produktionshafen

Ein Produktionshafen zeichnet sich dadurch aus, dass in direkter Hafen-nähe oder auf dem Hafengelände Anlagenhersteller ansässig sind und dort die Fertigung von Windenergiekomponenten, z. B. Turmsegmente, Gon-deln, Rotorblätter, Fundamente oder Seekabeln durchführen. Zumeist gibt es für jede Komponentenart eigene Produktionsstätten, so dass an einem Produktionsstandort nicht zwangsläufig gesamte Windenergieanlage pro-duziert werden, sondern ggf. einzelne Elemente.

Import- und Exporthafen

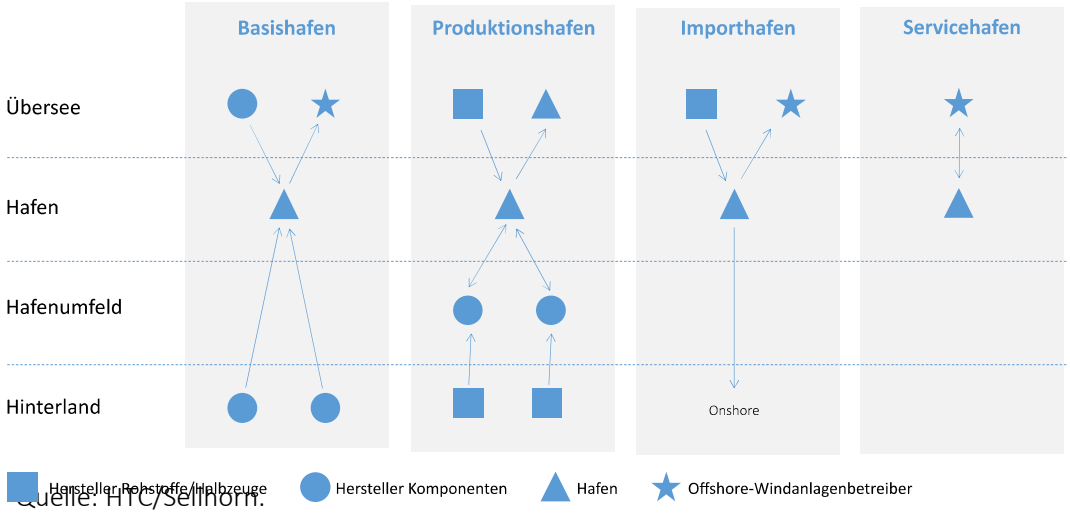
Im Import- und Exporthafen werden Windenergiekomponenten um-geschlagen. Die umgeschlagenen Komponenten werden entweder auf das Schiff verladen (Export) oder von einem ankommenden Schiff gelöscht (Im-port). Ein Im- und Exporthafen benötigt ausreichend Lagerflächen, um die Komponenten zwischenzulagern sowie schwerlastfähige Kaiflächen und
Verladekapazitäten für die Umschlagtätigkeiten. Der Vor- oder Nachlauf erfolgt zumeist per Lkw, wodurch neben einer schwerlastfähigen Hinter-landanbindung ebenso eine gute Erreichbarkeit vorhanden sein sollte.

Servicehafen

Die Servicehäfen dienen der dauerhaften Versorgung, Wartung und In-standhaltung der Offshore-Windparks und sollen einen reibungslosen An-lagenbetrieb sicherstellen. Hierbei ist zwischen zwei Arten von Service-häfen zu unterscheiden: Reaktionshäfen und Versorgungshäfen. Die Reak-tionshäfen zeichnen sich durch eine geringe Entfernung zu den Windparks aus und sind Ausgangspunkt für spontane und kurzfristige Reparaturen. Versorgungshäfen dienen der Versorgung der Windparks selbst. Es handelt sich dabei im Wesentlichen um regelmäßige und geplante Transporte.

Die nachfolgende Abbildung zeigt ausgewählte Hafenfunktionen im Überblick.

Abbildung: Funktionalitäten von Häfen für den Offshore-Windsektor



Quelle: HTC/Sellhorn.

Abhängig vom Ausbauszenario ist der Standort Bremerhaven vom Grund-satz her in der Lage, sämtliche der o. g. Funktionalitäten abzubilden. Aus diesem Grund erfolgt im nächsten Schritt eine weiterführende Betrach-tung der Supply Chains und Standortanforderungen im Offshore-Bereich.

WETTBEWERB: OFFSHORE-HÄFEN NATIONAL

Verschiedene deutsche Seehäfen übernehmen aufgrund ihrer Lage und örtlichen Gegebenheiten unterschiedliche Funktionen für die deutschen Offshore-Windparks in der Nordsee. Ein Schwerpunkt der Aktivitäten liegt dabei in den niedersächsischen Häfen (▶ Link). Im Folgenden werden die derzeitigen Aktivitäten und die Rahmenbedingungen in den einzelnen Häfen kurz vorgestellt. Anhand dessen sowie der jeweils geplanten Aktivitäten und Ausbauvorhaben (sofern bekannt) lassen sich erste Rückschlüsse auf die Leistungsfähigkeit der Häfen und etwaige Angebotslücken ziehen.

Abbildung: Relevante Offshore-Häfen für die deutsche Nordsee



Quelle: Eigene Recherche.

Borkum

- Servicehafen mit kurzer Distanz von bis 50-60 km zu den Windparks und mittels Crew Transfer Vesser (CTV) in ca. 1,5 Std. erreichbar
- Geringe Wassertiefen erlauben keine oder nur bedingt Service-Verkehre mit Service Operation Vessel (SOV)
- „Offshore-Quartier“ bietet in unmittelbarer Nähe zum CTV-Anleger mit 100 m Kajenlänge Wohnraum für Service-Techniker
- Helikopterlandeplatz auf dem Borkumer Flugplatz, um Techniker zu den Windenergieanlagen zu fliegen
- Lagerhallen für Servicematerial

Norddeich

- Servicehafen für die Windparks Alpha Ventus, Borkum Riffgrund 1/2, Godewind 1/2, Nordsee One und Deutsche Bucht
- Service-Basis für diverse Unternehmen, u.a. Betriebsführungszentrale des Windparkbetreibers Ørsted; weitere Unternehmen vor Ort sind z. B. Nordsee One, Frisia Offshore
- Vergleichbare Bedingungen wie auf Borkum: kurze Entfernung zu den Windparks und aufgrund zu geringer Wassertiefen Einsatz von SOV nicht/nur bedingt möglich
- Bereits hohe Auslastung durch Bestandsnutzung wie Offshore-Wind, Fährverkehr und touristische Fahrten
- Option für zusätzliche Liegeplätze im Westhafen

Emden

- Service- und Im/Exporthafen für Onshore-Komponenten
- Außen- und tideunabhängiger Innenhafen als wesentliche Hafenbereiche; im Innenhafen können Schiffe mit bis zu 11,5 m Tiefgang abgefertigt werden; dieser ist über zwei Seeschleusen erreichbar: Große Seeschleuse mit Kammergröße von 240 x 40 m; Schiffe mit > 9 m Tiefgang können nur bei passendem Tidefenster in die Schleuse/Innenhafen einfahren

AP1: MARKTANALYSE

Emden (Fortsetzung)

- Über die Ems ist der Zu-/Ablauf per Binnenschiff möglich
- Es bestehen zusammenhängende schwerlastfähige Freiflächen und angeschlossene lange Kajen, die für den Umschlag von Onshore-Komponenten (ca. 1.000 m) und Offshore-Service-Tätigkeiten (höhere Anlauffrequenz, ca. 1.400 m) genutzt werden können (u. .a Seekabel)
- U. a. hat EnBW seit 2019 eine Servicestation, von der aus ca. 25 Techniker die Windparks Hohe See und Albatros betreuen
- Straßenseitiger Transport von Rotorblättern neuerer Anlagentypen mit einer Länge von ca. 85 m ist derzeit nicht möglich; die Verlegung der B210 (vsl. ab 2024) als Zubringer für die BAB31 erlaubt den Transport von Rotorblättern mit einer Länge bis zu 95 m → potenzieller Engpass angesichts weiter wachsender Dimensionen
- Sowohl Service-Konzepte mit CTV (eher Außenhafen, da keine zeitaufwändige Schleusung) als auch zukünftig eher zu erwartende mehrtägige SOV-Einsätze (dann auch im Innenhafen) sind abbildbar
- Umfangreiche Erweiterungsmöglichkeiten bestehen in den Bereichen Innenhafen: 18,6 ha für Umschlag und Service; Rysumer Nacken: 111 ha eher für Service da kein direkter Zugang zu einer Kaje und Wybelsumer Polder: 2 ha und zusätzliche Kaianlage (geeignet für Errichterschiff) für Umschlag und Installation, was eine Funktionserweiterung des Hafens als Basishafen bedeuten würde
- Flugplatz Emden wird zunehmend für den Einsatz von Helikoptern genutzt, die Techniker für Wartungsarbeiten zu den Windparks fliegen

Wilhelmshaven

- Gelegentlicher Umschlag von Komponenten, kein Kernsegment
- Der Innenhafen kann durch die Seeschleuse (Kammergröße: 350 x 57 m) mit einem max. Tiefgang von 11,5 m erreicht werden.
- Im Innenhafen bestehen verschiedene Entwicklungsoptionen sowohl für den Umschlag, die Lagerung und Installation, z. T. mit direktem Kajenzugang sowie unterschiedlichem baulichen Aufwand und Zeithorizont
- Auslaufender Kohleumschlag bietet zukünftig zusätzliches Flächenpotenzial
- 2. Ausbaustufe des Jade-Weser-Port würde umfangreiche Flächen mit tideunabhängigem Zugang für Schiffe jeder Größe entstehen lassen; denkbar wären sowohl Umschlag/Lagerung als auch Vormontage von Komponenten sowie eine flexible Nutzung für Windenergie (Aufbau und perspektivisch Rückbau) als auch Containerumschlag

Brake

- Umschlag von Windenergie-Komponenten am Niedersachsenkai als schwerlastfähige zusammenhängende Fläche im Norden des Hafens
- Sowohl Umschlag von Fundamentstrukturen als auch Aufjacken von Errichterschiffen möglich
- Maximaler Tiefgang von 11,90 m
- Zu-/Ablauf sowohl per Binnenschiff über die Weser als auch über die Straße (B212), die für den Transport von Rotorblättern ausgelegt ist
- Es bestehen sowohl Umschlag- und Lagerflächen im Hafen, die kurzfristig und projektbezogen umgenutzt werden können als auch umfangreiche Erweiterungsflächen für Gewerbe- und Industrieansiedlungen, u. a. ist die Verlängerung der Kaje am Niedersachsenkai und Erschließung der dahinterliegenden Flächen geplant

Nordenham

- Umschlag von Seekabeln, die in den Norddeutschen Seekabelwerken (mit direktem Zugang zum Hafengelände) hergestellt werden
- An der Südpier mit über 1.000 m Länge könnten 3-4 große Seeschiffe parallel abgefertigt werden; max. Länge bis zu 180 m, Tiefgang bis zu 10,5 m und max. Breite bis zu 45 m (aufgrund Fahrrinne)
- Die Liegeplätze im Nordbereich für Schiffe mit einer Länge von bis zu 300 m, einer Breite von bis zu 60 m und Tiefgang von bis zu 13,10 m

AP1: MARKTANALYSE

Nordenham (Fortsetzung)

- Entwicklungsoptionen bestehen z. B. durch Umnutzung des Kohleterminals (13 ha), wobei die Terminalfläche noch für schwere Komponenten ertüchtigt werden müsste und zukünftig neben dem Umschlag auch die Abfertigung von Installationsschiffen denkbar wäre
- Fa. Steelwind produziert seit 2014 Fundamente für Offshore-Windenergieanlagen mit einem werkseigenen Hafen an der Weser (in Sichtweite zum Fischereihafen)

Cuxhaven

- Der momentan wichtigste deutsche Hafen für Windenergie als Standort für Produktion und Umschlag von On- und Offshore-Komponenten läuft mittlerweile unter dem Label Deutsches Offshore Industrie Zentrum
- In der Vergangenheit wurden von Cuxhaven bereits mehrere Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee wie z. B. Bard Offshore 1 und Amrumbank West installiert. Nach dem Einbruch des Offshore-Booms folgte die Umorientierung auf den Umschlag von Onshore-Komponenten
- Neben Siemens Gamesa (Gondeln) ist seit 2020 u. a. das chinesische Unternehmen Titan Wind Energy (Türme, Fundamente) angesiedelt
- Der Hafen ist für Schiffe mit einem Tiefgang bis zu 15,60 m zugänglich
- An der ca. 2.000 m langen Kaje mit schwerlastfähigen Flächen stehen u. a. drei Liegeplätze für Errichterschiffe zur Verfügung
- Der Transport von Rotorblättern aus dem Hafen ist per Straße möglich
- Erweiterungsoptionen durch planfestgestellten Lückenschluss, d. h. Realisierung der Liegeplätze 5-7 und weiteren knapp 1.200 m Kajen sowie angeschlossenen schwerlastfähigen Flächen von bis zu knapp 30 ha., auf denen jede Nutzungsform im Zusammenhang mit On- und Offshore-Windenergie einschl. Installation, Umschlag oder Rückbau denkbar wäre; Land Niedersachsen beabsichtigt sich mit einem Drittel an den prognostizierten Realisierungskosten i. H. v. 300 Mio. Euro zu beteiligen und sucht derzeit nach einem Betreiber
- Flächenkapazität für die Produktion beträgt ca. 90-100 ha (Siemens Gamesa, Titan Energy)



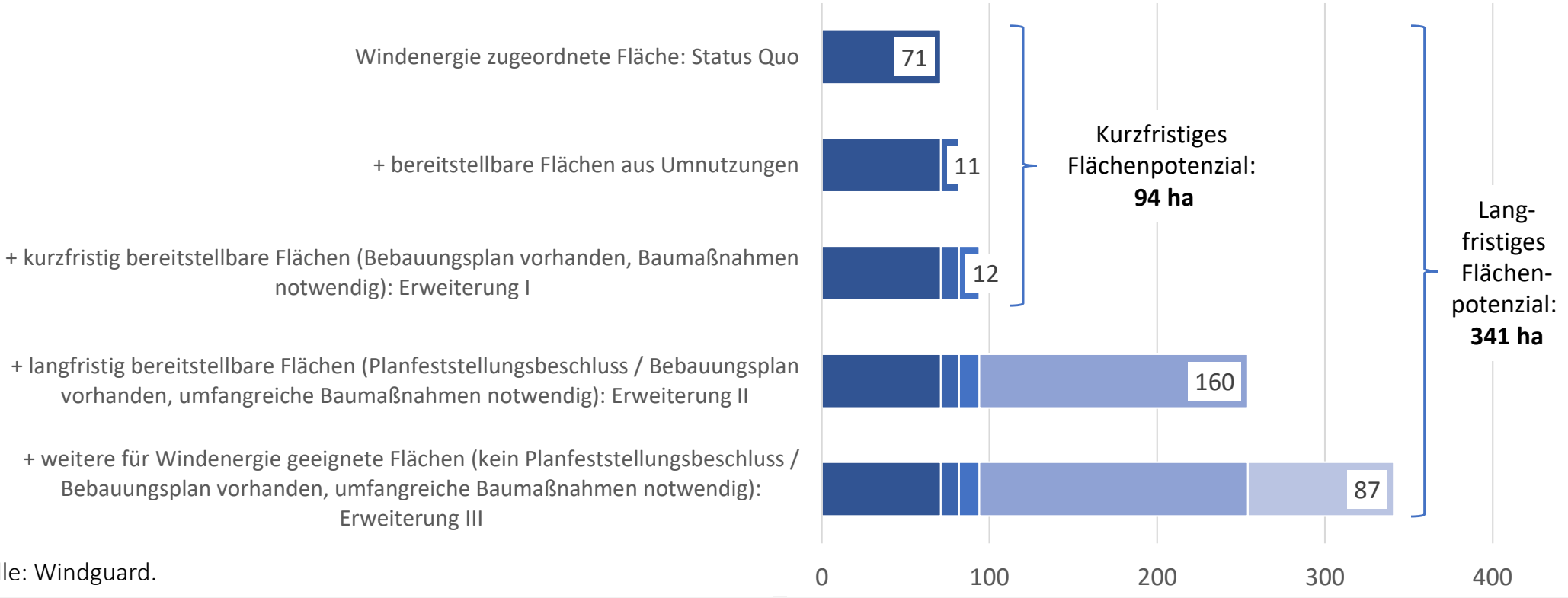
Foto: Hafenwirtschaftsgemeinschaft Cuxhaven

Flächenauslastung und Potenzial niedersächsische Häfen

Im Rahmen der Studie „Potenziale der Windenergie für die niedersächsischen Seehäfen“ (Windguard) wurde die Flächensituation an den zuvor bereits dargestellten fünf großen Hafenstandorten Emden, Wilhelmshaven, Brake, Nordenham und Cuxhaven im Detail analysiert und neben den bereits für die Windenergie genutzten Flächen auch Erweiterungsmöglichkeiten eruiert. Demnach werden derzeit ca. 71 ha* durch die On- und Offshore-Windenergiebranche genutzt, was den Anforderungen und vergleichsweise niedrigen Aktivitäten in den vergangenen Jahren entspricht und angesichts der zunehmenden Nachfrage zu einer aktuell hohen Auslastung führt. Die Inanspruchnahme zusätzlicher Flächen steht dabei im Wettbewerb zu anderen Nutzungsformen. So könnten der Analyse zufolge weitere 11 ha durch Umnutzungen anderer Hafenflächen bereitgestellt werden. Das kurzfristig zur Verfügung stehende Flächenpotenzial wird um weitere 12 ha Fläche (Erweiterung I) ergänzt, wobei Baumaßnahmen notwendig wären, um eine Nutzung der Flächen für die Windindustrie zu ermöglichen. Erheblich größere Flächen von insgesamt knapp 250 ha (Erweiterung II und III) stünde laut Studie erst langfristig zur Verfügung, weil entsprechende Vorlaufzeiten für Genehmigungsverfahren bzw. umfangreiche Baumaßnahmen berücksichtigt werden müssen.

*ohne in den Häfen ansässige Produktionsstätten

Abbildung: Flächen für Windenergie in den niedersächsischen Seehäfen



Quelle: Windguard.

AP1: MARKTANALYSE

Die Häfen in Schleswig-Holstein sind bis auf Brunsbüttel deutlich kleiner als die niedersächsischen Standorte. Auch aufgrund der Distanz zu den Windparks (mit Ausnahme von Helgoland) sind die Aktivitäten im Bereich Windenergie weniger stark ausgeprägt und es bestehen keine Anzeichen dafür.

Brunsbüttel

- Im-/Exporthafen: Umschlag und Lagerung von On-/Offshore-Komponenten, z. B. in der Vergangenheit Verladung von Rotorblättern für den Windpark Ormonde (Irische See)
- Offshore-Anlagen der 5 MW-Klasse können zwischengelagert und auf Seeschiffe und Binnenschiffe verladen werden
- Aus- und Umrüstung von Plattformen möglich, z. B. wurde die Plattform „Buzzard“ für den ersten deutschen Offshore-Windpark Alpha Ventus ab- und umgerüstet (Kran und Bohrhammer wurden deinstalliert und stattdessen ein Hubschrauberlandeplatz auf der Plattform eingerichtet)
- Strategisch günstig gelegen an Elbemündung und Nord-Ostsee-Kanal

Helgoland

- Servicehafen für Wartungsarbeiten im sog. HelWin-Cluster
- Techniker werden per CTV oder Helikopter zu den Windparks gebracht
- auf der Insel stehen arbeitgebereigne oder angemietete Quartiere für Techniker während ihrer Schichten (i. d. R. 14 Tage) zur Verfügung
- RWE und Wind MW Servicestationen sind ganzjährig besetzt, wobei zw. Nov. Und März nur mit geringerer Anz. Störfalltechniker
- Standort sieht sich aufgrund der Lage als gut geeigneter Errichter-Standort, wobei die dafür notwendigen Investitionen weder durch den Bund noch die Gemeinde finanziert werden können
- im aktuellen Ausbauzustand sind die Hafenlagen mit Blick auf Umschlag- und Lagerflächen sowie Wassertiefen nicht für den Umschlag größerer Offshore-Komponenten geeignet

Büsum

- Servicehafenhafen, es besteht jedoch keine feste Servicestation eines Windparkbetreibers
- Techniker werden mit CTV oder Helikopter vom Flugplatz Heide-Büsum (ca. 5 km vom Hafen entfernt) zu den Windparks gebracht
- In der Vergangenheit wurden Onshore-Anlagenteile und Transformatoren umgeschlagen
- Ausbau der Aktivitäten würde Ausbau der bislang begrenzten Umschlag- und Lagerflächen erfordern
- schwerlastfähige Straßenanbindung vorhanden; Schienenanbindung ist noch stillgelegt – derzeit wird eine Reaktivierung geprüft

Husum

- häufig als Wiege der Windenergie bezeichnet, hat aber insbesondere aufgrund des geringen Tiefgangs kein Potenzial als Basishafen
- Umschlag von Onshore-Komponenten für Export in 2010er Jahren kam mit Schließung des Senvion Werkes im Jahr 2017 zum Erliegen
- Durch Heliport im Hafen hat der Standort Potenzial als Servicehafen
- Zudem möchte ein lokaler Akteur die ehem. Senvion-Fläche für das Recycling von Windanlagen nutzen

Dagebüll

- Maximal Potenzial als Servicehafen
- Im Jahr 2009 wurden über die schwerlastfähige Nordmole wurden Gondeln und Türme umgeschlagen. Seitdem sind die Offshore-Aktivitäten im Hafen eingeschlafen.

Rendsburg

- Schwerlasthafen direkt am Nord-Ostsee-Kanal als Umschlaghub für Onshore-Windenergiekomponenten in Norddeutschland
- Zudem ist das Aufjacken von Installationsschiffen möglich
- Angeschlossenes Gewerbegebiet bietet Möglichkeiten für Ansiedlung von Produktion, Umschlag und Lagerung großvolumiger schwerer Anlagenteile für Windparkanlagen

WETTBEWERB: OFFSHORE-HÄFEN INTERNATIONAL

Mit Blick auf die Funktionen als Basis- und Produktionshafen waren in den vergangenen Jahren insbesondere Standorte in den europäischen Nachbarstaaten von großer Bedeutung für deutsche Offshore-Windparks. So wurde ein Großteil der Installation unter Einbeziehung der Häfen Eemshaven in den Niederlanden und Esbjerg in Dänemark realisiert. Auch hier gibt es Pläne die Hafeninfrastruktur weiterzuentwickeln. Angesichts der ambitionierten Ausbauziele im gesamten Nordseeraum ist unklar, inwiefern diese Kapazitäten für die Realisierung zukünftiger deutscher Offshore-Windparks genutzt werden können oder ob zunächst nationale Ausbauziele im Fokus der jeweiligen Häfen stehen. In dem Zusammenhang haben die Hafenverwaltun-gen von Esbjerg, Cuxhaven, Oostende, Eemshaven und Nantes-Saint Nazaire im Jahr 2022 eine Partnerschaft initiiert, um Wissen auszutauschen und ei-ne effiziente Nutzung der Hafenkapazitäten zu gewährleisten. In der North Seas Windkraft port study aus dem Jahr 2023 wird die Gesamtfläche, die in den Nordseehäfen für Aktivitäten rund um das Thema Offshore-Wind-energie zur Verfügung steht, auf ca. 600 ha beziffert, wobei die Inanspruch-nahme von zusätzlichen 200 ha bereits geplant ist. Der eigentliche Bedarf wird angesichts einer zu erwartenden Spitzenbelastung 2029 bis 2031 auf 850 bis 1.300 ha geschätzt, woraus sich ein Defizit von 50-500 ha ergibt, sofern alle geplanten Erweiterungsmaßnahmen realisiert würden. Neben den wichtigen Installationshäfen Eemshaven und Esbjerg wird im Folgenden der britische Hafen Hull als Produktionsstandort betrachtet.



Hull

- Basis-, Produktions- und Servicehafen und wichtigster Standort für die Offshore-Windindustrie im Vereinigten Königreich
- Seit 2016 produziert Siemens Gamesa mit ca. 1.200 MA am Alexandra Dock Rotorblätter für Offshore-Windparks; zunächst mit Längen von 75 bzw. 81 m u. a. für die Windparks Dudgeon, Beatrice, Triton Knoll and Hornsea One and Two; in 2023 wurde die Produktionskapazität verdoppelt; die größten hier produzierten Blätter mit einer Länge von 108 m sind Teil der Siemens Gamesa “flagship” Offshore-Windturbine SG 14-222 DD, die auch im schottischen Offshore-Windpark Moray West (882 MW) bis 2025 installiert warden.
- Im Flussbereich stehen am Alexandra Dock Liegeplätze für (Installations)schiffe bis 199 m Länge und 10,40 Tiefgang zur Verfügung
- Laut Hafenplan stünden weitere 80 ha Erweiterungsfläche zur Verfügung, die sich im Vergleich zum Standort von Siemens Gamesa jedoch am anderen Ende des Hafens befinden.
- Es scheint offen, ob der vergleichsweise kleine und bereits dicht besiedelte Standort mit der dynamischen Entwicklung mithalten kann und Siemens Gamesa noch größere Rotorblätter hier produzieren können wird. Angesichts des jüngsten Werksausbaus und damit einhergehenden Investitionen scheint der Siemens Gamesa Standort zumindest kurzfristig nicht zur Disposition zu stehen.



AP1: MARKTANALYSE

Eemshaven

- Basis- und Servicehafen an der Emsmündung mit > 5 km Kajen, verteilt auf 4 Hafenbecken, bis zu 14 m Tiefgang, uneingeschränkter Zugang (keine Schleuse oder Brücke), Aufjacken für Errichterschiffe möglich
- Standort läuft ebenfalls unter dem Label Energy Port: 1/3 der in den Niederlanden produzierten Energie kommt von hier
- Laut Hafenbetreiber Groningen Seaports wurden oder werden 21 Offshore-Windparks in der Nordsee von Eemshaven als Basishafen installiert oder als Servicehafen gewartet
- Mehr als 40 Unternehmen aus dem Bereich Offshore-Wind in Eemshaven ansässig, z. B. betreiben BUSS im Julianahaven ein 21 ha großes Multi-Purpose-Terminal und EMS Maritime Offshore (EMO) im Beatrixhaven einen Standort, der als Offshore-Servicebasis für Siemens Gamesa (Gemini, Veja Mate) und GE (Merkur Offshore) dient
- Ca. 40 ha zusammenhängende Entwicklungsflächen im Westen des Hafens, die für Offshore-Windenergie eingesetzt werden können


Quelle: Groningen Seaports.


Quelle: Hafen Esbjerg

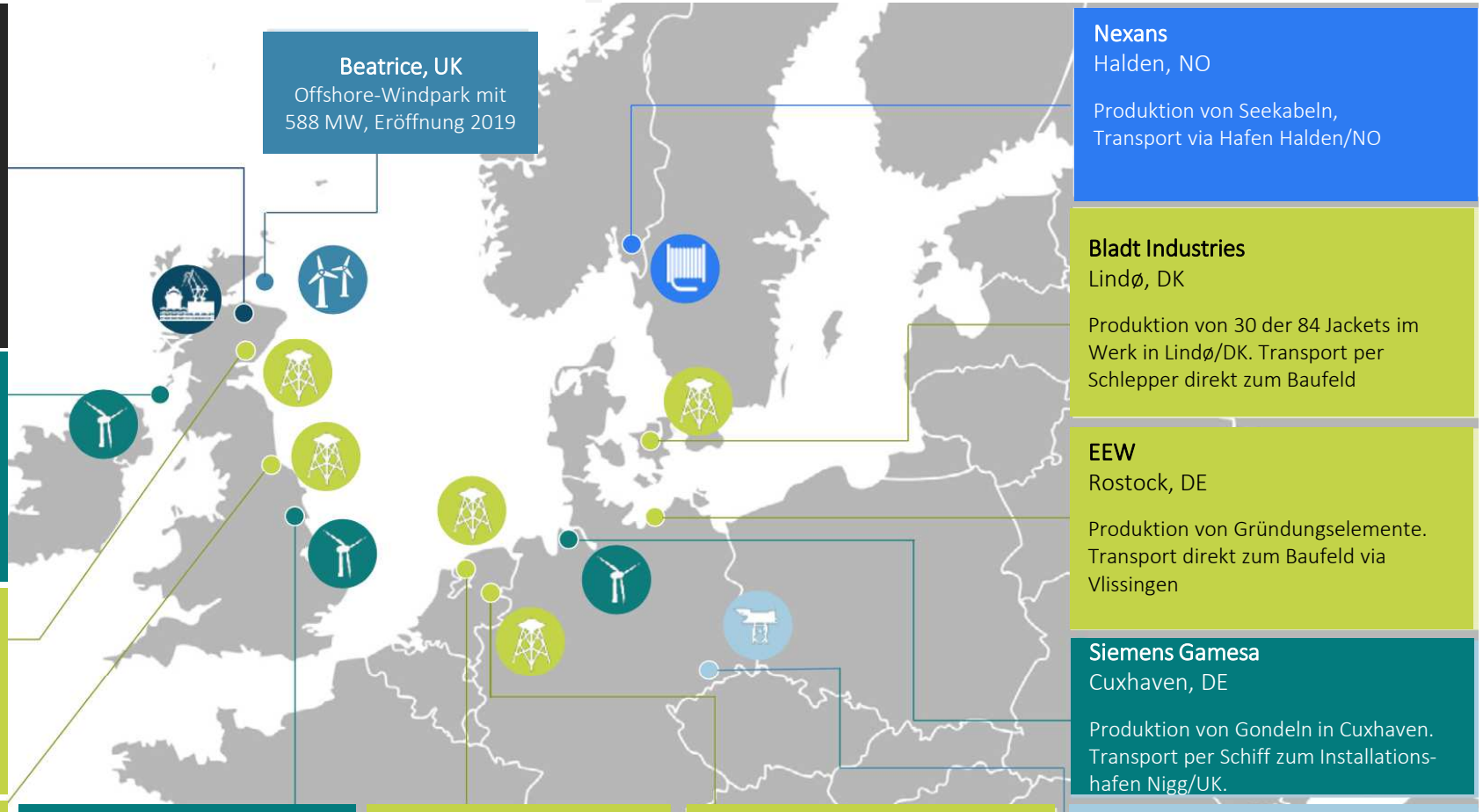
Esbjerg

- Basis-, Produktions- und Servicehafen: nach eigener Aussage weltweit größter Hafen für Offshore-Windindustrie, jeder neunte Arbeits-platz in Esbjerg hängt mit Windenergie zusammen
- An der Installation von > 60 Windparks beteiligt, darunter zahlreiche dänische, britische und deutsche Windparks
- Umschlag im Spitzenjahr 2019: 1,5 GW, 2021: 0,6 GW, 2022: 1,1 GW
- durch Optimierungsmaßnahmen (Digital Twin) soll Umschlagkapazität p.a. von derzeit 1,5 GW auf 4,5 GW bis 2025 erhöht werden
- Hafen liegt geschützt hinter der Insel Fanø, Fahrrinne (nördlich der Insel) soll vertieft, um Zugang für die größten Installationsschiffe zu ermöglichen, Baggergut soll u. a. für die Aufspülung neuer Hafenareale und Deiche genutzt werden
- Zudem ist eine punktuelle Erhöhung der Tragfähigkeit im Bereich der Installationsflächen und Erweiterung um 8 ha im Jahr 2024 sowie 5 ha im Jahr 2025 vorgesehen, für O&M Aktivitäten sollen zusätzliche 10 ha bereitgestellt werden

AP1: MARKTANALYSE

Die nachfolgende Abbildung zeigt exemplarisch die Supply Chain für die Errichtung eines Offshore-Windparks vor der britischen Küste und die diesbezüglich relevanten Häfen mit ihren Funktionalitäten. Dabei besteht ein enges Zusammenwirken unterschiedlicher europäischer Produktionsstandorte.

Auch wenn Europa heute eine der Regionen der Welt mit der größten Produktionskapazität für Windenergiekomponenten darstellt, zeigen sich vermehrt auch Importe aus Übersee. Die weitere Betrachtung richtet ihren Fokus zunächst auf die Produktionskapazitäten in Europa.



Nigg, UK
Installationshafen

Anlieferung der Komponenten zur Montage und/oder Lagerung.

Basis für das T&I-Schiff Pacific Orca.

CS Wind UK
Machrihanish, UK

Herstellung der Türme im Auftrag von Siemens Gamesa.
Transport zur Montage in den Installationshafen Nigg/UK.

BiFab
Methil, UK

Herstellung von 26 der 84 Jackets . 18 der unteren Teile der Fundamente wurden von der Smulders-Werft in Newcastle /UK geliefert.

Smulders
Newcastle, UK

Endmontage der Jackets im Werk Newcastle. Transport via Hafen zum Installationshafen.

Beatrice, UK
Offshore-Windpark mit 588 MW, Eröffnung 2019

Siemens Gamesa
Hull, UK

Herstellung der Rotorblätter am Standort Hull. Transport per Schiff zum Installationshafen Nigg/UK.

Sif
Rotterdam, NL

Produktion von Teilen für die Fundamente. Transport von Rotterdam direkt ins Baufeld.

Smulders
Hoboken, BE

Herstellung der Oberteile von 28 Jackets am Standort Hoboken/BE. Transport per Schiff zur Endmontage im Werk in Newcastle/UK.

Nexans
Halden, NO

Produktion von Seekabeln, Transport via Hafen Halden/NO

Bladt Industries
Lindø, DK

Produktion von 30 der 84 Jackets im Werk in Lindø/DK. Transport per Schlepper direkt zum Baufeld

EEW
Rostock, DE

Produktion von Gründungselemente. Transport direkt zum Baufeld via Vlissingen

Siemens Gamesa
Cuxhaven, DE

Produktion von Gondeln in Cuxhaven. Transport per Schiff zum Installationshafen Nigg/UK.

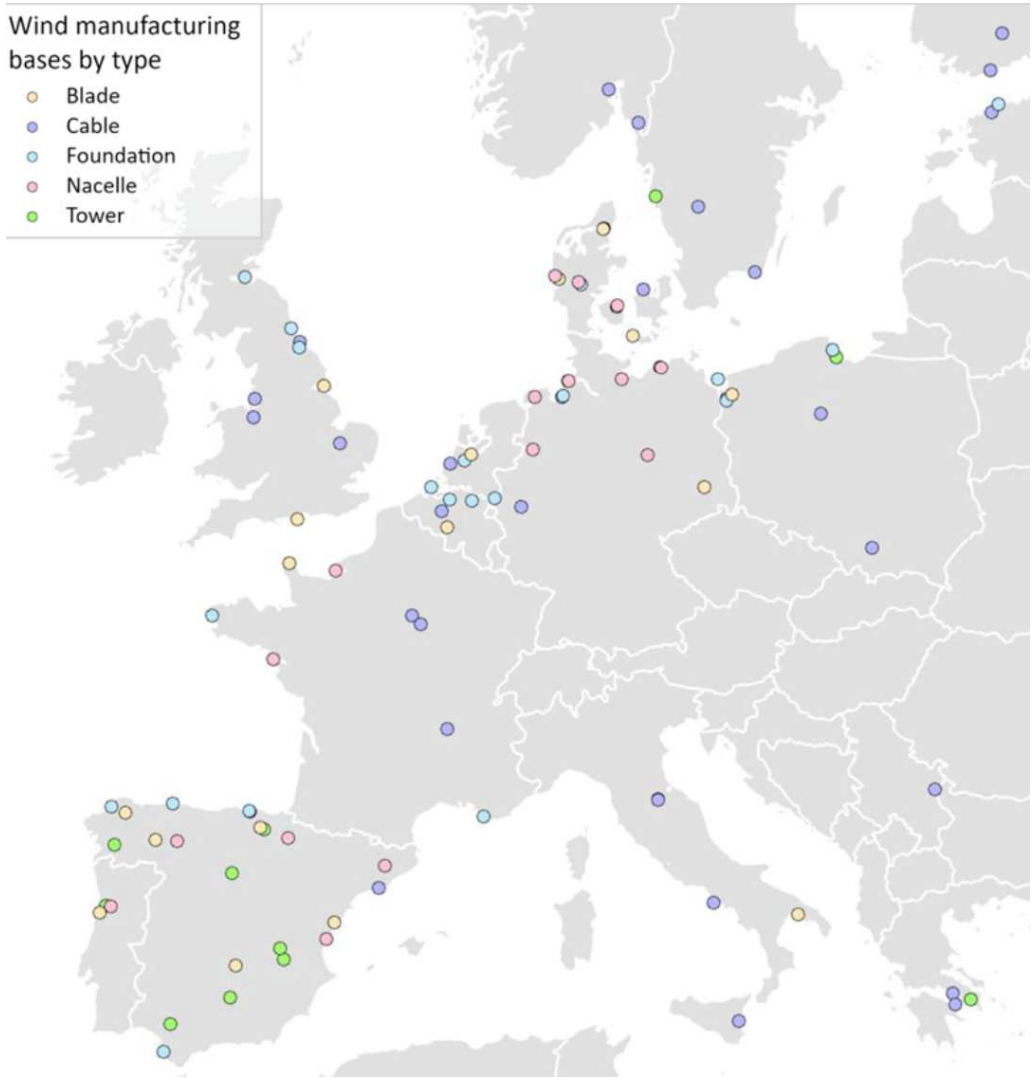
Siemens
Dresden, DE

Produktion der Netzzugangslösung, inkl. zweier Offshore-Transformatormodule am Standort Dresden. Montage . Transfer via Hafen Rotterdam/NL.

Zu den wichtigsten europäischen Ländern in der Windenergie-Lieferkette zählen Deutschland, Spanien und Dänemark, die alle über entsprechende Kapazitäten zur Herstellung der Hauptkomponenten Blätter, Gondeln und Türme verfügen. In den letzten Jahren hat sich auch Frankreich mit neuen Werken zur Herstellung von Rotorblättern und Gondeln zu einem der wichtigsten Länder entwickelt. Weitere Kapazitäten entstehen aktuell in Polen. Zu den wichtigsten Herstellern von Offshore-Windenergiefundamenten gehören die Niederlande, Deutschland und Dänemark. Bei der Kabelherstellung (Mittel- und Hochspannungskabel) sind die Aktivitäten recht breit verteilt, mit Ländern wie Italien, Frankreich, Großbritannien, Polen, Norwegen und Schweden. Die Karte rechts gibt einen Überblick über die wichtigsten Produktionsstandorte für Windenergiekomponenten. Dabei ist eine trennscharfe Unterteilung in Offshore- und Onshore-Komponenten nicht möglich Die weitere Betrachtung erfolgt mit dem Ziel, den Markt für einzelne Komponenten näher zu betrachten. Der Fokus liegt auf dem Offshore-Bereich.

Gondeln und Rotorblätter:
Gemäß Branchenreport von Rystad Energy in Kooperation mit WindEurope (▶ Link) betrug die Produktionskapazität für Rotorblätter und Gondeln in Europa zum Jahresende 2022 etwa 25 GW bzw. 28 GW. Spanien, Deutschland, Dänemark und Frankreich sind bei der Gondel- und Blattproduktion in Europa führend. Auf diese Länder entfallen mehr als 60 % der Herstellungskapazitäten für Rotorblätter und mehr als 90 % für Gondeln. Die meisten Blattfabriken in Spanien bedienen vorwiegend den Onshore-Windmarkt Nordex und Vestas verfügen in Spanien über eine hohe Marktpräsenz mit Produktionsstätten in Lumbier und Daimiel, die hauptsächlich Rotorblätter im Bereich von 4 MW und darüber herstellen. Der US-Hersteller GE ist in Spanien ebenfalls gut etabliert mit zwei Blattwerken in Ponferrada und Castellon, die zu seiner Tochtergesellschaft LM Wind Power gehören. Im Jahr 2020 hat der spanisch-deutsche Hersteller Siemens Gamesa sein spanisches Blattwerk in As Somozas aufgrund mangelnder Nachfrage nach Turbinen der 2-MW-Klasse geschlossen. Frankreich und Dänemark sind die beiden Länder mit einer bedeutenden Offshore-Windblattproduktion. Die beiden auf den

Abbildung: Produktionsstandorte für Komponenten in Europa



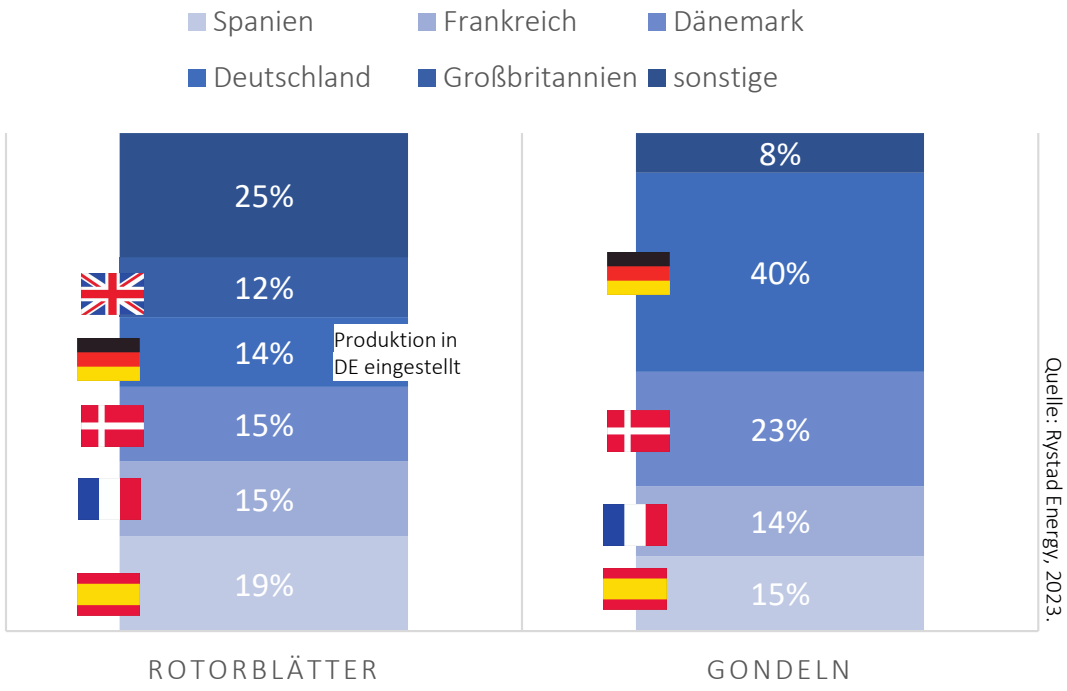
Quelle: Rystad Energy – The State of the European Wind Energy Supply Chain, 2023.

Onshore-Markt fokussierten deutschen Hersteller Nordex und Enercon beziehen einen Großteil ihrer Komponenten von Standorten außerhalb Europas. 2022 hat Nordex die Blattproduktion am Standort Rostock eingestellt. Damit findet in Deutschland keine Blattproduktion mehr statt.

AP1: MARKTANALYSE

Gemäß Rydstad verfügen der Standort von GE in Cherbourg und der von Siemens Gamesa in Le Havre zusammen über mehr als 4 GW Produktionskapazität. In Dänemark finden sich mit Aalborg (Siemens Gamesa) und Nakskov (Vestas) zwei weitere Standorte, die in der Lage sind, Blätter für Turbinen mit einer Leistung von über 12 MW herzustellen. Weitere europäische Länder, in denen Rotorblätter hergestellt werden, sind Großbritannien, die Türkei und Portugal. Die europäische Gondelproduktion wird von Deutschland dominiert, wobei jeder der führenden westlichen Hersteller, darunter Vestas, GE, Siemens Gamesa, Nordex und Enercon, zumindest eine Basis im Land unterhalten. Dänemark leistet auch einen bedeutenden Beitrag zum europäischen Gondelproduktionsportfolio, da Siemens Gamesa und Vestas Fabriken in Brande, Ringkobing und Lindo unterhalten. Die nachfolgende Abbildung zeigt die nationalen Marktanteile im Überblick.

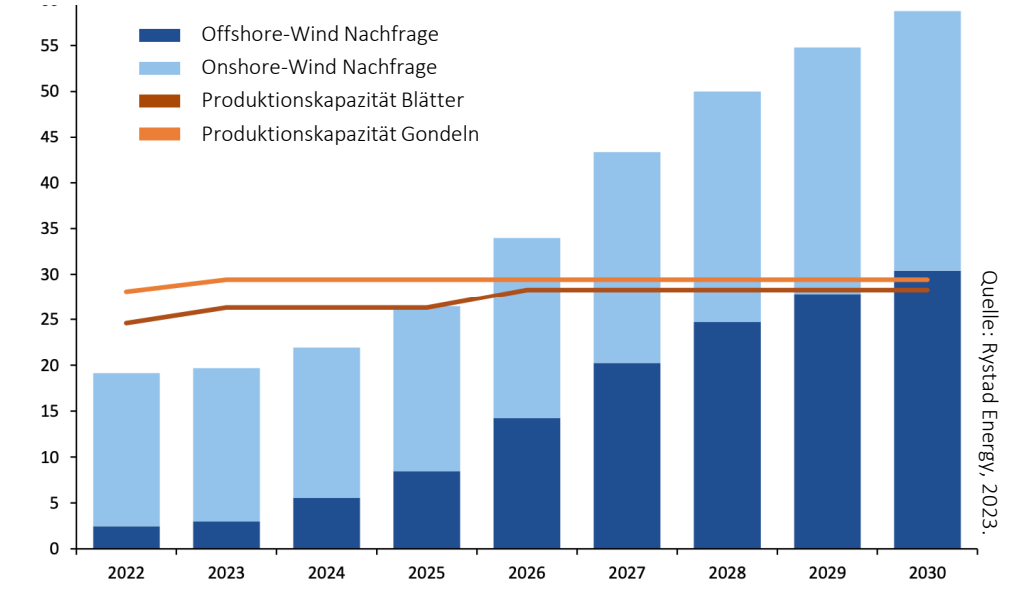
Abbildung: Marktanteile bei der Herstellung von Gondeln und Blättern



Aufgrund der meist europäisch aufgestellten Supply Chains bei der Realisierung von Off- und Onshore-Windparks erfolgt die weiterführende Einordnung der Produktionskapazitäten unter Berücksichtigung der europäischen Ausbauziele. Gemäß WindEurope lag die installierte Windkraftkapazität in der EU Ende 2022 bei 205 GW. Das WindEurope 2030 Targets Scenario erwartet eine installierte Kapazität von 440 GW im Jahr 2030. Um dieses Ziel zu erreichen, muss die EU bis 2030 im Durchschnitt 31 GW pro Jahr installieren.

Die Gegenüberstellung von Produktionskapazitäten und Ausbauzielen zeigt, dass bereits ab dem Jahr 2026 ein möglicher Engpass entsteht. Basierend auf dem Szenario von WindEurope, liegt der jährliche Zubau von Windenergieanlagen im Jahr 2026 bei 34 GW und damit etwa 5 GW höher als die erwartete Gondel- und Blattproduktionskapazität in der EU im selben Jahr. Dabei wird unterstellt, dass bestehende Produktionskapazitäten in Übersee (u. a. in Südostasien, China, Indien und den USA) i. d. R. für Projekte in den jeweiligen Regionen genutzt werden.

Abbildung: Erwartete Nachfrage und Produktionskapazitäten in Europa



Eine wichtige Rolle im Zuge der Betrachtung der Produktionskapazitäten von Gondeln und Blättern spielt auch der Blick auf die Anlagengrößen und deren Entwicklung. Aktuell sind 58 % der Produktionskapazitäten bei Blättern auf Anlagengrößen < 6 MW ausgerichtet, bei Gondeln beträgt der Anteil 62 %. Weniger als 10 % der Produktionskapazitäten finden sich in der Gruppe > 12 MW. Folglich droht hier perspektivisch eine erhebliche Unterversorgung, da sich die meisten Offshore-Windprojekte in den nächsten voraussichtlich für die größten auf dem Markt verfügbaren Turbinen entscheiden werden. Nur wenige europäische Standorte sind derzeit in der Lage, Blätter und Gondeln mit einer Leistung von mehr als 12 MW zu produzieren. Dazu gehören die Werke von GE in Cherbourg, von Siemens Gamesa in Aalborg und Hull sowie von Vestas in Nakskov, wobei die drei letztgenannten noch nicht in die Serienproduktion gegangen sind. Aktuelle Schätzungen von Rystad (2023) gehen davon aus, dass die derzeitige Produktionskapazität für die Gruppe der >12-MW-Turbinen in Europa weniger als 2 GW beträgt, was deutlich unter dem Bedarf für 2026 und 2030 von etwa 12 GW bzw. 29 GW liegt.

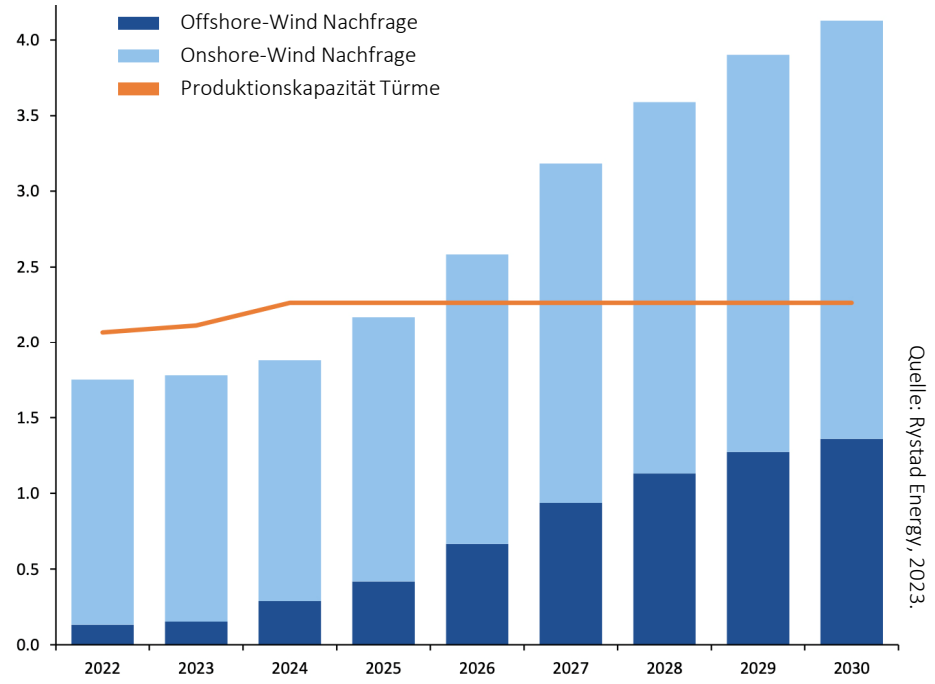
Türme und Fundamente:
Die Analyse von Rystad (2023) zeigt, dass sich die Produktionskapazität für Türme in Europa im Jahr 2022 auf 2,1 Mio. Tonnen Stahl belief. Bedeutende Turmherstellungskapazitäten liegen in Spanien, auf das etwa die Hälfte der europäischen Fertigungskapazität entfällt. Drei große Produzenten, darunter GRI Renewable Industries, Windar Renovables und Haizea Wind Group, unterhalten mehrere Produktionsstandorte in Spanien mit einer kumulierten jährlichen Produktionskapazität von über 900.000 Tonnen Stahl. Andere Standorte für die Turmherstellung mit erheblichen Kapazitäten befinden sich in Dänemark, Deutschland und der Türkei. Welcon ist der bedeutendste Hersteller in Dänemark, während Max Bögl (überwiegend Hybridtürme für Onshore-WEA) als führender Hersteller auf dem deutschen Markt gilt.

Für den Sektor der Offshore-Windfundamente wird die Produktionskapazität in Europa auf etwa 2,6 Mio. Tonnen geschätzt, wobei Spanien, Dänemark, Deutschland und die Niederlande als wichtigste Standorte gelten.

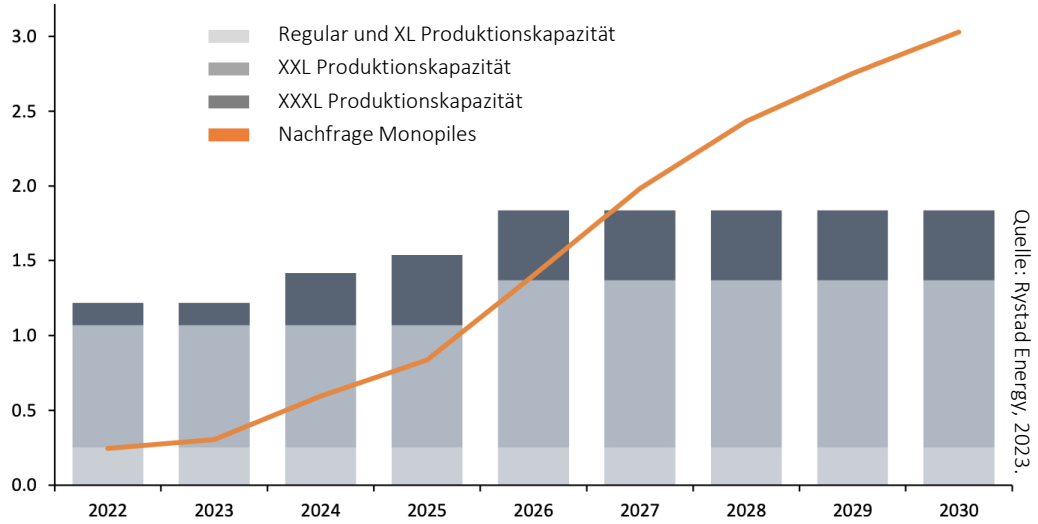
Der größte Teil dieser Kapazität entfällt auf Monopiles, die aufgrund ihrer Einfachheit die beliebteste Gründungsart für Offshore-Windenergieanlagen ist. Navantias spanische Standorte haben eine Gesamtproduktionskapazität von 550.000 Tonnen für Offshore-Windenergiefundamente, davon 55 % für davon für Jacket-Fundamente. Die niederländische Sif und EEW in Deutschland sind führend in der Herstellung von Monopiles mit einer Jahresproduktion von insgesamt 500.000 Tonnen. Auch Steelwind aus Nordenham ist in diesem Markt aktiv.

Ebenso wie bei den Blättern und Gondeln zeigt sich auch bei den Türmen ein möglicher Produktionsengpass. Ausgehend vom WindEurope-Szenario 2030 wird die Stahlnachfrage für Türme voraussichtlich das Angebot im Jahr 2026 übersteigen. Bis zum Jahr 2030 wird sogar ein Anstieg der Nachfrage auf bis zu 4 Mio. Tonnen erwartet.

Abbildung: Turmfertigungskapazitäten und Nachfrage in Europa

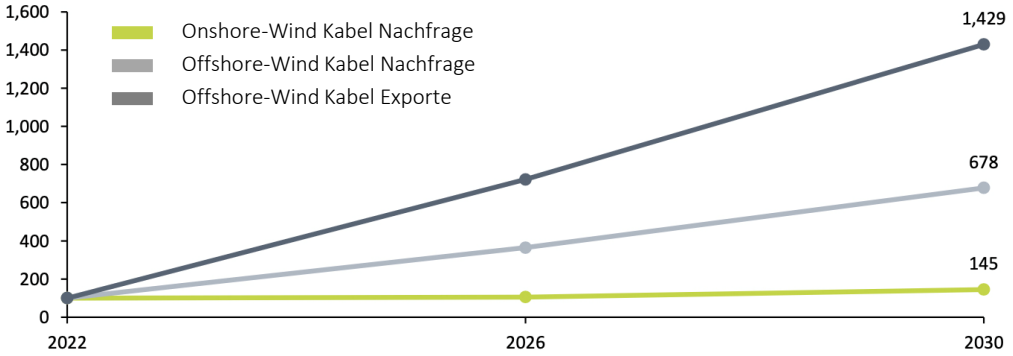


Bei den Fundamenten zeigt sich ein deutlicher Einfluss durch die Anlagengröße in Form eines wachsenden Bedarfs an Monopiles mit größeren Durch-messern. Dabei führt die wachsende Erschließung von Windparkregionen außerhalb der küstennahen Gebiete mit flachen Gewässern zu einer Verla-gerung auf breitere Monopiles, Jackets oder schwimmende Lösungen. Ins-besondere in Ländern wie Portugal, Spanien, Norwegen und Italien, wird eine steigende Nachfrage nach schwimmenden Fundamenten erwartet.
Ungeachtet dessen bilden Monopiles auch weiterhin die bevorzugte Option für Offshore-Fundamente. Dabei zeigt sich ein eindeutiger Trend zu größeren Einheiten. Während der überwiegende Teil der Monopile-Nachfrage im Jahr 2022 auf das Segment "Regular und XL" entfiel, haben die Anbieter bereits begonnen, ihre Kapazitäten zu erweitern, um die Nachfrage nach XXL- und XXXL-Monopiles zu decken. Die meisten der angekündigten Erweiterungen der Produktionskapazitäten entfallen auf das XXXL-Segment. Bis 2027 wird die Nachfrage voraussichtlich das erwartete Angebot an Monopiles übersteigen. Bis 2030 wird der Bedarf an Fundamenten vsl. auf über 3 Mio. Tonnen steigen. Diese Menge ist mehr als doppelt so hoch wie die derzeitige und geplante Kapazität von XXL- und XXXL-Monopiles.



Kabel:
Neben Kabeln für die (Offshore) Windindustrie liefern Hersteller wie Prysmian, TFKable, NKT, Nexans und Hellenic Cables vielfach auch Kabel für weitere Offshore- und Onshore-Anwendungen. Im Jahr 2022 wird die jährliche Produktionskapazität von Kabel (ohne Spannungen unter 33 kV) auf 15.000-20.000 Kilometer geschätzt. Die meisten der europäischen Kabelanbieter haben Produktionsstätten in Polen und Schweden, aber auch Frankreich und Großbritannien sind wichtige Standorte. Gemessen an der prognostizierten Turbinennachfrage als Proxy, wird mit einem signifikanten Anstieg der Nachfrage nach Offshore-Windkraftkabeln ausgegangen. Gemäß WindEurope-Szenario 2030 wird die Nachfrage nach Onshore-Kabeln bis 2030 um 45 % zunehmen, für den Offshore-Bereich wird eine Versiebenfachung der Nachfrage erwartet. Ferner wird prognostiziert, dass die Nachfrage nach Exportkabeln für Offshore-Windenergieanlagen bis 2030 um mehr als das 14-fache ansteigen wird. Dabei wird die Nachfrage nach Kabeln für die europäische Windenergie mit anderen Sektoren konkurrieren müssen. Das erwartete starke Wachstum der erneuerbaren Energien in Europa und die Elektrifizierung der Energiesysteme werden die Nachfrage voraussichtlich weiter in die Höhe treiben.

Abbildung: Indizierte Nachfrage nach Kabeln für die Windindustrie

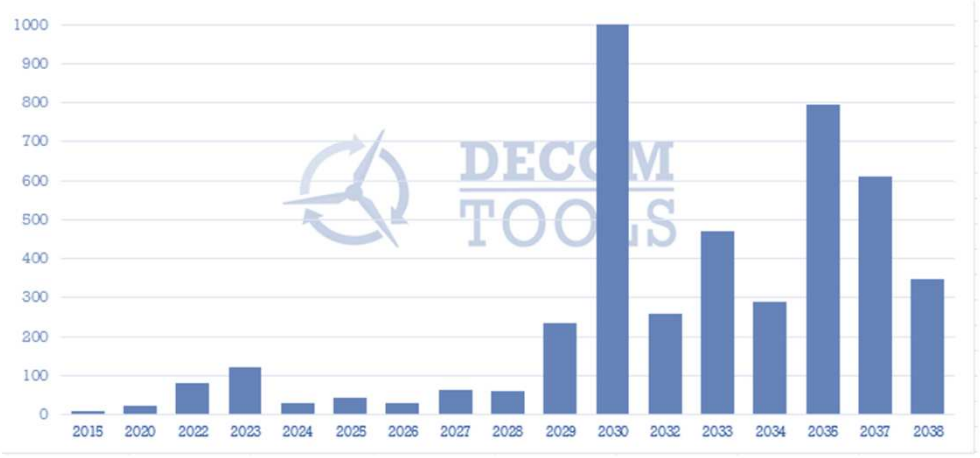


Quelle: Rystad Energy, 2023.

Konverterplattformen:
Systeme für die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) kommt eine wichtige Schlüsselrolle beim Ausbau der Offshore-Windenergie zu. Insbesondere große Windparks und/oder küstenferne Standorte mit Entfernungen von über 25 Kilometern erfordern den Einsatz dieser sog. Konverterplattformen. Die erste Anlage dieser Art im deutschen Raum ist die Konverterplattform HGÜ BorWin1. Mit der HGÜ im Offshore-Bereich betreten die Marktteilnehmer aktuell technisches Neuland. Zwar kommt die HGÜ selbst seit fast 60 Jahren in verschiedenen Land- und Seekabelverbindungen weltweit zum Einsatz, neu ist allerdings die Installation dieser komplexen Konvertersysteme auf hoher See. Angesichts dieser Herausforderungen haben aktuell erst drei Unternehmen Anstrengungen unternommen, um die insgesamt acht bisher von Tennet vergebenen HGÜ-Anbindungsprojekte umzusetzen. Während sich Siemens und ABB bereits vier bzw. drei Aufträge sichern konnten, ist mit Alstom Anfang dieses Jahres ein dritter Anbieter in den Wettbewerb eingetreten. Eine ähnliche Verteilung zeigt sich bei den bisher zum Zug gekommenen Werften: Hier erhielten die Nordic Yards aus Rostock und die niederländische Heerema Fabrication Group vier bzw. drei Zuschläge, ein weiterer ging an die norwegische Werft Aibel, die für den Stahlbau wiederum Drydocks World in Dubai engagierte. Während der Stahlbau aus Kostengründen perspektivisch eher in Asien stattfindet, zeigen sich beim Ausbau umfassende Marktpotenziale. Um die Ausbauziele der Bundesregierung zu realisieren, werden voraussichtlich etwa 30 zusätzliche Konverterstationen gebraucht. Am 15.11.2023 haben die zur Meyer-Gruppe gehörende Neptun Werft und der belgische Stahlkonstrukteur Smulders eine Vereinbarung zur Produktion von Konverterstationen am Standort Rostock unterzeichnet. Nach Einschätzung der Stiftung Offshore-Windenergie sind weitere deutsche und europäische Produktionsstätten in unabdingbar für die Erreichung der Offshore-Wind-Ausbauziele und die Energiesouveränität Deutschlands. Die Bremerhavener Lloyd-Werft gilt dabei als ein möglicher weiterer Produktionsstandort.

OWA-Rückbau/Recycling:
Die meisten Offshore-Windenergieanlagen sind auf eine Lebensdauer von 20-25 Jahren ausgelegt. Im Anschluss wird jede Anlage entweder durch neue Komponenten ersetzt oder in Gänze zurückgebaut, wobei auf eine sorgfältige Entsorgung der einzelnen Bauteile zu achten ist. Europa als Pionier der Offshore-Windenergie besitzt im internationalen Vergleich die ältesten Anlagen. Folglich wird die Anzahl der zurückzubauenden Windenergieanlagen in Zukunft deutlich zunehmen. Gemäß einer im Rahmen des INTERREG-Nordseeprojekts „DECOM Tools“ durchgeführten Marktanalyse zur Offshore-Windenergie (▶ Link) wird im Jahr 2030 ein erster Peak bei den Rückbauten erwartet. Die folgende Abbildung zeigt die erwarteten Rückbauzahlen für den Nordseeraum.

Abbildung: Erw. Rückbau von Windenergieanlagen im Nordseeraum



Quelle: Eco-Innovative concepts for the end of offshore wind energy farms lifecycle, 2019.

Aus deutscher bzw. europäischer Sicht besteht dabei die Möglichkeit, den globalen Standard zum Rückbau von Windenergieanlagen zu setzen. Voraussetzung hierfür ist neben abgestimmten logistischen Prozessen und neuartigen Recycling-Verfahren für Verbundmaterialien in auch die Verfügbarkeit geeigneter Recycling- und F&E Cluster.

Operations & Maintenance (O&M):
Zu Beginn der Projektplanung für Offshore-Windparks liegen O&M, d. h. der Betrieb und die Wartung der Anlagen noch weit in der Zukunft, so dass sie oft nicht ausreichend berücksichtigt werden. Dabei entfallen 30-40 % der Stromgestehungskosten von Offshore-Windparks auf die Betriebsphase. Eine frühzeitige Planung von O&M-Strategien und die Identifizierung geeigneter O&M-Infrastrukturen, wie Häfen und Offshore-Stützpunkte für Techniker, können daher einen großen Unterschied für die wirtschaftliche Tragfähigkeit eines Projekts ausmachen. Um Ausfallzeiten zu minimieren, ist eine durchgehende Betreuung der Anlagen notwendig. Die Ausgestaltung und Zusammenarbeit mit Dienstleistern variiert dabei unter den Windparkbet-reibern. In den ersten 15-20 Jahren wird der Service üblicherweise vom Turbinenhersteller übernommen. Oft geht damit auch die Turmwartung ein-her. Unterwasserarbeiten am Fundament, d. h. der Einsatz von Tauchern bzw. Tauchrobotern und zugehörigen Schiffen stellt wiederum einen eige-nen Bereich dar. Einzelne Windparkbetreiber übernehmen möglichst schnell den Service vom Hersteller und setzen eigene Techniker für den Betrieb und die Wartung der Anlagen ein. Dabei benötigt jeder Windpark einen eigenen Servicestandort. Anlagenhersteller oder Windparkbetreiber schließen dafür Serviceverträge mit Hafendienstleistern und mieten Hallen- und Lagerflä-chen für das notwendige Equipment. Die Vertragslaufzeiten bewegen sich zwischen 10 und 15 Jahren. Für die derzeit in Betrieb befindlichen 24 Wind-parks in der deutschen Nordsee werden sowohl deutsche als auch dänische und niederländische Häfen genutzt (vgl. Tabelle). Mit Blick auf die momen-tan im Bau bzw. der Bauvorbereitung befindlichen drei sowie die acht geplanten Windparks, welche bis 2030 realisiert werden sollen, stellt sich die Frage ob diese ebenfalls aus den vorhandenen Servicestandorten und -häfen betreut werden oder ob dafür auch neue Standorte wie z. B. Bremerhaven in Frage kommen könnten. Es ist davon auszugehen, dass Windparkbetreiber die Nutzung bereits vorhandener Servicestandorte präferieren – sofern diese über eine ausreichende Kapazität verfügen – bzw. den Service mehrerer Windparks an einem Standort bündeln möchten.

Tabelle: Servicehäfen für Windparks in der deutschen Nordsee

Servicehafen	Windpark (in Betrieb)	
Borkum	Alpha Ventus	Trianel Windpark Borkum II
Eemshaven	Merkur	Veja Mate
	Global Tech I	Deutsche Bucht
Emden		Albatros
	Bard	Trianel Windpark Borkum I
	Hohe See	
Esbjerg	Dan Tysk	Sandbank
Helgoland	Ambrumbank West	Meerwind Süd|Ost
	Nordsee Ost	Kaskasi
Hooksiel	Nordergründe	
Norddeich	Borkum Riffgrund 1	Gode Wind 1
	Gode Wind 2	Riffgat
	Borkum Riffgrund 2 (Emden)	Nordsee One
Rømø Havn	Butendiek	

Quelle: Stiftung Offshore-Windenergie und eigene Recherchen.

Bremerhaven verfügt aufgrund der Entfernung zu den Windparks über einen prinzipiellen Standortnachteil, der sich durch neue O&M-Konzepte ggf. relativiert. Eine wichtige Rolle spielt in diesem Zusammenhang auch die Verfügbarkeit von Fachkräften. Gemäß Studie zum Personalbedarf im Offshore-Windsektor (Rystad Energy, 2021), könnte sich der Bedarf an Fachkräften bis 2030 von 110.000 auf 350.000 mehr als verdreifachen. Ein wachsender Anteil entfällt dabei auf den Bereich Betrieb und der Wartung von Offshore-Windanlagen. Hier wird weltweit eine Verachtfachung des Personalbedarfs erwartet. Dabei zeigen sich deut-liche Engpässe in entsprechenden Qualifizierungseinrichtungen, so dass mit Blick auf Bremerhaven ein grundsätzliches Potenzial besteht, sich als Aus- und Weiterbildungsstandort für die Windenergiebranche zu positionieren.

AP1: MARKTANALYSE

Auf Basis der Erkenntnisse aus der ersten, übergeordneten Betrachtung der Marktstrukturen lassen sich unterschiedliche Hypothesen in Form von Nutzungsoptionen/Handlungsfeldern im Bereich Offshore-/Onshore-Windenergie für den Standort Bremerhaven ableiten, die es mit Hilfe von Experteninterviews zu überprüfen und im Anschluss inhaltlich zu vertiefen gilt.

EnergyPort Bremerhaven als möglicher Standort für…



… den Bau von Gondeln. Europaweit besteht ein Mangel an Produktionskapazitäten, 2030 kann vsl. nur annähernd die Hälfte der Nachfrage nach Gondeln für Offshore- und Onshore-Projekte gedeckt werden. Deutschland verfügt in beim Bau von Gondeln europaweit über einen Marktanteil von 40 % und kann entsprechende Standortkompetenz vorweisen. Dies betrifft auch potenzielle Zulieferer (z. B. Produzenten für Maschinenträger, Triebstrang, Getriebe, Generatoren).

… die Fertigung von Rotorblättern. Ähnlich wie bei den Gondeln besteht auch hier ein erheblicher Mangel an Produktionskapazitäten. Dies gilt insbesondere für größere Anlagen.

… die Turmfertigung. Die bestehenden Produktionskapazitäten in Spanien und Dänemark erscheinen bei Weitem als nicht ausreichend. Aufgrund der Größenentwicklung gewinnen wassernahe Standorte an Bedeutung.

… die Fertigung von Fundamenten. Zwar bestehen an verschiedenen Standorten im Nordseeraum Produktionskapazitäten, diese sind u. a. aufgrund der hohen Flächenbedarfe vsl. nicht ausreichend.

… die Vormontage und die Zwischenlagerung von Offshore-Komponenten (= Installation / Installationshafen).



… die seeseitige Verladung von Kabeln und ggf. auch als Produktionsstandort für Seekabel. Perspektivisch besteht ein hoher (Export)Bedarf, die bestehenden Produktionskapazitäten in Deutschland sind z. T. ausgelastet.



… den Rückbau bzw. das Repowering von Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen. Dies beinhaltet nicht nur das Recycling der Rotorblätter sondern auch die stoffliche Verwertung weiterer Komponenten wie z. B. Seekabel, Türme etc. Dabei sind Anknüpfungspunkte zur Wasserstoffwirtschaft möglich (Pyrolyse). Für Bremerhaven besteht die Chance sich frühzeitig als WKA-Recyclingcluster aufzustellen und zus. Forschung in diesem Bereich anzusiedeln.



… O&M-Aktivitäten. Zusätzliche Windpark-Projekte erfordern die Erschließung weiterer O&M-Standorte. Gerade für größere Entwickler kann ein zentraler Hub für die Versorgung mehrerer Windparks von Relevanz sein. Die gute landseitige Erschließung bietet die Chance für einfache Crewwechsel, Material- und Bunkeraufnahme.



… den Bau und/oder die Ausstattung von Konverterplattformen. Es besteht ein hoher Bedarf bei einer kleinen Zahl an Anbietern. Lokale Akteure verfügen bereits über Expertise, Bremerhaven ist bereits im Fokus des BMWK.



… als Partner in einem deutschen Offshore-Cluster gemeinsam mit Cuxhaven. Eine Alternative zu Standorten wie Esbjerg kann von Interesse sein, um die Offshore-Lieferketten zu stabilisieren.

AP1: MARKTANALYSE

Zwecks Überprüfung der vorstehend beschriebenen Hypothesen bzw. Nutzungsoptionen wurden im Zeitraum von Dezember 2023 bis März 2024 Fokusinterviews mit ausgewählten Stakeholdern aus dem Bereich Offshore- und Onshore-Windenergie geführt. Die Auswahl der Stakeholder erfolgte dabei u. a. unter Berücksichtigung der folgenden Kriterien:

- Stakeholder hat bereits Interesse an einer Ansiedlung am Standort Bremerhaven bekundet oder sich mit dem Standort befasst
- Stakeholder verfügt über eine hohe Marktrelevanz aufgrund herausgehobener Marktstellung oder Querschnittsfunktion
- Stakeholder hat in vorangegangenen Studien bereits wichtige Einschätzungen geliefert, die validiert oder vertieft werden sollen
- Stakeholder verfügt über Marktexpertise in einer speziellen Nische und kann so einen Beitrag leisten, um Lücken in der Recherche zu schließen

Ausgehend von diesen Kriterien wurde von den Beratern eine Longlist relevanter Stakeholder erstellt und in enger Abstimmung mit bremenports und der BIS priorisiert. Die rechts dargestellte Stakeholdermap gibt einen Überblick über die Teilnehmenden an der Interviewsequenz.

Die Durchführung der Interviews erfolgte zum überwiegenden Teil digital via MS Teams. Gesprächsgrundlage bildete dabei ein Interviewleitfaden, der den Stakeholdern im Vorfeld zur Verfügung gestellt wurde. Die Abbildung rechts zeigt den verwendeten Interviewleitfaden. Die Interviews wurden für interne Zwecke dokumentiert und im Anschluss ausgewertet. Von einzelnen Interviewpartnern wurden Statements oder Einschätzungen in Form von O-Tönen abgefragt und als Videosequenz in die nachfolgende Darstellung eingearbeitet.

Ergänzend hierzu wurden Markteinschätzungen und Befragungen Dritter berücksichtigt (z. B. Ergebnisse der Unternehmensbefragung für eine Offshore-Windenergie Marktanalyse Bremerhaven).

Abbildung: Stakeholdermap für den Bereich Offshore-Windenergie

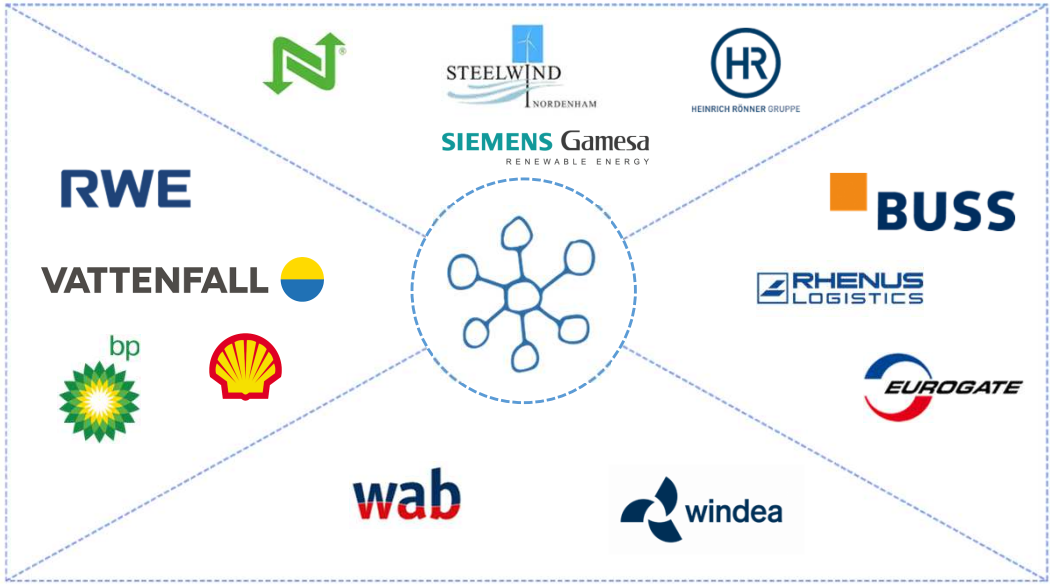


Abbildung: Interviewleitfaden für die Fokusinterviews

INTERVIEWLEITFADEN ENERGYPORT

1. Allgemeine Unternehmensinfos
- Service-Portfolio, Technologien
- Standorte, Projekte
- Organisationsform, Gesellschafterstruktur
- Kennzahlen: Beschäftigte, finanzielle Leistungsfähigkeit

2. Einschätzung des Marktumfelds & Trends
- Marktvolumen, Potenzial, Angebotslücken
- Regulatorischer Rahmen
- Innovationen, Technologie
- Partner, Wettbewerb, Standorte, Verflechtungen
- Best Practices
- Bisherige und zukünftige Rolle Bremerhavens

3. Anforderungen an einen Standort
- Flächengröße, Zuschnitt, Flächenlasten
- Regulatorischer Rahmen (GE/GI, Gefahrgut)
- Abstand zu anderen Nutzungen
- Flächenkosten (Kauf, Erbpacht) und zeitliche Verfügbarkeit
- Modularität, Erweiterungsflächen
- Standortfaktor Hafen (Schleuse vs. Weser), Tiefgang, Kailängen
- Schiffsgrößen, Bemessungsschiffe
- Bedarf Infra- und Suprastruktur, Lagerflächen, Hallen, Umschlagequipment
- Wirtschaftliche Sensitivität des Umschlags
- Verkehrsanbindung Hinterland (Schiene, Straße, Pipeline)
- Anschlüsse und Energiebedarf (Strom, Wasser, Gas)
- Benötigte Qualifikationen, Know-how, Fachkräfte, Nähe zu Hochschulen oder F&E Einrichtungen

4. Ansiedlung & Effekt
- Wesentliche Treiber und Voraussetzungen
- Investitionsvolumen, Finanzierung, Fördermittel
- Umschlagmenge, - frequenz, -dauer
- Emissionen
- Art und Umfang Arbeitsplätze
- Zeitliche Perspektive: Vorlauf, Entscheidung, Umsetzung, Markthochlauf, „Deadline“
- Wechselwirkungen (Lieferanten, Kunden, Partner etc.)
- Wertschöpfungskette und -tiefe
- Skalierbarkeit

Rotorblätter machen rund 20 % der Gesamtkosten einer Windenergieanlage aus. Aktuell erfolgen viele Fertigungsschritte in der Blattproduktion sequen-ziell im Hauptformwerkzeug des Rotorblatt-Rohlings. Dieses vergleichsweise manuelle Vorgehen führt zu deutlichen Wettbewerbsnachteilen für Hoch-lohnländer und hat z. T. erhebliche Qualitätsschwankungen zur Folge. Bei der wachsenden Größe der Rotorblätter und steigenden Anforderungen an die Qualität ist zukünftig eine industrialisierte und stärker automatisierte Fertigung erforderlich. Aktuell ist zu konstatieren, dass die Rotorblattpro-duktion in Deutschland in den vergangenen Jahren an Substanz verloren hat und inzwischen (nach Schließung des Nordex-Rotorblattwerks in Rostock im Jahr 2022 und der Einstellung der Vestas-Produktion in Lauchhammer 2021) nur noch außerhalb Deutschlands stattfindet. Zusätzlich wurden die jüngs-ten Produktionsverlagerungen ins Ausland durch den Einbruch des deut-schen Marktes Ende der 2010er Jahr und die Local-Content-Anforderungen in anderen Ländern begünstigt. Viele Hersteller verfügen inzwischen über Produktionsstätten in den internationalen Zielmärkten und bedienen ihre Projekte von dort aus. Auch in deutschen Windparks kommen zuletzt ver-stärkt Rotorblätter aus Produktionsstandorten in Übersee zum Einsatz. Den geringeren Produktionskosten stehen dabei hohe Transportkosten insbeson-dere für Großblätter gegenüber. Ungeachtet der beschriebenen Abwande-rung von Produktionskapazitäten aus Deutschland bzw. Europa verfügen OEM‘s wie Vestas, Siemens Gamesa oder GE weiterhin über eine Reihe an relevanten Produktionsstandorten in Europa bzw. dem Nordseeraum. Nach-folgend findet sich ein Überblick über ausgewählte Standorte.

Vestas

- Naksov/DK, Eröffnung 1999, rd. 460 Beschäftigte, zusätzlich zu den 80 m langen Blades des Typs V174-9.5 MW werden aktuell Prototypen der 115 m langen Blades des Typs V236-15.0 MW produziert.
- Lem/DK, Prototypen, Formen und Vorprodukte für Standort Naksov

Darüber hinaus verfügt Vestas über weitere Produktionsstandorte in Dami-el/ES und Taranto/IT.

Darüber hinaus plant Vestas die Errichtung einer neuen Blattfabrik am Standort Stettin/PL, in der das Unternehmen Blätter für sein Flaggschiff, die Offshore-Windturbine V236-15.0 MW, herstellen will. Die neue Pro-duktionsstätte soll an einem Standort im Norden von Stettin errichtet werden, den Vestas im Februar 2023 erworben hat. Die Fabrik soll 2026 ihren Betrieb aufnehmen und mehr als 1.000 direkte Arbeitsplätze schaffen. Der Standort befindet sich in unmittelbarer Nähe zu der ge-planten Gondelmontagefabrik, die Vestas 2025 in Betrieb nehmen will.

Siemens Gamesa

- Hull/UK: Eröffnung Dezember 2016, 1.200 Beschäftigte, max. Blatt-größe 108 m, Fläche 77.600 m^2, davon 41.600 m^2 in 2023 erweitert
- Aalborg/DK: Eröffnung im Juni 2002, 1.670 Beschäftigte, max. Blatt-größe bis 115 m
- Le Havre/FR: Eröffnung im März 2023, Gondel- und Blattfertigung an einem Standort; Produktion vorwiegend zur Erfüllung der Local Con-tent Vorschriften in Frankreich, Produktion von 7-MW- und 8-MW-Offshore-Direktantriebsgondeln sowie 75 m langen B75-Blätter und 81 m langen B81-Blätter

Die Produktion im 2017 eröffneten Werk in Tanger/MA wurde im Jahr 2023 gestoppt, das Werk steht aktuell zum Verkauf.

LM Wind Power (seit 2017 Teil von GE Renewable Energy)

- Cherbourg/FR: Eröffnung April 2018, > 500 Beschäftigte, Produktion von 107 m langen Blättern für GE's Haliade-X 12 MW-Anlage

Weitere Standorte von LM Wind Power finden sich u. a. in Ponferra-da/ES, Castellon/ES, Goleniów/PL und Bergama/TR. Am Standort Cas-tellon/ES (620 Beschäftigte) wurden u. a. die 73,5 m langen Blätter für den Windpark Merkur Offshore/DE produziert. Der Transport erfolgte über den 45 km entfernten Hafen Castellon.

Alle großen OEM‘s verfügen darüber hinaus über internationale Pro-duktionsstandorte z. B. in Indien, Taiwan oder Brasilien.

Der (See)Transport der Rotorblätter von den Produktionsstandorten zu den Offshore-Installationshäfen erfolgt entweder mittels klassischer Mehrzweck-frachter aus dem Heavy-Lift-Segment sowie neuerdings mit sogenannten Deck Carriern. Klassische Schwerlastschiffe stehen vor der Herausforderung, dass die Länge des Laderaums aus konstruktionstechnischen Gründen auf max. 95 m limitiert ist. Darüber hinaus führt die Position des Deckshauses im hinteren Bereich des Schiffes zu Restriktionen bzgl. der Beladungshöhe, so dass die Länge und Anzahl der Rotorblätter, die transportiert werden können limitiert ist. Die weltweite Flotte im Heavy-Lift-Segment umfasst derzeit rd. 300 Schiffe, so dass bei wachsenden Transportbedarfen Engpässe wahrscheinlich sind. Im Januar 2023 hat die Schiffsklassifikationsgesellschaft DNV eine neue Notation für den Schiffstyp Deck Carrier veröffentlicht. Sie trägt damit der wachsenden Anzahl an Neubauten in diesem Segment Rech-nung. Deck Carrier haben dabei den Vorteil, dass das Deckshaus vorn posi-tioniert ist, so dass längere und größere Schwerlastteile transportiert wer-den. Aktuelle Konstruktionsentwürfe sind so ausgelegt, dass Rotorblätter mit einer Länge von bis zu 130 m geladen werden können. Die nachfolgen-de Abbildung zeigt einerseits einen modernen Deckcarrier für lange Rotor-blätter sowie einen der weltweit größten Deck Carrier, der bis zu 156 Ein-heiten mit max. 60 m Länge transportieren kann.



MV BoldWind

Länge: 148,5 m
Breite: 28 m
Tiefgang: 5,6 m



MV Zhi Xian Zhi Xing

Länge: 159,6 m
Breite: 43 m
Tiefgang: 7,3 m

Die Anzahl der Neubauten im Segment der Deck Carrier ist allerdings noch limitiert. Zu den Herausforderungen dieses Schiffstyps zählt das ungünstige Seeverhalten (z. B. Einschränkungen bzgl. der Wellenhöhen) sowie mögliche Probleme der Ladungsakquise auf langen Routen. Ob-wohl ein Deck Carrier rd. 50 % günstiger in der Anschaffung ist, ist ein wirtschaftlicher Betrieb gerade bei Einsatz im Langstrecken-Seeverkehr ggf. schwierig.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Transport insbesondere von Rotorblättern der neuesten Generation mit > 100 m Länge über längere Strecken Herausforderungen in puncto Verfügbarkeit von Schiffsraum und Wirtschaftlichkeit des Transports mit sich bringt. Hieraus resultieren Chancen für die tw. Rückverlagerung von Produktionsstandorten nach Europa, wenn es gelingt, die Produktionsabläufe weiter zu industrialisieren und automatisieren. Das Fraunhofer IWES betreibt hierzu Forschung am Standort und hat eine Fachgruppe Automatisierung in der Rotorblattfertigung etabliert. Bezogen auf den Energy-Port bedeutet dies, dass zumindest ein theoretisches Potenzial für die Ansiedlung eines Blattwerks besteht. Die infrastrukturellen Rahmenbedingungen müssten es dabei ermöglichen, die größten und vsl. weiter wachsenden Rotorblatttypen wirtschaftlich zu transportieren und umzuschlagen.

Fazit: Die Ansiedlung einer Blattproduktion in Bremerhaven erscheint nur dann realistisch, wenn Produktionsabläufe in der Blattfertigung weiter industrialisiert und automatisiert werden. Die Standortkonkurrenz dürfte dabei hoch sein.

Anforderungen:

- Fläche: min. 4 ha, besser 6-8 ha
- Kaimauer: 150-200 m
- Wassertiefe: 6 m, bei Einsatz größerer Schiffseinheiten > 7 m
- Sonstige Anforderungen: Zwei Hafenmobilkrane für den Tandemhub.

Potenzial: ●●○○○ Perspektive BHV: ●●○○○

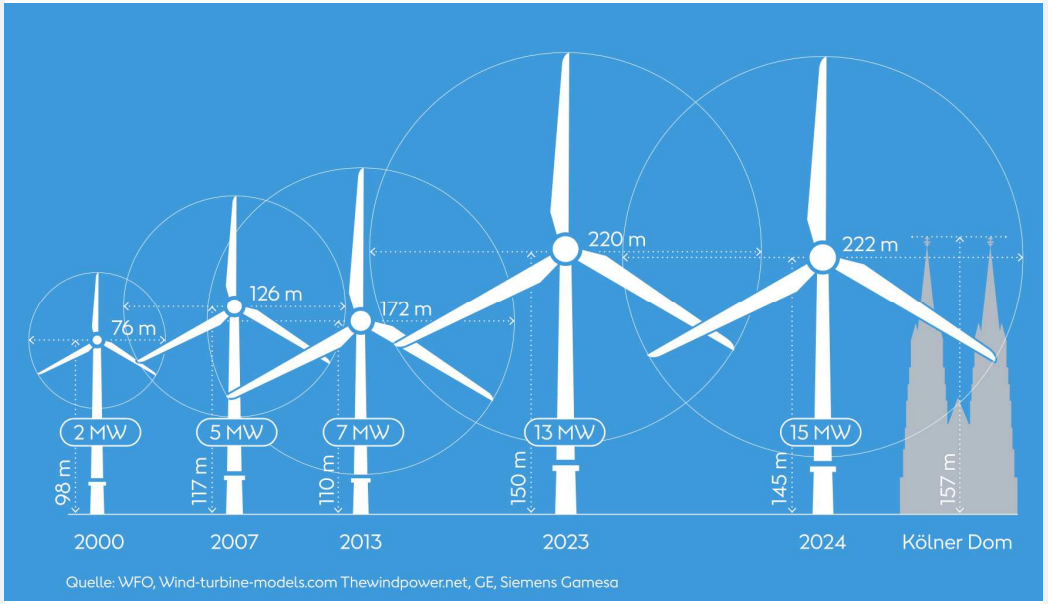
Gondeln

Die Gondel bildet das „Herzstück“ einer Windenergieanlage und besteht u. a. aus dem Turmdrehkranz als Anschluss zum Turm und dem Maschinenträger. Auf diesem ist in der klassischen Bauform der Triebstrang gelagert. Als Triebstrang werden die leistungsübertragenden drehenden Komponenten bezeichnet. Hierzu zählen u. a. der Rotor, meist bestehend aus drei Rotorblättern und der Nabe, Getriebe, Generator sowie Kupplungen und Bremsen. Weiterhin sind in der Gondel alle weiteren Subsysteme wie z. B. die Steuerung, Hydraulik, Kühlung untergebracht. Die Einhausung besteht üblicherweise aus GFK oder aus Aluminium.

Der Markt für die Herstellung von Gondeln (für die Offshore-Windindustrie) wird durch die drei großen westlichen OEM‘s dominiert. Inbesondere Vestas und Siemens Gamesa liefern sich dabei aktuell ein Kopf-an-Kopf-Rennen um die leistungsstärkste Offshore-Windenergie-Turbine. Nachdem GE Renewab-le Energy und Siemens Gamesa bereits Prototypen ihrer Offshore-Giganten mit einer Leistung von jeweils 14 MW errichtet haben, hat Vestas mittler-weile nachgezogen. Mit der Fertigstellung des Prototyps der V236-15.0 MW-Gondel im Werk in Lindø im Hafen von Odense in Dänemark hat der Wind-turbinenhersteller Vestas den nächsten wichtigen Meilenstein bei der Ent-wicklung seiner neuen 15 MW-Flaggschiff-Turbine erreicht. Die Serien-fertigung soll in 2024 beginnen. Auch Siemens Gamesa plant für 2024 den Start der Serienfertigung seiner 14 MW-Gondel mit der Typenbezeichnung SG 14-236 DD in Cuxhaven. Die etwas kleinere Haliade-X 13 MW von GE wird bereits seit Ende 2021 in Serie gefertigt. Produktionsstandort ist St. Na-zaire/FR. Allerdings kämpft GE hier wie auch bei anderen Anlagen mit z. T. erheblichen Qualitätsproblemen. Ein Überblick über ausgewählte Produk-tionsstandorte der genannten OEM‘s findet sich auf der Folgeseite.

Die nachfolgende Abbildung gibt zunächst einen Überblick über die Leistungsentwicklung im Offshore-Bereich in den vergangenen zwei Dekaden.

Abbildung: Leistungsentwicklung in der Offshore-Windindustrie



Vestas

- Lindø/DK: Serienproduktion V236-15.0 MW ab 2024.
- Stettin/PL: Bau einer neuen Gondelfabrik für die Serienproduktion des Typs V236-15.0 MW bis 2025.
- Rinkøbing/DK: Produktion von Gondeln für Onshore-Anlagen.

Siemens Gamesa

- Cuxhaven/DE: seit Januar 2022 Serienfertigung der SG 11.0-200 DD Serienproduktion der neuen 14 MW-Anlage soll 2024 beginnen
- Le Havre/FR, Bau von 7-MW- und 8-MW-Offshore-Direktantriebsgon-deln vorwiegend für den französischen Markt

GE Renewable Energy

- St. Nazaire/FR: Produktion von Turbinen für diverse Offshore-Projekte in der Nordsee darunter z. B. auch 66 Turbinen für den Windpark Merkur Offshore/DE
- Salzbergen/DE: Produktion von Gondeln für Onshore-Anlagen.

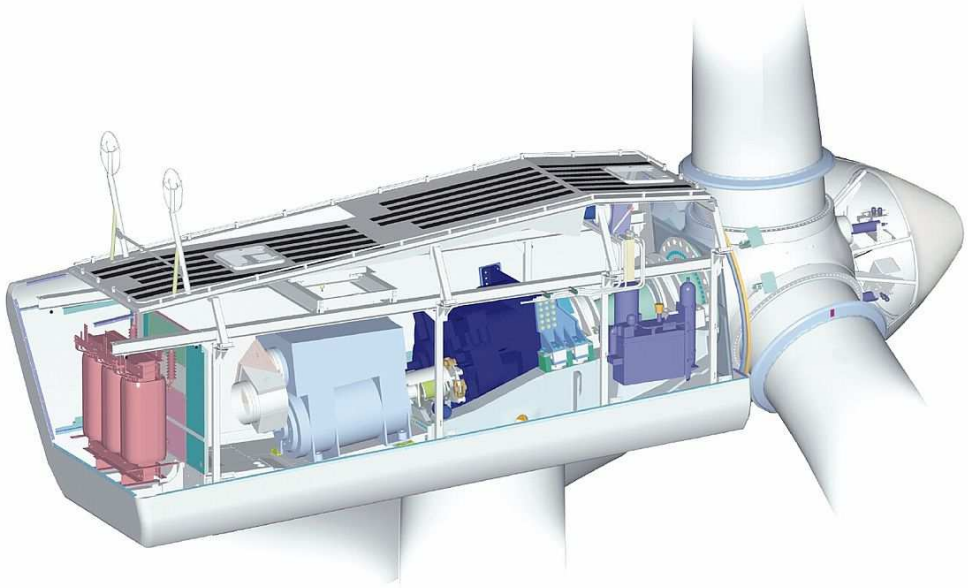
Gondeln

Die Übersicht auf der vorherigen Seite verdeutlicht, dass die Produktion von Gondeln für die Offshore-Windindustrie auf wenige Standorte fokussiert ist. Dies liegt u. a. in vorhandenem Know how und Zulieferstrukturen begründet. Darüber hinaus stellt das hohe Gewicht von bis zu 500 t hohe Anforderungen an Flächen und Logistik.

Weitere wichtige Gondel-Produktionsstandorte von OEM‘s wie Nordex oder Enercon finden sich z. B. in Rostock oder Magdeburg. Diese betreffen allerdings nur den Onshore-Bereich. Weitere große OEM‘s in der Offshore-Windindustrie finden sich vorwiegend in Asien. Zu den wichtigsten Playern zählen u. a. die chinesischen Unternehmen Mingyang Smart Energy, Xinjiang Goldwind, Dongfang Electric, Shanghai Eletric Windpower, CssC und Envision sowie das koreanische Unternehmen Doosan. Dabei arbeiten mehrere Hersteller aus China derzeit an Offshore-Anlagen mit einer Leistung von 18 MW. Die Anzahl der Aufträge für chinesische Windturbinen in Europa hat dabei 2023 stark zugenommen. Die expandierende Offshore-Windindustrie in China wird nicht nur von den Herstellern sondern auch der Politik kritisch betrachtet. Die Ansiedlung eines chinesischen Herstellers an einem deutschen Standort scheint aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage dabei eher fraglich.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass im Bereich der Gondel-Produktion für die Offshore-Windindustrie keine signifikanten Engpässe zu erwarten sind. Siemens Gamesa baut die Produktion in Cuxhaven aus, ein neues Werk in Deutschland erscheint eher unrealistisch. Vestas fokussiert sich auf die Optimierung und Skalierung bestehender Standorte, hinzu kommt ein neuer Standort in Polen. GE Renewable Energy setzt zunehmend auf außereuropäische Märkte wie Japan und die USA. Der Eintritt chinesischer Akteure in den europäischen Markt erscheint eher unwahrscheinlich und wohl auch politisch schwierig.

Abbildung: Beispiel für ein Maschinenhaus (Gondel)



Quelle: BWE e.V.

Fazit: Die Ansiedlung einer Gondelproduktion in Bremerhaven erscheint unrealistisch. Aktuell besteht kaum Bedarf an zusätzlichen Standorten.

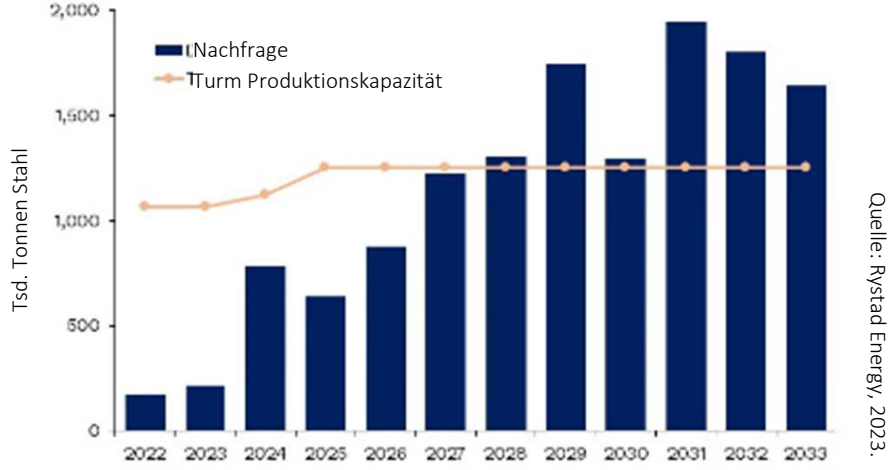
Anforderungen:

- Fläche: 6-8 ha
- Kaimauer: 150-200 m
- Wassertiefe: min. 6 m
- Sonstige Anforderungen: Zwei Hafenmobilkrane für den Tandemhub, ggf. RoRo-Rampe.

Potenzial: ●●○○○ Perspektive BHV: ●○○○○

Für eine ideale Nutzung der Windverhältnisse bringt der Turm die Turbine auf eine größere Höhe. Im Vergleich zu Rotorblatt und Gondel ist die Produktion eines Turms deutlich weniger komplex. Der Turm ist kein bewegliches Element und nicht an ein elektrisches System angeschlossen. Dennoch muss er so konstruiert sein, dass er über die Lebensdauer der Anlage den Wetterbedingungen standhalten kann. Für die Herstellung werden i. d. R. Stahl, Beton, Zink und Hybridmaterialien verwendet. Der Stahlverbrauch hängt von mehreren Faktoren wie der Nabenhöhe und die Größe der Turbinen ab. Im Offshore-Bereich ist die Nabenhöhe in der Regel höher als im Onshore-Bereich, da hier größere Turbinen zum Einsatz kommen. Obwohl pro Einheit weniger Stahl benötigt wird, ist davon auszugehen, dass der Onshore-Bereich die Nachfrage nach Türmen noch stärker treibt, da sie im Vergleich zur Offshore-Windenergie eine höhere Anzahl an Turbinen erfordert. Im Onshore-Bereich kommen auch Betontürme zum Einsatz, was die Nachfrage nach Stahl etwas entspannen könnte. Im Offshore-Bereich wird die Zunahme der Turbinengrößen die Turmstahlintensität pro Einheit zwar erhöhen. Angesichts weniger Einheiten und der Tatsache, dass die Nabenhöhe nicht linear mit der Turbinengröße wächst wird jedoch erwartet, dass der Turmstahlverbrauch pro installierter Leistung sinken wird. Die Produktionskapazität für Offshore-Türme wird bis 2025 von 1,1 Mio. auf 1,3 Mio. Tonnen Stahl pro Jahr leicht ansteigen. Dagegen entwickelt sich die Nachfrage deutlich dynamischer, was bereits im Jahr 2028 zu einer Unterdeckung führen könnte. Im Folgejahr 2029 könnten bei gleichbleibender Produktionskapazität nur noch ca. 70-80 % der Nachfrage von 1,7 Mio. Tonnen gedeckt werden. Um diesen Engpass zu beseitigen, müssten die Hersteller spätestens bis 2025/26 mit der Expansion beginnen, da der Bau neuer Anlagen zwei bis drei Jahre dauert. Der Engpass könnte laut Rystad Energy sogar noch früher eintreten, wenn es auf den globalen Stahlmärkten zu einer Verknappung kommt, die die Auslastung der bestehenden Kapazitäten beeinträchtigen könnte. Mit einem gemeinsamen Marktanteil von > 90 % haben spanische (74 %) und dänische (18 %) Hersteller die Offshore-Windturmproduktion im Jahr 2022 dominiert. Mit Blick auf neue Produktionsstandorte lässt sich jüngst eine Konzentration der Aktivitäten auf den polnischen Markt ausmachen. Der spanische Turmhersteller Windar Renovables beabsichtigt ab 2026 jährlich 100 Türme für 14/16 MW (persp. 20 MW) Anlagen im Hafen Stettin zu bauen. Bei einem Investitionsvolumen von 80 Mio. Euro sollen 450 Arbeitsplätze entstehen. Die spanische GRI Renewable Industries möchte bereits ab 2025 jährlich 200 Türme für 14+ MW-Anlagen in Danzig bauen. Die Investition beläuft sich auf 200 Mio. Euro, wobei 400 Arbeitsplätze entstehen sollen. Einer der größten Turmhersteller Welcon hatte bereits in 2022 seine Produktionskapazität am Standort in Give (Dänemark) verdoppelt, von wo aus auch zahlreiche deutsche Projekte bedient werden.

Grafik: Offshore-Turm Produktionskapazität und Nachfrage



Fazit: Das kurzfristige Potenzial für neue Standorte oder Erweiterungen scheint nicht zum Entwicklungshorizont des EnergyPort zu passen.

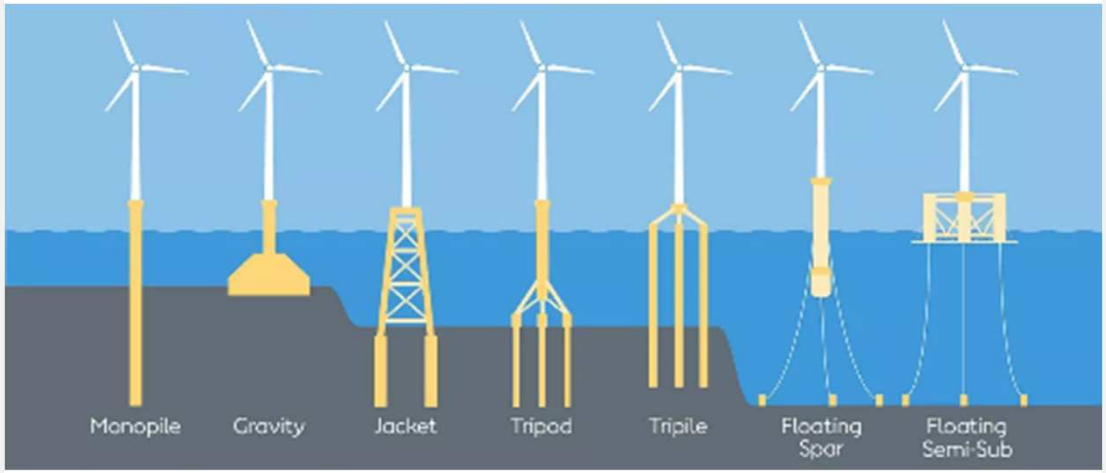
Anforderungen :

- Fläche: 8-10 ha
- Kaimauer: ca. 200 m
- Wassertiefe: 6 m
- Sonstige Anforderungen: Mobilkräne/Hafenkräne, SPMT

Potenzial: ●●○○○ Perspektive BHV: ●●○○○

Für den Aufbau einer Windenergieanlage ist ein tragfähiges und langlebiges Fundament notwendig. Offshore-Fundamente bestehen aus Beton sowie Stahlpfeilern oder Mehrbeinstrukturen. Die Bauart hängt im Wesentlichen von Faktoren wie Wassertiefe, Strömung, Wellenhöhe und Eisgefahr ab.

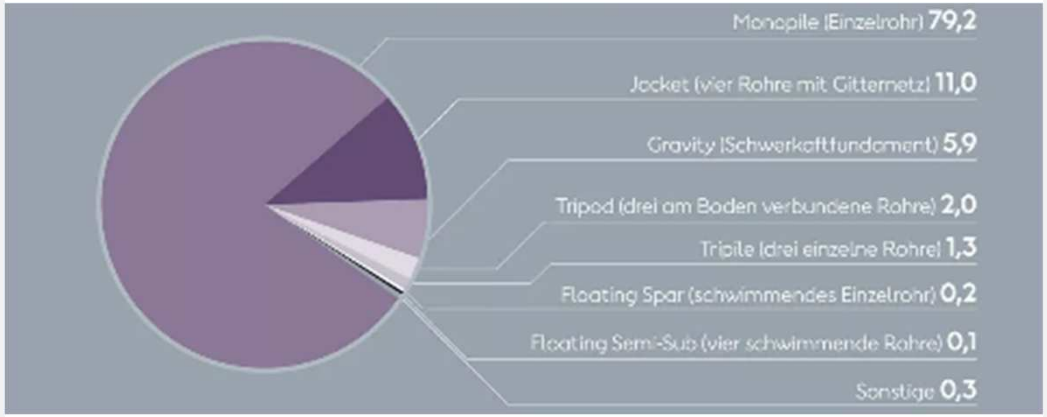
Abbildung: Fundamenttypen für Offshore-Windräder



Quelle: EnergieWinde

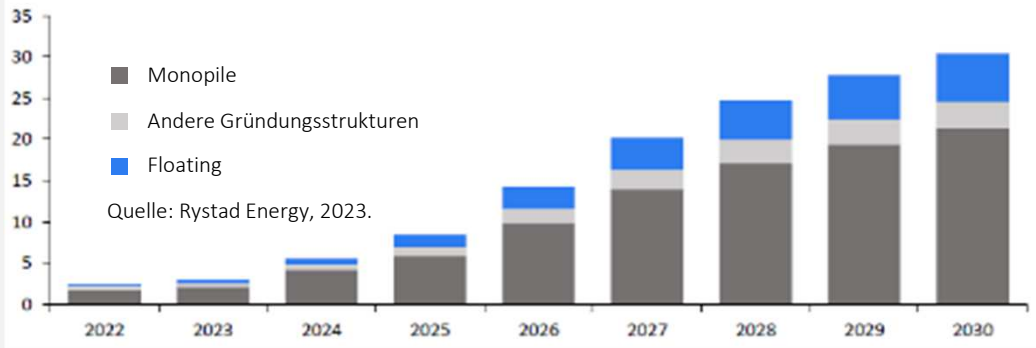
Für küstennahe Projekte mit geringen Wassertiefen sind fixe Strukturen am besten geeignet. Der in den bis zum Jahr 2023 bereits realisierten europäischen Offshore-Windparks dominierende Fundamenttyp ist das Monopile mit einem Anteil von knapp 80 % (vgl. Grafik rechts oben). Bei zunehmender Wassertiefe und Meeresböden, die den Einsatz von Monopiles nicht zulassen (z. B. Frankreich), kommen sog. Jackets zum Einsatz. Ab einer Wassertiefe von ca. 50-60 m sind feste Fundamente jedoch nur noch schwer zu installieren, weshalb angesichts der zunehmenden Entfernung der Windparks zur Küste und damit einhergehenden Wassertiefen vermehrt über den Einsatz von schwimmenden Plattformen, die lediglich über ein Seil am Meeresboden verankert sind, nachgedacht wird. Während der Anteil schwimmender Plattformen europaweit zwar zunehmen wird (vgl. Grafik rechts unten), bleiben Monopiles dennoch der am weitesten verbreitete

Grafik: Anteil Fundamenttypen für Offshore-Windräder in Europa in %



Stand: 01/2023; Quelle: EnergieWind, WindEurope

Fundamenttyp. Nach derzeitigem Kenntnisstand ist davon auszugehen, dass angesichts der Wassertiefen auch für die deutschen Projekte in der Nordsee keine schwimmenden Plattformen zum Einsatz kommen wer-den. Während die bislang noch sehr begrenzten Produktionskapazitä-ten im Bereich schwimmender Plattformen vsl. bereits ab 2025 ausge-schöpft sein werden, wird die Nachfrage nach Monopiles vsl. ab 2027 das Angebot übersteigen. Im Bereich anderer Gründungsstrukturen darunter Jackets wird mind. bis 2030 kein Engpass erwartet, was auch mit der Anwendung im Öl & Gas Bereich zusammenhängt, weshalb hier ausreichend Produktionskapazität zur Verfügung steht.



Bis zum Jahr 2030 wird ein Anstieg der Spitzenleistung bei Windenergieanla-gen von 18-20 MW und im Durchschnitt von 15 MW erwartet. Damit wach-sen auch die Dimensionen der einzelnen Komponenten wie Nabe, Turm und Fundamente. Für den Einsatz von Monopiles bedeutet dies einen größeren Rohrdurchmesser, was wiederum steigende Anforderungen an das Handling und den Produktionsstandort mit sich bringt. Angesichts der angestrebten Leistungsgrößen liegt der Fokus dabei in Bereichen XXL und XXXL.

Typ	Typischer Durchmesser	Typische Turbinengröße
Regulär	5-6 m	<6 MW
XL	6-8 m	6-10 MW
XXL	8-11 m	10-14 MW
XXXL	>11 m	>14 MW

Quelle: Rystad Energy, 2023.

Zukünftig werden Monopiles bzw. Single Piece Foundations (Trend: inte-grierte Installation von Monopile und Transition Piece zur Direktinstallation des Turms) mit einer Größe von bis zu 15 m Durchmesser und einem Ge-wicht von bis zu 3.000 t erwartet. Es ist davon auszugehen, dass die Funda-menthersteller zukünftig neben Monopiles ebenfalls Pin Piles für die Errich-tung von Jackets oder Elementen für Floating Foundations herstellen wer-den. Angesichts der hochtechnologisierten Herstellung und des Einsatzes von hochwertigem Offshore-Stahl wird die Produktion von Monopiles sehr wahrscheinlich auch zukünftig in großem Maßstab in Europa stattfinden. Neben der hochwertigen Verarbeitung sprechen die Schiffs- und damit Transportkosten sowie eine verlässliche und reibungslose Versorgung wäh-rend der Installationsphase für eine windparknahe Produktion. Aufgrund zu-nehmender Verspätungen und Engpässe müssen dennoch zusätzliche Flä-chen in den Installationshäfen als Zwischenlager vorgesehen werden. In Deutschland können derzeit ca. 200-250 Monopiles pro Jahr gefertigt wer-den. Angesichts des steigenden Bedarfs besteht bei den etablierten Akteu-ren erheblicher Bedarf die Produktionskapazitäten zu erweitern, was aufgrund begrenzter Flächenverfügbarkeit nicht immer möglich ist. Zuletzt haben sich RWE und Northland Power aufgrund der hohen Auslastung der europäischen Hersteller für den größten chinesischen Fundamentherstellter Dajin Offshore als bevorzugter Lieferant für das 1,6 GW-Nordseecluster entschieden. Zu den Produzenten von Mono-piles im Nordseeraum zählen u. a. SIF (Rotterdam), EEW (Rostock) und Steelwind (Nordenham). Das zur Dillinger-Gruppe gehörende Steel-wind-Werk in Nordenham produziert seit 2015 auf 32.500 m² (Gesamt-fläche 340.000 m²) ca. 120 Monopiles p. a. mit bis zu 2.400 t Gewicht, 120 m Länge und 10 m Durchmesser. Die weserseitige Verladung erfolgt über eine 200 m lange Schwerlastkaje mit zwei Schwerlastkranen. Die dortigen Erweiterungsmöglichkeiten scheinen jedoch limitiert. Insbe-sondere besteht ein Mangel an Lagerflächen. Darüber hinaus plant die in Rostock ansässige Baltic Structures Company (BSC) ab 2026 die Fer-tigung von jährlich 200 Monopiles (Ø bis zu 15 m, Länge bis zu 130 m, Einzelgewicht bis zu 4.000 t) im Hafen von Esbjerg. Mit einer Produk-tionsfläche von > 100.000 m² wäre dies nach eigener Aussage der größte Standort für die Herstellung von Fundamenten in Europa. In Ros-tock plant EEW die derzeitige Kapazität von 100 Monopiles pro Jahr ab 2026 auszubauen und dafür weitere 50

Fazit: Produktionsengpässe und das Ausweichen auf nicht-europäische Her-steller bieten das Potenzial für die Schaffung zusätzlicher windparknaher Ka-pazitäten. Die Ansiedlung eines Fundamentherstellers setzt eine weserseitige Erschließung voraus und könnte mit der Einrichtung eines Installationshafens einhergehen, wodurch eine kostenintensive Zwischenlagerung entfällt.

Anforderungen für 100-130 Monopiles:

- Fläche: 35 ha, Ausbau auf bis zu 50 ha
- Kaimauer: 300-400 m (2 Liegeplätze)
- Wassertiefe: abhängig von Schiffsgröße 6-7 m / 10 m
- Sonstige Anforderungen: Schwerlastkrane bis 3.000 t und mehr

Potenzial: ●●●○○ Perspektive BHV: ●●○○○

Der Klassifikation der Hafenfunktionalitäten folgend sind neben Häfen als Produktionsstandort (z. B. für Rotorblätter, Gondeln, Türme oder Fundamente) auch Häfen für die Zwischenlagerung / Konsolidierung und ggf. die Vormontage der Offshore-Windenergieanlagen zu betrachten. Abhängig von der Quelle und der exakten Abgrenzung werden diese Häfen als Basis-, Ins-tallations- oder Marshallinghäfen bezeichnet. Neben der reinen Transship-mentfunktion können diese Standorte auch als Gateway für Im- und/oder Exporte von Anlagenteilen dienen.

Komponenten für Offshore-Windparks werden wie bereits aufgezeigt an un-terschiedlichen Standorten produziert und in Vorbereitung auf die Installati-on an einem Standort konsolidiert und bei Bedarf zwischengelagert. Die Erstausrüster sind bestrebt, einen Installationshafen zu wählen, der sich in geografischer Nähe zum Windpark befindet, um sowohl die Fahrtzeit als auch die Betriebskosten für die Installationsschiffe zu reduzieren. Angesichts der beträchtlichen Größe und des Gewichts einzelner Komponenten müssen diese Häfen hohe Flächenlasten aufweisen. Außerdem sollten die Installa-tionsschiffe die Möglichkeit haben, sich für die Beladung „aufzubocken“ (Jack-Up). Die in diesen Häfen benötigte Lagerfläche hängt von mehreren Faktoren ab. Eine im November 2023 veröffentlichte Studie im Auftrag der Netherlands Enterprise Agency (▶ Link) geht davon aus, dass ein 1-GW-Offshore-Windpark schätzungsweise 10 bis 15 ha Lagerfläche für die Instal-lation der Fundamente benötigt, die in der Regel zwischen 6 und 9 Monaten dauert. Für die Installation der Turbinen benötigen die Häfen 15 bis 20 ha Fläche für etwa ein Jahr. Da der Schwerpunkt auf einer raschen Installation liegt, benötigen größere Projekte in der Regel mehr Platz und nicht mehr Zeit. Für einen 2-GW-Windpark bspw. werden schätzungsweise 20 bis 30 ha für einen Zeitraum von zwei Jahren sowohl für die Fundamente als auch für die Turbinenphase benötigt. Diese Annahmen gilt es weiter zu spezifizieren. Auf Basis dieser Annahmen und verfügbarer Informationen zu den Ausbauvorhaben im Nordseeraum lassen sich die zukünftigen Flächenbedarfe für die Häfen abschätzen. Die o. g. Studie unterstellt, dass zur Deckung der Spitzennachfrage im gesamten Nordseeraum ein Flächenbedarf für die Vormontage und Zwischenlagerung von etwa 850 bis 1.300 ha besteht. Die derzeitige Flächenverfügbarkeit beläuft sich auf etwa 600 ha, wobei weitere 200 ha durch Erweiterungsprojekte entstehen. Daraus ergibt sich ein voraussichtliches Delta von 250 bis 700 ha. Selbst wenn alle geplanten Erweiterungen realisiert werden, wird es immer noch einen Mangel von 50 bis 500 ha im Nordseeraum geben. Bezogen auf Deutschland fehlen laut Modellierung der Stiftung Offshore-Windenergie und der Deutschen Windguard aus dem Januar 2024 bis zum Jahr 2027 mindestens 50 ha Hafenfläche, ohne ausreichenden Zugriff auf ausländische Hafenkapazitäten sogar bis zu 200 ha.

Die Einschätzung, dass sich vor dem Hintergrund der Ausbauziele Deutschlands sowie seiner Nachbarländer im Nordseeraum ein Engpass im Bereich der Hafenkapazitäten abzeichnet, konnte im Rahmen von Interviews mit verschiedenen Fachexperten bestätigt werden. Die befragten Hafen- bzw. Terminalbetreiber schätzen die aktuelle und zukünftige Nachfrage nach Hafenkapazitäten als hoch ein. Einer der befragten Akteure verwies darauf, dass die Kapazitäten an den eigenen Standorten bereits bis Ende der 2020er Jahre schon gut ausgelastet seien. Unter der Annahme einer weiterhin dynamischen Marktentwicklung besteht nach Einschätzung des Betreibers definitiv Potenzial für einen weiteren Standort in Deutschland. Alternativen im benachbarten Ausland sind danach ebenfalls rar. Die vsl. Anfang der 2030er Jahre entstehenden zusätzlichen Flächenbedarfe für den Rückbau einzelner Anlagen dürften die Kapazitätssituation dabei noch weiter verschärfen. Ein grundsätz-liches Interesse der befragten Hafen- bzw. Terminalbetreiber als Be-treiber an weiteren Standorten aktiv zu werden besteht. Ein konkretes Ansiedlungsinteresse für den Standort Bremerhaven wurde indes nicht hinterlegt.

Die Einschätzung, dass weiterer Kapazitätsbedarf für die Vormontage und Zwischenlagerung von Offshore-Komponenten besteht, wird auch von mehreren befragten Projektentwicklern bestätigt. Diese gehen davon aus, dass

- gegen Ende des Jahrzehnts ein Ausbau-Peak erreicht wird, der dazu führt, dass alle am Markt verfügbaren Hafenflächen genutzt werden,
- spätestens 2035 Rückbauaktivitäten starten, die zusätzliche Flächen benötigen und eine kontinuierlich hohe Auslastung herrscht, weil parallel weitere Kapazitäten entstehen,
- aufgrund der Ausbauziele 2045 ein langfristiger Wachstumspfad besteht.

Dabei zeigt sich in Folge der bestehenden bzw. sich abzeichnenden Kapazitätsengpässe eine Verschiebung in der „Marktlogik“. Bei der Auswahl des am besten geeigneten Installationshafens für die Turbinen und Türme verlassen sich die Projektentwickler traditionell auf die Hersteller der Windturbinen (OEM‘s). Aufgrund der immer knapper werdenden Hafenkapazitäten steigt der Druck auf die Projektentwickler, sich selbst in die Aktivierung von Hafenkapazitäten einzubringen. So verfügen sowohl BP (Zuschlag für zwei Windparks mit insgesamt 4 GW Leistung) als auch RWE (Zuschlag für zwei Windparks im Nordseecluster B mit 900 MW) über eigene Projektteams, die die bestehenden Hafenstandorte hinsichtlich ihrer Eignung als Installationshafen für ihre Projekte evaluieren. Die Kapazitätssituation in den deutschen Häfen wird dabei als eher kritisch eingeschätzt. Ein potenzieller Installationsstandort soll dabei nicht nur in der Lage sein die o. g. deutschen Projekte sondern auch weitere Projekte im benachbarten Ausland zu bedienen.

Die Zeitachse der o. g. Projektentwickler sieht einen Netzanschluss ab 2029 bzw. Ende 2030 vor. Ungeachtet dieses Vorlaufs sondieren beide Akteure bereits jetzt die Verfügbarkeit von Kapazitäten. Aufgrund möglicher Produktionsengpässe besteht bei einzelnen Komponenten der Bedarf schon ab 2027/2028 erste Teile am Installationsstandort zwischenzulagern. Daher besteht ein hohes Interesse an einem frühzeitigen Contracting. Ein konkretes Ansiedlungsinteresse wurde in diesem Zusammenhang nicht hinterlegt.

Die Projektentwickler beabsichtigen dabei nicht, einen möglichen Instal-lationshafen selbst zu betreiben. Vielmehr wird hierfür eine Kooperati-on mit einem Generalunternehmer angestrebt, der den Hafen- bzw. Terminalbetrieb übernimmt. Inwieweit die Projektentwickler gewillt sind, sich auch an möglichen Hafeninvestitionen zu beteiligen ist derzeit noch unklar. Aufgrund der Konzessionshöhen von bis zu 7 Mrd. Euro besteht auf Seiten der Projektentwickler allerdings ein hoher Druck, die Projekte in angemessener Zeit zu realisieren.

Auf Basis der Einschätzungen der befragten Hafen- bzw. Terminalbetrei-ber sowie der in Teilen vorliegenden Spezifikationen der Projektent-wickler lassen sich die infrastrukturellen Anforderungen an einen Ener-gyPort in Bremerhaven weiter spezifizieren. Hierbei ist zu berücksichti-gen, dass es sich um „Optimalanforderungen“ handelt und ggf. auch andere Layouts/Zuschnitte möglich sind. Auch eine Aufteilung der Tur-binen und Gründungsstrukturen auf unterschiedliche Standorte ist grundsätzlich denkbar. Dabei sollte der EnergyPort zwingend den An-forderungen der Größenentwicklung in der Offshore-Windindustrie entsprechen. Die betrifft insbesondere den Aspekt der Schiffsgrößen (insbesondere der Jack-Up-Schiffe) sowie der Flächenlasten (insbesondere bei den Monopiles). Die folgende Abbildung zeigt zwei Beispiele.



Quelle: Jan de Nul



Quelle: Parkwind / Manfred Dittmer

MV Voltaire	XXL Monopile
Länge: 181,8 m Breite: 60 m Tiefgang: 7,5 m (14,6 m)	Länge: 110 m Durchmesser: 9,6 m Gewicht: 2.100 t

Kaje

- Erforderliche Kajenlänge von ca. 700 m, davon 300 m jack-up-fähige Kaje ohne Zufahrtsrestriktion
- Weitere 300-400 m Kaje z. B. für RoRo-Schiffe und Heavy-Lifter, ggf. auch hinter der Schleuse. RoRo-Rampe.

Fläche

Die nachfolgenden Angaben beziehen sich auf die benötigte Flächenkapazität für den Aufbau von 100 Anlagen, üblich sind heute 120-140 Anlagen je Windpark

- Turbinen, Türme (15-20 MW Leistung): 15 bis 20 ha
- Fundamente
  - Monopiles (bis 3.000 t, 105 m Länge, 11 m Durchmesser): ca. 10 ha
  - Jackets (bis zu 2.500 t, 40 m Länge): ca. 17 ha

Siemens Gamesa geht leicht abweichend davon aus, dass für einen reinen Installationshafen (Turbinen und Türme) ein Flächenbedarf von 12 ha (10 t/m^2) für die Lagerung und 6 ha (25-30 t/m^2) für die Vormontage besteht.

Grundsätzlich sind im Hinblick auf die mögliche Realisierung eines Installationshafens am Standort Bremerhaven weitere Teilaspekte zu beachten:

- Realisierungskosten: Auch wenn vor dem Hintergrund der sich abzeichnenden Kapazitätsengpässe, das Thema Kosten ggf. nicht oberste Priorität für die potenziellen Nutzer hat gilt, dass die Marktchancen für ein neues Terminal deutlich steigen, wenn es möglichst einfach und günstig errichtet werden kann.
- Realisierungszeitraum: Der Ausbau-Peak wird für Ende der 2020er / Anfang der 2030er Jahre erwartet. Dabei zeigt sich, dass viele Entwickler be-reits heute bestrebt sind, sich frühzeitig Kapazitäten zu sichern. Außer-dem besteht schon vor Installationsbeginn der Bedarf Komponenten tw. zwischenzulagern. Daher sollte der EnergyPort ab 2028/29 an den Markt gehen, ggf. ist unter Einbindung des CT1 eine Übergangslösung zu ent-wickeln. Vor diesem Hintergrund bereits auch eine mögliche Betreiber-rolle mitzudenken. Projektentwickler sehen dabei Chancen auch für neue Betreiberlösungen. Außerdem besteht die Chance nach Realisierung eines Installationshafens im zweiten Schritt Produzenten oder sonstige Zulieferer/Dienstleister nachgezogen werden. Die sich abzeichnenden Kapazitätsengpässe führen dazu, dass auch andere Standorte sondieren, wie sie von der aktuellen Marktdynamik profitieren können. Dies gilt für einen „neuen“ Offshore-Standort wie Wilhelmshaven, der im Zuge der Interviews wiederholt genannt wurde sowie bestehende Standorte wie Esbjerg. Hier bestehen aktuell Bestrebungen die Kapazität durch Einsatz neuer Technologien (Digital Twin) zu verdreifachen.

Fazit: Sowohl öffentliche Studien als auch Analysen und Einschätzungen unterschiedlicher Marktteilnehmer gehen davon aus, dass spätestens Ende der 2020er Jahre ein deutliches Kapazitätsdefizit in den Seehäfen in Deutschland und dem gesamten Nordseeraum besteht. Diese Situation dürfte durch Rückbau-Notwendigkeiten auch in den Folgejahre bestehen bleiben. Dieses „Window of Opportunity“ lässt sich aus Bremerhavener Sicht nutzen, wenn es gelingt mögliche Kapazitäten flexibel ab 2028/29 an den Start zu bringen.

Anforderungen:

- Fläche: 15-20 ha
- Kaimauer: 700 m, davon min. 300 m ohne nautische Einschränkungen bzgl. der Schiffsbreiten
- Wassertiefe: min. 6 m / 10-12 m
- Sonstige Anforderungen: 1-2 jack-up-fähige Liegeplätze, Schwerlastfähigkeit, RoRo-Rampe

Potenzial: ●●●●● Perspektive BHV: ●●●●○

Link

Expertenmeinung: Martin Baumann,
Business Developer, BUSS Energy Group GmbH

Ein großer Teil der Kosten von Offshore-Windparks fällt für den Betrieb und die Instandhaltung an. Die Phase Betrieb und Instandhaltung dauert i. d. R. mindestens 20 Jahre und beginnt nach Inbetriebnahme der Anlagen. Innerhalb dieses Zeitraums werden die Umsätze erzielt, mit denen das gesamte Projekt finanziert wird. Daher ist eine möglichst kosteneffiziente Instandhaltung bei gleichzeitig höchstmöglichem Ertrag der Windturbinen von hoher Relevanz. Die Instandhaltung umfasst dabei alle Tätigkeiten, die notwendig sind, um die Funktionstüchtigkeit von etwas zu erhalten. Im Fall von Offshore-Windparks sind das hauptsächlich die Windturbinen, Rotorblätter, Fundamente sowie die Stromkabel und die Umspannplattform. Instandhaltung besteht nach DIN31051 aus den Teilen Wartung, Inspektion, Instandsetzung und Optimierung. Die Basis für die Instandhaltung bildet typischerweise ein Service-Vertrag, der die Verfügbarkeit der Anlagen gewährleistet.

Offshore-Windparks unterscheiden sich deutlich durch ihre räumlichen Gegebenheiten. Vor Ort äußert sich dies durch die Wetterbedingungen, z. B. Wind, Wellenhöhen und Sicht. Besonders bedeutend für das Thema Operations & Maintenance ist auch die Distanz zur Küste, da sich die Anfahrt mit der Distanz deutlich verlängert. Alle aktuell geplanten Offshore-Windparks liegen in den Netzausbauplanzonen I-III und weisen daher entsprechende Distanzen zur Küste auf. Grundsätzlich gilt, dass abhängig von der Distanz zwischen Hafen und Windpark unterschiedliche Servicekonzepte Anwendung finden. Diese lassen sich wie folgt klassifizieren:

- Onshore-basiert: Die Servicetechniker befinden sich in kurzer Distanz zum Windpark in einem Hafen oder an der Küste und legen im Wartungs- oder Schadensfall die Strecke zum Windpark per Schiff oder Helikopter zurück.
- Offshore-basiert: Die Servicetechniker befinden sich dauerhaft im Park. Sie sind entweder auf einem Schiff oder auf einer Wohnplattform untergebracht.

Die onshore-basierten Konzepte eignen sich für Windparks, die in Küstennähe liegen (bis 30 km), da somit eine kurze Reisezeit zum Park möglich ist.

Hier werden die Techniker mit kleinen Crew Transfer Vessels (CTV) in den Park gefahren werden, diese Schiffe transportieren bis zu 24 Personen. Für den Überstieg der Techniker ist eine ruhige See nötig (1 bis 1,5 m signifikante Wellenhöhe). Bei offshore-basierten Konzepten kommen i. d. R. d. Service Operation Vessel (SOV) zum Einsatz. Hierbei handelt es sich um Schiffe mit großen Laderäumen, einer großen Anzahl an Kabinen für Techniker und anderes Personal und die Fähigkeit, mehrere Wochen beim Windpark zu verbleiben. Häufig sind SOVs auf ein bestimmtes Seegebiet und einen bestimmten Windpark mit bestimmten Windturbinentypen ausgelegt und optimiert. Die nachfolgende Abbildung zeigt die beiden Schiffstypen im Überblick. Darüber hinaus kommen weitere Schiffstypen zum Einsatz, die zunächst keine weitere Berücksichtigung finden.

Abbildung: Ausgewählte O&M Schiffstypen



CTV SeaZip 9 (CTV)	ESVAGT ALBA (SOV)
Länge: 26,8 m Breite: 10,0 m Tiefgang: 2,2 m Passagiere: max. 24	Länge: 70,5 m Breite: 16,6 m Tiefgang: 6,0 m Passagiere: max. 100

Aufgrund der Lage der deutschen Windparks (vor allem der aktuell geplanten Windparks) spielen Servicekonzepte unter Einsatz von SOV‘s eine wichtige Rolle. Diese sind von den Abmessungen her in der Lage, die große Kammer der Fischereihafenschleuse zu passieren (181 m Länge, 35 m Durchfahrtsbreite).

Neben der seeseitigen Erreichbarkeit bestehen weitere Anforderungen an einen Servicehafen, die im Folgenden beispielhaft aufgeführt sind (Angaben jeweils für die Bedienung eines Offshore-Windparks):

- 200 bis 400 m² Hallenfläche zzgl. Büros
- Kaje für 2 SOV mit bis zu 7 m Tiefgang
- Abstellmöglichkeit für 5 bis 10 Container
- landseitiger Kran (5 t), da die Auslage des Bordkrans oft nicht ausreicht
- Hubschrauberlandeplatz mit ausreichend Start-/Landeerlaubnissen
- Know-how & Anwesenheit von Umschlagbetrieben/Serviceprovidern
- Unterkünfte/Hotelkapazitäten in Hafennähe

Allein bis zum Jahr 2027 sind an der deutschen Nordseeküste acht weitere Ausschreibungen für Offshore-Windparks geplant. Jedes dieser Projekte benötigt spätestens nach Inbetriebnahme einen O&M-Standort. Dabei können die Windparkbetreiber bzw. deren Serviceprovider tw. auf bestehende Standorte zurückgreifen, die punktuell noch über Kapazitätsreserven verfügen. Dies gilt z. B. für Örsted und EnBW in Emden. Weitere Akteure wie BP (hat im Juli 2023 den Zuschlag für zwei Projekte erhalten) und Vattenfall (hat 2023 den Zuschlag für das Projekt Nordlicht 2 erhalten) dürften sich noch auf der Suche nach geeigneten Standorten befinden. Die Entscheidung hier-über fällt i. d. R. durch den Serviceprovider in enger Abstimmung mit dem Betreiber. Auch RWE dürfte in Folge der Expansionspläne noch Alternativen zum Standort Helgoland benötigen.

Allerdings ist mit Blick auf Bremerhaven festzustellen, dass die geographische Lage und damit die Entfernung zu den Offshore-Windparks nicht optimal ist. Im Vergleich zu anderen Standorten wie z. B. Emden oder Cuxhaven bestehen Standortnachteile in Folge einer deutlichen längeren Anfahrt. Potenziale für Bremerhaven als O&M-Standort können sich dann ergeben, wenn einzelne Service-Provider den Aufbau größerer Service-Hubs planen und hierfür mehrere Standorte zusammenzulegen. In diesem Fall könnte Bremerhaven mit Argumenten wie Flächenverfügbarkeit sowie einer guten landseitigen Erschließung bzw. Erreichbarkeit punkten. Ggf. sind in diesem Zusammenhang auch „Common-User“ Ansätze zu überprüfen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass Service Operation Vessels an jeder beliebigen Kaikante abgefertigt werden können, besondere technische und/oder nautische Anforderungen bestehen nicht. Die größten in der Nordsee im Einsatz befindlichen SOV haben eine Länge von maximal 90 m bei weniger als 20 m Breite und weniger als 6,5 m Tiefgang. Damit sind sie nicht größer als klassische Küstenmotorschiffe. Auch in Bremerhaven besteht prinzipiell die Möglichkeit, SOV‘s an bestehenden Kajen im Fischereihafen oder im Bereich der Columbuskaje abzufertigen. Einzige Herausforderung bildet dabei die ggf. nicht vorhandene Fläche für die Zwischenabstellung von Containern sowie das Nicht-Vorhandensein von geeigneten Hallenflächen. Vor diesem Hintergrund könnte ein Standort im Fischereihafen mit entsprechenden Flächenreserven für die Ansiedlung eines O&M-Hubs interessant sein. Allerdings ist hierbei zu berücksichtigen, dass SOV‘s einen Hub nur alle 14 Tage anlaufen, um die Crew zu wechseln und Material aufzunehmen. Eine hohe Zahlungsbereitschaft für eine neue, hochwertige Kaje dürfte dabei nur bedingt gegeben sein.

Fazit: Bremerhaven verfügt grdsl. über keine optimale Lage als Servicehafen. Potenziale können sich ergeben, wenn ein Service-Provider plant, seine Aktivitäten an einem Standort zu bündeln. Aufgrund der vergleichsweise geringen Nutzung, erscheint ein Invest in eine neue Kaje nur dann sinnvoll, wenn komplementäre Nutzungsformen bestehen.

Anforderungen (je Offshore-Windpark):

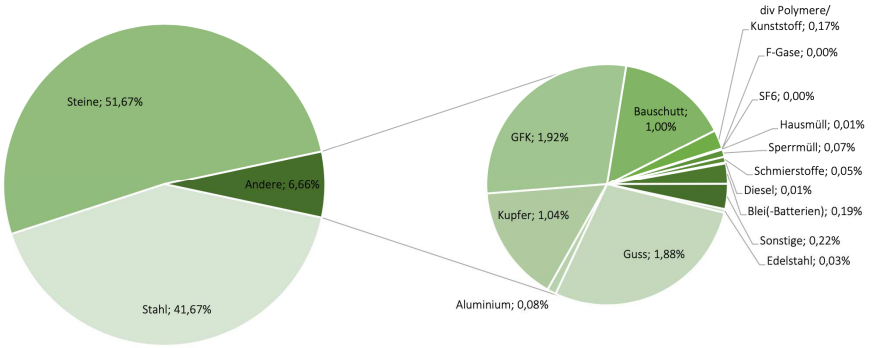
- Fläche: 200-400 m² Hallenfläche, zzgl. Abstellfläche für Container
- Kaimauer: min. 100 m
- Wassertiefe: 6 m
- Sonstige Anforderungen: kleiner Kran

Potenzial: ●●●○○ Perspektive BHV: ●●○○○

Aufgrund der Fokussierung auf den Aufbau neuer Kapazitäten, wird der Rückbau der bestehenden Anlagen derzeit nur unzureichend betrachtet. Dabei darf aber nicht übersehen werden, dass auch Windenergieanlagen eine begrenzte Laufzeit haben und diese besonders auf See durch extreme Witterungseinflüsse und erschwerte Wartungsbedingungen niedriger als bei Anlagen an Land ausfällt. Mit einer geschätzten Laufzeit von etwa 20 Jahren wird das Thema Rückbau von Offshore-Anlagen vor allem im Nordseeraum spätestens Anfang der 2030er Jahre zunehmend an Dringlichkeit gewinnen, wenn mehrere Windparks dieses kritische Alter erreichen. Angesichts dieser planbaren Entwicklung ist es umso bemerkenswerter, dass die notwendigen Voraussetzungen hierfür bislang nur unzureichend geschaffen worden sind.

Allerdings bestehen mit Blick auf den Rückbau noch einige Fragezeichen z. B. im Hinblick auf die stoffliche Verwertung einzelner Anlagenteile sowie die zeitliche Dimension des Rückbaus. Die Rückbauverpflichtung betrifft vom Grundsatz her nicht nur die Windenergieanlage selbst (Blätter, Nabe, Gondel, Turm) sondern auch die Gründungsstrukturen, den Kolkschutz sowie die Verkabelung (Innerparkverkabelung und Exportkabel). Im Rahmen der SeeOff-Studie (▶ Link) konnte für einen Referenz-Offshore-Windpark ein Materialeinsatz im Umfang von 226.366 t ermittelt werden. Den wesentlichen Masseanteil bilden dabei Steine (52 %) und Stahl (42 %) wie die nachfolgende Abbildung zeigt.

Abbildung: Prozentuale Verteilung der Materialien des Referenzparks



Für die einzelnen Anlagenteile bzw. Komponenten sind unterschiedliche Formen der Demontage und Zerlegung (auf See vs. an Land) sowie der Verwertung und Beseitigung von Relevanz. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf dem Recycling der Stahlkonstruktion sowie der Rotorblätter. Insbesondere die Aufbereitung der glasfaserverstärkten (GFK) und car-bonfaserverstärkten (CFK) Rotorblätter stellt die Recycler aktuell noch vor vielfältige Herausforderungen. Die für diese Materialien existieren-den Recyclingprozesse haben sich noch nicht durchgesetzt und die Wiederverwendung der recycelten Materialien ist in der Breite nicht etabliert. Weiterhin mangelt es an Standards für die Demontage und werkstoffliche Aufbereitung dieser Materialien. Zu den weiteren technologischern Herausforderungen zählt u. a. eine industrialisierte Abwicklung für die Zerlegung der Turmelemente an Land.

Die Windenergieanlagen nehmen seit einiger Zeit in ihren Abmessungen zu und erhöhen so die Anforderungen an die Schiffslogistik, um die Infrastrukturkomponenten der Windparks zurückzubauen. In der Konsequenz bedeutet dies, dass für den Rückbau die gleichen Schiffseinhei-ten benötigt werden wie für den Aufbau neuer Anlagen. Aufgrund der ambitionierten Ausbauziele ist daher damit zu rechnen, dass sich im Zeitraum ab 2030 eine Nutzungskonkurrenz um die knappe Ressource Schiffsraum einstellt, die dazu führen kann, dass sich der Rückbau ver-zögert und die Anlagen länger als geplant am Netz bleiben. Hinzu kom-mt, dass sich verändernde wirtschaftliche, technische und politische Rahmenbedingungen zusätzliche Anreize für die Windparkbetreiber schaffen, die Laufzeiten der Anlagen auszureizen. Somit besteht eine erhöhte Unsicherheit hinsichtlich der tatsächlichen Rückbauzeiträume und -dimensionen (ggf. Einsatz älterer Schiffe, Zerkleinerung auf See).

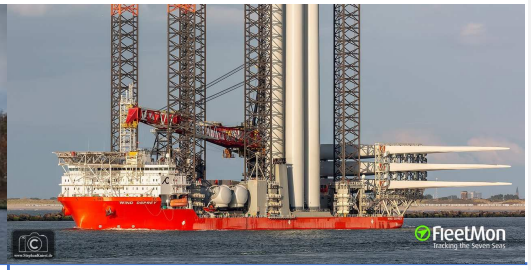
Ungeachtet der beschriebenen Unsicherheiten richtet sich der Fokus der nachfolgenden Betrachtung auf die Potenziale und möglichen Anforderungen für bzw. an einen Hub für den Rückbau und das Recycling von (Offshore) Windenergieanlagen am Standort Bremerhaven.

Grundlage für die weiterführende Darstellung und Bewertung der Potenziale und Anforderungen bilden die Erkenntnisse der SeeOff-Studie zum effizienten Rückbau von Offshore-Windparks sowie Einschätzungen ausgewählter Branchenexperten.

Die bislang noch relativ geringe Erfahrung beim Rückbau von Offshore-Windparks (bis Ende 2021 wurden bisher lediglich sechs Offshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 38,5 MW zurückgebaut) sowie die sich verändernden Rückbauanforderungen in Folge der zunehmenden Abmessungen der Anlagen führen dazu, dass die Rückbauprozesse noch nicht vollständig spezifiziert sind. Die SeeOff-Studie betrachtet insgesamt zehn Rückbauszenarien: ein Basisszenario und neun alternative Rückbauszenarien. Im Basisszenario wird angenommen, dass der Rückbau weitestgehend invers zur Errichtung erfolgt. Die Demontage auf See erfolgt mit Errichter- bzw. Kran-Schiffen und der Transport mittels Pendelkonzept, bei dem die Komponenten von dem Demontageschiff in den Hafen transportiert und mit Hilfe der Schiffskräne entladen werden. Die Szenarien 1-9 unterscheiden sich in Bezug auf Transport, Demontageumfang und -technik. Während die beiden letztgenannten Aspekte für die Ausgangsfragestellung von eher untergeordneter Bedeutung sind, spielt die Frage des Transports eine wichtige Rolle für die mögliche Ausgestaltung des EnergyPorts. In den Szenarien 1 und 3 wird unterstellt, dass die Windenergieanlagen zwar von Errichterschiffen demontiert werden, die Anlagenteile jedoch im Feederkonzept mit Hilfe von Deck Carriern zum Hafen transportiert und per landseitigem Kran entladen werden. Wesentlicher Unterschied zwischen den einzelnen Transportszenarien ist, dass ein Deck Carrier bezogen auf die Abmessungen deutlich kleiner ist als ein Errichter- bzw. Demontageschiff. Die nachfolgende Abbildung zeigt zwei Beispielschiffe im Überblick. Mit einer Länge von ca. 150 m und weniger als 30 m Breite wäre ein Deck Carrier in der Lage, die große Kammer der Fischereihafenschleuse zu passieren (181 m Länge, 35 m Durchfahrtsbreite). Der Anlauf eines Errichter-/Demontageschiffs wäre unter den heutigen infrastrukturellen Rahmenbedingungen nicht möglich.

Abbildung: Schiffsabmessungen Deck Carrier vs. Errichterschiff





MV BoldWind	MV Pacific Osprey
Länge: 148,5 m Breite: 28 m Tiefgang: 5,6 m	Länge: 161,3 m Breite: 49 m Tiefgang: 6,0 m

Prinzipiell erscheint es auch möglich, die Gründungsstrukturen mit Hilfe eines Errichterschiffs zu demontieren und per Deck Carrier in den Hafen zu transportieren. Allerdings zeigt sich, dass in lediglich einem von zehn Szenarien (Szenario 1-9 plus Basisszenario) ein Transport von Anla-genteilen *und* Gründungsstrukturen mittels Deck Carrier angenommen wird. Grundsätzlich ist also davon auszugehen, dass ein zukunftsfähiger Rückbaustandort die Möglichkeit bieten muss, von Errichter- bzw. De-montageschiffen angelaufen zu werden. Dies würde mit Blick auf den EnergyPort eine weserseitige Erschließung erfordern.

Das Anlanden, Demontieren und Zerkleinern der Offshore-Windpark-Komponenten erfordert neben umfangreichen Flächenkapazitäten vorzugsweise in Kainähe auch die Vorhaltung von Equipment und Personal. Aufgrund hoher täglicher Schiffs- und Kranchartерraten hat die Mini-mierung der Schiffsliegezeit oberste Priorität. Jede Verzögerung an Land hat hohe Zusatzkosten zur Folge. Alle erforderlichen „Abladewerkzeu-ge“ wie Kräne, SPMT und Reachstacker müssen daher mit Reserve im Überschuss vorgehalten werden. Der Flächenbedarf beläuft sich gemäß SeeOff-Berechnungen für einen Referenz-Hafen auf min. 6 ha (150 x 400 m), die erforderliche Kajenlänge wird mit 150 m angenommen.

Das Anlanden, Demontieren und Zerkleinern der Komponenten stellt vielfältige Anforderungen an die Prozessabläufe im Hafen. Die verschiedenen Komponenten müssen innerhalb vergleichsweise kurzer Zeiträume entladen und bearbeitet werden. Dies erfordert eine flexible Flächennutzung sowie die Notwendigkeit große Massenströme aufzunehmen. Beispielhaft lässt sich dies anhand von Zahlen aus der SeeOff-Studie für den Rückbau eines Referenz-Windparks illustrieren (hier: Basisszenario). Danach werden in der ersten Rückbauphase in einem Abstand von ca. 12 Tagen jeweils 48 Teile (24 Rotorblätter, 8 Gondeln mit Nabe, 16 Turmsegmente angelandet. Die Türme und Gondeln müssen innerhalb eines Zeitraums von max. 12-14 Tagen mittels Brennschneideverfahren zerkleinert und für den Abtransport per Lkw vorbereitet werden. Alternativ zum Abtransport des Schrottes per Lkw kann dieser auch per Bahn oder Schiff abtransportiert werden. Durch das Brennschneiden werden unterschiedliche Schadstoffe u. a. in Form von Schneidstaub und giftigen, z. T. stechend riechenden Gasen freigesetzt, die ggf. zu entsprechenden Rückwirkungen auf benachbarte Unternehmen und Siedlungsstrukturen führen. Das Brennschneiden ist darüber hinaus extrem personalintensiv. Die SeeOff-Studie geht von einem Bedarf i. H. v. 15 Brennschneider:innen je Schicht bei einer effektiven Schneidzeit von 6,5 h/Schicht aus. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass eine manuelle Zerlegung der Komponenten nur bedingt anforderungsgerecht ist. Um die benötigte Produktivität beim Zerkleinern der Anlagenteile dauerhaft zu realisieren, erscheint es zielführend das weitgehend manuelle Brennschneiden soweit möglich zu automatisieren. Das notwendige Investitionsvolumen für die weitere Automatisierung und Industrialisierung der Prozesse wird auf eine mittlere zweistellige Millionensumme geschätzt, so dass sich ein hohes Auslastungsrisiko ergibt. Der Einsatz alternativer Technologien (z. B. Wasserstrahlschneiden) birgt den Vorteil, dass die Emissionen z. T. deutlich reduziert werden könnten. In den weiteren Rückbauphasen müssen u. a. Monopiles zerkleinert und Verkabelungen umgespult und geschnitten werden. Hierbei bestehen z. T. ähnliche Herausforderungen wie oben beschrieben. Zusätzliche Herausforderungen ergeben sich u. a. durch die Notwendigkeit, maritimen Bewuchs und Korrosionsschutz zu entfernen. Die Gewichte insbesondere der Monopiles erfordert zudem hohe Flächenlasten. Ein Rückbau-Hub am Standort Bremerhaven sollte dabei in der Lage sein, mindestens 2.500 t schwere Monopiles abwickeln zu können. Eine Herausforderung bilden auch Länge (85 m) und Durchmesser (9 m).

Ein „Hafenschrottplatz“ mit den zuvor beschriebenen Aufgaben unterliegt dabei einem strengen Genehmigungsregime. Gemäß § 4 Abs. 1 BImSchG bedürfen die „Errichtung und der Betrieb von Anlagen, die aufgrund ihrer Beschaffenheit oder ihres Betriebs in besonderem Maße geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen oder in anderer Weise die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft zu gefährden, erheblich zu belästigen ... einer Genehmigung“. Für Abfallentsorgungsanlagen müssen grundsätzlich Genehmigungen eingeholt werden, wenn sie nicht am Entstehungsort des Abfalls errichtet werden, wobei sog. vereinfachte Verfahren entsprechend 4. BImSchV möglich sind. Die Zerkleinerung von Windenergieanlagenteilen gilt abfallrechtlich als Behandlung und muss nach § 1 und Anlage 1 der 4. BImSchV ab einem Durchsatz von 10 t/d nach Nr. 8.11.2.4 über ein vereinfachtes Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung unabhängig von der Betriebsdauer genehmigt werden. Dies umfasst den Betrieb von mobilen Zerkleinerungsgeräten wie Baggerhydraulikscheren, Bagger- Kreissägen, Schneidbrennern sowie mobilen Guillotine-Schrottscheren. Weiterhin ist für die Lagerung von nicht gefährlichen Abfällen ab 100 t eine Genehmigung nach Nr. 8.12.2 oder für Stahlschrott mit einer Mengenschwelle von 1.500 t bzw. einer Lagerfläche von 15.000 m^2 nach Nr. 8.12.3.1 oder 8.12.3.2 erforderlich. Es ist zu beachten, dass eine Genehmigung nach Nr. 8.1.2.3.1 nach einem sog. großen BImSchV-Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen ist. Die genehmigungsrechtlichen Aspekte werden von lokalen Marktakteuren als relativ kritisch eingeschätzt. Grund besteht u. a. darin, dass die Verfahren i. d. R. zeitintensiv sind und in regelmäßigen Abständen wiederholt werden müssen.

Neben operativen und genehmigungsrechtlichen Überlegungen spielen auch Fragen der Wirtschaftlichkeit eine wichtige Rolle bei der Bewertung der Perspektiven des EnergyPorts als Hub für den Rückbau von (Offshore) Windenergieanlagen. Dabei kristallisiert sich unter Berücksichtigung der Einschätzungen ausgewählter Experten im Recyclingumfeld heraus, dass den vsl. hohen Kosten für die Realisierung eines Greenfield Rückbau-Hubs mit mindestens 150 m Kajenlänge, anforderungsgerechten Wassertiefen und Flächenlasten eine vergleichsweise geringe Zahlungsbereitschaft der potenziellen Betreiber gegenübersteht. Zu den Gründen hierfür zählen u. a.

- hohe Investitionskosten für einen möglichen Betreiber in Verbindung mit einem hohen Auslastungsrisiko,
- hohe Opex aufgrund umfangreicher Equipment- und Personalbedarfe,
- komplexe Genehmigungsverfahren,
- hohe Unsicherheit bzgl. der Rückbauzeiträume,
- Fokus auf den Bau neuer Anlagen.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass neue Offshore-Projekte höhere Kosten für Fläche und Umschlag deutlich besser verkraften können als Rückbauprojekte. Allerdings gilt auch, dass mögliche Brownfield-Standorte, die über eine ältere ggf. abgeschriebene und trotzdem jack-up-fähige Kaje sowie entsprechende Hinterlandflächen verfügen quasi nicht existent sind.
Ein möglicher „Trigger“ besteht dabei in den Rückbauverpflichtungen der Windparkbetreiber. Prinzipiell haben alle Anlagenbetreiber beim Aufbau der Anlagen entsprechende Rückstellungen für den Rückbau eingestellt, ob diese ausreichend sind erscheint dabei fraglich. In § 58 Abs. 3 WindSeeG bzw. § 15 Abs. 3 SeeAnlV wird dem BSH die Möglichkeit eingeräumt, eine Sicherheit zur Erfüllung der Beseitigungspflicht bzw. Rückbaupflicht anzuordnen. In der Anlage bzw. dem Anhang werden die Anforderungen an Sicherheitsleistungen formuliert. Im Rahmen der Genehmigung entscheidet das BSH über „Art, Umfang und Höhe der Sicherheit“ (Nr. 1 der Anlage zu § 58 Abs. 3 WindSeeG). Diese ist „vor Beginn der Errichtung der Anlage“ (Nr. 1 der Anlage zu § 58 Abs. 3 WindSeeG) zu leisten und nachzuweisen. Neben den in § 232 BGB genannten Arten von Sicherheitsleistungen sind insbesondere Konzernbürgschaften oder Garantien eines Kreditinstitutes möglich (vgl. Nr. 4 der Anlage zu § 58 Abs. 3 WindSeeG). Vor diesem Hintergrund ergeben sich für potenzielle Windparkbetreiber Chancen, ihre Position in möglichen Ausschreibungsverfahren durch die frühzeitige Sicherung von Rückbau-Kapazitäten zu verbessern. Hierin besteht ein potenzieller Schlüssel, um die Planbarkeit zu erhöhen. Bislang konnten allerdings von keinem der potenziellen Windparkbetreiber konkrete Statements oder Absichtserklärungen eingeholt werden. Gleiches gilt für mögliche Betreiber. Die Rethmann-Gruppe (Remondis, Rhenus) hat sich nach eigenen Angaben bereits mit dem Thema befasst, jedoch noch kein konkretes Interesse an einer Realisierung angemeldet. Ausländische Akteure setzen eher auf andere Standorte. Con-tinuum, das bereits in Dänemark und im Vereinigten Königreich vertre-ten ist, plant den Bau von sechs Anlagen, von denen die erste in Esbjerg bis Ende 2024 in Betrieb sein soll, gefolgt von einer zweiten Fabrik im Vereinigten Königreich. ACCIONA baut eine Anlage zum Recycling von Windenergieanlagen in Navarra/ES. Die 2019 in Betrieb gegangene Recycling-Anlage der M.A.R.S. in Frederikshavn verfügt über 280.000 m^2 und recycelt jährlich mehr als 200.000 t Metall.

Fazit: Der Markt für das Thema Windanlagen-Recycling ist noch weitgehend unbesetzt, so dass für Bremerhaven Chancen bestehen, sich trotz der genannten Unsicherheiten als Rückbau-Hub zu positionieren. Dies bedeutet aber auch, dass der grundsätzliche Wille bestehen muss, die mit einem Recycling einhergehenden Emissionen zu akzeptieren und den genehmigungsrechtlichen Weg für ein derartiges Projekt zu ebnen (ggf. Anpassung B-Plan GI).

Anforderungen:

- Fläche : min. 6 ha (150 x 400 m)
- Kaimauer: min. 150 m
- Wassertiefe: min. 6 m, jack-up-fähig bei > 45 m Schiffsbreite
- Sonstige Anforderungen: BImschG

Link

Expertenmeinung: Dr. Sven Rausch, Leiter F&E: Nehlsen GmbH & Co. KG

Potenzial: ●●●●○ Perspektive BHV: ●●●○○

Konverterstationen sind ein wichtiger Baustein für die Windenergieerzeugung auf See. Während die Energie in Regionen mit küstennahen Windparks mittels Wechselstromleitungen an Land transportiert wird, wandeln Konverter die in den Offshore-Windparks erzeugte Energie in Gleichstrom um. Diese als Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bezeichnete Technologie ermöglicht es, den Strom mit weniger Verlusten über große Distanzen zu transportieren. Angesichts der zunehmenden Entfernungen der Windparks von der Küste (100+ km) lohnt sich die Installation der bis zu 2,5 Mrd. Euro teuren Plattformen zunehmend. Die Konverter stehen auf einem Stahlgerüst, dessen Fundament bis zu 60 m tief in den Boden gerammt wird. Das Gerüst ragt über 20 m aus dem Wasser, damit die Wellen die Plattform nicht erfassen. In der kastenförmigen Halle befindet sich die Technik. Je nach Leistungsklasse können die Dimensionen der Halle einem Fußballfeld mit zehn Stockwerken entsprechen (z. B. TenneT 2 GW Station mit einer Länge von 106 m, Breite von 77 m und Höhe von 41 m). Auf dem Dach befindet sich ein Hubschrauberlandeplatz. Während die im Jahr 2009 nordwestlich von Borkum installierte erste deutsche Konverterstation bis zu 400 MW übertragen konnte, sollen die Windparks ab Ende der 2020er Jahre mittels 2GW-Konverter angebunden werden. Das bedeutet, es werden

Abbildung: TenneT 2-GW-Konverterstation

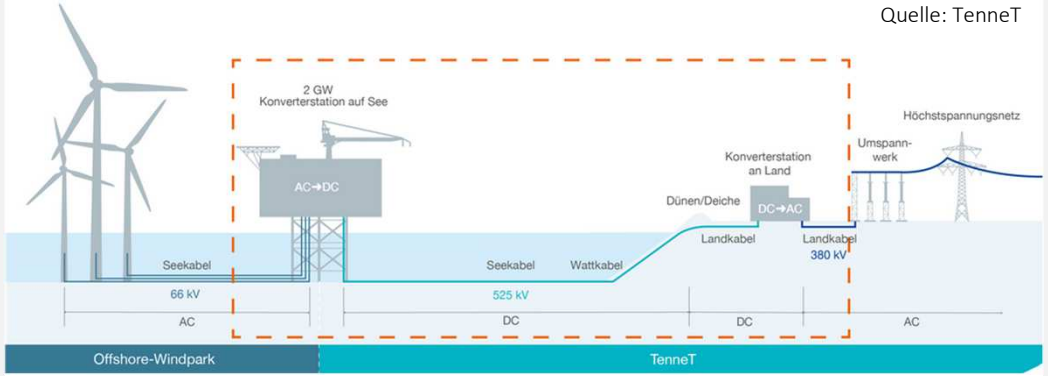


Quelle: TenneT

weniger aber dafür größere und leistungsfähigere Stationen benötigt. Für den Bau, den Betrieb und die Anbindung sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) TenneT, Amprion, 50 Hertz und Transnet BW zuständig. Der Bau gilt als sehr anspruchsvoll. Von der Entwicklung bis zur

Abbildung: TenneT 2-GW-HGÜ-Plattformkonzept

Quelle: TenneT



Fertigstellung sind etwa sechs Jahre notwendig. Die Tragstruktur (Jacket) und der Blockaufbau (Topside) werden oftmals getrennt beauftragt. In Europa besteht bis 2050 ein Bedarf von mehr als 130 2-GW-Plattformen. Allein in Deutschland werden gemäß Netzentwicklungsplan (NEP) bis 2045 ca. 30 Stationen benötigt, weshalb mit einer kontinuierlichen Auftragsvergabe gerechnet werden kann. Die Aufträge für Plattformen, welche bis zum Jahr 2031 in Deutschland in Betrieb genommen werden sollen (allein TenneT mit 14 Stationen), sind bereits zugeteilt, wobei noch nicht für alle Aufträge ein konkreter Bauplatz ausgewählt wurde. Konverter für deutsche Offshore-Windprojekte werden schon seit Jahren nicht mehr in Deutschland sondern aktuell in Spanien oder Asien (z. B. Dubai, Singapur, Indonesien) hergestellt. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass Kapazitäten für den Plattformbau in Asien vorrangig für die Versorgung des asiatischen Marktes eingesetzt werden. Angesichts der Größe galt die Dragados-Werft im spanischen Cádiz als einziger europäischer Standort für die Fertigung von Anlagen der neuesten Generation. Das könnte sich in den

kommenden Jahren ändern. Die ÜNB prüfen derzeit, inwiefern auch deutsche Werften für die anstehenden Auftragsvergaben berücksichtigt werden können, wobei auch die Möglichkeit einer modularen Fertigung in Betracht gezogen wird, um den Einstieg für deutsche Werften in den Markt zu vereinfachen. Vor dem Hintergrund der Energiesicherheit und damit einhergehender kritischer Infrastruktur könnte durch die Fertigung der Stationen nicht nur Wertschöpfung generiert, sondern auch der Bau eng überwacht und eine fristgerechte Installation sichergestellt werden. Zudem wäre es denkbar, dass zumindest die Inbetriebnahme und Fertigstellung in Deutschland erfolgt, während der Bau weiterhin in den etablierten Produktionsstätten durchgeführt würde. Als Hürde für die mittelständisch geprägten deutschen Werftstandorte gelten zudem die hohen Baukosten von 2-2,5 Mrd. Euro für eine 2 GW-Plattform (doppelt so hoch wie ein größeres Kreuzfahrtschiff) und die notwendige Vorfinanzierung von Baumaterial und Dienstleistungen. Nach Einschätzung des zuständigen Branchenverbandes VSM bedarf es staatlicher Finanzierungsinstrumente wie Bürgschaften oder Garantien bzw. befristeter Partnerschaften zwischen privatwirtschaftlichen Werftunternehmen und einer staatlichen Institution zur Realisierung bestimmter Projekte. Im November 2023 wurde bekannt gegeben, dass die Meyer Werft in Papenburg Stahlbauarbeiten für vier Konverterplattformen im Auftrag der Dragados-Werft und Siemens Energy übernehmen soll, die wiederum von Amprion beauftragt wurden. Die Fertigung könnte sowohl in Papenburg als auch in Rostock (Neptun-Werft stattfinden). Als weitere potenzielle deutsche Fertigungsstandorte gelten momentan das Marinearsenal Warnowwerft in Rostock Warnemünde (ehem. MV-Werften), wo sich der belgische Stahlbau-Spezialist Smulders gemeinsam mit der Meyer-Gruppe engagieren möchte sowie die Bremerhavener Lloyd Werft unter Einbindung der Anteilseigner Rönner, Lürssen und Zech. In Bremerhaven soll die Fertigung an zwei Standorten stattfinden. Je nach Kapazität würden Stahlsektionen von jew. 100-200 Tonnen z. B. in Bremen produziert bzw. zugekauft werden und auf Schwimm-Pontons über die Weser in den Fischereihafen transportiert werden. In der ehem. Weserwindhalle als Zwischenbauplatz werden daraus Großblöcke gebaut. Die Endfertigung findet aufgrund der Schleusenabmessungen auf der Lloyd Werft im Kaiserhafen statt. Der Bau einer 2GW-Station mit einem Gesamtgewicht von bis zu 30.000 Tonnen würde zwei Jahre dauern und ca. 1.000 direkte Arbeitsplätze schaffen. Nach einer Vor-Auditierung durch die ÜNB wird das Konzept gemeinsam mit den Technikpartnern derzeit verfeinert. Eine für 2024/2025 angestrebte Auftragsvergabe würde die Standorte für viele Jahre auslasten. Nach Aussage der Beteiligten besteht Potenzial für einen weiteren Bauplatz in Bremerhaven (Zwischen- und/oder Endbauplatz). Darüber hinaus hat Thyssen Krupp Marine Systems (TKMS) im Januar 2024 bekannt gegeben, den Bau von Konverterstationen in Wismar zu prüfen. Derzeit ist noch nicht absehbar, wie viele deutsche Standorte tatsächlich zum Zuge kommen. Als Nachnutzungsmöglichkeit gelten z. B. der Rückbau alter Plattformen.

Fazit: Das bislang geplante Umsetzungskonzept sieht die Einbindung der bestehenden Standorte im Fischereihafen (Weserwindhalle) als Zwischenbauplatz und Kaiserhafen (Lloyd Werft) als Endbauplatz vor. Ein zusätzlicher Bauplatz könnte im Zuge der Realisierung eines EnergyPort und der damit einhergehenden Erschließung der Flächen auf dem Flugplatzgelände entstehen. Als Endbauplatz würde sich der Fischereihafen nur eignen, wenn eine Verschiffung über die Weserseite erfolgen könnte. Langfristig könnten auch der Rückbau alter Plattformen sowie andere Anschlusstechniken mit geringer dimensionierten Plattformen und Umspannwerken eine Rolle spielen.

Anforderungen an einen Bauplatz:

- Fläche: ca. 20 ha schwerlastfähig
- Kaimauer: 150-200 m mit Schienensystem, direkter Zugang oder möglichst nah,
- Wassertiefe: Möglichkeit einer tideunabhängigen Verladung, idealerweise in geschleusten Bereichen, hohe Abmessungen bei Endfertigung
- Sonstige Anforderungen: besonders hohe Flächenlasten

Potenzial: ●●●●● Perspektive BHV: ●●●●○

Grundsätzlich ist bei Seekabeln zwischen Seekabeln für die Innerparkverkabelung und Seekabeln zur Anbindung an das Landnetz (sog. Exportkabel) zu unterscheiden. Die Innerparkverkabelung wird mit Mittelspannungs-Wechselstromkabeln ausgeführt (33 kV). Die Kabel, die die einzelnen Offshore-Windenergieanlagen anbinden, werden i. d. R. an einer Umspannplattform gebündelt, dort auf die Hochspannungsebene transformiert und über ein Hochspannungswechselstromkabel zur Offshore-Konverterstation geführt. In der Konverterstation laufen die Hochspannungswechselstromkabel mehrerer Offshore-Windparks zusammen. Bei größeren Küstenentfernungen erfolgt auf der Konverterstation eine Umwandlung in Gleichstrom und eine Übertragung der Energie an Land mit Hilfe von Gleichstromkabeln (HGÜ). Mit Blick auf die geplanten Ausbauvorhaben ergeben sich hieraus vielfältige Bedarfe, einerseits im Hinblick auf die Produktion, andererseits in Bezug auf den Umschlag und die Installationsvorbereitung. Aufgrund der Abmessungen und Gewichte der Kabeltrommeln sind die Produktionsstandorte häufig direkt an der Küste angesiedelt. Zu den wichtigsten Produzenten von Seekabeln für die Offshore-Windindustrie im Nordseeraum zählen u. a.

- Prysmian Group mit Hauptsitz in Mailand/IT
  Produktionsstandorte u. a. in Pikkala/FI (Hochspannungskabel), Drammen/NO (Mittelspannungskabel), Nordenham/DE (Mittelspannungskabel)
- NKT A/S mit Hauptsitz in Kopenhagen/DK
  Produktionsstandort für Hochspannungskabel in Karlskrona/SE
- Nexans SA mit Hauptsitz in Paris
  Produktionsstandort für Hochspannungskabel in Halden/NO, das Werk für die Herstellung von Mittelspannungskabeln in Hannover wurde 2019 geschlossen
- TKF mit Hauptsitz in Haaksbergen/NL
  Produktionsstandorte in Haaksbergen und Lochem/NL, Transport der Kabeltrommeln per Binnenschiff in ausgewählte Seehäfen, neue Produktionsstätte für Mittelspannungs-Wechselstromkabel in Eemshaven (7 ha Fläche, Kapazität 1.200 km Kabel pro Jahr), Eröffnung Q1 2024
- XLCC mit Hauptsitz in Billericay/UK
  Bau eines neuen Produktionsstandorts für Hochspannungskabel in Hunterston/UK, Baubeginn 2024, Fertigstellung vsl. 2026
- JDR Cable System mit Hauptsitz in Edinburgh/UK (Teil der TFK-Gruppe/PL)
  Produktionsstandort in Hartlepool/UK (Mittelspannungskabel) und Littleport (Hochspannungskabel), im November 2022 fiel der Startschuss für den Bau einer neuen Produktionsanlage in Cambois/UK (Fläche 7 ha, Produktionsstart 2024)

Neben den genannten Akteuren spielen zunehmend auch Produzenten aus Asien eine wichtige Rolle für den europäischen Markt.

Die vorstehende Übersicht verdeutlich, dass sich aktuell allein im Nordseeraum drei neue Produktionsstandorte im Aufbau befinden. Inwiefern diese bereits ausreichen, um den zukünftigen Bedarf zu decken lässt sich aktuell nur schwer abschätzen. Grdsl. ist nicht auszuschließen, dass noch Potenzial für weitere Standorte besteht. Mit Blick auf den EnergyPort Bremerhaven sind mögliche Wechselwirkungen mit dem Standort Nordenham zu berücksichtigen. Die hier ansässige Norddeutsche Seekabelwerke GmbH (seit 2018 Teil der Prysmian Group) ist u. a. spezialisiert auf die Herstellung von Mittelspannungskabel für die Innerparkverkabelung. Grdsl. bestehen am Produktionsstandort Nordenham keine signifikanten Engpässe. Die Kajenkapazitäten erscheinen ausreichend, ggf. besteht noch die Möglichkeit einen weiteren Liegeplatz zu aktivieren. Auch Prysmian verfügt vsl. noch über Reserven, um das Werk bei Bedarf zu erweitern. Engpässe könnten entstehen, wenn zusätzlich zu den Mittelspannungskabeln noch weitere Produktlinien ergänzt werden sollen. Der Aufbau eines neuen Werks dauert dabei einige Jahre und erfordert entsprechendes Know-How, das in der Region verfügbar wäre. Die Flächenanforderungen lassen sich mit 5-8 ha beziffern. Aufgrund der hohen Gewichte der Kabeltrommeln sollte eine Schwerlastfähigkeit gegeben sein.

Die weiteren Anforderungen aus Hafensicht betreffen die Kaje sowie die seeseitige Erreichbarkeit. Eine wichtige Rolle spielt dabei die Schiffsgrößen-entwicklung im Bereich der Kabelleger. Aktuelle Neubauten wie z. B. das von
Nexans Marine Operations AS beauftragte Spezialschiff vom Typ ST-297 CLV-Design verfügen über Abmessungen, die gerade noch durch die Fischerei-hafenschleuse passen. Die nachfolgende Abbildung zeigt das bereits 2021 abgelieferte Schwesterschiff „Nexans Aurora“. Das 149,9 m lange und 31 m breite Schiff verfügt über eine geteilte Drehscheibe an Deck mit einer Kabel-kapazität von bis zu 10.000 t, eine Drehscheibe unter Deck mit einer Kapa-zität von 3.500 t Kabel und einen Glasfaserkorb für 450 t. Darüber hinaus bietet das Schiff Platz für eine 90-köpfige Besatzung bieten.





Nexans Aurora	Fleeming Jenkin
Länge: 149,9 m Breite: 31 m Tiefgang: 6,2 m Kabelkapazität: 10.000 t	Länge: 215 m Breite: 40 m Tiefgang (beladen): 9,75 m Kabelkapazität: 28.000 t

Allerdings zeigt sich im Bereich der CLV‘s ein Trend zu größeren und vor al-lem breiteren Schiffseinheiten. Das von der Firma Jan de Nul im September 2023 beauftragte Spezialschiff „Fleeming Jenkin“ wird über als weltweit größtes CLV eine Breite von 40 m aufweisen. Die Ablieferung ist für das Jahr 2026 geplant.

Um dieser Entwicklung Rechnung zu tragen und einen möglichen Pro-duktionsstandort zukunftsfähig aufzustellen, wäre eine Ausrichtung an einer Schiffsbreite von 40 m grdsl. vorteilhaft. Damit wäre ein Standort hinter Fischereihafenschleuse nicht mehr erreichbar.

Fazit: Aktuell befinden sich im Nordseeraum mehrere Standorte für die Her-stellung von Seekabeln im Aufbau. Inwiefern noch weitere Kapazitäten be-nötigt werden lässt sich derzeit nicht belastbar abschätzen. Mit Blick auf den EnergyPort Bremerhaven sind mögliche Wechselwirkungen mit dem Standort Nordenham zu berücksichtigen. Die benötigten Flächenreserven für ein Kabel-werk sind dabei in Bremerhaven grdsl. vorhanden, ggf. kritisch kann sich die seeseitige Erreichbarkeit darstellen, wenn die Schiffsgrößen weiter zu neh-men. Eine weserseitige Erschließung allein aufgrund der sich abzeichnenden größer werden CLV‘s erscheint dabei nicht anforderungsgerecht.

Anforderungen:

- Fläche: ca. 5-8 ha
- Kaimauer: min. 150 m
- Wassertiefe: min. 6 m im akt. Standard, perspektivisch bis zu 10 m
  Schiffsbreite 31 m im akt. Standard, perspektivisch bis 40 m
- Sonstige Anforderungen: tw. Schwerlastfähigkeit

Potenzial: ●●○○○ Perspektive BHV: ●○○○○

AP1: MARKTANALYSE

Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse aus der Marktanalyse zum Thema Offshore-Windenergie

Die Untersuchung zur Eignung des EnergyPort Bremerhaven als Produktionsstandort für Offshore-Komponenten liefert folgende Erkenntnisse: Die Realisierbarkeit einer Blattproduktion ist nur mit industrialisierten und automatisierten Fertigungsprozessen möglich, wobei die Standortkonkurrenz hoch ist. Eine Ansiedlung von Gondelproduktionen scheint aufgrund des geringen Bedarfs an neuen Standorten derzeit nicht gegeben. Der Bereich der Turmproduktion zeigt kurzfristig kein Potenzial für neue Standorte oder Erweiterungen, die zum Entwicklungszeitraum des EnergyPort passen würden. Die Ansiedlung eines Fundamentherstellers setzt eine weserseitige Erschließung voraus und könnte mit der Einrichtung eines Installationshafens einhergehen, wodurch eine kostspielige Zwischenlagerung entfallen würde. Ganz allgemein erscheint die Etablierung eines reinen Produktionsstandorts (ohne eigene Installationskapazität) nur bedingt marktfähig. Darüber hinaus konnte ein Potenzial für Bremerhaven als Installationshafen ermittelt werden. Angesichts der Prognosen, dass spätestens Ende der 2020er Jahre ein Kapazitätsdefizit in den Seehäfen im Nordseeraum eintritt, bietet sich ein „Window of Opportunity“ für Bremerhaven, wenn es möglich ist, für diesen Zeitraum entsprechende Angebotsperspektiven aufzuzeigen. Die verkehrsgeographische Lage spricht nicht unbedingt für Bremerhaven als O&M-Standort. Potenziale könnten sich dennoch ergeben, sollten Service-Anbieter planen, ihre Aktivitäten an einem Standort zu bündeln. Die Etablierung von Bremerhaven als Rückbau-Hub für Windanlagen-Recycling könnte sich trotz einiger Unsicherheiten als vorteilhaft erweisen, vorausgesetzt, es besteht Bereitschaft, die damit verbun-denen Emissionen zu akzeptieren und den Weg für entsprechende Genehmigungen zu ebnen. Mit Blick auf die Konverter-Plattformen könnte ein zusätzlicher Bauplatz im Zuge der Realisierung eines EnergyPort und der damit einhergehenden Erschließung der Flächen auf dem Flugplatzgelände entstehen. Als Endbauplatz würde sich der Fischereihafen nur eignen, wenn eine Verschiffung über die Weserseite erfolgen könnte. Im Hin-blick auf die Herstellung von Seekabeln befinden sich im Nordseeraum bereits mehrere Standorte im Aufbau. Ob zusätzliche Kapazitäten benötigt werden, ist derzeit unklar. Bremerhaven verfügt über die Flächen für ein Kabelwerk, allerdings könnte die seeseitige Erreichbarkeit bei zunehmenden Schiffsgrößen eine weserseitige Anbindung erfordern.



ÜBERBLICK

	Potenzial	Perspektive BHV
Rotorblätter	●●○○○	●●○○○
Gondeln	●●○○○	●○○○○
Türme	●●○○○	●●○○○
Fundamente	●●●○○	●●○○○
Vormontage / Zwischenlagerung	●●●●●	●●●●○
Operations & Maintenance	●●●○○	●●○○○
Rückbau / Recycling	●●●●○	●●●○○
Konverter	●●●●●	●●●●○
Produktion / Export Seekabel	●●○○○	●○○○○

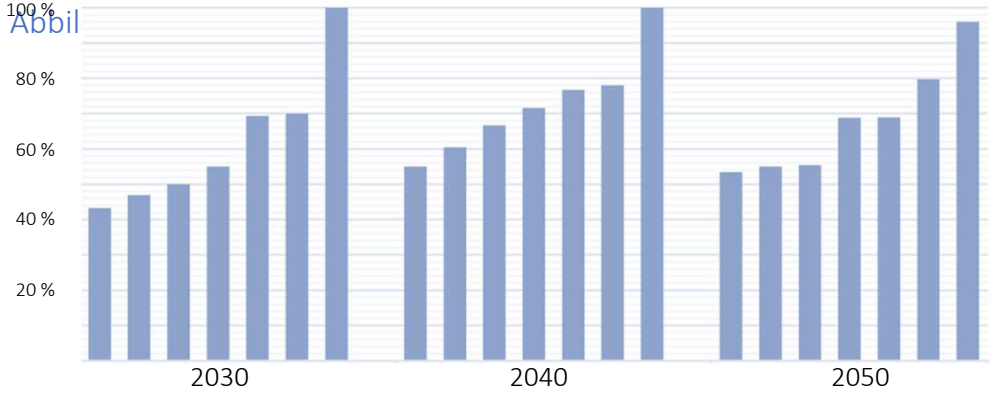
Die aktuelle Situation auf dem Wasserstoffmarkt in Deutschland ist geprägt von einer hohen Erwartungshaltung und strategischer Bedeutung, da Wasserstoff eine Schlüsselrolle in der Energiewende und bei der Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr und Energieerzeugung spielt. Grüner Wasserstoff, der mithilfe von erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird, gilt als klimaneutral und kann wesentlich zur Erreichung der nationalen Klimaziele beitragen. Allerdings steht die Erzeugung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse im industriellen Maßstab noch vor wirtschaftlichen Herausforderungen. Die meisten Projekte befinden sich in einer frühen Entwicklungsphase, und die Investitionen in Forschung und Entwicklung (R&D) sind durch die globale Wirtschaftskrise gedämpft worden. Diese Krise, gekennzeichnet durch einen Konsumeinbruch und hohe Zinsen, hat die Dynamik im Wasserstoffsektor verlangsamt, was sich in stockenden Entwicklungen, insbesondere bei Projekten mit höherem Technologiereifegrad (Technology Readiness Level), fehlenden Projektzusagen und sogar ersten Projektabsagen, wie z. B. der Raffinerie Heide, widerspiegelt.

Zusätzlich hat der Inflation Reduction Act in den USA einen Anreiz für die Abwanderung von Investitionen und Talenten geschaffen. Dieses Gesetz bietet erhebliche Steuervorteile und Subventionen für nachhaltige Energietechnologien, einschließlich der Wasserstoffproduktion, was die USA als attraktiveren Standort für Wasserstoffinvestitionen erscheinen lässt. Die Verfügbarkeit und der Preis von grünem Wasserstoff sind entscheidend für seine industrielle Anwendbarkeit. Aufgrund der aktuellen wirtschaftlichen Schwierigkeiten und der globalen wirtschaftlichen Unsicherheiten stehen Unternehmen, die in den Wasserstoffmarkt investieren möchten, vor Herausforderungen, die es erforderlich machen, sowohl die Kosten der Elektrolyse zu senken als auch die Effizienz der Technologien zu erhöhen, um grünen Wasserstoff wirtschaftlich konkurrenzfähig zu machen.

Ungeachtet der aktuell konjunkturbedingten Flaute ist zu betonen, dass die fundamentalen Treiber hinter der Wasserstoffwirtschaft bestehen bleiben und mittel- bis langfristige Investitionen und Innovationen vorantreiben.

Die Bundesregierung hat am 26. Juli 2023 ihre Wasserstoffstrategie aktualisiert. Viele Zahlen werden im Vergleich zur ersten Strategie aus dem Jahr 2020 deutlich nach oben korrigiert. Die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) geht nun davon aus, dass der Wasserstoffbedarf in Deutschland bis 2030 auf 95 bis 130 Terawattstunden (TWh) steigen wird. Zum Vergleich: Aktuell liegt er in Deutschland bei rund 55 TWh jährlich. Zwischen 2030 und 2045 wird der Bedarf vsl. noch einmal erheblich größer. 2045 wird mit einem Bedarf von > 350 TWh gerechnet.

Da die heimischen Erzeugungspotenziale für Wasserstoff begrenzt sind, wird der größere Teil der Bedarfe dauerhaft über Importe von Wasserstoff und seinen Derivaten gedeckt werden müssen. Nach Einschätzung der Bundesregierung werden von dem für 2030 prognostizierten Bedarf ca. 50 bis 70 % durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden. Der Importanteil wird gemäß NWS in den Jahren nach 2030 weiter anstei-gen. Studien verschiedener Forschungsinstitute der letzten Jahre kom-men zu vergleichbaren Ergebnissen. Danach steigt der Anteil der Im-porte bis 2040 weiter an und erreicht dort den Höhepunkt. Hier liegt die Importquote in allen Szenarien über 50 %. Dies gilt auch für das Jahr 2050, in dem die Importquoten jedoch ggü. 2040 wieder leicht zurück-gehen. Die Bandbreite bewegt sich hier zwischen 53 % und 80 %.



Quelle: Metastudie Wasserstoff - Auswertung von Energiesystemstudien, 2021.

Wasserstoff kann in verschiedenen Formen gespeichert und transportiert werden. Die grundlegenden Zustände von Wasserstoff sind gasförmig und flüssig. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit Wasserstoff z. B. in Form von LOHC, Ammoniak oder Methanol zu speichern und zu transportieren.

Gasförmiger Wasserstoff ist die einfachste und am weitesten verbreitete Form. Er wird typischerweise unter hohem Druck in Gasflaschen oder Tanks gelagert. Diese Methode ist relativ einfach und kostengünstig, erfordert aber umfangreiche Sicherheitsmaßnahmen aufgrund der hohen Drücke und der Entflammbarkeit von Wasserstoff.

Flüssiger Wasserstoff wird durch die Abkühlung von Wasserstoffgas auf extrem niedrige Temperaturen (-253°C) erzeugt. Diese Form ist energiedichter als gasförmiger Wasserstoff, was ihn für Anwendungen nützlich macht, bei denen ein kompakter Energiespeicher erforderlich ist. Allerdings erfordert die Lagerung und der Transport von flüssigem Wasserstoff spezialisierte, isolierte Behälter, um die niedrigen Temperaturen zu halten.

LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers) sind eine relativ neue Methode zur Wasserstoffspeicherung, bei der Wasserstoff chemisch an eine flüssige organische Trägersubstanz gebunden wird. Diese Methode ermöglicht die Speicherung von Wasserstoff bei Umgebungstemperatur und -druck, was die Handhabung und den Transport vereinfacht. Die Freisetzung von Wasserstoff aus dem LOHC erfordert jedoch einen zusätzlichen Schritt, der Energie verbraucht.

Ammoniak (NH3) kann relativ einfach aus Wasserstoff und Stickstoff hergestellt werden und ist bei Raumtemperatur als Flüssigkeit unter mäßigem Druck stabil. Es bietet eine hohe Energiedichte und kann in bestehenden chemischen Anlagen und Infrastrukturen genutzt werden. Ammoniak ist giftig, und seine Handhabung erfordert strenge Sicherheitsmaßnahmen.

Methanol (CH3OH) kann durch die Umwandlung von Wasserstoff und Kohlendioxid hergestellt werden und dient als flüssiger Energieträger, der bei Raumtemperatur stabil ist. Methanol kann als Kraftstoff in Brennstoffzellen oder als Rohstoff in der chemischen Industrie verwendet werden. Wie Ammoniak erfordert auch Methanol sorgfältige Handhabung.

Aufgrund der beschriebenen Charakteristika verfügen gasförmiger bzw. flüssiger Wasserstoff sowie die entsprechenden Derivate über eine unterschiedliche Eignung für den Transport und damit für den Import.

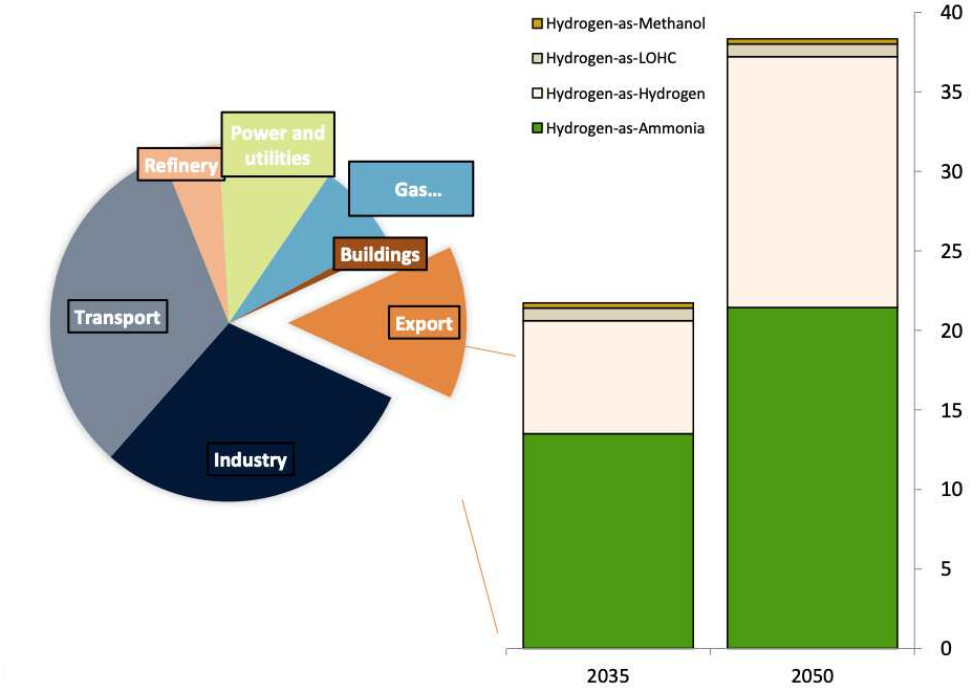
- Gasförmiger Wasserstoff kann mittels Pipeline über kurze bis mittlere Distanzen kosteneffizient transportiert werden. Für längere Strecken und den maritimen Transport ist diese Methode jedoch kaum geeignet.
- Flüssiger Wasserstoff bietet eine höhere Energiedichte und ist daher für mittlere und lange Transportdistanzen geeignet, erfordert aber eine extreme Kühlung, was die Logistik komplex und teuer macht.
- Flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) sind vorteilhaft, da sie bei Umgebungstemperatur und -druck gehandhabt werden können und bestehende fossile Brennstoffinfrastrukturen genutzt werden können. Allerdings ist die Technologie noch relativ neu und nicht in großindustriellem Maßstab bewährt.
- Ammoniak (NH3): Ammoniak ist ein attraktiver Wasserstoffträger für den maritimen Transport, da es in flüssiger Form bei moderatem Druck und Raumtemperatur stabil ist. Darüber hinaus ist der (maritime) Transport von Ammoniak seit Jahrzehnten etabliert. Allerdings ist die Rückwandlung von Ammoniak in Wasserstoff energieintensiv.
- Methanol (CH3OH): Methanol kann ebenfalls als Wasserstoffträger fungieren und ist bei Raumtemperatur stabil. Wie Ammoniak muss es jedoch in Wasserstoff zurückgewandelt werden, was zusätzlichen Energieaufwand erfordert.

Aufgrund der guten Transporteigenschaften dürfte Ammoniak in Zukunft eine zentrale Rolle beim Import von Wasserstoff spielen. Derzeit werden jährlich 15-20 Mio. Tonnen graues Ammoniak international gehandelt. Rystad Energy (▶ Link) erwartet, dass bis 2035 zusätzlich 76 Mio. Tonnen grünes Ammoniak transportiert und gehandelt werden. Projekte, die sich für Ammoniak als sauberen Wasserstoffträger entscheiden, befinden sich u. a. in Afrika, Australien und Nordamerika.

Die Verwendung von Ammoniak als Energieträger wird nicht nur von den Herstellern, sondern auch von den Abnehmern und der Förderpolitik voran-getrieben. JERA, eines der größten japanischen Energieunternehmen, hat eine Ausschreibung für die Abnahme von bis zu 500.000 Tonnen Ammoniak pro Jahr ab 2027 für seine Kohleverbrennungsanwendungen in Japan durch-geführt und arbeitet aktiv an Vereinbarungen mit Ammoniakherstellern wie CF Industries und Yara. In Deutschland haben E.ON, Uniper und RWE eben-falls Absichtserklärungen mit EverWind (Kanada), Greenko (Indien) bzw. Hy-phen (Namibia) geschlossen. Eine der bemerkenswertesten Abnahmever-einbarungen für sauberes Ammoniak ist die Vereinbarung von Air Products über 1,2 Millionen Tonnen grünes Ammoniak aus dem NEOM-Projekt in Saudi-Arabien mit einer Laufzeit von 30 Jahren, die entscheidend ist, um das Projekt zu einer endgültigen Investitionsentscheidung (FID) zu bringen.

In Folge der steigenden Marktnachfrage entwickelt sich Ammoniak zu ei-nem der wichtigsten Energieträger. Den Prognosen von Rystad zufolge kon-zentrieren sich 174 Exportterminals in erster Linie auf die Umwandlung von Wasserstoff in Ammoniak, was 62 % des gesamten Exportvolumens und et-wa 13,5 Mio. Tonnen pro Jahr ausmacht. Aktuell gibt es weltweit 220 Am-moniak-Infrastrukturprojekte mit einer Gesamtumschlagkapazität von mehr als sechs Mio. Tonnen. Australien, das eine Spitzenposition als Exporteur von sauberem Ammoniak anstrebt, verfügt derzeit über sieben Terminals mit einer Gesamtlagerkapazität von etwa 173.000 Tonnen. Folglich ist ein deutlicher Ausbau der Exportkapazitäten zu erwarten. Den Rystad-Schät-zungen zufolge steigen die weltweiten Exporte von grünem Ammoniak bis 2050 auf 121 Millionen Tonnen pro Jahr, wozu Afrika 40,7 und Australien 35,9 Millionen Tonnen beitragen. Die Abbildung rechts zeigt die Markter-wartungen für den Export von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten bis zum Jahr 2050 sowie die entsprechenden Energieträger. Neben Ammoniak spielt dabei auch der Export von reinem Wasserstoff (flüssig oder gasförmig) in Zukunft eine wichtige Rolle. Der Fokus dürfte hier vor allem auf kompri-mierten Wasserstoff per Pipeline liegen.

Abbildung: Wasserstoffprojekte nach gewähltem Träger für den Export



Quelle: Rystad Energy Whitepaper 2023.

Ungeachtet dieser (scheinbaren) Dominanz von Ammoniak und (gasför-migem) Wasserstoff dürfte auch der Import von flüssigem Wasserstoff und LOHC in Zukunft eine wichtige Rolle im Zuge der Bemühungen um eine saubere Energiezukunft und die Dekarbonisierung verschiedener Industriezweige spielen. Beide Energieträger weisen unterschiedliche spezifische Vorteile auf, die sie für einzelne Anwendungsfälle bzw. Pro-jektentwickler interessant machen. Da LOHCs bei Umgebungstempera-tur und -druck flüssig und stabil sind, können sie mit bestehenden Tan-kerflotten transportiert werden. LH2 verfügt u. a. über den Vorteil, dass der Energieaufwand für die Verflüssigung am Exportstandort entsteht, an einem Importstandort anders als bei Ammoniak oder LOHC kaum weiterer Energiebedarf für die Transformation besteht.

WETTBEWERB: WASSERSTOFF-IMPORTHÄFEN

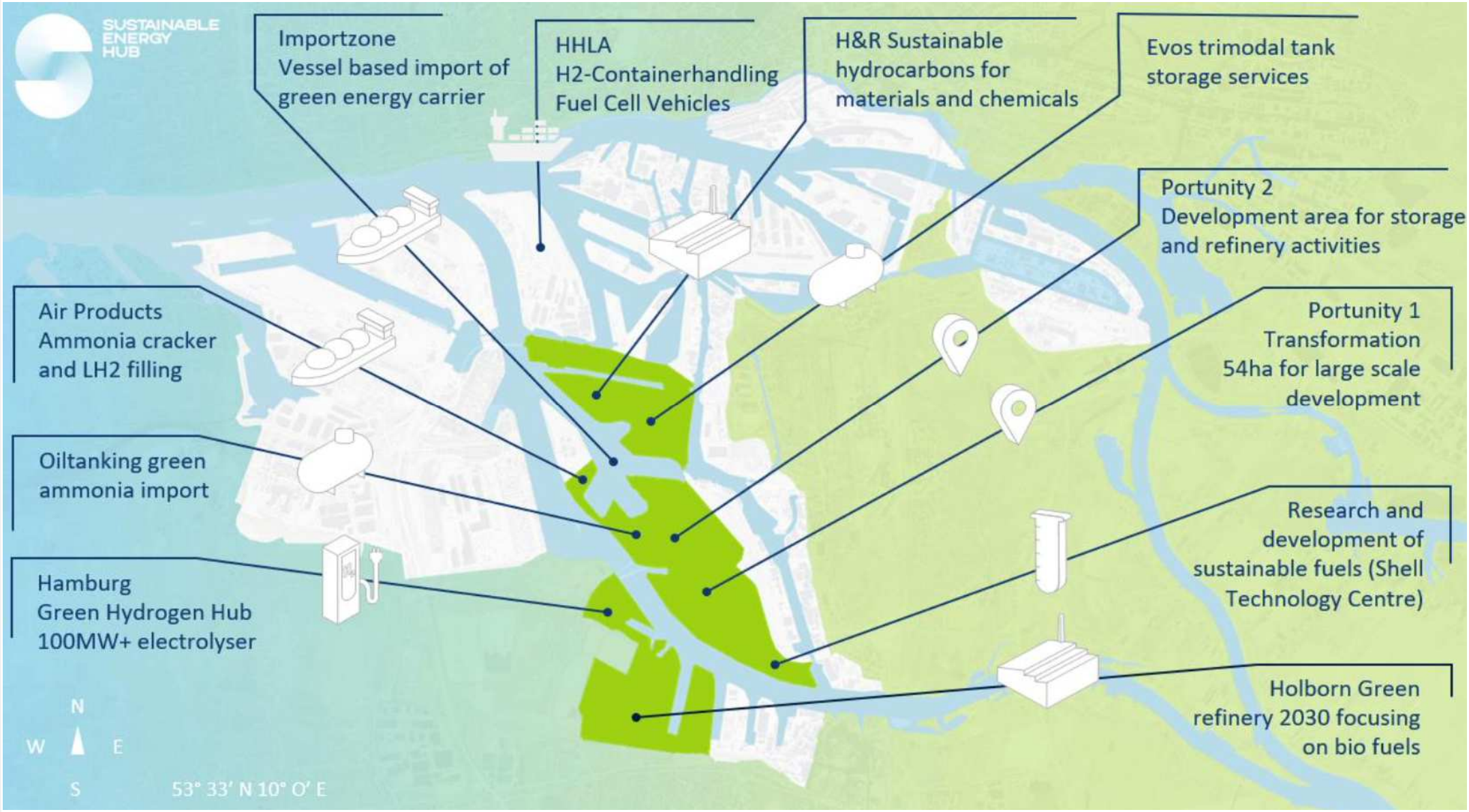
Zu den wichtigsten Wettbewerbsstandorten für einen EnergyPort zählen die Häfen Antwerpen, Rotterdam, Wilhelmshaven, Emden, Stade, Brunsbüttel sowie Hamburg und Amsterdam. Im Rahmen der von ISL/ttz 2023 durchgeführten Studie (▶Link) zur Entwicklung und dem Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft am Standort Bremerhaven wurden die genannten Häfen hinsichtlich bereits vorhandener Infrastrukturen und ihrer Hinterlandanbindung untersucht. Ergänzend hierzu werden nachfolgend ausgewählte Aktivitäten im Zusammenhang mit dem Import von Wasserstoff kurz zusammengefasst.

- Antwerpen: Im Hafen soll bis 2027 ein neues Importterminal für nachhaltiges Ammoniak entstehen. Der Hafen will so seine Stellung innerhalb der europäischen Wasserstoffstrategie festigen. Außerdem ist der Bau eines Multi-Fuel-Port für LNG, Methanol, Wasserstoff, Strom geplant.
- Rotterdam: Um Importe zu ermöglichen, prüfen verschiedene Akteure momentan die Möglichkeiten für die Entwicklung von Importterminals. Heute schon können bereits mehrere Arten von Wasserstoffträgern in Rotterdam umgeschlagen werden. Es wird erwartet, dass die Terminalkapazität für (grünen) Wasserstoff in den kommenden Jahren erweitert Darüber hinaus planen mehrere Unternehmen (u. a. Shell) die Errichtung von Elektrolyseuren im Hafen
- Wilhelmshaven: Uniper plant ein Importterminal für grünes Ammoniak inklusive eines sogenannten „Ammoniak-Crackers“. Zusätzlich ist eine Elektrolyse-Anlage in einer Größenordnung von etwa einem Gigawatt geplant. Bereits seit 2023 nimmt das LNG-Terminal Wilhelmshaven eine wichtige Rolle für die deutschen Flüssiggas-Importe ein.
- Emden: In Emden soll bis Ende des Jahres 2026 eine 320-Megawatt-Elektrolyseanlage entstehen. Der Betreiber ewe sieht Emden auch als möglichen Standort für ein Wasserstoff-Importterminal.
- Stade: Stade plant aktuell den Hanseatic Energy Hub, ein neues Terminal für verflüssigte Gase (Bio- LNG, SLNG), dass bis 2026 fertiggestellt werden soll.
- Brunsbüttel: Das schwimmende LNG-Terminal ist der erste Baustein für Brunsbüttel Energiehub. Weiterführend ist ein landseitiger LNG-Import- und Distributionsterminal in Realisierung, der perspektivisch auch für grüne Energieträger genutzt werden und dann als Multi-Energie-Terminal fungieren soll. Zudem plant der Energiekonzern RWE den Bau eines Importterminals für grünes Ammoniak.
- Amsterdam plant im H2-Gate-Project mit Hydrogenious den Import von Wasserstoff über LOHC. Der Wasserstoff soll über Dehydrierung wieder freigesetzt werden und an den Endnutzer weitergeleitet werden.
- Hamburg: Im November 2022 haben Air Products und Mabanaft, über ihre Tochtergesellschaft Oiltanking Deutschland, die Absicht bekannt gegeben, ein Importterminal für grünes Ammoniak im Hamburger Hafen zu bauen. Zudem ist der Bau eines skalierbaren Großelektrolyseurs mit einer Leistung von zunächst 100 MW auf dem Gelände des ehemaligen Kraftwerks Moorburg geplant.

Im Vergleich zu den genannten Wettbewerbern hat Bremerhaven bisher wenig fossile Energieträger für den Import zur Weiterleitung in das Hinterland umgeschlagen. Anders sieht es bei dem Umschlag flüssiger Kraftstoffe für die Versorgung des Hafenbetriebes aus, wo Erfahrungen z. B. für die Versorgung von Schiffen bestehen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das Gros der H2-Importmengen Europa in Form von Ammoniak auf dem Seeweg erreichen wird. Die Häfen, die eine bedeutende Rolle beim Import vom Wasserstoff spielen möchten, müssen daher entsprechende Infrastrukturen für NH3 anbieten; idealerweise wird NH3 direkt zur Anwendung gebracht, um eine kosten-/energieaufwändige Rückumwandlung (Cracking) zu vermeiden. Auch die Übersicht über die Wettbewerbshäfen zeigt einen deutlichen Schwerpunkt im Bereich Ammoniak.

REFERENZ: SUSTAINABLE ENERGY HUB HAMBURG



Quelle: HPA.

AP1: MARKTANALYSE

ERGEBNISSE DER „WASSERSTOFFSTUDIE“

Die Studie zur Entwicklung und dem Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft am Standort Bremerhaven kommt bezüglich der aufgezeigten
Importoptionen zu unterschiedlichen Einschätzungen. Danach besteht im Hinblick auf grünes Ammoniak seitens der bremischen Hafenwirtschaft und der bremischen Behörden eine kritische Einschätzung. Daher wird dieser Energieträger für die bremischen Häfen nicht als primäres Handlungsfeld eingestuft.

Demgegenüber sehen die Autoren der o. g. Studie Potenziale u. a. in den folgenden Bereichen:

- Aufbau von Import-Infrastrukturen für grünes Methanol: Ziel ist zum einen die Versorgung der regionalen Bunkereinrichtungen, zum anderen aber auch Importe grünen Methanols in das deutsche Hinterland mittels der bestehenden trimodalen Hinterlandanbindungen Bremerhavens. Da nirgendwo sonst in Deutschland Pläne existieren, um Importe von grünem Methanol in größerem Maßstab durchzuführen, bietet sich für die bremischen Häfen hier eine große Chance für ein erfolgversprechendes Geschäftsfeld.
- Schaffung von Umschlagmöglichkeiten für flüssigen Wasserstoff: Das Projekt von LH2 Europe in Schottland wird als möglicher Treiber gesehen, um Flüssigwasserstoff mit Schiffen mittlerer Größe, für die in überschau-barem Umfang neue Entladeinfrastrukturen erstellt werden müssen, über die bremischen Häfen nach Deutschland zu importieren. Ähnliches gilt für den Import von komprimiertem Wasserstoff in größeren Mengen.
- Realisierung eines LOHC-Projekts: Konkret diskutiert wird derzeit ein Konzept auf Basis von Methylcyclohexan. Durch den Einsatz dieses LOHC könnte mit konventionellen Tankschiffen mittlerer Größe Wasserstoff mit einem Energieinhalt von jährlich ca. 2 TWh über die bremischen Häfen importiert werden.
- Aufbau von Import-Infrastrukturen für synthetische Kraftstoffe: Es herrscht allgemein Einigkeit darüber, dass für bestimmte Bereiche auch längerfristig ein Bedarf an flüssigen Energieträgern besteht. Dies gilt z. B. für den Einsatz von synthetischem Kerosin (SAF).

Ergänzend hierzu ist zu konstatieren, dass Bremerhaven aktuell keine substanziellen Standortvorteile im H2-Umfeld gegenüber den Wettbewerbshäfen bietet. Niederländische aber auch deutsche Wettbewerber sind deutlich weiter bzw. schneller, was den Aufbau der H2 Infrastruktur betrifft.

Die Zusammenfassung der ersten Erkenntnisse im Rahmen der Marktanalyse für den Bereich Wasserstoff führt zu dem Schluss, dass nach wie vor eine hohe Unsicherheit bzgl. der Marktentwicklung besteht. Der H2-Markt befindet sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium, so dass noch keine vollständig belastbaren Aussagen zu Technologiepfaden, Zeitplänen und konkreten Investitionen getätigt werden können. Ein weiteres Monitoring der Technologiepfade ist für den Standort Bremerhaven von zentraler Bedeutung, um frühzeitig die richtigen Weichenstellungen vornehmen zu können.

Aufgrund der beschriebenen Unsicherheiten erscheint es ergänzend zu den beschriebenen Importoptionen sinnvoll, weitere Nutzungsoptionen für den EnergyPort ins Auge zu fassen, die einen Beitrag dazu leisten können, den Standort Bremerhaven möglichst zügig auf der H2-Hafenlandkarte zu positionieren und/oder erfolgversprechende Nischen im H2-Kontext zu besetzen. Hierzu wird eine fokussierte Marktsondierung für drei marktreife und als sinnhaft bewertete Lösungskorridore empfohlen (-> Folgeseiten).

- Positionierung innerhalb der **Offshore H2-Industrie**
- Industrieansiedlung: **H2-Technologieproduktion**
- **Lokale Produktion**: H2 und H2-Derivatherstellung

OFFSHORE H2-INDUSTRIE

Die Nordsee, mit ihren starken und konstanten Windbedingungen, bietet ideale Voraussetzungen für die Offshore-Wasserstoffproduktion. Die Nordsee-Region ist bereits ein Pionier in der Offshore-Windenergie, und die Integration von Elektrolyseuren auf See könnte den Weg zu einer neuen Ära der erneuerbaren Energien ebnen. Durch die direkte Umwandlung von Windenergie in Wasserstoff, der dann für verschiedene Sektoren genutzt oder transportiert werden kann, ermöglicht die Nordsee eine effiziente und nachhaltige Energiegewinnung.

Günstige Faktoren für die Offshore-Wasserstoffproduktion in der Nordsee:

- Einige der stärksten und beständigsten Windressourcen weltweit. Geschätzte potenzielle Windenergiekapazität: 1.000 GW
- Bis 2050 ist eine Wasserstoffproduktion von 300 TWh möglich.
- Bestehende Infrastruktur: Jahrzehnte der Öl- und Gasexploration haben ein riesiges Netzwerk an Offshore-Infrastruktur hinterlassen, darunter Plattformen, Pipelines und Unterseekabel. Die Umnutzung dieser Infrastruktur für die Wasserstoffproduktion und den Wasserstofftransport senkt die Kosten erheblich und beschleunigt die Projektentwicklung.
- Im Gegensatz zu anderen potenziellen Offshore-H2 Produktionsstandorten verfügt die Nordsee über relativ flache Gewässer, was eine einfachere und kostengünstigere Installation und Wartung von Offshore-Windparks und Wasserstoffproduktionsanlagen ermöglicht.
- Große europäische Industriezentren mit hoher Nachfrage nach sauberem H2 liegen in der Nähe der Nordsee. Diese Nähe verkürzt Transportwege und optimiert somit die Wirtschaftlichkeit der Offshore-H2 Produktion.
- Mehrere Anrainerstaaten der Nordsee haben unterstützende Richtlinien für die Entwicklung von Offshore-Windenergie und H2 eingeführt und finanzielle Anreize geschaffen.

Offshore-Windenergie- und H2-Erzeugungsziele

- Die neun Länder der Nordsee-Energiekooperation (NSEC-1) Belgien, Dänemark, Frankreich, Deutschland, Irland, Luxemburg, die Niederlande, Norwegen, Schweden haben vereinbart, bis 2030 eine Offshore-Windenergiekapazität von mindestens 76 GW, bis 2040 193 GW und bis 2050 260 GW zu erreichen. Dies entspricht > 85 % des EU-weiten Ziels 300 GW bis 2050.
- Die derzeitige Offshore-Produktionskapazität für grünen Wasserstoff ist noch begrenzt. Es gibt einige Pilotprojekte, die Kapazitäten im kW- bis MW-Bereich haben. Ziel des REPowerEU-Plans ist es, bis 2030 10 Mio. Tonnen erneuerbaren Wasserstoff in der EU zu produzieren und 10 Mio. Tonnen zu importieren.
- Die Strategie der Europäischen Kommission zur Erreichung dieses Ziels besteht darin, 65 bis 80 GW dedizierter Wasserstoffproduktion umzusetzen (Onshore/Offshore). Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ziele im Überblick

Abbildung: Erwartete H2-Produktionskapazität 2030

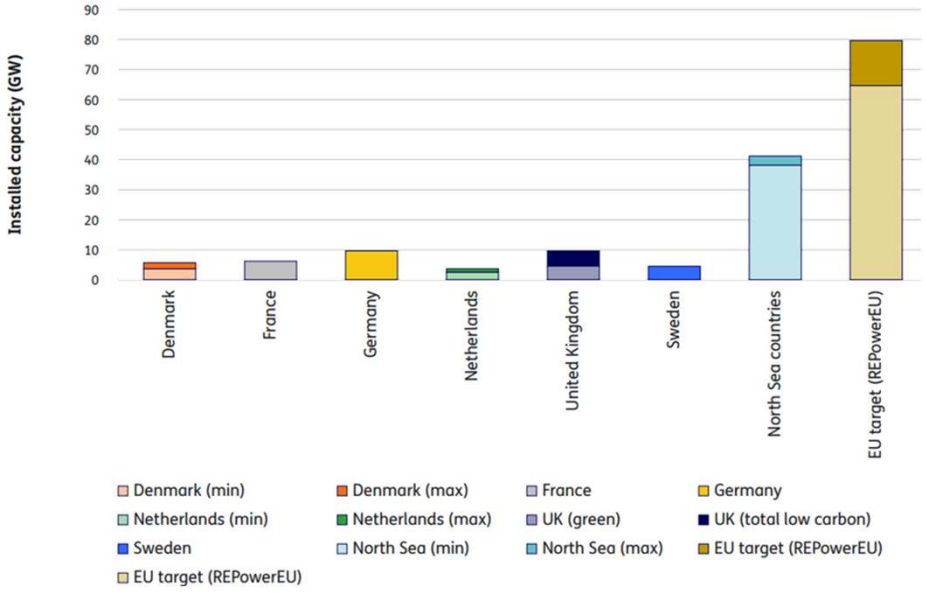


Abbildung: Drei wesentliche Setups für Offshore H2-Industrie

Varianten	Bewertung
1. Offshore-Wind + Onshore-Elektrolyseur	▪ Keine neuen Offshore-Servicelösungen erforderlich ▪ Derzeit machbare Option, aber begrenzt skalierbar ▪ Manko: Kosten für Stromkabel > H2-Pipeline
2. Offshore-Windenergie + zentraler Offshore-Elektrolyseur	▪ Machbare Option für Großprojekte ab 2030 ▪ Nutzung fossiler Offshore-Infrastruktur: Gasnetz, Plattformen ▪ Geeignet für Tiefwasserinstallationen
3. Offshore-Windenergie + Offshore-On-Turbine-Elektrolyseur	▪ Hohe Leistung und niedrige LCOH durch integriertes System ▪ Einfach zu erweitern, flexible Abläufe ▪ Hoher Wartungsaufwand, unterschiedliche Lebensdauer

→ Sobald Offshore-Elektrolyselösungen marktreif sind, werden sie funktionelle und wirtschaftliche Vorteile gegenüber der Onshore-Elektrolyse auf Basis von Offshore-Strom haben.

→ Häfen können von diesem Trend profitieren, in dem sie sich auf die Entwicklung von Wasserstoff-import-, -speicherungs-, -übertragungs-, -transport- und -abgabeanlagen an Land konzentrieren.

→ Weitere Perspektiven für Häfen können sich aus dem Bau von Plattformen für die Offshore-Elektrolyseure und das Thema O&M ergeben

Projektbeispiele für jede der drei Gestaltungsmöglichkeiten

Holland Hydrogen I / NL

Shell entwickelt im Rotterdamer Hafen eine 200 MW grüne H2-Produktionsanlage. Angetrieben durch erneuerbaren Strom vom Offshore-Windpark Hollandse Kust North soll die Anlage bis 2025 in Betrieb gehen und bis zu 60 Tonnen H2/Tag produzieren.

Hauptpartner: Shell, Thyssenkrupp Nucera

Aquaprimus / DE

Als Teilprojekt von Aquaventus und Vorserienproduktionsprojekt plant das Konsortium die Installation von zwei 14-MW-Windenergieanlagen vor der Küste Helgolands bis 2025, jeweils mit einem On-Turbine-Elektrolyseur. Diese H2-Elektrolyseur-Turbinen-Einheit wird über eine Pipeline mit Helgoland verbunden, wo der erzeugte grüne H2 als Ersatz für fossile Brennstoffe in Zentralheizungssystemen verwendet wird.

Hauptpartner: Equinor, Gasunie, RWE, Shell, Siemens Energy, Siemens Gamesa (plus > 90 Partner)

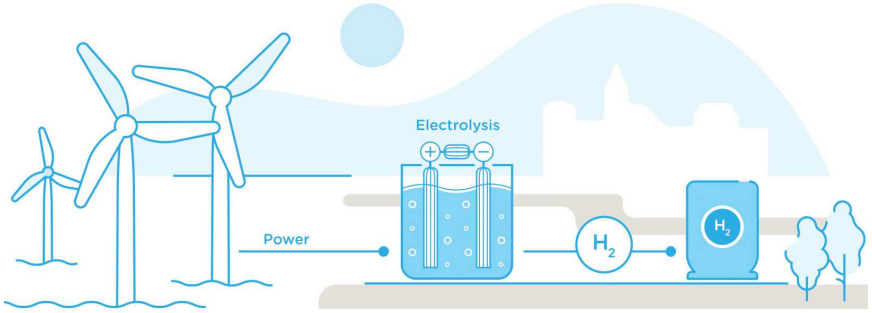
Aquasector / DE

Dieses Demonstrationsprojekt zur Offshore-H2-Produktion ist Teil von AquaVentus und umfasst ca. 300 MW Elektrolyseurkapazität, um bis 2030 bis zu 20.000 Tonnen grünen H2 pro Jahr zu produzieren. Der erzeugte grüne H2 wird dann über die zentrale Sammelleitung AquaDuctus (ebenfalls Teil der AquaVentus-Initiative) an Land geliefert. Das AquaSector- Projekt wird als „Proof of Concept“ für die Realisierung des größeren AquaVentus-Projekts dienen, das bis 2035 die Produktion von bis zu 10 GW grünem H2 vor der Küste vorsieht.

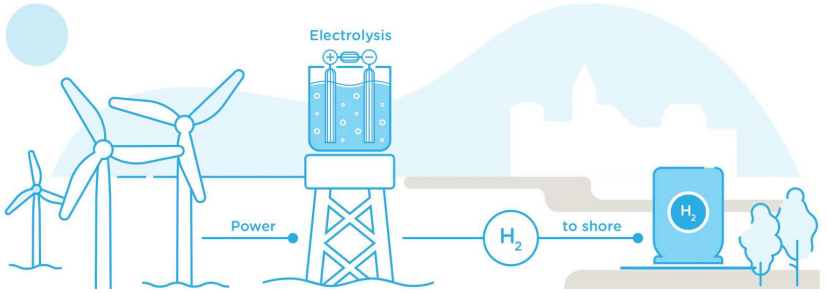
Hauptpartner: Equinor, Gasunie, RWE, Shell, Siemens Energy, Siemens Gamesa (plus > 90 Partner)

Abbildung: Projektbeispiele im Überblick

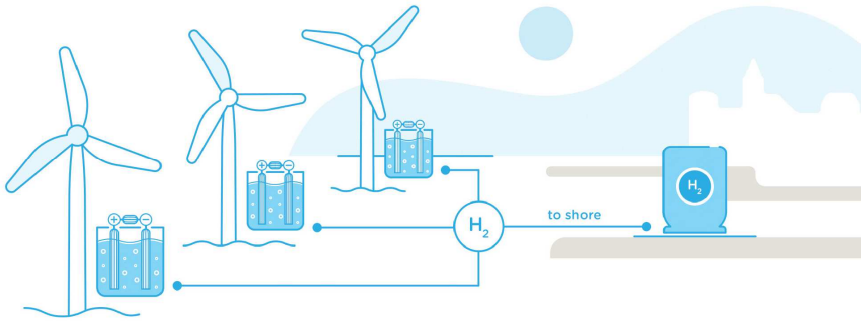
1. Offshore-Windenergie + Onshore-Elektrolyseur



2. Offshore-Wind + Offshore-Elektrolyseur auf einer zentralen Plattform



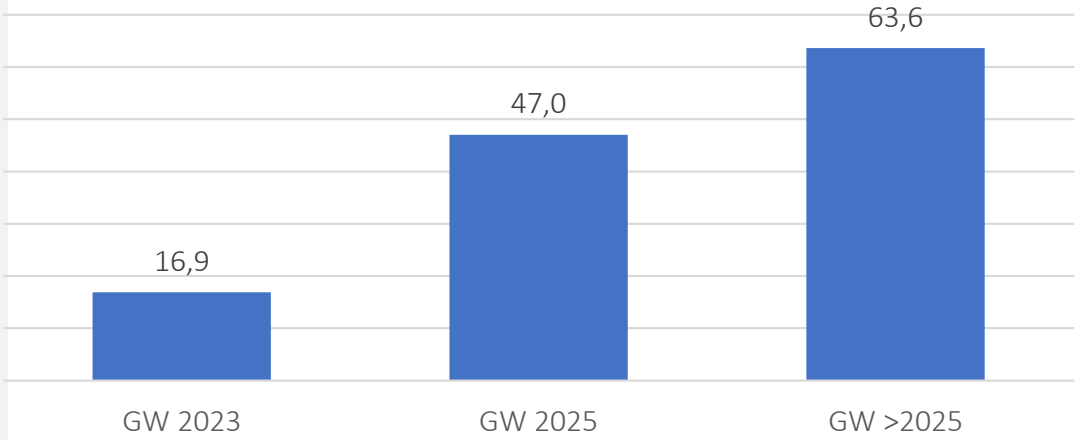
3. Offshore-Wind + integrierter Elektrolyseur



H2-TECHNOLOGIEPRODUKTION

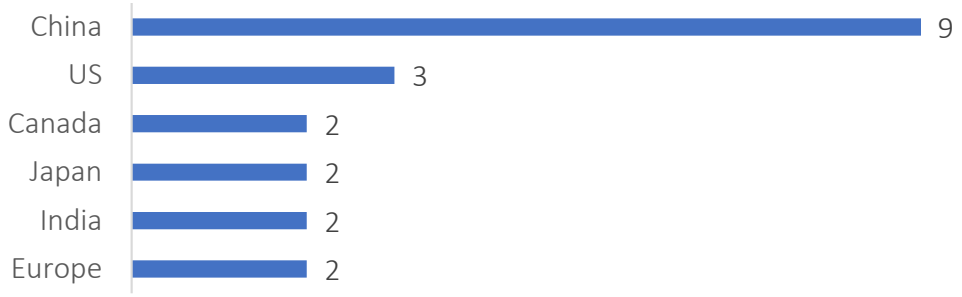
Die Herstellung von Elektrolyseuren ist ein zentraler Prozess bei der Produktion von grünem Wasserstoff und hat sich in den letzten Jahren dynamisch entwickelt. Global betrachtet, ist ein Anstieg der Elektrolyseur-Herstellungskapazitäten zu beobachten, wobei von einem deutlichen Anstieg in den kommenden Jahren ausgegangen wird (siehe Abbildung). Dieser Zuwachs ist ein positives Zeichen für die wachsende Bewegung hin zu einer emissions-armen Wasserstoffwirtschaft. Trotz der Herausforderungen, die mit der glo-balen Energiekrise einhergehen, zeigen sich vielversprechende Entwicklun-gen bei den Technologien für saubere Energie, einschließlich der Elektro-lyseur-Produktion und Pilotprojekten in neuen Anwendungsbereichen wie Stahlproduktion und Transport.

Abbildung: Produktionskapazitäten für Elektrolyseure (weltweit)



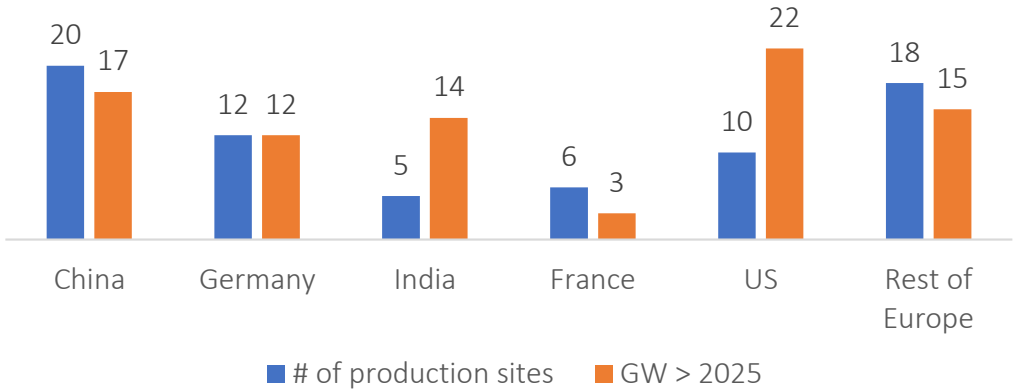
Die weltweite Landschaft der Elektrolyseur-Herstellung wächst rasant, mit nahezu 90 bestehenden und geplanten Produktionsstandorten, verglichen mit den heutigen 28. Mehr als 20 dieser Standorte sind strategisch in Hafen-städten positioniert, was den Transport und die Verteilung von Elektroly-seuren optimiert und den Zugang zu internationalen Märkten erleichtert.

Abbildung: Produktionsstandorte für Elektrolyseure in Häfen



Deutschland, obwohl technologisch fortgeschritten, hat bisher keinen Elektrolyseur-Hersteller mit einem Standort in einem Hafen, was auf eine verpasste Gelegenheit für logistische Synergien hindeuten könnte. Im Gegensatz dazu haben Norwegen und Dänemark als einzige europäische Länder Produktionsanlagen für Elektrolyseure ausschließlich in Küstenregionen und zeigen damit ihr Engagement für die Integration der Elektrolyseur-Produktion in ihre maritime Wirtschaft. China dominiert die Szene mit den meisten aktuellen und zukünftigen Standorten und ist auf dem besten Weg, nach 2025 weltweit führend in Bezug auf Produktionskapazitäten für Elektrolyseure zu sein, was seine Ambitionen unterstreicht, führend in der Wasserstoffwirtschaft zu werden.

Abbildung: Aktuelle und zukünftige Produktionsstandorte und Kapazitäten für Elektrolyseure (weltweit)



LOKALE PRODUKTION

Drei wesentliche aus H2 gewonnene Kraftstoffe, die im See- und Luftfahrtsektor eine wesentliche Rolle spielen werden.

	E-Ammoniak	E-Methanol	E-SAF
Input	(Erneuerbar) H2 + N2	(Erneuerbares) H2 + (eingefangenes) CO2	(Erneuerbares) H2 + (eingefangenes) CO2
Verfahren	Haber-Bosch	Methanolsynthese	PtL (Fischer-Tropsch)
Output	▪ Derzeit 183 Mt ▪ 566 Mt bis 2050 (688 Mt inkl. biogener Prozesse)	▪ Derzeit 98 Mt ▪ 250 Mio. t bis 2050 (50 Mio. t einschl. biogener Prozesse)	▪ Derzeit 0 Mt ▪ 280 Mt bis 2050
Use Cases	Düngemittel, Treibstoff (Schifffahrt, Luftfahrt), Energie, H2-Träger, Industrie, Pharmazeutik	Kraftstoffe (Straße, Schifffahrt, Luftfahrt) , Chemikalien, Bauwesen, Industrie, Pharmazeutik	E-Kerosin für die Luftfahrt
Vorteile	▪ Keine CO2- oder Schwefeloxidemissionen ▪ Kann in Brennstoffzellenmotoren oder in Verbrennungsmotoren verwendet werden ▪ Bestehende Logistikinfrastruktur für Ammoniak weltweit verfügbar.	▪ Wachsende Nachfrage nach Methanol als Kraftstoff; derzeit ca. 31 % der Gesamtnachfrage ▪ Vorhandene Logistikinfrastruktur für Methanol weltweit verfügbar.	▪ Drop-in-Kraftstoff: einsetzbar für herkömmliche Triebwerke, ähnliche Leistung ▪ Eine Beimischung wird bis zu einem Mischungsgrad von 50 % zugelassen ▪ Für SAF kann die bestehende Logistikinfrastruktur für fossiles Kerosin genutzt werden
Nachteile	▪ Hochgiftig und ätzend ▪ Die Verbrennung von Ammoniak kann hohe Stickoxidemissionen (NOx) verursachen	▪ Gibt bei der Verwendung als Kraftstoff CO2 ab. Wird daher als Brückenlösung betrachtet. ▪ Kostspielig, wenn kein CO2-Strom verfügbar ist (Kohlenstoffabscheidungsprozess).	▪ Die Produktion befindet sich noch im Entwicklungsstadium, daher kostspielig. ▪ Kostspielig, wenn kein CO2-Strom verfügbar ist (Kohlenstoffabscheidungsprozess).
	Häufiger Engpass: Hochlauf der großtechnischen Produktion von grünem H2		
Lokale Produktion am Standort Bremerhaven	Grdsl. kritische Haltung zum Thema Ammoniak (sowohl Import als auch Herstellung) ✗	Standort aufgrund bereits bestehender Infrastruktur sowie der potenziellen Nachfrage in unmittelbarer Nachbarschaft prinzipiell geeignet. ✓	✓

Überblick über die drei wichtigsten Technologiepfade: E-Ammoniak

Ammoniak ist ein Schlüsselprodukt in der Düngemittel- und Chemieindustrie. Rund 85 % des heute produzierten Ammoniaks (183 Mio. Tonnen) werden zur Herstellung von synthetischem Stickstoffdünger (Harnstoff, Ammoniumnitrat) verwendet. Es gibt eine Vielzahl weiterer Anwendungen wie Kühlung, Bergbau, Arzneimittel, Wasseraufbereitung, Kunststoffe und Fasern, Reduzierung von Stickoxiden (NOx) usw.

Die heutige Ammoniakproduktion erfolgt fast vollständig aus fossilen Brennstoffen gewonnen werden. Der Ersatz dieses konventionellen Ammoniaks durch erneuerbares Ammoniak, das aus erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird, bietet eine Dekarbonisierungsperspektive für die Chemie-, Schifffahrts-, Industrie- und andere Sektoren. Demzufolge ist mittel- bis langfristig mit einem starken Anstieg der Use Cases gegenüber heute zu rechnen.

Darüber hinaus wird Ammoniak als einer der präferierten Wasserstoffträgerstoffe zum Einsatz kommen, um grünen Wasserstoff global zu transportieren. Erneuerbares Ammoniak wird voraussichtlich nach 2025 alle neuen Kapazitäten dominieren. Langfristig dürfte erneuerbares Ammoniak zum Hauptrohstoff für den Transport erneuerbarer Energie zwischen Kontinenten werden. Nach erfolgter Umwandlung von Ammoniak zu Wasserstoff wird letzterer dann in den für die Wasserstoffbranche bekannten Use Cases eingesetzt werden (Mobilität, Transport, Schwerindustrie, Wärmeerzeugung, Stromerzeugung etc.).

Engpass wird – wie in anderen Bereichen der Wasserstoffindustrie – das Hochfahren der globalen Elektrolysekapazitäten sein. Die derzeitige weltweite Elektrolyseur- Produktionskapazität von gemeldeten 2,1 GW pro Jahr (im Jahr 2020) muss um mehr als das Zwanzigfache erhöht werden, um die Ziele für die Herstellung von erneuerbarem Ammoniak für 2050 zu erreichen. Derzeit behindert noch hohe Produktionskosten und das Fehlen strenger Vorschriften zu CO2-Emissionen die Entwicklung eines Marktes für erneuerbares Ammoniak.

Empfehlung bezüglich lokaler Herstellung am Standort Bremerhaven

Die lokale Herstellung, die Speicherung und der Weitertransport am Standort Bremerhaven wird aufgrund der lokalen Gegebenheiten als nur bedingt geeignet eingestuft. Auf die grundsätzlich kritische Haltung gegenüber dem Energieträger Ammoniak wurde bereits eingegangen. Die Berater empfehlen daher, diesen Technologiepfad – trotz seiner künftigen Bedeutung für die globale Wasserstoffwirtschaft – nicht weiter zu verfolgen.

Überblick über die drei wichtigsten Technologiepfade: E-Methanol

Methanol ist ein Schlüsselprodukt der chemischen Industrie, das hauptsächlich zur Herstellung anderer Chemikalien wie Formaldehyd, Essigsäure und Kunststoffen verwendet wird. Erneuerbares Methanol, das als klimaneutral gilt, kann aus einer Vielzahl nachhaltiger Rohstoffe wie Biomasse, Abfall (Bio-Methanol) oder abgeschiedenem CO2 und grünem H2 (E-Methanol) hergestellt werden. Jährlich werden rund 98 Millionen Tonnen (Mt) produziert, die fast vollständig aus fossilen Brennstoffen (entweder Erdgas oder Kohle) hergestellt werden. Jährlich werden weniger als 0,2 Mio. Tonnen erneuerbares Methanol produziert, hauptsächlich als Bio-Methanol.

Nachteile von Methanol auf Basis fossiler Brennstoffe:
Die Lebenszyklusemissionen aus der aktuellen Methanolproduktion und -nutzung belaufen sich auf etwa 0,3 Gigatonnen (Gt) CO2 pro Jahr (etwa 10 % der gesamten Emissionen des Chemiesektors). Bei der Verbrennung von Methanol werden immer noch einige Treibhausgase freigesetzt, aber es werden weniger CO2, Stickoxide, Schwefeloxide und Feinstaub (PM) emittiert als bei herkömmlichen fossilen Brennstoffen

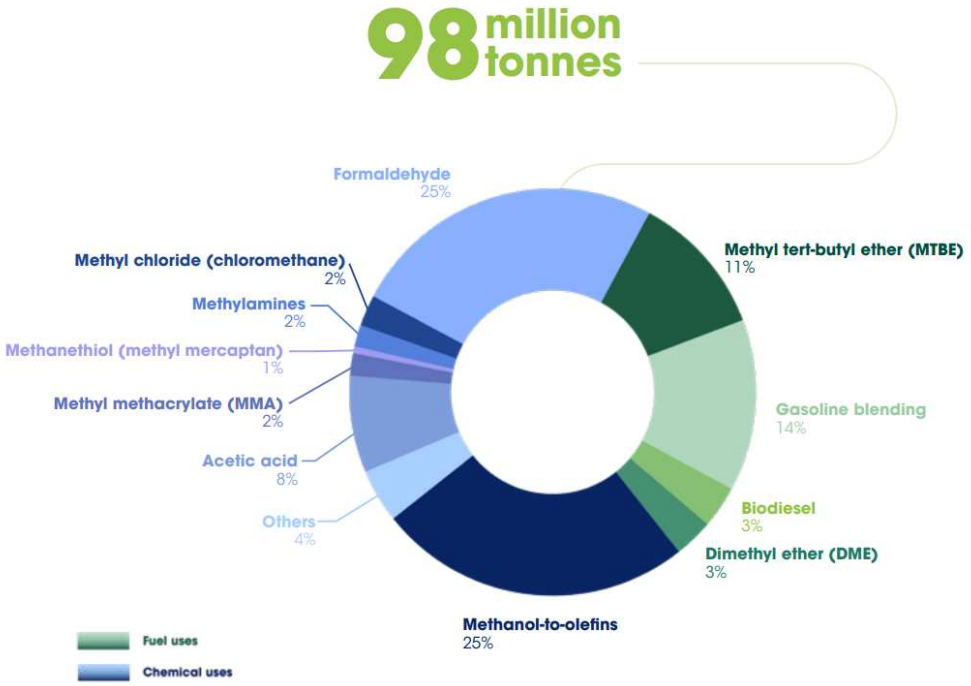
Vorteile von E-Methanol für den Standort Bremerhaven
Das Bunkern von Methanol für Schiffsanwendungen ähnelt dem von Schiffskraftstoffen wie Schweröl. Es sind nur geringfügige Änderungen an der bestehenden Infrastruktur zu moderaten Kosten erforderlich. Der Markt für die Verwendung von Methanol als Kraftstoff wächst dynamisch und macht aktuell etwa 31 % des Methanolbedarfs aus.

Eignung als Treibstoff: Die Verwendung von Methanol als Schiffskraftstoff erfüllt die strengeren Emissionsnormen und die neue globale Emissionsnorm der IMO, die in Kraft getreten ist. Das Bunkern von Methanol ist in vielen Häfen auf der ganzen Welt bereits weit verbreitet. Derzeit sind mehr als 20 große Schiffe in Betrieb und auf Bestellung, die mit Methanol betrieben werden.

Zeitschiene: Der Bau einer E-Methanol-Anlage dauert etwa 2-3 Jahre, bei Modularisierung und Standardisierung sogar weniger.

Marktreife: Die Produktion von E-Methanol aus CO2 und H2 ist der aktuellen Produktion von Methanol aus Synthesegas auf Basis fossiler Brennstoffe sehr ähnlich und daher relativ ausgereift und skalierbar.

Abbildung: Globale Methanol Nachfrage und Verwendung



Quelle: Innovation Outlook Renewable Energy 2021.

Empfehlung bezüglich lokaler Herstellung am Standort Bremerhaven
Die lokale Herstellung, die Speicherung und der Weitertransport am Standort Bremerhaven wird insbesondere mit Blick auf den Einsatz von Methanol als Schiffstreibstoff als relevant erachtet.

Überblick über die drei wichtigsten Technologiepfade: E-SAF

Anwendung

E-SAF ist wie alle SAF-Pfade ein Drop-in-Kraftstoff: kompatibel mit Düsentriebwerken und bietet eine ähnliche Leistung wie fossile Kraftstoffe. Zudem ist E-SAF nach ASTM International-Standards für den Einsatz in Düsentriebwerken mit einem Mischungsverhältnis von bis zu 50 % zu herkömmlichem Düsentreibstoff zugelassen.

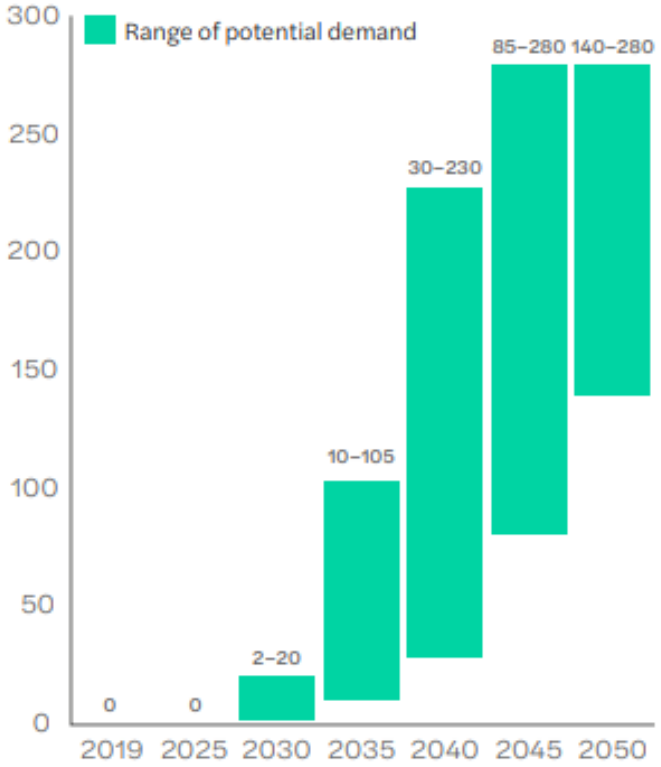
Marktreife

Flaschenhals R&D: die erforderliche Technologien befinden sich noch in der Entwicklungsphase. Demnach ist die Anschaffung der Technologien sowie die E-SAF-Herstellung erheblich teurer – es kann derzeit das Achtfache der Kosten von herkömmlichem Flugzeugtreibstoff und das Zwei- bis Dreifache der Kosten von SAF aus HEFA oder MSW kosten.

Konservative Schätzungen basieren auf Technologien, die derzeit verfügbar sind oder voraussichtlich in den kommenden Jahrzehnten auf den Markt kommen werden, laut Branchenkonsensprojekt. Die E-SAF-Nachfrage wird in 20 Jahren (2030-50) von 2 Mio. t auf 140 Mio. t steigen.

Um den künftigen Energiebedarf der Luftfahrt zu decken, ist wahrscheinlich eine Kombination von SAF-Produktionstechnologien zusätzlich zu PtL erforderlich, darunter mit Wasserstoff behandelte Ester und Fettsäuren (HEFA), Alkohol-zu-Jet (AtJ), Vergasung plus Fischer-Tropsch (G-FT) und andere neuartige Wege, die sich in Zukunft entwickeln könnten, wie etwa die Pyrolyseumwandlung in Flugtreibstoff.

Abbildung Erwartete PtL-Nachfrager bis 2050



Empfehlung bezüglich lokaler Herstellung am Standort Bremerhaven

Nach heutigem Kenntnisstand ist die Produktion von E-SAF ein für die kommenden Jahrzehnte sicheres Geschäftsfeld. Potenzielle Abnehmer sind sowohl regional als auch überregional auffindbar. Zudem zeigen vielversprechende Projektintiativen in Nordeuropa, dass sowohl Projektentwickler (norsk efuel, Arcadia) als auch Abnehmer dieses grünen Treibstoffs (Norwegian) auf diesen Markt glauben und entsprechend investieren. Der Aufbau einer lokalen Produktion erscheint dann vorteilhaft, wenn regenerative Energie verfügbar ist/zugeführt werden kann und eine entsprechende Nachfrage besteht (z. B. Airbus, Flughafen Bremen).

AP1: MARKTANALYSE

Auf Basis der Erkenntnisse aus der ersten, übergeordneten Betrachtung der Marktstrukturen lassen sich unterschiedliche Hypothesen in Form von Nutzungsoptionen/Handlungsfeldern im Bereich H2/H2-Derivate für den Standort Bremerhaven ableiten, die es mit Hilfe von Experteninterviews zu überprüfen und im Anschluss inhaltlich zu vertiefen gilt.

EnergyPort Bremerhaven als möglicher Standort für…

… die Schaffung von Umschlag- und Lagermöglichkeiten für flüssigen Wasserstoff (LH2).

… die Schaffung von Umschlag- und Lagermöglichkeiten für grünes Methanol (E-Methanol).

… den Bau eines Importterminals für LOHC inkl. Lagermöglichkeiten. Bei LOHC ist zu beachten, dass sowohl Tanks für die Lagerung von LOHC als auch von Toluol als sog. Trägeröl benötigt werden. Ferner sind Fazilitäten für die Umwandlung (Dehydrogenation) erforderlich.

… ein zentrales Gateway für die Offshore H2-Industrie.
Die Offshore H2-Produktion wird bis 2050 zu einem der größten Verbraucher von Offshore-Wind in der Nordsee. Dementsprechend ergibt sich ein hoher Bedarf an Hafeninfrastruktur z. B. für

- Offshore-Komponentenproduktion / Logistik
- Serviceterminals
- Anlandung , Speicherung, Verarbeitung und Weitertransport von H2 und H2-Derivaten

… Produktions- und Logistikhub für deutsche/europäische Elektrolyseurproduzenten. Bremerhaven kann mit der Nähe zu H2- Projekten und dem Hafen als Produktions- und Logistikhub diese flächenintensive Marktnische besetzen.

… den Aufbau der Infrastruktur für die Produktion von H2-basierten E-Kraftstoffen (vor allem E-Methanol). Einige große Bunkerzentren wie Rotterdam, Singapur usw. haben versucht, sich für den sich entwickelnden Bunkermix zu positionieren, indem sie Betankungsstandards entwickelt und finanzielle Anreize für neue Arten von Schiffskraftstoffen während des Übergangs zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft geschaffen haben .

AP1: MARKTANALYSE

Zwecks Überprüfung der vorstehend beschriebenen Hypothesen bzw. Nutzungsoptionen wurden im Zeitraum von Dezember 2023 bis März 2024 Fokusinterviews mit ausgewählten Stakeholdern aus dem Bereich H2-/ Energiewirtschaft geführt. Die Auswahl der Stakeholder erfolgte dabei u. a. unter Berücksichtigung der folgenden Kriterien:

- Stakeholder hat bereits Interesse an einer Ansiedlung am Standort Bremerhaven bekundet oder sich mit dem Standort befasst
- Stakeholder verfügt über eine hohe Marktrelevanz aufgrund herausgehobener Marktstellung oder Querschnittsfunktion
- Stakeholder hat in vorangegangenen Studien bereits wichtige Einschätzungen geliefert, die validiert oder vertieft werden sollen
- Stakeholder verfügt über Marktexpertise in einer speziellen Nische und kann so einen Beitrag leisten, um Lücken in der Recherche zu schließen

Ausgehend von diesen Kriterien wurde von den Beratern eine Longlist relevanter Stakeholder erstellt und in enger Abstimmung mit bremenports und der BIS priorisiert. Die rechts dargestellte Stakeholdermap gibt einen über die Teilnehmenden an der Interviewsequenz.

Die Durchführung der Interviews erfolgte zum überwiegenden Teil digital via MS Teams. Gesprächsgrundlage bildete dabei ein Interviewleitfaden, der den Stakeholdern im Vorfeld zur Verfügung gestellt wurde. Die Abbildung rechts zeigt den verwendeten Interviewleitfaden. Die Interviews wurden für interne Zwecke dokumentiert und im Anschluss ausgewertet. Von einzelnen Interviewpartnern wurden Statements oder Einschätzungen in Form von O-Tönen abgefragt und als Videosequenz in die nachfolgende Darstellung eingearbeitet.

Abbildung: Stakeholdermap für den Bereich H2

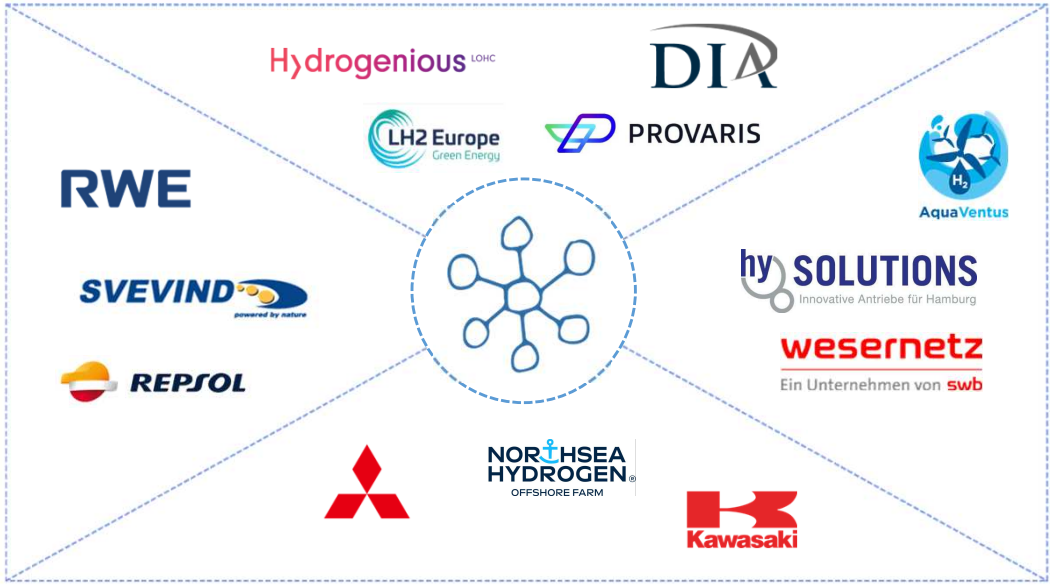


Abbildung: Interviewleitfaden für die Fokusinterviews

INTERVIEWLEITFADEN ENERGYPORT

1. Allgemeine Unternehmensinfos
- Service-Portfolio, Technologien
- Standorte, Projekte
- Organisationsform, Gesellschafterstruktur
- Kennzahlen: Beschäftigte, finanzielle Leistungsfähigkeit

2. Einschätzung des Marktumfelds & Trends
- Marktvolumen, Potenzial, Angebotslücken
- Regulatorischer Rahmen
- Innovationen, Technologie
- Partner, Wettbewerb, Standorte, Verflechtungen
- Best Practices
- Bisherige und zukünftige Rolle Bremerhavens

3. Anforderungen an einen Standort
- Flächengröße, Zuschnitt, Flächenlasten
- Regulatorischer Rahmen (GE/GI, Gefahrgut)
- Abstand zu anderen Nutzungen
- Flächenkosten (Kauf, Erbpacht) und zeitliche Verfügbarkeit
- Modularität, Erweiterungsflächen
- Standortfaktor Hafen (Schleuse vs. Weser), Tiefgang, Kailängen
- Schiffsgrößen, Bemessungsschiffe
- Bedarf Infra- und Suprastruktur, Lagerflächen, Hallen, Umschlagequipment
- Wirtschaftliche Sensitivität des Umschlags
- Verkehrsanbindung Hinterland (Schiene, Straße, Pipeline)
- Anschlüsse und Energiebedarf (Strom, Wasser, Gas)
- Benötigte Qualifikationen, Know-how, Fachkräfte, Nähe zu Hochschulen oder F&E Einrichtungen

4. Ansiedlung & Effekt
- Wesentliche Treiber und Voraussetzungen
- Investitionsvolumen, Finanzierung, Fördermittel
- Umschlagmenge, - frequenz, -dauer
- Emissionen
- Art und Umfang Arbeitsplätze
- Zeitliche Perspektive: Vorlauf, Entscheidung, Umsetzung, Markthochlauf, „Deadline“
- Wechselwirkungen (Lieferanten, Kunden, Partner etc.)
- Wertschöpfungskette und -tiefe
- Skalierbarkeit

Svevind Energy plant im Rahmen des Projekts Hyrasia One den Bau einer der weltweit größten industriellen Anlagen zur Produktion von grünem Wasserstoff in Kasachstan. Mittels einer Wind-Solar-Wasserstoff-Anlage sollen bis zu 2 Mio. Tonnen grüner Wasserstoff oder 11 Mio. Tonnen grünes Ammoniak pro Jahr produziert werden. Im Oktober 2022 wurde hierzu ein Investitionsabkommen mit der kasachischen Regierung unterzeichnet. Die Anlagen sollen 2029/30 ihren Betrieb aufnehmen und ab 2032 die volle Kapazität erreichen. Im Vergleich zu den großen weltweiten Wettbewerbsprojekten z. B. in Australien, Chile, Kanada, Namibia oder Saudi-Arabien, die in unmittelbarer Küstenlage angesiedelt sind, unterliegt der Transport aus Kasachstan aufgrund der Lage im Binnenland besonderen Rahmenbedingungen. Neben der Landroute (auf der Schiene) sind verschiedene intermodale Transportketten (über das Kaspische und Schwarze Meer) denkbar. Da Ammoniak i. d. R. den Transport großer Volumina bedeutet, sind das Schiff im Hauptlauf und die Schiene im Nachlauf die wesentlichen Verkehrsträger. Für den Transport nach Europa werden aktuell verschiedene Transportrouten u. a. über das Kaspische und Schwarze Meer geprüft. Die Überlegungen betreffen dabei sowohl gängige Schiffstypen mit einer Kapazität von 60.000 m³ (Länge: 205 m, Breite 32 m, Tiefgang 11 m als auch in Planung befindliche größere Schiffe mit 100.000 m³ Kapazität. Der Seetransport von Ammoniak ist heute bereits gängige Praxis. Es besteht eine weltweite Gastanker-Flotte vorrangig für die Düngemittelindustrie und andere chemische Anwendungen. Experten gehen davon aus, dass das Gros der H2-Importe aus Übersee als NH3 nach Deutschland und Nordwesteuropa gelangen wird. Insofern ist es aus Marktsicht nicht nachvollziehbar, warum sich ein Hafenstandort dieser Perspektive bzw. dem Potenzial verwehren sollte. Ziel ist es dennoch, das importierte NH3 als direkten Energieträger zur Anwendung zu bringen (z. B. Raffinerien, chemische Industrie, Schifffahrt) und nicht nochmal in H2 zurückzuverwandeln (Cracking). Der Fokus von Energieunternehmen liegt jedoch auf H2. Idealerweise wird ein Teil der Menge bereits am Importstandort abgenommen. Es ist davon auszugehen, dass eine Vielzahl von Transportkorridoren und Importterminals benötigt wird, um den weltweiten Bedarf zu decken und die produzierten Mengen zu verteilen. Initiatoren der großen Projekte weltweit verstehen sich vorrangig als Produzenten und überlassen die Logistik (Transport/Umschlag) Dritten.

Auch andere Energieunternehmen sehen ihren Schwerpunkt aktuell im Bereich Ammoniak. Die Zielmenge für die Produktion bzw. den Import nach Deutschland ist dabei noch unklar, dürfte sich im Jahr 2030 im siebenstelligen Bereich bewegen. Aktuell screenen verschiedene ~~das~~ Unternehmen potenzielle Importhäfen. Neben Brunsbüttel besteht großes Interesse an weiteren Standorten u. a. in den ARA-Häfen. Auch Bremerhaven wäre nach Einschätzung einzelner Energieunternehmen ein möglicher Standort, vor allem weil die Standortkonkurrenz mit anderen Energieunternehmen in den ARA-Häfen relativ hoch ist. Darüber hinaus wird ein Potenzial im Bereich Schiffsbebunkerung gesehen. Allerdings sehen die Unternehmen noch eine hohe Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Bedeutung der einzelnen Energieträger. Ein Hafen bzw. Terminal muss daher in der Lage sein, unterschiedliche Commodities aufnehmen können (darunter auch Ammoniak).

Fazit: Angesichts der Risiken, die mit dem Handling von NH3 einhergehen, wurde eine Ansiedlung bereits vorab durch den Auftraggeber als unrealistisch eingeschätzt. Auch andere Häfen wie z. B. Amsterdam haben sich ähnlich zu NH3 positioniert. Angesichts der Bedeutung, die NH3 als H2-Träger in den kommenden Jahren laut zahlreicher Studien spielen wird, bedeutet ein Ausschluss, dass sich diese Häfen auf Nischen oder noch in Entwicklung befindliche Technologien oder Anwendungen fokussieren müssen.

Anforderungen:

- Fläche: 10-15 ha (Tanklager, Freiflächen, Pipeline, ggf. Cracker)
- Speicher: Anzahl und Größe Tanks abhängig von Schiffsgröße
- Wassertiefe: min. 11 m (Jetty)
- Ausreichend Abstand z. B. zu Wohnbebauung, Pipeline-/Gleisanschluss

Potenzial: ●●●●○ Perspektive BHV: ○○○○○

Japan gilt beim Thema flüssiger Wasserstoff (LH2) als First Mover. So verfolgt der japanische Industrie-Konzern Kawasaki mit der Initiative Hydrogen Road die Entwicklung von Technologien für eine weltweite H2-Infrastruktur entlang der gesamten Wertschöpfungskette was von der Produktion über die Speicherung und den Transport bis hin zu Endanwendung reicht. Aus Sicht von Kawasaki ist der einzige Nachteil von LH2 die bisher noch nicht vorhandene Technologie um den -253 Grad Celsius kalten Wasserstoff (1/800 des ursprünglichen Volumens im gasförmigen Zustand) im großen Maßstab zu produzieren, speichern und transportieren. Kawasaki arbeitet daran, diese Lücke zu schließen. Gemeinsam mit Partnern betreibt das Unternehmen seit 2019 unter dem Titel HySTRA (Hydrogen Energy Supplychain Technology Research Association) den weltweit ersten kommerziell genutzten LH2-Tanker Suiso Frontier. Mit einer max. Kapazität von 90 t und der Möglichkeit diese perspektivisch zu verdoppeln, eignet sich das Schiff gut für den Pilotbetrieb und um erste Erfahrungen beim Transport von LH2 zu sammeln. Seit 2022 findet ein unregelmäßiger Transport zwischen dem Produktionsstandort (heute noch basierend auf Braunkohle) in Australien und dem durch Kawasaki betriebenen Importterminal im japanischen Kobe (Airport Island, Foto links) statt. Neben der geplanten Ausweitung des Pilotbetriebs befindet sich Kawasaki bereits in der Konzeptphase für deutlich größere Schiffe, die sich für den Transport von bis zu 10.000 t LH2 in 4 x 40.000 m³ großen Tanks eignen. Angesichts der zur Verfügung stehenden Transportkapazität, welche in etwa 0,35-0,4 TWh (LNG-Tanker mit ca. 0,8 TWh) entspricht, bietet diese Schiffsgröße eine wettbewerbsfähige Alternative. Die Bauzeit wird auf 2-3 Jahre geschätzt. Das erste Schiff soll bis 2028 und ein zweites bis 2030 zur Verfügung stehen. Perspektivisch sollen bis 2040 ca. 40 und bis 2050 ca. 80 Schiffe gebaut werden. Im weiteren Entwicklungsprozess sieht sich Kawasaki jedoch vorrangig als Bereitsteller der Technologie (OEM) und nicht als Projektentwickler oder Betreiber von Schiffen und Terminals. Aus Sicht von Kawasaki sprechen verschiedene Argumente für die Nutzung von LH2 im Vergleich zu anderen Wasserstoffträgern. Während die Energieintensität bei allen Stoffen vergleichbar bei 20 bis 30 % liegt, ist der wohl wesentlichste Unterschied der, dass der energie-intensive Prozess der Verflüssigung am Anfang der Versorgungskette liegt, wo regenerative Energie perspektivisch sehr günstig sein wird. Beim Cracking (NH3) oder Dehydrogenation (LOHC) finden am Importstandort statt und erfordern den Bezug von relativ teurer Energie oder die Nutzung von überschüssiger Energie anderer Anwendungen.

Abbildung: LH2 Importterminal "Hy touch Kobe"



Abbildung: LH2-Schiffe





Suiso Frontier	In Konzeptphase
Länge: 116 m, Breite: 19 m Tiefgang: 4,5 m LH2-Kapazität: 1.250 m³ / 90 t (180 t)	Länge: 350 m, Breite: 50-60 m Tiefgang: 9,5-11,0 m LH2-Kapazität: 160.000 m³ / 10.000 t

Vielfach liegt der Fokus bei Unternehmen auf bereits vorhandenen Lösungen zur CO2 Vermeidung, jedoch konnte vereinzelt ein Umdenken bei Firmen, z. B. von NH3 auf LH2 beobachtet werden. Der Aufbau der notwendigen Infrastruktur für grünen NH3 wird als herausfordernd beschrieben. Angesichts von Auflagen für groß dimensionierte Anlagen wird die Planung von Importterminals als kompliziert eingeschätzt. Die Umstellung des aktuellen NH3-Bedarfs (Düngemittel, Chemie) sei schon immens, so dass die Nutzung für eine energetische Nutzung in weiter Ferne erscheint. Eine dezentrale Versorgung scheint zum jetzigen Zeitpunkt ebenso eher unwahrscheinlich. Im Vergleich dazu wird es als vergleichsweise einfach erachtet, H2 in flüssigem Zustand zu halten. Der sog. Boil-off Effekt kann zudem für den Antrieb der Transportschiffe und die Kälte aus der Regasifizierung von LH2 am Importstandort kann für Kälteanwendungen genutzt werden. Kunden bzw. Abnehmer sind z. B. energieintensive Industrien wie Chemie, Papier oder Nahrungsmittel, welche Strom- und Wärme mittels Gasturbinen selbst produzieren (heute noch aus Erdgas, perspektivisch aus H2. Nach eigener Aussage bietet Kawasaki als erster Hersteller Gasturbinen als 100 % H2-ready oder für Gemische an. Energieversorger gehören ebenfalls zu den Kunden, z. B. RWE (in Lingen weltweit erste Gasturbinenanlage für 100 % grünen H2). Ebenfalls denkbar wären dezentrale Szenarien, d. h. lokale Abnehmer wie Tankstellen o.ä. mit LH2 direkt bei Truck zu versorgen. Angesichts der weltweit bislang zur Verfügung stehenden jährlichen Produktionskapazitäten von < 200 Tonnen kann LH2 noch als Nischenprodukt bezeichnet werden. Erfahrungen beschränken sich auf die Luft- und Raumfahrt. Unternehmen wie LH2Europe wären ebenfalls potenzielle Kunden für technische Komponenten, Schiffe oder Importanlagen. Die Initiatoren und Gesellschafter von LH2 Europe kommen aus dem Oil & Gas Bereich und verfügen über langjährige Erfahrungen mit LNG, welche angesichts von Parallelen in der anfänglichen Entwicklung zu LH2 genutzt werden sollen. Das Unternehmen plant die Produktion von LH2 in Schottland unter Nutzung von Offshore-Windenergie und den Export über den Hafen Aberdeen. LH2 soll für Direktanwendungen in Nordwesteuropa bereitgestellt werden.

Ursprünglich stand der Mobilitätssektor (Pkw, Lkw) im Fokus. Mittlerweile hat sich herausgestellt, dass hier jedoch große Mengen nicht abgenommen werden können und somit große Einzelkunden oder industrielle Anwendungen adressiert werden. Die Produktionskapazität ist für die erste Phase auf 55.000 t. p. a. angesetzt, in einer zweiten Phase ist eine Verdopplung möglich. Es sind bereits Gespräche mit potenziellen Importhäfen geführt worden. Bremerhaven bildet dabei eine mögliche Standortoption. Andere Häfen haben aufgrund z. T. bereits vorhandener Infrastruktur und Genehmigungen allerdings Standortvorteile. So wird der Reifegrad für Rotterdam und Amsterdam mit hoch bewertet, Eeemshaven sowie Hamburg und Wilhelmshaven waren in ersten Gesprächen 2022 bedingt „ready“, Bremerhaven wurde als nicht reif bewertet. Die Inbetriebnahme des Projekts hat sich ggü. ursprünglichen Planungen von 2027 auf 2029 verschoben. Für den Transport sollen vsl. kleinere Tanker (Länge: 135 m, Breite: max. 35 m, Tiefgang: 5,6 m) mit einer Kapazität von 2.660 t/37.500 m³ eingesetzt werden, die sich noch in der Entwicklungsphase befinden. Aufgrund der Schiffskonstruktion mit 3 Tanks wäre es theoretisch auch möglich z. B. 2 oder 3 Häfen nacheinander anzulaufen. Der Weitertransport muss vsl. per Lkw oder Bahn erfolgen. Beim Transport von flüssigem Wasserstoff mit der vorgesehenen Qualität kann es beim Pipelinetransport zu Qualitätseinbußen kommen.

Fazit: Eine Ansiedlung müsste zunächst durch den Bedarf eines Einzelabnehmers getrieben werden. Unsicherheiten ergeben sich dadurch, dass sich LH2-Carrier derzeit noch in der Entwicklung befinden und vsl. erst ab Ende der 2020/Anfang der 2030er in überschaubarer Anzahl zur Verfügung stehen.

Anforderungen:

- Terminalfläche: < 10 ha (Dimensionierung abhängig vom Bedarf)
- Speicher: 25.000 - 50.000 m³ (Anzahl abhängig von Schiffsgröße)
- Jetty, Wassertiefe: min. 6 m (ideal: 9,5-11,0 Kawasaki Zielschiff)

Potenzial: ●●○○○ Perspektive BHV: ●●○○○

Eines der befragten Unternehmen plant derzeit die Produktion von Wasserstoff in Spanien. In Verbindung mit Benzyltoluol (BT) als Trägerstoff entsteht Methylcyclohexan (MCH) in der sog. Hydrierung, welches mittels Chemietankern (Kapazität: 50.000 m³, Tiefgang: 11 m) nach Nordwesteuropa transportiert werden soll. Mit Blick auf den Standort südl. Fischereihafen läuft gerade eine Machbarkeitsstudie für eine Dehydrierungsanlage. Der Transport zu Endkunden ist per Pipeline geplant, was den Anschluss an das übergeordnete H2-Pipeline-Netz erfordert. Es gibt Gespräche mit einem Abnehmer in Bremen als erster wesentlicher Kunde in der Startphase, perspektivisch könnten andere Kunden in Deutschland via Pipeline bedient werden. Der Trägerstoff BT würde nach Dehydrierung wieder nach Spanien zurücktransportiert. Der Zeitplan sieht eine Investitionsentscheidung bis 2025 und einen Betriebsbeginn bis 2029 vor. Den Unternehmen ist bewusst, dass dieser Zeitplan mit Blick auf den Fischereihafen alle Beteiligten vor große Herausforderungen stellt. Eine Synchronisierung mit den Bedarfen des Kunden wären erforderlich. Weitere befragte Unternehmen sehen ebenfalls LOHC als bevorzugten Wasserstoffträger und treiben entsprechende Technologien gemeinsam mit Partnern voran. In dem Zusammenhang besteht ebenfalls Interesse an der Realisierung eines LOHC- Importterminals in Bremerhaven. Die Wasserstoffproduktion wird zunächst in den Vereinigten Arabischen Emiraten, Saudi-Arabien sowie Oman und perspektivisch auch in Kanada, Mexiko, Ägypten und Marokko stattfinden.

Die optimale Transportdistanz liegt bei 3.000 bis 12.000 km. Der Hafen von Amsterdam hat sich ebenfalls gegen Ammoniak als Wasserstoffträger entschieden. Perspektivisch sollen 100-500 Tonnen Wasserstoff pro Tag produziert werden. Die Dehydrierung kann sowohl im Hafen als auch beim Abnehmer stattfinden. Idealerweise befinden sich potenzielle große Abnehmer (Stahl, Glas, Keramik etc.) in direkter Nachbarschaft. Derzeit wird untersucht wie sich die Nutzung von Abwärme für die Dehydrierung aus benachbarten Anwendungen (Blockheizkraftwerk, Wärme-pumpen etc.) am Importstandort auf den Business Case auswirken kann. Auch ohne die Abwärmenutzung ist LOHC mit Blick auf levelized cost of H2 nach Aussage der befragten Unternehmen derzeit bereits wettbewerbsfähig. Der Trägerstoff ist bis zu 300 Zyklen (perspektivisch 700-1.000 Zyklen) nutzbar und wird mit 0,1 % Verlust je Transport angegeben. Danach ist eine Aufbereitung notwendig. Für den Transport kann sowohl das bestehende Pipelinenetz als auch Schiffsflotte (perspektivisch: VLCC mit 280.000 DWT oder größer) genutzt werden.

Fazit: Es besteht konkretes Interesse von mind. zwei Unternehmen, die Realisierung eines LOHC-Importterminals im südl. Fischereihafen voranzutreiben. Potenzielle Konflikte ergeben sich mit Blick auf die zeitliche Umsetzung.

Anforderungen:

- Fläche: 18-20 ha (Tanklager, Freiflächen, Pipeline)
- Speicher: Anz./Größe Tanks abhängig von Schiffsgröße, Terminalkapazität
- Wassertiefe: min. 11 m (Jetty)
- Pipeline-/Gleisanschluss

Potenzial: ●●●○○ Perspektive BHV: ●●●○○

Im Zuge der weiteren Betrachtung hat sich herauskristallisiert, dass für Bremerhaven nicht nur die lokale Herstellung von E-Methanol von Bedeutung sein kann, sondern ebenso der Import dieser Energiequelle. Die unmittelbare Verfügbarkeit von E-Methanol erlangt insbesondere im Kontext der zunehmenden Nutzung als Schiffskraftstoff an Gewicht. Die in Bremerhaven ansässige und operativ tätige Reederei Maersk ist dabei ein prominenter Akteur, der kürzlich mehrere Neubauten auf Methanolbasis in Betrieb genommen hat. Dies könnte für den Standort eine strategische Dimension eröffnen, sowohl im Hinblick auf logistische Prozesse als auch unter dem Aspekt der Nachhaltigkeit. Durch den Import von E-Methanol könnte Bremerhaven sich als ein zentraler Umschlagplatz für umweltfreundlichere Treibstoffalternativen etablieren und so einen Beitrag zur Reduktion von Schadstoffemissionen im Schiffsverkehr leisten. Darüber hinaus kann es aufgrund kürzerer Bunkerzyklen gelinge, so (zusätzliche) Reeder an den Standort zu binden

Abbildung: Aktuelle Schlagzeilen zum Thema Methanol-Bebunkerung

WK+ Bio-Methanol-Containerschiff

Maersk-Containerschiff fährt klimaneutral

Das weltweit erste Containerschiff, das mit Bio-Methanol fährt, soll für die gesamte Maersk-Flotte die klimaneutrale Keimzelle sein. Das Schiff, das am 14. September getauft wird, fährt auch Bremerhaven an.

08.09.2023, 05:00 Uhr Lesedauer: 3 Min Zur Merkliste

Von **Peter Hanuschke**



Wichtiger Faktor hin zur Null-Emissionen-Flotte: Der neue Maersk-Boxcarrier „Laura Maersk" fährt mit Methanol, Foto: Scheer



Maritime Wirtschaft

Methanol-Boxcarrier an der Stromkaje

16. Oktober 2023

Das weltweit erste methanolfähige Containerschiff, die am 14. September von EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen in Kopenhagen getaufte „Laura Maersk" (IMO 9944546), hat jetzt erstmalig am NTB-Terminal in Bremerhaven festgemacht. Auf der Brücke des Schiffes erfolgte eine offizielle Begrüßung des niederländischen Kapitäns Pieter van Rijn durch den NTB-Schichtleiter Tim-Oliver Sachweh. Er erhielt von NTB-Geschäftsführer Aad Scholten und Schichtleiter Sachweh eine Seekarte der Weser vor Bremerhaven, die nun auf der Brücke der „Laura Maersk" mitfahren wird.

Konkrete Anfragen für die Errichtung eines Importterminals in Bremerhaven liegen bislang nicht vor. Ungeachtet dessen ist davon auszugehen, dass für ein Methanol-Terminal 12-15 ha Fläche benötigt werden, um bis zu 200.000 Kubikmeter Tankraum zu schaffen. Chemie-Tanker, die Methanol transportieren, können 50.000 m³ Methanol laden und haben Abmessungen von 186 m Länge, 32 m Breite und 11 m Tiefgang. Entsprechend müssen Jetty-Lösungen in der Lage sein, diese Schiffsgrößen zu bedienen. Die landseitigen Infrastrukturanforderungen hängen von der Nutzung des Methanols ab. Wird Methanol als Schiffstreibstoff verwendet, erfolgt die Bereitstellung per Bunkerbarge ohne zusätzliche Landinfrastruktur. Soll E-Methanol als Wasserstoffträger genutzt und rückgewandelt werden, sind andere Transportmittel wie die Bahn und bei Umwandlung in gasförmigen Wasserstoff auch eine Pipeline-Anbindung erforderlich.

Fazit: Der Import von E-Methanol in Bremerhaven stellt eine zukunftsorientierte Möglichkeit dar, die lokale Infrastruktur für nachhaltige Brennstoffe zu erweitern und gleichzeitig die Energieziele Deutschlands zu unterstützen.

Anforderungen:

- Terminalfläche: 12-15 ha (Dimensionierung abhängig vom Bedarf)
- Speicher: 200.000 m³ (Anzahl abhängig von Schiffsgröße)
- Jetty, Wassertiefe: 11 m

Potenzial: ●●●○○ Perspektive BHV: ●●●○○

AP1: MARKTANALYSE

Die in Bremerhaven ansässige NorthH2 Projektgesellschaft mbH treibt ein Projekt zur Offshore-Wasserstoffproduktion voran. Zum Entwicklungsteam zählen vier 4 Unternehmen aus den Bereichen Projektentwicklung, Stahl- und Schiffbau, Reederei, Schwergutschifffahrt sowie Finanzierung und Marketing. Mittels einer Elektrolyseleistung von 900 MW angetrieben von 1 GW Offshore-Windenergie sollen jährlich bis zu 70.000 Tonnen grüner Wasserstoff produziert und an emissionsintensive Industrien geliefert werden. Somit sollen jährlich bis zu 630.000 Tonnen CO2-Emissionen vermieden werden. Der Elektrolyseur soll im 300 km von der Küste entfernten Offshore-Windpark SEN-1* (N16.1) installiert werden. Der Windpark ist mit einer Gesamtleistung von 1.000 MW (50 x 20 MW Turbinen) geplant und kann perspektivisch auf eine Leistung von 2.000 MW erweitert werden. Die einzelnen Komponenten des Projektvorhabens setzen sich wie folgt zusammen.

- Offshore-Windpark: 1.000 MW installierte Leistung, Erweiterung möglich; 15 MW+ Turbinen; Monopile-Fundamente; 3.800 GWh jährliche Nettoenergieproduktion; 43 % Nettokapazitätsfaktor
- Plattform-Konzept: Modernste, kosteneffiziente H2-Produktion; Standalone-Konzept, kein Netzanschluss des Windparks erforderlich; Hauptplattform mit elektrischer und technischer Ausrüstung, Kontrollzentrum, etc.; mehrere Subplattformen mit Wasserstoffproduktion und -speicherung; skalierbares Konzept dank modularem Aufbau
- Lagerung und Offshore-Umschlag: GH2 auf Plattformen; Entwicklung und Bau einer zuverlässigen GH2-Transfertechnologie für alle Wetterbedingungen von der Plattform zum Offshore-Shuttle-Tanker
- Wasserstofftransport: Abmessungen des Schiffes (L x B): 220 m x 32 m- 100 % Wasserstoff-Energieversorgung/Null-Emission; höchster Automatisierungsgrad; GH2-Transportkapazität: 500 Tonnen; zwei Möglichkeiten für den Transport von GH2: per Pipeline und/oder Schiff, der Schiffstransport erfolgt nur solange keine Pipeline besteht
- Wegen seines IPCEI-Status wird AquaDuctus im Wasserstoff-Kernnetz als Offshore-Leitung berücksichtigt

Darüber hinaus: NorthH2-Projekte u. a. in Island, Schottland, Norwegen.

Abbildung: H2-Offshore Produktionskonzept



Quelle: NorthH2 Projektgesellschaft

Der grüne Wasserstoff soll auf der Grundlage eines langfristigen Abnahmevertrags verkauft werden. Als Abnahmeorte werden Wilhelmshaven und Bremerhaven genannt. Als potenzielle Abnehmer gelten Akteure aus den Bereichen E-Mobilität (Züge, Busse, Schwerlastverkehr, Schiffe), Industrie (Stahlindustrie, Düngemittelindustrie) Energie (Rückumwandlung in Strom, Netzausgleich), Wärmesektor (Einspeisung in Erdgaspipeline). Die Wasserstoffqualität wird mit ≥ 99,995 % angegeben. Sofern der Bewerbungsprozess erfolgreich ist (erwartet ab 2024), wird eine Inbetriebnahme für 2029 und eine Produktion bis 2059 angestrebt.

Fazit: Die Realisierung hängt zunächst von einem erfolgreichen Bewerbungsprozess um die Zielfläche ab. Nach derzeitigem Kenntnisstand scheint der Transport per Schiff nach Bremerhaven realistischer als eine Pipelinelösung.

Anforderungen:

- Fläche: 5-10 ha (Tanklager, Freiflächen)
- Wassertiefe: 9,0 - 11,0 m (Jetty)

Potenzial: ●●●○○ Perspektive BHV: ●●○○○

* Fläche SEN-1 ist noch nicht ausgeschrieben, Vergabe ggf. in mehreren Tranchen an verschiedene Bieter.

Longlist: Deutsche Elektrolyseurhersteller mit Skalierungsabsichten

Unternehmen	Fertigungs-stätte	Status	Technologie	Aktuelle Produktions-kapazität (GW)	Produktions-kapazität bis 2025 (GW)	Kapazität über 2025 hinaus (GW)	Weitere Informationen
Siemens Energy-Air Liquide JV	Berlin	Bau/Erweiterung	PEM	0,0	3,0	3,0	Stackherstellung
Siemens Energy	Mühlheim, NRW	Bau/Erweiterung	PEM	0,3	1.3	1.3	Endmontage der Elektrolyseursysteme
ThyssenKrupp nucera	Dortmund, NRW	Bau/Erweiterung	Alkalisch	1,0	5,0	5,0	Noch nicht veröffentlicht
Sunfire	Dresden, Sachsen	In Betrieb	Alkalisch, SOEC	0,3	0,5	1,0	Strategische Partnerschaft mit Vitesco Tech-nologies zur Herstellung seiner alkalischen Druckelektrolyseure durch die Produktion von Zellstapeln in dessen bestehenden Anlagen in Limbach- Oberfrohna, Sachsen.
H-Tech Systems	Augsburg, Bayern	Bau/Erweiterung	PEM	0,0	1,0	1,0	In Braak , Schleswig-Holstein, produziert das Unternehmen PEM-Stacks und in Augsburg fertigt es das BoP und montiert das kom-plette Elektrolysesystem .
Enapter	Saerbeck, NRW	Bau/Erweiterung	AEM	0,0	0,3	0,3	-
Bosch	Mehrere Standorte	Planung	PEM	-	-	-	Geplant ist die Fertigung von Komponenten an verschiedenen Standorten in ganz Europa.

Fazit: Bremerhaven als Produktionsstandort bietet den Vorteil, dass schwere Elektrolyseure direkt auf Schiffe verladen und an ihren Bestimmungsort trans-portiert werden (inkl . Offshore H2) können. Ca. 20 % der aktuell geplanten Pro-duktionsstandorte für Elektrolyseure weltweit werden in Küstenregionen entwickelt. In Europa gibt es bisher nur entsprechende Pläne für zwei hafennahe Produktions-standorte in Norwegen und Dänemark. Neben den aufgelisteten deutschen Her-steller könnten auch europäische Elektrolyseurproduzenten angesprochen werden. Bremerhaven kann mit der Nähe zu H2-Projekten und dem Hafen als Produktions- und Logistikhub diese Marktnische besetzen. Es eignen sich auch Flächen, die nicht unmittelbar an der Kaje liegen.

Anforderungen:

- Fläche: bis zu 3 ha
- Kaimauer: min. 100 m
- Wassertiefe: ca. 6 m

Potenzial: ●●●●○ Perspektive BHV: ●●●○○

Lokale Produktion

Eines der befragten Unternehmen hat die Idee für die Ansiedlung einer E-Methanolproduktion sowie eines Biomassekraft-werks im südl. Fischereihafen entwickelt. Nachdem das Unternehmen eine vergleichbare Idee bereits an einem anderen Hafenstandort initiieren und somit erste Erfahrungen sammeln konnte, besteht eine hohe Motivation diese Expertise auf andere Standorte zu übertragen. Dafür wurden und werden verschiedene Standorte im In- und Ausland gescreent. Der Fokus liegt dabei auf Häfen, die sich zukünftig für die Methanolbekunkerung anbieten. CO2 als wesentlicher Einsatzstoff für die Methanolproduktion ist in der Region tw. bereits vorhanden und könnte aus Biogasanlagen im ländlichen Raum bezogen werden. Um eine ausreichende Verfügbarkeit sicherzustellen, ist im ersten Schritt der Bau eines Biomassekraftwerks geplant, in dem biogenes CO2 abgeschieden werden soll und als Einsatzstoff für die Methanolsynthese in einer benachbarten Anlage genutzt werden, die im zweiten Schritt realisiert werden würde. Die Projekte können nicht gleichzeitig um-gesetzt werden, weil die für die Methanolsynthese notwendige Regulatorik in Deutschland nach Aussage des Unternehmens vsl. erst ab dem Jahr 2025 stehen soll. Im Detail könnte die Ausgestaltung der aufeinander basierenden Produktionsanlagen auf zwei benachbarten Flächen wie folgt aussehen.

1. Biomassekraftwerk mit Fernwärmeauskopplung:
   - verbessert Business Case von 2.
   - innenliegende Seite des Fischereihafens, Bedienung per Schiff (KüMo, Rheinschiff) mit Holz, auf Pelletgröße zerkleinert, eingelagert und getrocknet; 1 Anlauf/Woche z. B. aus Skandinavien
   - Produktionsbeginn ab 2027/28, Strom ins Netz, Abwärme für umliegende Nutzer
2. E-Methanol Anlage:
   - angrenzend an Biomassekraftwerk mit Anschluss an die Weser
   - CO2, Strom und H2 die größten Kostentreiber daher Kombi sinnvoll
   - Methanol-Synthese als „Kombi-Anlage“ mit Elektrolyse-Prozess
   - Nutzung des biogenen CO2 aus Biomassekraftwerk
   - für lokale Bebunkerung und Export (eher Feeder); Anlauffrequenz und Umschlagvolumen abhängig von Kapazität, überregionale Versorgungsrolle, Flexibilität bzgl. Schiffsgröße wichtig
   - nicht vor 2030, modulares Konzept

Fazit: Das interviewte Unternehmen bezeichnet das Vorhaben als „ready to go“ und sieht prinzipiell ein modulares Vorgehen vor. Es ergeben sich potenziellel Synergien mit anderen Nutzungen. Sofern regeneratives CO2 aus anderen Quellen bezogen werden könnte, wäre ein Biomasseheizkraftwerk nicht zwangsläufig erforderlich.

Anforderungen:

- Fläche: 19,2 ha (15 ha E-Methanol Anlage + 4,2 ha Biomassekraftwerk)
- Kaimauer: Weserseite: Jetty, 150 m Innenhafen
- Anschluss an das Wasserstoffnetz begrüßen, Gleisanschluss

Potenzial: ●●●○○ Perspektive BHV: ●●○○○

AP1: MARKTANALYSE

Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse aus der Marktanalyse zum Thema Wasserstoff

Die Untersuchung der Attraktivität des EnergyPort Bremerhaven als Standort für ein Importterminal für Wasserstoff oder Wasserstoffderivate hat folgende Ergebnisse hervorgebracht. Es scheint, dass Ammoniak momentan das führende Wasserstoffderivat auf dem globalen Markt ist. Es gibt viele internationale Projekte, die sich auf die Herstellung und den Transport von Ammoniak konzentrieren, was die Wichtigkeit dieser Substanz unterstreicht. In Bremerhaven besteht hingegen eine große Zurückhaltung zum Thema Ammoniak, auch der Hafen Amsterdam hat sich aktiv gegen den Aufbau von Infrastrukturen für den Import von Ammoniak entschieden. Es zeichnet sich ab, dass es weitere Potenziale für grünes Methanol (E-Methanol) LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers) und etwas eingeschränkter auch für flüssigen Wasserstoff (LH2) gibt, obwohl Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Chancen dieser Technologiepfade bestehen. Der Transport von E-Methanol und LOHC könnte mit bestehenden Chemietankern erfolgen, was eine Anpassung der bestehenden Infrastruktur erfordern würde, insbesondere im Hinblick auf den Ausbau auf der Weserseite. Was H2 betrifft, so befinden sich die Überlegungen noch in einem frühen Stadium, und es scheint möglich, dass im innereuropäischen Verkehr auch kleinere Schiffe zum Einsatz kommen könnten. Das Potenzial für H2-Offshore in Bremerhaven hängt stark davon ab, ob Offshore-Projekte an die Pipeline „AquaDuctus“ angeschlossen werden oder ob der offshore-produzierte Wasserstoff per Schiff transportiert werden muss. Bis 2030 soll AquaDuctus den ersten großen Wasserstoff-Windpark-Standort, SEN-1, mit einer Erzeugungskapazität von rund einem Gigawatt anschließen. Die Produktion von Elektrolyseuren, die einen kleinen Teil des Gesamtpotenzials ausmachen, könnte am Standort Bremerhaven vorteilhaft sein, da die zunehmende Größe der Anlagen eine Produktion in Wassernähe begünstigt. Dies könnte dazu beitragen, dass sich Bremerhaven als Cluster für den Bereich der Elektrolyseure entwickelt. Zudem könnte die lokale Produktion von E-Fuels, unterstützt durch die Verfügbarkeit von kostengünstigem Strom aus Offshore-Windenergie und die Nachfrage durch konkrete Abnehmer, eine interessante Nische für Bremerhaven darstellen. Eine entsprechende Anbindung besteht derzeit allerdings nicht.



ÜBERBLICK

	Potenzial	Perspektive BHV
Ammoniak	●●●●○	○○○○○
LH2	●●○○○	●●○○○
LOHC	●●●○○	●●●○○
E-Methanol	●●●○○	●●●○○
H2-Offshore	●●●○○	●●○○○
H2-Technologie	●●●●○	●●●○○
Lokale Produktion	●●●○○	●●○○○

Ausschluss Ammoniak



INHALT

MARKTANALYSE

Kapazitäten, Angebot und Nachfrage, Wettbewerb S. 05

GESTALTUNG

Bedarfe, Anforderungen, Umfeld, Synergien S. 77

WIRKUNGEN UND EFFEKTE

Beitrag zur Energiewende, Clustereffekte, Regionalwirtschaftliche Effekte S. 152

ALTERNATIVEN

Zumutbare Alternativen, Bezugsräume, Minimierungseffekte S. 178

ZUSAMMENFASSUNG & UMSETZUNG S. 192

Gegenstand der Betrachtung in AP2 bildet die Ableitung konkreter Bedarfe potenzieller Ansiedler aus den Bereichen Offshore-Wind und Wasserstoff. Die Bedarfsableitung erfolgt auf Grundlage der Erkenntnisse der Marktanalyse und berücksichtigt u. a. Kriterien wie Flächenbedarf, Instrukturanforderungen wasserseitig (Schiffsgrößen, Liegeplätze) und landseitig (Schiene, Straße, Pipelinenetz) sowie weitere ggf. relevante Anforderungen. Die folgende Darstellung gibt zunächst einen Überblick über die wesentlichen Erkenntnisse aus der Marktanalyse. Diese sind im Weiteren zu spezifizieren und zu priorisieren. Dies gilt u. a. im Hinblick auf die Flächenlasten.

OFFSHORE-WINDENERGIE

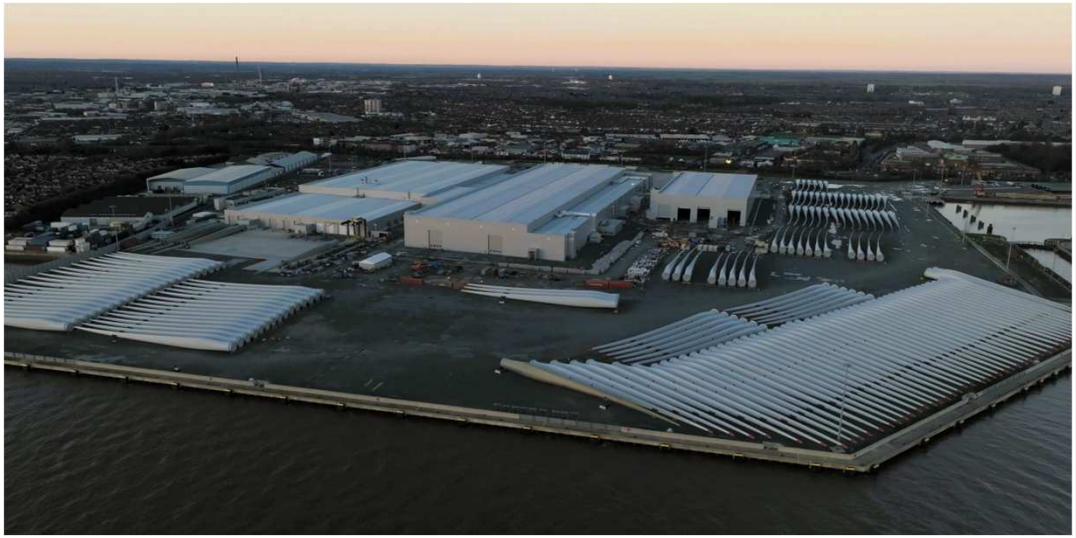
Rotorblätter

Ansiedlung einer industrialisierten Produktion von Rotorblättern mit > 110 m Länge

Fläche	Für den Bau einer Produktionshalle und die Schaffung entsprechender Lager-/Abstellkapazitäten wird ein Flächenbedarf von 6-8 ha veranschlagt (davon ca. 1/3 Hallenfläche). Ferner sind Kapazitätsreserven für eine Standorterweiterung vorzusehen. Bei einem Gewicht von 50-60 Tonnen je Rotorblatt sind die Anforderungen an die Flächenlasten vergleichsweise moderat.
Infrastruktur (Wasser)	Der Transport der Rotorblätter zum Installationshafen erfolgt (abhängig von Entfernung, Anzahl etc.) mittels Deckcarrier, Heavy Lifter oder ggf. auch Ponton. Die Anforderungen an den seeseitigen Zugang sind daher nicht ganz eindeutig zu formulieren. Während ein im Nordseeraum üblicher Deckcarrier Abmessungen von max. 150 m Länge und 30 m Breite bei < 6 m Tiefgang aufweist, verfügen international operierende Deckcarrier oder Heavy Lifter sowie Pontons in Teilen über größere Abmessungen. Schiffsgrößenbeschränkungen limitieren grdsl. die Flexibilität.
Infrastruktur (Wasser)	Abhängig vom Zielort können ggf. auch direkt Jack-Up-Vessel zum Einsatz kommen. Die Anforderungen an die Kaje ergeben sich aus den Schiffslängen. Die Traglasten müssen eine Eignung für Hafenmobilkrane für die Verladung aufweisen.
Infrastruktur (Land)	Aufgrund der Abmessungen moderner Rotorblätter erfolgt der Transport (nahezu) ausschließlich über den Seeweg. Weitergehende Anforderungen an die landseitige Infrastruktur bestehen daher nicht.
Sonstige	keine

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Produktionsstandort Hull/UK von Siemens Gamesa im Überblick.

Abbildung: Siemens Gamesa Produktionsstandort in Hull/UK



Quelle: Humber Freeport.

Gondeln

Ansiedlung einer Produktionsstätte für Gondeln mit einer Leistung > 12 MW

Fläche	Für den Bau einer Produktionshalle und die Schaffung entsprechender Lager-/Abstellkapazitäten wird ein Flächenbedarf von min. 6 ha veranschlagt. Ggf. sind Kapazitätsreserven für eine Ausweitung der Produktion vorzusehen. Besondere Herausforderungen ergeben sich aus dem Gewicht von bis zu 500 Tonnen je Gondel. Dabei sind unterschiedliche Flächenlasten für Montage- und Lagerbereiche vorzusehen.
Infrastruktur (Wasser)	Der Transport der Gondeln zum Installationshafen erfolgt (abhängig von Entfernung, Anzahl etc.) mittels Deckcarrier, Heavy Lifter oder spezieller RoRo-Schiffe. Abhängig vom Zielort können ggf. auch direkt Jack-Up-Vessel zum Einsatz kommen. Die Anforderungen an den seeseitigen Zugang sind daher nicht ganz eindeutig zu formulieren. Grundsätzlich ist aber davon auszugehen, dass für den reinen Transport der Gondeln vielfach Schiffe mit max. 150 m Länge und 30 m Breite zum Einsatz kommen. Allerdings sind auch größere Abmessungen möglich, so dass Größenbeschränkungen die Flexibilität einschränken. Die Anforderungen an die Kaje ergeben sich aus den Schiffslängen. Die Traglasten müssen eine Eignung für Hafenmobilkrane für die Verladung aufweisen. Ggf. ist eine RoRo-Rampe von Relevanz.
Infrastruktur (Land)	Aufgrund der Gewichte erfolgt der Transport (nahezu) ausschließlich auf dem Seeweg. Weitergehende Anforderungen an die landseitige Infrastruktur bestehen nicht.
Sonstige	keine

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Produktionsstandort Cuxhaven/DE von Siemens Gamesa im Überblick. Dabei wird deutlich, dass eine räumliche Trennung von Produktion und Lagerung in Teilen möglich ist. Aufgrund unterschiedlicher Handlinganforderungen und Dwell-Times erscheint die Vorhaltung von mehr als einem Liegeplatz grdsl. sinnvoll. Außerdem ist zu beachten, dass z. T. auch Anlieferungen für die Produktion über den Seeweg erfolgen.

Abbildung: Gondel-Produktionsstandort Cuxhaven/DE



Quelle: Siemens Gamesa.

Türme

Ansiedlung einer Produktionsstätte für Türme von WKA mit einer Leistung > 12 MW

Fläche	Für den Bau einer Produktionshalle und die Schaffung entsprechender Pufferkapazitäten wird ein Flächenbedarf von 8 bis 10 ha veranschlagt. Ggf. sind Kapazitätsreserven für eine Ausweitung der Produktion vorzusehen. Besondere Herausforderungen ergeben sich aus den Turmlasten von bis zu 1.000 Tonnen. Hierfür müssen die Flächen entsprechende Traglasten aufweisen. Außerdem müssen die Flächen für den Einsatz von SPMTs geeignet sein (bis zu 50 t/Achslinie). Zusätzlich zu den Freiflächen werden ca. 1.000-1.500 m^2 Hallenflächen benötigt, um Komponenten wetterunabhängig vorbereiten zu können und wettersensible Komponenten einzulagern. Ggf. können diese Anforderungen aber auch durch nicht-stationäre Hallen/Zeltkonstruktionen erfüllt werden.
Infrastruktur (Wasser)	Der Transport der Turmelemente zum Installationshafen erfolgt (abhängig von Entfernung, Anzahl etc.) mittels Deckcarrier, Heavy Lifter oder Pontons. Abhängig vom Zielort können ggf. auch direkt Jack-Up-Vessel zum Einsatz kommen. Die Anforderungen an den seeseitigen Zugang sind auch hier nicht ganz eindeutig zu formulieren. Mit Blick auf den Nordseeraum ist es möglich, dass Schiffe mit max. 150 m Länge und 30 m Breite zum Einsatz kommen. Insbesondere mit Blick auf den Export sind größere Abmessungen möglich. Die Anforderungen an die Kaje ergeben sich aus den Schiffslängen. Für die Verladung kommen Mobil-/Hafenkräne zum Einsatz. Eine Schwerlastplattform sowie eine RoRo-Rampe werden benötigt.
Infrastruktur (Land)	Aufgrund der Gewichte der Turmelement erfolgt der Transport auf dem Seeweg (auch wenn der größte Turmhersteller in DK über keinen wasserseitigen Zugang verfügt). Weitergehende Anforderungen an die landseitige Infrastruktur bestehen daher nicht.
Sonstige	Keine Einschränkungen wegen Schall-/Lichtemissionen

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Standort des chinesischen Herstellers Titan Wind Energy in Cuxhaven/DE (im Aufbau). Auch hier zeigt sich ein grdsl. Bedarf für mehrere Liegeplätze, da die Anlieferung z. B. von Stahlblechen für die Produktion per Binnen- oder Seeschiff erfolgt.

Abbildung: Produktionsstandort für Türme/Gründungen in Cuxhaven/DE



Quelle: Titan Wind Energy.

Fundamente

Ansiedlung einer Produktionsstätte für XXL- und XXXL-Monopiles

Fläche	Für den Aufbau einer Monopile-Produktion wird im ersten Schritt ein Flächenbedarf von 35 ha veranschlagt, davon mehr als ein Viertel für Hallenflächen. Weitere Flächenreserven für eine Ausweitung sind sinnvoll, einzelne Marktakteure rechnen sogar mit einem Bedarf von über 50 ha. Besondere Herausforderungen ergeben sich aus der Größe und dem Gewicht der Komponenten. Zukünftig werden Monopiles bzw. Single Piece Foundations mit einer Größe von bis zu 15 m Durchmesser und einem Gewicht von bis zu 3.000 t erwartet. Die Schwerlastfähigkeit des Untergrunds muss gegeben sein (10-35 t/m^2). Der Einsatz von SPMTs muss möglich sein.
Infrastruktur (Wasser)	Der Transport der Monopiles zum Installationshafen erfolgt (abhängig von Entfernung, Anzahl etc.) mittels Deckcarrier, Heavy Lifter oder Pontons. Abhängig vom Zielort können ggf. auch direkt Jack-Up-Vessel zum Einsatz kommen. Beim Export der Monopiles z. B. in die USA oder nach Asien kommen z. T. deutlich größere Schiffe zum Einsatz. Sog. Halbtaucherschiffe für Transport von XXL-Monopiles verfügen über eine Länge von 217 m bei 44 m Breite und einem Tiefgang von 10 m. Auch größere Deck-Carrier werden genutzt. Z. T. werden die Monopiles auch quer verladen. Die Abmessungen der Kaje sollte sich an den Schiffsgrößen orientieren. Die Verfügbarkeit von min. 2 Liegeplätzen wäre vorteilhaft, da neben Exporten und Verladungen zur Installation auch die Anlieferung neuer Stahlbleche per Binnen- oder Seeschiff erfolgen kann.
Infrastruktur (Land)	Aufgrund der Gewichte der Monopiles erfolgt der Transport auf dem Seeweg. Weitergehende Anforderungen an die landseitige Infrastruktur bestehen grdsl. nicht.
Sonstige	Keine Einschränkungen wegen Schall- oder Lichtemissionen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Produktionsstandort von EEW am Standort Rostock/DE.

Abbildung: EEW-Produktionsstandort in Rostock/DE



Quelle: Liebherr.

Vormontage, Zwischenlagerung

Aufbau eines Standorts für Vormontage und Zwischenlagerung von Offshore-Komponenten im Umfang von ca. 100 Anlagen

Fläche	Für die einzelnen Komponenten bestehen z. T. stark divergierende Flächenbedarfe und Last-Anforderungen. Außerdem ist zu beachten, dass die einzelnen Komponenten im Zuge der Bauphase z. T. sequentiell angeliefert und verbaut werden, so dass wechselnde Flächenbedarfe bestehen. Ungeachtet dessen ergibt sich in Folge unterschiedlicher Verfügbarkeiten einzelner Komponenten die Notwendigkeit zur Zwischenlagerung. Ferner ist bei der Flächendimensionierung offen, ob sämtliche für die Realisierung eines Windparks notwendigen Komponenten an einem Standort vorgehalten werden, oder ob auf mehrere Installationsstandorte zurückgegriffen wird. Das gilt insbesondere für die Fundamente. Für einen Windpark mit 100 Anlagen besteht allein für die Turbinen und Türme ein Flächenbedarf von 15 bis 20 ha, für die Fundamente sind noch einmal min. 10 ha zu veranschlagen. Dabei ist eine flexible Möglichkeit der Flächennutzung von Vorteil. Außerdem sind unterschiedliche Größen und Layoutvarianten möglich. Der Standort muss neben der Möglichkeit zur Zwischenlagerung auch eine Vormontage (z. B. Zusammensetzen von Turmelementen, Verkabelung) erlauben. Die Anforderungen in puncto Flächenlasten reichen von 10 t/m^2 im Lagerbereich über 30-35 t/m^2 im Montagebereich.
Infrastruktur (Wasser)	Die Kaje sollte 600-700 m lang sein. Der Boden vor der Kaje muss für Jack-up-Vorgänge ausgelegt sein, so dass Installationsschiffe sich zum Beladen aufrichten können. Die Wassertiefe sollte ca. 10-11 Meter betragen (24/7). Gleichzeitig sollte die Möglichkeit für die Entladung rollender Ladung gegeben sein, um Komponenten, Secondary Steel, usw. schnell und effizient entladen zu können. Der Zugang über eine Schleuse ist grdsl. als kritisch zu sehen. Obligatorisch ist ein direkter Zugang min. für die Installationsschiffe, für die übrigen Schiffe muss min. eine ausreichend große Schleuse nutzbar sein. Ferner sollte das Terminal über ausreichend hohe Krankapazitäten verfügen, bis zu 3.200 t werden von Projektentwicklern als Anforderung genannt. Die zur Verfügung stehenden Krankapazitäten und die Hafenkosten sind ein wichtiger Faktor für die Wahl des Hafens bzw. Terminals und die Eignung als Installationshafen.
Infrastruktur (Land)	Aufgrund der Größe und Gewichte der Komponenten erfolgt grdsl. keine Anlieferung auf dem Landweg. Ausnahme bilden ggf. einzelne Teilkomponenten. Hierfür sollte grdsl. eine gute Anbindung an das übergeordnete Fernstraßennetz bestehen.
Sonstige	Keine Einschränkungen wegen Schall- oder Lichtemissionen.

Operations & Maintenance

Aufbau eines Offshore Service-Hubs (möglichst für mehrere Windparks)

Fläche	Der Flächenbedarf im Bereich Operations & Maintenance umfasst lediglich 200-400 m^2 für eine Lager-/Logistikhalle zzgl. weiterer offener Abstellflächen z. B. für Container. Besondere Flächenlasten sind nicht zu beachten.
Infrastruktur (Wasser)	Die größten in der Nordsee im Einsatz befindlichen SOV haben eine Länge von maximal 90 m bei weniger als 20 m Breite und weniger als 6,5 m Tiefgang. Damit sind sie nicht größer als klassische Küstenmotorschiffe. Die Anforderungen an die Kaje ergeben sich entsprechend den Schiffsabmessungen. Aufgrund möglicher Prozessstörungen z. B. in Folge von Witterungsbedingungen (Sturm, Welle) erscheint die Einrichtung von zwei Liegeplätzen sinnvoll. Das Vorhandensein eines landseitigen Krans wäre vorteilhaft, da die Auslage des Bordkrans oft nicht ausreicht.
Infrastruktur (Land)	Die Anlieferung von Ersatzteilen kann sowohl per Schiff als auch per Lkw erfolgen. Grdsl. sollte eine gute Anbindung an das übergeordnete Fernstraßennetz bestehen. Für die Mitarbeitenden ist eine gute Anbindung an die Innenstadt (ÖPNV) und den Fernverkehr (Bahn, Bus) vorteilhaft.
Sonstige	Weitere Anforderungen betreffen u. a. das Vorhandensein eines Hubschrauberlandeplatzes mit ausreichend Start-/Landeerlaubnissen, die Anwesenheit von Umschlagbetrieben/Serviceprovidern sowie die Verfügbarkeit adäquater Unterkünfte/Hotelkapazitäten in Hafennähe.

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Servicestandort des Emder Hafenumschlagsunternehmen Ems Ports Agency & Stevedoring Beteiligungs GmbH & Co. KG (epas) in Emden.

Abbildung: Offshore O&M-Standort im Hafen Emden



Quelle: epas.

Rückbau / Recycling

Aufbau eines Rückbau-Hubs

Fläche	Der Flächenbedarf für den Aufbau eines Rückbau-Hubs beläuft sich auf min. 6 ha. Ggf. sind weitere Flächenreserven für die temporäre Lagerung einzelner Stoffe vorzusehen. Rückgebaut und für die weitere Nutzung/Verarbeitung vorbereitet werden vom Grundsatz her sämtliche Komponenten einer Windenergieanlage. Entsprechend sind hohe Flächenlasten z. B. für Turmelemente zu berücksichtigen. Eine flexible Flächennutzung sollte dennoch möglich sein. Abhängig von den eingesetzten Verfahren (z. B. Schneidbrennen, Wasserstrahlschneiden) ergeben sich z. T. abweichende Flächenbedarfe für Vorstau, Bearbeitung und Ausgang sowie Infrastruktur (z. B. Einhausung).
Infrastruktur (Wasser)	Grdsl. ist davon auszugehen, dass ein Rückbaustandort nur dann erfolgreich zu etablieren ist, wenn eine Erreichbarkeit mit Installationsschiffen gegeben ist. Dabei können zunächst auch ältere, kleine Installationsschiffe zum Einsatz kommen. Theoretisch sind auch Rückbaukonzepte denkbar, die Schaffung von Rahmenbedingungen für den Einsatz großer Installationsschiffe erscheint dennoch sinnvoll. Die notwendige Kajenlänge beträgt 150-200 m.
Infrastruktur (Land)	Der Abtransport von > 50.000 t Material pro Jahr führt zu entsprechenden Anforderungen an die Infrastruktur. Prinzipiell ist davon auszugehen, dass nur ein geringer Teil der Mengen den Standort auf dem Wasserweg verlässt. Folglich ist eine leistungsfähige Straßen- und ggf. auch Schienenanbindung von hoher Relevanz.
Sonstige	Betriebsgenehmigung nach 4. BImSchV notwendig.

Konverter

Realisierung eines Bauplatzes für Konverter-Plattformen

Fläche	Der Flächenbedarf für einen Bauplatz für Konverter-Plattformen beläuft sich auf rund 20 ha. Aufgrund der hohen Gewichte von 100-200 t für die Einzelkomponenten sind entsprechende Flächenlasten zu beachten. Das Gewicht einer fertigen Plattform beträgt bis zu 30.000 t.
Infrastruktur (Wasser)	Für den Umschlag von Komponenten für den Bau von Plattformen wird eine mindestens 200 m lange Kaje mit Schienensystem und der Möglichkeit für die Abfertigung von rollender Ladung benötigt. Die Komponenten werden i. d. R. auf dem Wasserweg transportiert, vornehmlich kommen hier Schwerlastpontons zum Einsatz. Die Möglichkeit zu einem tideunabhängigen Umschlag spielt dabei eine wichtige Rolle. Die Breite der Pontons beträgt bis zu 30 m, so dass die Nutzung der Fischereihafenschleuse grdsl. möglich ist. Als Endbauplatz würde sich der Energy-Port hingegen nur eignen, wenn eine Verschiffung über die Weserseite erfolgen könnte. Aufgrund der Abmessungen und Gewichte müsste der Bauplatz wesernah sein.
Infrastruktur (Land)	Aufgrund der Größe und Gewichte der Komponenten erfolgt grdsl. keine Anlieferung auf dem Landweg. Ausnahme bilden ggf. einzelne Teilkomponenten. Hierfür sollte grdsl. eine gute Anbindung an das übergeordnete Fernstraßennetz bestehen.
Sonstige	Keine Einschränkungen wegen Schall- oder Lichtemissionen.

Seekabel

Aufbau eines Produktionsstandorts für Seekabel

Fläche	Die Flächenanforderungen für den Aufbau eines Produktionsstandorts für Seekabel belaufen sich auf 5-8 ha. Die Lagerung und der Umschlag von Seekabeln benötigt Flächen, die hohen Lasten standhalten. Insbesondere beim Umschlag von Seekabeln benötigen diese verhältnismäßig wenig Platz bei sehr hohem Gewicht.
Infrastruktur (Wasser)	Für den Umschlag von Seekabeln muss eine ausreichend lange, für Seeschiffe geeignete Kaje mit min. 150 m Länge vorhanden sein. Abhängig vom Umschlag- bzw. Ladevorgang findet eine Art „Jetty-Lösung“ Anwendung. Die derzeit gängigen Schiffsgrößen von Kabellegern weisen einen Tiefgang von rund 6 m auf, die Breite dieser Schiffe liegt bei 31 m. Aufgrund der Schiffsgrößenentwicklung in diesem Segment dürften die Anforderungen perspektivisch auf 10 m Tiefgang und 40 m Breite steigen. Ggf. sind weitere Liegeplatzkapazitäten für die Anlieferung vorzuhalten.
Infrastruktur (Land)	Aufgrund der Größe und Gewichte der Kabeltrommeln erfolgt grdsl. keine Ver- und Entsorgung auf dem Landweg. Lediglich für die Anlieferung einzelner Materialien sollte eine gute Anbindung an das übergeordnete Fernstraßennetz bestehen.
Sonstige	Keine Einschränkungen wegen Schall- oder Lichtemissionen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Produktionsstandort Nordenham/DE von Prysmian. Dabei wird die besondere Form der Beladung deutlich.

Abbildung: Seekabel-Produktion am Standort Nordenham/DE



Quelle: NSW.

WASSERSTOFF

Ergänzend zu den Anforderungen potenzieller Nutzer im Bereich Offshore-Windenergie werden nachfolgend mögliche Bedarfe potenzieller Ansiedler im Wasserstoffumfeld dargestellt. Die Ausführungen basieren einerseits auf Erkenntnissen aus der Marktanalyse (AP 1), andererseits aus weiterführenden Recherchen. Eine wichtige Eingangsgröße bilden dabei die Importmenge und die Prozessstrukturen. Die von Lanphen (2019: Hydrogen Import Terminal) ermittelten Flächenbedarfe für den Aufbau einer Anlage für den Import von LOHC bzw. LH2 basieren auf der Annahme eines Volumens von 800.000 t jährlich. Ferner wird unterstellt, dass die Derivate jeweils vor Ort wieder in Wasserstoff konvertiert werden. In diesem Fall ergeben sich die nachfolgenden Flächenbedarfe.

Abbildung: Flächenbedarfe bei einem Importvolumen von 800.000 t p. a.

		Flächenbedarf je Einheit (in m²)	Anzahl Einheiten	Flächenbedarf total (in m²)
LOHC (hier: MCH)	Jetty	980	1	980
	Lagerung	8.500	6	51.000
	Umwandlung	30.000	3	90.000
	allgemein			21.000
	Summe			160.000
LH2	Jetty	980	1	980
	Lagerung	10.000	9	90.000
	Umwandlung	30.000	2	60.000
	allgemein			50.000
	Summe			200.000

Quelle: Lanphen, 2019.

Die Gegenüberstellung mit den Erkenntnissen aus den Experteninterviews sowie der Recherche bereits initiierten Projekten zeigt z. T. deutlich abweichende Mengengerüste. Die bislang projektierten Importterminals für Ammoniak in Brunsbüttel bzw. Hamburg sind in der Startphase auf Importvolumina von 300.000 t bzw. 55.000 t ausgelegt. In Brunsbüttel soll im zweiten Schritt der Bau eines Crackers und die Ausweitung auf eine Kapazität von bis zu 2 Mio. t pro Jahr erfolgen. Demgegenüber sind die Volumina der Projekte im Bereich LH2 und LOHC deutlich kleiner. Am geplanten Standort in Schottland beabsichtigt LH2Europe den Aufbau einer Produktionskapazität von 55.000 t, die in der 2. Stufe noch einmal verdoppelt werden kann. Für das beschriebene LOHC-Projekt wird im Basisszenario 2030 eine Produktionskapazität von 30.000 t pro Jahr angenommen. Folglich dürften die Volumina an einem potenziellen Importterminal in Bremerhaven deutlich geringer ausfallen. Darüber hinaus bestehen weitere Einflussfaktoren wie z. B. Größe und Verfügbarkeit von Schiffsraum, (regionale) Bedarfe, Lagerzeiten/Dwell-Times, Umwandlungserfordernis usw. die die Dimensionierung der Flächen für ein mögliches Importterminal beeinflussen. Nicht alle der genannten Faktoren lassen sich dabei zum jetzigen Zeitpunkt eindeutig definieren.

LH2 (Flüssiger Wasserstoff)

Aufbau eines Importterminals für LH2 mit einer Kapazität von 800.000 t H2

Fläche	Die Ableitung der Flächenanforderungen erfolgt anhand von Referenzdaten für das LNG Gate Terminal in Rotterdam/NL. Das LNG Gate Terminal umfasst drei Lagereinheiten mit einer Kapazität von 180.000 m^3 und einer Fläche von jeweils 26.500 m^2. Bei der Umstellung auf Einheiten von 50.000 m^3 und der Implementierung eines zusätzlichen Sicherheitsvektors wird eine Fläche von 10.000 m^2 je Tank benötigt. Bei neun Tanks ergibt sich ein Flächenbedarf von 9 ha. Hinzu kommen Flächen für Jetty, Umwandlung und sonstigen Betrieb, so dass sich der gesamte Flächenbedarf auf annähernd 20 ha summiert. Hierbei erscheint ein modularer Angang mit zunächst vier Tanks und einem Umwandler sinnvoll. Hierfür würden rund 11 ha benötigt.
Infrastruktur (Wasser)	Aktuell verfügbare kleinere Tanker für den innereuropäischen Transport von LH2 verfügen über eine Länge von 135 m bei einer Breite von 35 m und einem Tiefgang von 5,6 m. Folglich sollte eine Jetty-Lösung in der Lage sein, diese Schiffsgrößen abzufertigen. Für den internationalen Transport entwickelt Kawasaki Schiffe mit einer Länge von bis zu 350 m.
Infrastruktur (Land)	Die landseitigen Infrastrukturanforderungen werden maßgeblich durch die Nachfrage determiniert. Wird der flüssige Wasserstoff direkt als Energieträger eingesetzt, kann der Transport per Lkw, Bahn oder Pipeline erfolgen. Bei Umwandlung in gasförmigen Wassersoff wäre eine Pipelineanbindung notwendig.
Sonstige	Es sind in Entwicklung befindliche Genehmigungslagen und sich hieraus ergebende Abstandsregeln zu beachten.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das erste LH2 Importterminal in Kobe/JP. Die Anlage wurde für einen Demonstrationstest im Rahmen eines durch die Nedo (Organisation für die Entwicklung neuer Energie- und Industrietechnologien) geförderten Projekts in Betrieb genommen. Das Projekt soll eine internationale Wasserstoff-Energieversorgungskette von verflüssigtem Wasserstoff von Australien nach Japan herstellen. Der von Australien per Schiff transportierte Wasserstoff soll im Terminal in Kobe zwischengelagert werden. Dafür steht am Terminal ein spezieller kugelförmiger Flüssigwasserstofftank mit einem Volumen von 2.500 m^3 (2.250 m^3 Speicherkapazität) bereit.

Abbildung: LH2-Terminal von Kawasaki am Standort Kobe/JP



Quelle: Kawasaki.

LOHC

Aufbau eines Importterminals für LOHC mit einer Kapazität von 800.000 t H2

Fläche	Die Ableitung der Flächenanforderungen erfolgt anhand von Referenzdaten für das Vopak Terminal Laurenshaven in Rotterdam/NL. Vopak verfügt dort über 15 Lagertanks mit einer Tankgröße von bis zu 70.000 m^3 auf einer Fläche von 12,5 ha. Bei LOHC ist zu beachten, dass sowohl Tanks für die Lagerung von LOHC bzw. MCH als auch von Toluol als sog. Trägeröl benötigt werden. Außerdem sind entsprechende Reservekapazitäten einzuplanen. Bei fünf Tanks ergibt sich ein Flächenbedarf von 4-5 ha. Hinzu kommen Flächen für Jetty, Umwandlung (Dehydrogenation) und sonstigen Betrieb, so dass sich der gesamte Flächenbedarf auf knapp 15 ha summiert. In den Experteninterviews wurde ein Flächenbedarf von 18-20 ha identifiziert.
Infrastruktur (Wasser)	Aktuell verfügbare Schiffe für den Transport von LOHC haben eine Transportkapazität von 50.000 m^3 bei einem Tiefgang von 11-14 m. Folglich sollte eine Jetty-Lösung in der Lage sein, diese Schiffsgrößen abzufertigen.
Infrastruktur (Land)	Aufgrund der (notwendigen) Umwandlung von LOHC zu gasförmigem Wasserstoff ist eine Pipelineanbindung notwendig. Weiterhin ist eine leistungsfähige Straßenanbindung für die Anlieferung von Hilfsstoffen (z. B. Stickstoff) nötig. Der hohe Energiebedarf für die Dehydrogenation erfordert den Anschluss an ein Umspannwerk.
Sonstige	Es sind die entsprechenden Genehmigungslagen sowie die sich hieraus ergebenden Abstandsregeln zu beachten.

Die nachfolgende Abbildung zeigt ein LOHC-Projekt am Standort Amsterdam. Der Tanklagerspezialist Evos, das Technologieunternehmen Hydrogenious LOHC und der Port of Amsterdam wollen gemeinsam Großanlagen für den Import von Wasserstoff im zweitgrößten niederländischen Hafen entwickeln. Diese umfasst den Angaben zufolge eine LOHC-Dehydrierungsanlage mit einer Freisetzungskapazität von 100 bis 500 Tonnen Wasserstoff pro Tag sowie die dazugehörigen Lager- und Umschlageinrichtungen. Insgesamt wird das LOHC-Volumen mindestens eine Mio. Tonnen pro Jahr betragen. Die bestehenden Terminals von Evos Amsterdam müssen dabei nur geringfügig modifiziert werden, um das LOHC im Hafen zu lagern.

Abbildung: Evos-Terminal am Standort Amsterdam



Quelle: Evos.

E-Methanol

Aufbau eines Importterminals für E-Methanol mit einer Kapazität von 800.000 t H2

Fläche	Der Flächenbedarf orientiert sich an ausgewählten Referenzstandorten. Als realistische Größe für ein Methanol-Terminal gelten dabei 12-15 ha Fläche, die für bis zu 200.000 Kubikmeter Tankraum reichen.
Infrastruktur (Wasser)	Aktuell verfügbare Chemie-Tanker für den Transport von (E-)Methanol haben eine Transportkapazität von 50.000 m³ bei folgenden Abmessungen Länge: 186 m, Breite 32 m, Tiefgang 11 m. Folglich sollte eine Jetty-Lösung in der Lage sein, diese Schiffsgrößen abzufertigen.
Infrastruktur (Land)	Die landseitigen Infrastrukturanforderungen werden maßgeblich durch die Nachfrage bzw. die weitere Verwendung determiniert. Bei Nutzung von Methanol als Schiffstreibstoff erfolgt eine Bereitstellung per Bunkerbarge, so dass keine weitere Landinfrastruktur benötigt wird. Ist geplant E-Methanol als H2-Träger zu nutzen und zurückzuwandeln, ergeben sich andere Anforderungen. Der Transport würde dann per Bahn erfolgen. Bei Umwandlung in gasförmigen Wassersoff wäre eine Pipelineanbindung notwendig.
Sonstige	Es sind die entsprechenden Genehmigungslagen sowie die sich hieraus ergebenden Abstandsregeln zu beachten.

Der Import von E-Methanol erfolgt grdsl. analog zum Import anderer synthetischer Kraftstoffe über bestehende Tanklagerfazilitäten. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Tanklager im Ölhafen Rostock mit einer Gesamtkapazität von 700.000 m³. Über die Anlagen werden Rohöl, Mineralölprodukte, Methanol, Ethanol, Biodiesel, Pflanzenöl und Naphtha umgeschlagen.

Abbildung: Jetty und Tanklager im Ölhafen Rostock



Quelle: Euroports.

Ergänzend zur Entwicklung eines Importterminals wurden im Zuge der Marktanalyse (AP1) weitere mögliche Handlungsfelder („Lösungskorridore“) vorgeschlagen, die nachfolgend hinsichtlich ihrer spezifischen Anforderungen weiterführend betrachtet werden.

Offshore H2-Industrie

Aufbau eines Set-Ups für Offshore H2

Fläche	Abhängig davon, ob der Elektrolyseur für die Erzeugung von Wasserstoff aus Offshore-Windenergie onhsore (Variante 1) oder offshore (Varianten 2,3) aufgestellt wird, ergeben sich leicht abweichende Flächenbedarfe. Für eine Anlage mit einer installierten Elektrolysekapazität von 10 MW kann ein Flächenbedarf von 0,5 ha angenommen werden. Eine derartige Anlage ist in der Lage bis zu 1.150 Tonnen grünen Wasserstoff pro Jahr zu produzieren. Für die Zwischenlagerung und Logistik ergibt sich ein weiterer Flächenbedarf in Höhe von 0,5 bis 1,0 ha. Erfolgt die Wasserstofferzeugung ausschließlich Offshore besteht ein reduzierter Flächenbedarf nur von 0,5 bis 1,0 ha.
Infrastruktur (Wasser)	Abhängig von der Variante bestehen unterschiedliche Infrastrukturanforderungen. Während in Variante 1 ein Anlandepunkt für ein Offshore-Windstromkabel benötigt wird, ist in Variante 2 bzw. 3 vsl. eine Anbindung per Pipeline notwendig. Alternativ kann die Anlandung des produzierten Wasserstoffs auch per Schiff erfolgen. Hierfür ist eine entsprechende Kaje vorzuhalten. Die NorthH2 Projektgesellschaft mbH geht von einer Schiffsgröße von 220 m x 32 m aus, um 500 t GH2 an Land zu transportieren. Zum Tiefgang liegen bislang keine Angaben vor, es wird geschätzt, dass dieser > 10 m liegt.
Infrastruktur (Land)	Sofern keine lokalen Abnehmer für den Wasserstoff bestehen, ist eine Pipelineanbindung nötig. Weiterhin besteht für die Wasserstoffproduktion ein hoher Bedarf an Süßwasser (bis zu 9 Mio. m³ p. a.).
Sonstige	Es sind die entsprechenden Genehmigungslagen zu beachten. Elektrolyseure fallen unter die Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 der 4. BImSchV. Sie sind somit im förmlichen Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 10 BImSchG zu genehmigen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispiel für die Erzeugung von Wasserstoff auf See in einem Windpark. Der Transport des Wasserstoffs an Land kann per Pipeline oder wie hier dargestellt per Schiff erfolgen.

Abbildung: Illustration einer Wasserstoff-Produktion auf See



Quelle: NorthH2.

H2-Technologieproduktion

Aufbau eines Produktionsstandorts für Elektrolyseure

Fläche	Der Flächenbedarf für den Aufbau einer Produktionsstätte ist mit 10.000 m^2 vergleichsweise gering. Davon entfallen rd. 2.000 m^2 auf Hallenflächen. Wichtig ist, dass weitere Flächenreserven für einen modularen Ausbau der Fertigung verfügbar sind. Zielgröße wäre rd. 30.000 m^2.
Infrastruktur (Wasser)	Aufgrund der Abmessungen größerer Anlagen erscheint ein Transport auf dem See- bzw. Wasserweg grdsl. vorteilhaft, spezifische Anforderungen aufgrund besonderer Schiffsgrößen bestehen hingegen nicht.
Infrastruktur (Land)	Aufgrund der Größe und Gewichte der Anlagen erfolgt ein Abtransport nur in seltenen Fällen auf dem Landweg. Für die Anlieferung von Teilen und Komponenten sollte grdsl. eine gute Anbindung an das übergeordnete Fernstraßennetz bestehen.
Sonstige	Keine Einschränkungen wegen Schall- oder Lichtemissionen. Es sind die entsprechenden Genehmigungslagen (GE-Status) zu beachten.

Abbildung: 10 MW Elektrolyseur der Firma Sunfire



Quelle: Sunfire.

Lokale Herstellung

Aufbau einer Infrastruktur (Produktions- und/oder Import-, Lager- und Abgabeanlagen), um den Übergang von fossilen Brennstoffen zu saubereren, aus H2 gewonnenen E-Fuels für den See-, Luft- und sogar Straßenverkehr zu unterstützen.

Fläche	Der Flächenbedarf hängt stark von der spezifischen Ausgestaltung der Anlage ab (Produkte, Mengen etc.). Grundsätzlich erscheint ein Flächenbedarf von 5-7 ha für die Produktion und die Lagerung in ggf. unterschiedlichen Speichertanks ausreichend. Besondere Anforderungen in puncto Flächenlasten bestehen nicht.
Infrastruktur (Wasser)	Abhängig von Produkt und Logistikkonzept sollte eine Erreichbarkeit für kleinere Tanker (135 m x 35 m x 6 m) oder Bunkerbarges (z. B. für die Methanolbebunkerung) gegeben sein. Folglich wird eine Jetty-Lösung benötigt, die in der Lage ist diese Schiffsgrößen abzufertigen. Grdsl. gilt, dass Tankschiffe nur in einem speziell ausgewiesenen Tankschiffhafen liegen dürfen bzw. hier Umschlag stattfinden darf.
Infrastruktur (Land)	Da E-Fuels i. d. R. bestimmte Nischen abdecken, sind Produktions- und Transportmengen nicht ganz so hoch. Ein Pipelinetransport ist daher vsl. nicht erforderlich/sinnvoll, Ausnahme bildet ggf. die Anbindung lokaler Abnehmer. Daher wird der Transport vsl. per Lkw oder Bahn erfolgen, so dass entsprechende Infrastrukturen vorzuhalten sind.

AP2: GESTALTUNG

Die nachfolgende Tabelle zeigt die spezifischen Flächenanforderungen für die Nutzungsoptionen im Bereich Offshore-Wind. Außerdem werden die Anforderungen an die Kaje dargestellt. Weitere Umschlagspezifika finden sich auf den Folgeseiten.

		Flächenbedarf				Kajenlänge	
		Insgesamt	Lager	(Vor)Montage	Halle	Weserseite	Fischereihafen
Produktion	Rotorblätter	6-8 ha	4 ha		2 ha	nur bei Einsatz größerer Deck-Carrier oder direkter Versorgung der OWP erforderlich	150-200 m
	Gondeln	6-8 ha	4 ha		2 ha		150-200 m
	Türme	8-10 ha	8-10 ha		1.000-1.500 m²		200 m
	Fundamente	35(-50) ha	30 ha		3-5 ha	300-400 m	
Vormontage	Turbine, Türme	15-20 ha	10 ha	5 ha	-	300 m	300-400 m
	Turbine, Türme, Fundamente	25-30 ha	20-25 ha	5 ha	-	300 m	300-400 m
O&M		0,5 ha	0,5 ha		200-400 m²		100 m
Recycling		6 ha	4 ha	2 ha		150-200 m	
Konverter		20 ha	14 ha	4 ha	2 ha	150-200 m (Endbauplatz)	150-200 m (Zwischenbauplatz)
Seekabel		5-8 ha	3-5 ha		2 ha	Schiffsgrößenentwicklung	> 150 m

Die Übersicht verdeutlicht, dass die Flächenanforderungen für die Produktion von Rotorblättern, Gondeln und Türmen weitgehend ähnlich sind. Lediglich die Produktion von Fundamenten stellt deutlich höhere Flächenanforderungen. Alle Angaben basieren auf Referenzstandorten und sind daher lediglich indikativ zu verstehen. Bzgl. der relevanten Flächenlasten liegen z. T. stark divergierende Aussagen potenzieller Nutzer vor. Grdsl. gehen die Gutachter davon aus, dass für die Lagerbereiche Flächenlasten von 10 t/m² ausreichend sein sollten, bei (Vor-) Montageflächen sind Flächenlasten von bis zu 35 t/m² erforderlich. Z. T. wurden deutlich höhere Flächenlasten als Anforderung definiert. Allerdings ist davon auszugehen , dass durch Einsatz von Schwerlastmatten, Racks oder kleineren baulichen Anpassungen anforderungsgerechte Bedingungen hergestellt werden können. Hierbei ist eine Abwägung zwischen den tatsächlichen Bedarfen und den Kosten für die Herstellung der Flächenlasten zu treffen.

Für die Schiffsverladung spielt insbesondere bei Gondeln und Türmen auch die Verfügbarkeit einer RoRo-Rampe eine wichtige Rolle. Mit Blick auf die Schwerlastfähigkeit der Kaje bzw. das Vorhandensein einer Schwerlastplattform bestehen ebenfalls divergierende Aussagen. Die Gutachter gehen davon aus, dass Einrichtung einer Schwerlastfläche mit 20 t/m² für die meisten Anwendungsfälle ausreichend erscheint.

Die Angaben zu den erforderlichen Kajenlänge beziehen sich jeweils auf die gesamte Kaje, dabei sind z. T. mehrere Liegeplätze vorzuhalten. Bei Einrichtung eines Installationshafen erscheint sowohl eine Erschließung über den Fischereihafen als auch über die Weserseite sinnvoll, da sowohl eingehende als auch ausgehende Verkehre mit z. T. divergierenden Transportanforderungen abzuwickeln sind. Grdsl. ist davon auszugehen, dass ein moderner Produktionsstandort auch die Möglichkeit bieten sollte, Offshore-Windparks direkt zu versorgen (tw. Einsatz von Errichterschiffen).

AP2: GESTALTUNG

Die nachfolgende Tabelle zeigt die spezifischen Flächenanforderungen für die Nutzungsoptionen im Bereich Wasserstoff. Außerdem werden die Anforderungen an die Kaje dargestellt. Weitere Umschlagspezifika finden sich auf den Folgeseiten.

	Fläche			Tanks		Jetty (-> Schiffslänge)	
	gesamt	Tanks	Rest	Anzahl	Kapazität	Weserseite	Fischereihafen
LH2	20 ha	9 ha	11 ha	9	50.000 m^3	bis zu 350 m	135 m
LOHC	18-20 ha	4-5 ha	10 ha	5	50.000 m^3	185 m	
H2-Offshore	1,0-2,5 ha						
H2-Technologie	3 ha						
Lokale Produktion	5-7 ha						150 m
E-Methanol (Import)	12-15 ha	7-10 ha				185 m	

Die Übersicht verdeutlicht, dass sich die Flächenanforderungen für ein Wasserstoff-Importterminal weitgehend ähneln. Dabei ist hier jeweils ein Ausbauzustand mit einer Kapazität von 800.000 t p. a. zugrunde gelegt. Diese Volumina dürften u. a. auch aufgrund der begrenzten Produktionskapazitäten erst mittelfristig realistisch sein, so dass ein stufenweiser Ausbau der Kapazitäten empfohlen wird.

Mit Blick auf die zukünftige Dimensionierung eines möglichen Tanklagers liefert die Übersicht bereits einige Hinweise. Grundsätzlich wird empfohlen, eine Fläche von bis zu 20 ha für den Import von Wasserstoff(derivaten) in der Layoutplanung zu berücksichtigen. Der Blick auf die Anforderungen, die sich aus den Schiffsgrößen ergeben zeigt, dass vsl. eine Jetty-Lösung auf der Weserseite erforderlich ist, um eine anforderungsgerechte Abfertigung sicher zu stellen.

Allerdings zeigen Anwendungsbeispiele, dass insbesondere im Bereich H2 noch keine etablierten Standards bestehen und das auch Pendelverkehre zwischen spezifischen Aufkommenspunkten mit Schiffseinheiten denkbar sind, die von den Abmessungen auf die Fischereihafenschleuse zugeschnitten sind. Dies gilt z. B. auch für mögliche Schiffstransporte von Offshore-Wasserstoff. Bei der Nutzung des Fischereihafens für die Anlandung von Wasserstoffderivaten sind ggf. weiterführende Abstandsregeln zu beachten, die an späterer Stelle noch zu vertiefen sind.

	Umschlagfrequenz und -mengen	Umschlagdauer	Umschlagequipment
Produktion (Rotorblätter, Gondeln, Türme)	Umschlagfrequenz und -mengen abhängig vom Schiffstyp, beispielhafte Mengen je Anlauf: ▪ Rotorblätter ca. 4 Sätze = 12 Blades ▪ Türme ca. 6 ▪ Gondel: ca. 4	24-48 Stunden	Hafen(mobil)krane für Tandemhub 750/1.500 t, Schiffsgeschirr
Produktion (Fundamente)	Umschlagfrequenz und -mengen abhängig vom Schiffstyp, beispielhaft 2-4 Monopiles je Anlauf	2-3 Tage	SPMT falls RoRo vom Ponton, Schiffskran + SPMT, Hafenkrane
Vormontage, Zwischenlagerung	Umschlagfrequenz: ▪ ca. 7 Tage: 1 Tag Sailing zur Site, ▪ 4 Tage Installation, ▪ 1 Tag Sailing zum Hafen, ▪ 1 Tag Puffer zum Pendeln zwischen den Installationsstandorten Umschlagmengen: vier komplette Einheiten + 1-2 Werkzeugcontainer, Bunker, Wasser, etc.	Load-in einer kompletten Anlage 12-24 h je nach Schiffstyp	Hafenmobilkran, ggf. reicht Autokran zum Aufrichten der Türme
Operations & Maintenance	▪ je SOV ein Anlauf alle 14 Tage (1 SOV je Windpark) ▪ je Anlauf Umschlag von 2-5 Containern, Paletten, Einzelteilen, Staff-Exchange	Aufenthaltszeit im Hafen: 24 Std., ggf. Puffer-/Wartezeiten bei schlechter Witterung	landseitiger Kran, vorzugsweise Autokran oder Hafenmobilkran

	Umschlagfrequenz und -mengen	Umschlagdauer	Umschlagequipment
Rückbau / Recycling	Rotorblätter, Gondeln, Turmsegmente: ▪ je Kampagne 10 Anläufe alle 10 Tage, ▪ je Anlauf 8 Anlagen (24 Rotorblätter, 8 Gondeln, 16 Turmsegmente) mit einem Gesamtgewicht von 3 200 t. Kabel: ▪ je Kampagne 4 Anläufe alle 15 Tage, ▪ jeweils 22 Kabelenden auf einem Kabelkarussell aufgerollt, Länge von insgesamt 25 km Kabel Fundamente: ▪ je Kampagne 20 Anläufe alle 16 Tage, ▪ je Anlauf 4 Teilgründungen, bestehend aus 4 geschnittenen MP und 4 TP, insgesamt also 8 Teile, mit einem Gesamtgewicht von 2.340 t weitere Anlagenteile wie z. B. Kolkschutz	▪ Rotorblätter, Gondeln, Turmsegmente: 0,8 bis 0,9 Tage ▪ Kabel: 50-60 Std. ▪ Fundamente: 9-11 Std.	Schiffsgeschirr, SMTP, ggf. weitere Hafen(mobil)krane, Einzelkrane
Konverter	abhängig von der Zahl der Bauteile/Komponenten weniger Umschläge pro Monat	12-24 Stunden	Hafen(mobil)krane, Einzelkrane, RoRo-Rampe/Schienensystem
Seekabel	Umschlagfrequenz abhängig vom Schiffstyp, große Kabelleger mit mehreren Karussells können bis zu 10.000 t Kabel aufnehmen	bis zu 2,5 Wochen	keine besonderen Equipment-anforderungen

AP2: GESTALTUNG

	Umschlagfrequenz und -mengen	Umschlagdauer	Umschlagequipment
LOHC	abhängig von Mengengerüst und verfügbarem Schiffsraum (aktuell max. 50.000 m^3 je Anlauf)	24-36 Std.	Entladearme, Produktleitungen ggf. mit separater Entgasungs-leitung, Feuerlöschsystem
E-Methanol	abhängig von Mengengerüst und verfügbarem Schiffsraum (aktuell max. 50.000 m^3 je Anlauf)	24-36 Std.	
LH2	abhängig von Mengengerüst und verfügbarem Schiffsraum (aktuell max. 37.500 m^3 je Anlauf)	24-36 Std.	
Offshore H2	abhängig davon ob Offshore-H2 per Pipeline oder Schiff angelandet wird und welche Mengen Offshore produziert werden		abhängig vom “Medium“ (flüssig, gasförmig)
H2-Technologie	analog zum Umschlag „klassischer“ Projektladung		
Lokale Produktion	-	-	-

Der Umschlag der o. g. Energieträger stellt darüber hinaus spezifische Anforderungen in Bezug auf Sicherheit, Handhabung und Infrastruktur.
Der Umschlag von LOHCs im Hafen erfordert:

- Chemische Behandlungsanlagen, um den Wasserstoff bei der Ankunft zu extrahieren und vor dem Versand zu binden.
- Temperatur- und druckkontrollierte Lagerung ist bei LOHC nicht nötig, was die Handhabung technisch und wirtschaftlich erleichtert.
- Sicherheitseinrichtungen, um mit chemischen Risiken umzugehen, die mit den verwendeten organischen Trägern verbunden sind.

Für den Umschlag und Transport von Methanol, insbesondere in Hafenanlagen, sind spezielle Vorkehrungen und Anlagen erforderlich:

- Methanol muss unter spezifischen Temperatur- und Druckbedingungen gelagert werden, um seine chemische Stabilität zu gewährleisten.
- Temperaturempfindlichkeit und die Tendenz zur Ausdehnung unter Temperatureinfluss erfordern spezielle Lagertanks und Kontrollsysteme, die eine sichere Lagerung sicherstellen.
- Sicherheitseinrichtungen: Da Methanol leicht entflammbar ist und gesundheitsschädliche Dämpfe freisetzen kann, sind umfangreiche Sicherheitsvorkehrungen erforderlich.

Flüssiger Wasserstoff erfordert für Lagerung und Transport extrem niedrige Temperaturen nahe dem absoluten Nullpunkt (-253°C). Die Herausforderungen beim Umschlag von LH2 umfassen:

- Spezialisierte kryogene Lagerbehälter und Transportmittel, die die extrem niedrigen Temperaturen aushalten können.
- Isolierungstechnologien, um die notwendige Kälteisolierung zu gewährleisten und den Energieaufwand für die Kühlung zu minimieren.
- Sicherheitsprotokolle, um mit den Risiken umzugehen, die sich aus der hohen Entzündlichkeit sowie den niedrigen Temperaturen ergeben.

Druckwasserstoffspeicherung kann in Stahlbehältern oder Behältern aus einem Verbundwerkstoff erfolgen.

AP2: GESTALTUNG

	Umschlagfrequenz und -mengen	Umschlagdauer	Umschlag	
			Onshore (Kaje oder Jetty)	Nearshore (z. B. Blexen Reede)
LOHC	Abhängig von Mengengerüst und verfügbarem Schiffsraum (aktuell max. 50.000 m^3 je Anlauf)	≈ 2⅓ d (56 h) (Annahme 1xDN250, 5m/s) ≈765 t/h	Standard Flüssigumschlag (analog Diesel)	Single Point Mooring oder Jettyless Transfer
E-Methanol	Abhängig von Mengengerüst und verfügbarem Schiffsraum (aktuell max. 50.000 m^3 je Anlauf)	≈ 2⅓ d (56 h) (Annahme 1xDN250, 5m/s) ≈765 t/h	Standard Flüssigumschlag (analog Diesel)	Single Point Mooring oder Jettyless Transfer
LH2	abhängig von Mengengerüst und verfügbarem Schiffsraum (aktuell max. 37.500 m^3 je Anlauf)	≈ 5 d (117 h) (Annahme 1xDN150, 5m/s) ≈ 22,5 t/h	Kyrogene Umschlags-bedingungen	Keine realistische Option (extremer Kühlungs-auswand)
Offshore H2	Anlandung per Schiff (C-H2 oder L-H2) oder Pipeline (C-H2) oder möglich Volumina in Abhängigkeit Offshore-Produktion		L-H2: kyrogener Umschlag C-H2: Gasumschlag	Nur C-H2: Single Point Mooring oder Jettyless Transfer
H2-Technologie	analog zum Umschlag „klassischer“ Projektladung			
Lokale Produktion	-		-	

Der Umschlag der o. g. Energieträger stellt darüber hinaus spezifische Anforderungen in Bezug auf Sicherheit, Handhabung und Infrastruktur.

Allen Technologien ist gemeinsam, dass sie:

- überwiegend eine temperatur- und druckkontrollierte Lagerung und entsprechenden Umschlag erfordern,
- es sich um Gefahrstoffe mit entsprechenden Auflagen und Sicherheitsanforderungen handelt,
- BImSchG-Genehmigungen sind zu beantragen,
- Sicherheitssysteme zur Leckageerkennung und -bekämpfung erfordern,
- Redundante Aggregate zur Sicherstellung eines ausfallsicheren Betriebs vorhanden sein müssen,
- die Sicherheitsabstände zu sog. Schutzobjekten zu bestimmen sind. D. h. die Begrenzung der Auswirkungen auf benachbarte Schutzobjekte, welche durch schwere Unfälle (Störfall) hervorgerufen werden können, durch räumlichen Abstand zu begrenzen.
- neben der Umschlag- und Lagereinrichtung auch weitere Anlagen zur Behandlung und Konditionierung der Stoffe erforderlich sind wie:
  - Kompressoren (flüssig, Dämpfe), Wärmetauscher
  - Flüssigkeits- und Dampfabscheider
  - Verflüssiger, Drucktanks
  - Notsysteme, wie Ablassventile und Abfackeleinrichtungen
  - 24/7 Betriebsüberwachung
- Soll ab Hafen Wasserstoff in reiner Form (C-H2 oder L-H2) verfügbar sein bzw. ausgeliefert werden, sind entsprechende Anlagen zur Dehydrierung oder Konditionierung vorzusehen.

LOHC-Systeme nutzen organische Verbindungen, um Wasserstoff zu binden und zu transportieren. Der Umschlag von LOHCs im Hafen erfordert:

- Eine eher etablierte Technologie zur Lagerung und Handhabung wie bei Dieselkraftstoffen
- Die LOHC-Trägerflüssigkeit (z. B. Benzyltoluol) einem nicht-explosiven, schwer entflammbaren Thermalöl, ist aktuell noch erdölbasiert. Es ist wassergefährdend und biologisch schwer abbaubar. Entsprechende Sicherheitssysteme sind auch bei Lagerung und Handhabung vorzusehen.
- Es befindet sich jedoch als Kühlmittel seit Jahrzehnten im industriellen Einsatz.

Flüssiger Wasserstoff erfordert für Lagerung und Transport extrem niedrige Temperaturen (-253°C). Mit entsprechenden hohen energetischen und apparativen Aufwänden. Die Herausforderungen umfassen:

- Spezialisierte kryogene Lagerbehälter und Transportmittel, die die extrem niedrigen Temperaturen aushalten können.
- Isolierungstechnologien, um die notwendige Kälteisolierung zu gewährleisten.
- Sicherheitsprotokolle, um mit den Risiken umzugehen, die sich aus der hohen Entzündlichkeit von gasförmigem Wasserstoff sowie den niedrigen Temperaturen flüssigen Wasserstoffes ergeben.

AP2: GESTALTUNG

Unterschiedliche Entwicklungsstufen in Bezug auf (De-)Hydrierung, Lagerung, Transport und Energiebedarfe

	LOHC	E-Methanol	LH2
Pilotanwendung	●●○	●●○	●●●
Industrieeinsatz	●○○	●○○	●○○
Lagerung	●●●	●●●	●●●
Schiffstransport	●●●	●●●	●○○
Bahntransport	●●●	●●●	●○○
TKW-transport	●●●	●●●	●●●
Energetische Nutzung	●●○	●●○	●●●
Energiebedarfe	Hydrierung ●○○ (0,5) Dehydrierung ●●● (15,6)	Produktion ●○○ (Keine Daten verfügbar)	Liquefaktion ●●● (12,0) Vaporisation ●○○ (0,6)

●●● erprobt und kommerziell ●●○ Prototyp ●○○ in Entwicklung, validiert
Energiebedarf in MWh/t H2
Quellen: IEA, RB

Technologien der Supply Chain müssen noch (weiter-) entwickelt werden

LOHC-Trägerstoff
- Verfügbarkeit aktuell begrenzt
- hohe Investitionskosten, CO2-Fußabdruck
- Grad der dauerhaften Kreislaufverwendung noch zu beweisen

E-Methanol
- (E-)Methanol sollte in gut belüfteten, feuerfesten Lagertanks aus Materialien gespeichert werden, die gegenüber Methanol beständig sind (z. B. Edelstahl)
- Da Methanol leicht entflammbar ist, müssen die Lagerbereiche mit geeigneten Brandbekämpfungs-systemen ausgestattet sein.

LH2 erfordert sehr tiefe Temperaturen für Transport und Lagerung
- Sog. Boil-off Verluste sind zu berücksichtigen
- Erfordert komplett neue und separate Lager- und Transportinfrastruktur

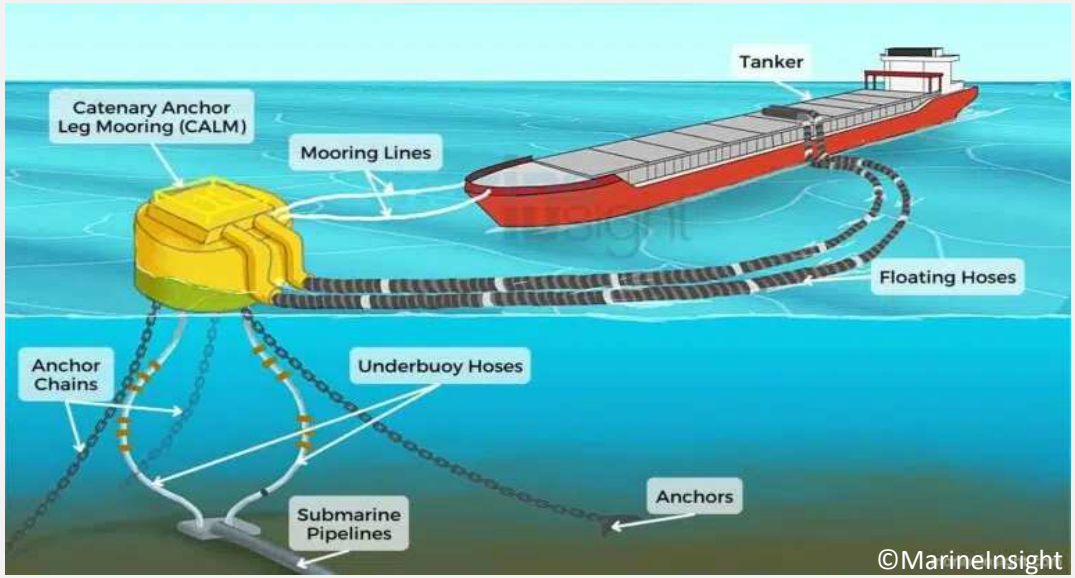
Exkurs: Wasserseitiger Umschlag von flüssigen oder gasförmigen Stoffen ohne Kaje oder Jetty (Blexen Reede)

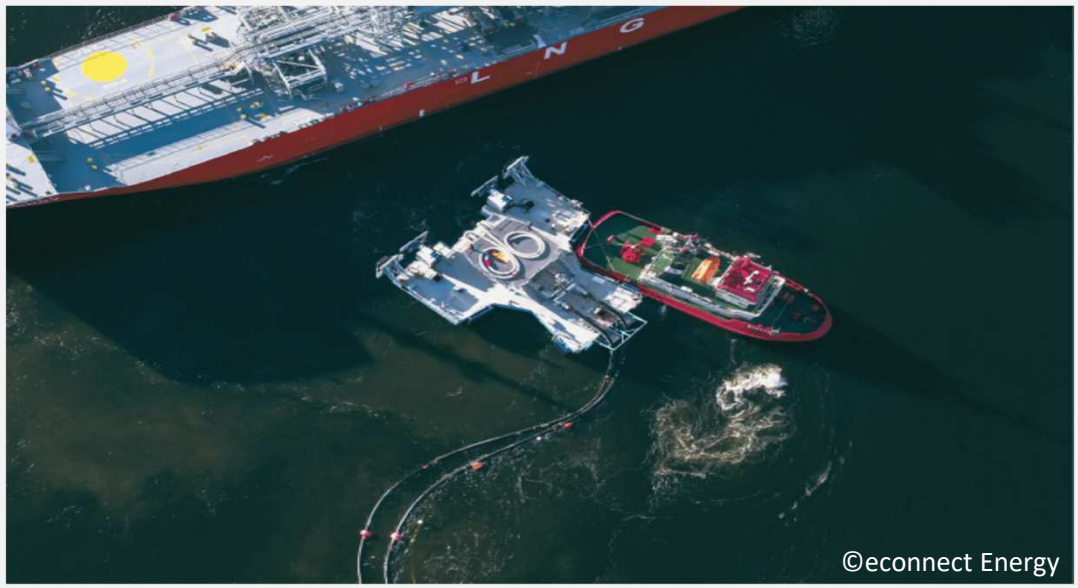
Single Point Moorings (SPM) sind verankerte Verladebojen zum Löschen und Laden von Tankschiffen.

- Etablierte Technik für Gas und Flüssigkeiten, mehrproduktefähig
- Das Tankschiff schwojt frei (alternativ Multi Buoy Mooring)
- Neben Verankerung der Verladeboje nur noch unterseeische Verbindungsleistungen zur landgestützten Lagerung notwendig. Keine weiteren wasserseitigen Bauten notwendig.
- Schiffsgrößen nicht durch SPM begrenzt
- Hohe Umschlagvolumina möglich

Jettyless Transfer ist ein schwimmendes Schiff-Land Transfersystem, das ohne Kaje oder festen Jetty auskommt.

- Transfer der Flüssigkeiten/Gase mittels Floating Transfer Barge, die mit flexiblen schwimmfähigen Schläuchen mit Land verbunden ist.
- Vollständige landseitige Umschlagsüberwachung und Stromversorgung
- Vakuum-Schiffsandocksystem
- Reedeankerplatz als sog. Standard Multi Buoy Mooring Berth (MPM)
- Deutlich reduzierter CAPEX gegenüber Jetty oder Kaje Liegeplatz
- Vorteilhafte Bewertung der vorzusehenden Sicherheitsabstände und Umweltbeeinflussung





Blexen Reede ist gemäß SeeSchStrO §35 Abs. 1 bereits als Reede/ Liegestelle für Schiffe mit gefährlichen Gütern (IMDG-Klassen 1.1, 1.2, 1.3, 4.1, 5.2) vorgesehen.

AP2: GESTALTUNG

Die Spezifizierung der Flächenanforderungen in Verbindung mit der Darstellung weiterer Umschlagparameter bildet die Grundlage für weitere Überlegungen zur wirtschaftlichen Umsetzbarkeit der unterschiedlichen Nutzungsoptionen für einen EnergyPort Bremerhaven. Maßgeblich für die wirtschaftliche Umsetzbarkeit der einzelnen Nutzungsoptionen sind dabei die für eine Realisierung erforderlichen Investitionen (CAPEX) in die Hafeninfrastruktur (Kaje, Flächen, Anbindung). Diese werden u. a. determiniert durch die benötigte Länge und Traglast der Kaje(n) sowie die spezifischen Flächenbedarfe und -anforderungen (z. B. Schwerlastfähigkeit, Sicherheit). Eine zentrale Rolle spielt in diesem Zusammenhang die Frage, ob eine weserseitig Erschließung erforderlich ist. Diese dürfte aufgrund der vergleichsweise aufwändigen Planung und Realisierung zu einem deutlichen Anstieg der CAPEX führen. Die Tabelle rechts zeigt die Relevanz einer weserseitigen Erschließung für die einzelnen Nutzungsoptionen.

Demgegenüber ist zu konstatieren, dass nicht mit allen Nutzungsoptionen eine regelmäßige Auslastung der Kajen und Flächen einhergeht. Beispielhaft angeführt werden können hier z. B. die Nutzungsoption „Operations & Maintenance“ (lediglich ein Schiffsanlauf alle 14 Tage) oder die Nutzungsoption „Vormontage, Zwischenlagerung“ (hohe Auslastung von Kaje und Flächen nur, wenn sich ein Projekt in der Realisierungsphase befindet). Ungeachtet dessen erscheint es an dieser Stelle noch nicht zielführend, einzelne Optionen aufgrund einer ggf. zu geringen Nutzungsintensität bzw. Auslastung auszuschließen. Vielmehr erscheint eine sinnvolle Kombination unterschiedlicher Nutzungsoptionen sinnvoll, um Kaje und Flächen bestmöglich auszulasten. Dabei ist die Ausgestaltung der Flächen z. B. im Hinblick auf Flächenlasten zu optimieren. Ferner erscheint es sinnvoll, einzelne Nutzungsoptionen so auszugestalten und/oder zu kombinieren, dass über den Planungshorizont bis 2050 angemessene Entwicklungsmöglichkeiten bestehen. Die Tabelle rechts gibt einen Überblick für welche Nutzungsoptionen eine Erschließung über den Fischereihafen ausreicht bzw. für welche eine weserseitige Anbindung notwendig ist.

Nutzungsoption	Fischereihafen (Innenseite)	Weserseite
Produktion (Rotorblätter, Gondeln etc.)	●	(●)*
Produktion (Fundamente)	Komplementäre Nutzung Innenseite	●
Vormontage, Zwischenlagerung	○	●
Operations & Maintenance	●	
Rückbau / Recycling	○	●
Konverter	● Zwischenbauplatz	● Endbauplatz
Seekabel	●	bei wachsenden Schiffsgrößen relevant
LOHC		●
E-Methanol		●
LH2	abhängig von Größe der eingesetzten Tanker*	
Offshore H2	abhängig von Größe der eingesetzten Tanker*	
H2-Technologie	●	
Lokale Produktion	●	

Legende:
- ● Vorzugsnutzung
- ○ komplementäre Nutzung

* ggf. größere Deck-Carrier im Export und wachsende Notwendigkeit einer Direktbelieferung der OWP

AP2: GESTALTUNG

Grundlage für die weiteren Überlegungen zur Gestaltung des EnergyPort bildet die Abgrenzung des Planungsgebiets sowie die Darstellung der infrastrukturellen Gegebenheiten sowohl wasser- als auch landseitig. Die Berater greifen dabei auf die Erkenntnisse aus der im Frühjahr 2023 abgeschlossenen „Potenzialstudie Südlicher Fischereihafen“ zurück. Ergänzend hierzu wurden von bremenports im Rahmen einer Vorplanung insgesamt 12 Skizzen verschiedener möglicher Formen eines EnergyPort erarbeitet. Diese finden ebenfalls Berücksichtigung. Die Skizzen orientieren sich dabei an den im Rahmen der Potenzialstudie entwickelt Szenarien „Basis“ und „Ausbau II“. Diese werden nachfolgend zunächst kurz beschrieben.

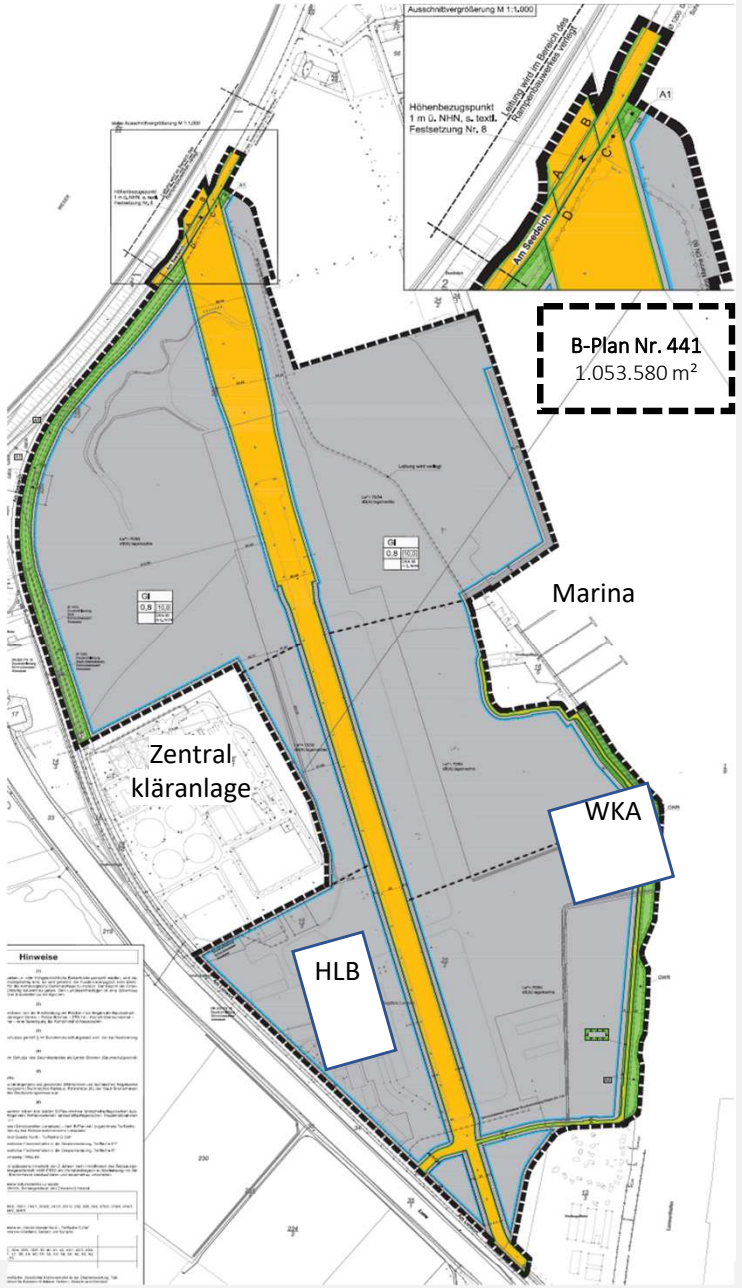
Szenario „Basis“

Die Abgrenzung des Planungsgebiets im Basisszenario erfolgt (weitgehend) analog zum Bebauungsplan Nr. 441 „Westlicher Fischereihafen“ (siehe Planzeichnung rechts). Abweichungen ergeben sich durch den Flächenzuschnitt im Uferbereich des Fischereihafens. Hier kommen gegenüber dem gültigen Bebauungsplan weitere Flächen hinzu. Somit stehen im Basisszenario insgesamt 50,5 ha für hafenaffine Nutzungen und 33,8 ha für nicht-hafenaffine Nutzungszwecke zur Verfügung. Weitere 24,1 ha sind für beide Nutzergruppen vorgesehen. In einer Variante des Szenarios „Basis“ würden der Kajenbereich bzw. die kajennahen Nutzflächen sich gegenüber den Festsetzungen des Bebauungsplanes weiter in südliche Bereiche erstrecken und auch den Bereich der Marina umfassen. Grundsätzlich sind im Szenario „Basis“ für die Erreichbarkeit der Kajen Anpassungen der Wassertiefen erforderlich, die sich zumindest auf den Bereich der Hafenwasserflächen vor den geplanten Kajen erstrecken, vsl. aber weitere Bereich des Fischereihafens und des Geestevorhafens umfassen werden.

Szenario „Ausbau II“

Im Szenario Ausbau II werden weitgehend die im Zuge des Vorhabens Offshore-Terminal Bremerhaven definierten „absoluten“ Planungsgrenzen berücksichtigt. Zum einen ist dies die südwestliche Grenze. Diese Grenze berücksichtigt die Funktion des Raumes als Mausergebiet des Säbelschnäblers. Als weitere Grenze wurde die parallel zur Fahrrinne der Weser verlaufende Hafenbereichsgrenze berücksichtigt. Das Szenario sieht demnach die Herstellung eines weserseitigen Zugangs sowie z. T. eine Anpassung der für hafenaffine Nutzungszwecke bestimmten Flächen vor. So würde sich in dem Szenario Ausbau II die Fläche für hafenaffine Nutzungszwecke um 16,1 ha erhöhen.

Abbildung: Planungsgebiet für einen EnergyPort



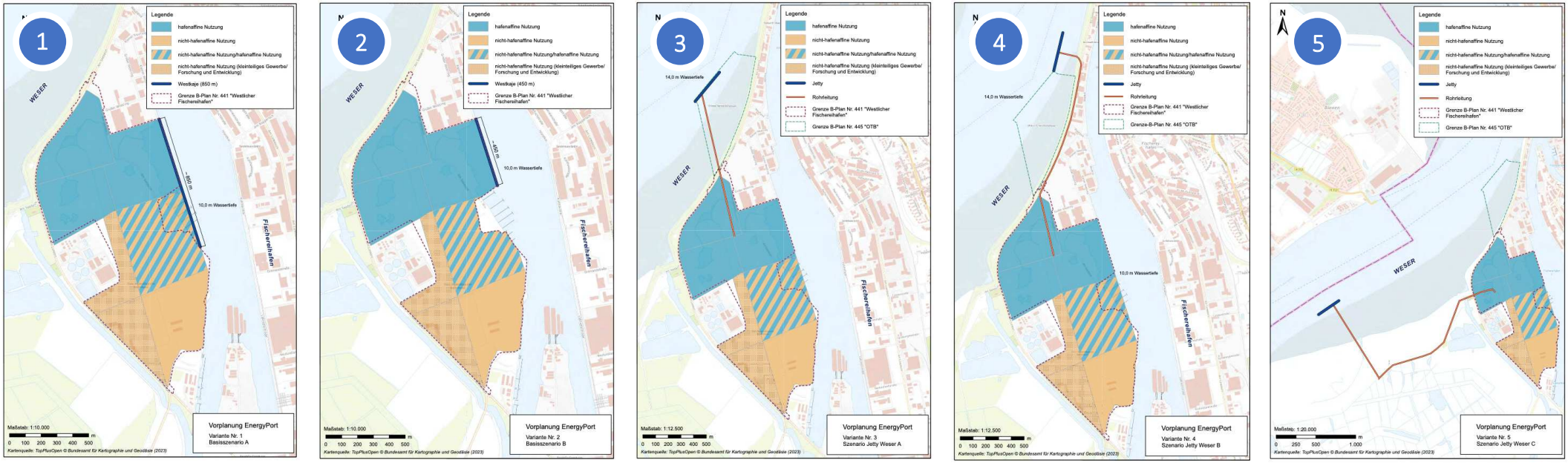
AP2: GESTALTUNG

Die nachfolgende Darstellung zeigt die zwölf von bremenports erarbeiteten Skizzen in einer Gesamtschau. Die Skizzen orientieren sich wie beschrieben an den Szenarien „Basis“ und „Ausbau II“ der Potenzialstudie und unterscheiden sich hinsichtlich des Flächenzuschnitts sowie der wasserseitigen Infrastruktur. Ziel der Betrachtung in AP2 ist es zu evaluieren, welche/welches dieser Szenarien sich am besten für das Layout des EnergyPort eignen würde und warum. Hierbei ist auch zu beachten, dass manche Szenarien schneller umsetzbar sind als andere (bestandskräftige Bauleitplanung oder erforderliche Änderungen bzw. Neuaufstellungen, erforderliche Zulassungen, Bauzeiten etc.). Grundsätzlich ist auch die Ableitung mehrerer Layouts bzw. deren Kombination mit unterschiedlichen Nutzungsoptionen möglich. Hierzu werden für die im Zuge der Marktanalyse (AP1) abgeleiteten Nutzungsoptionen zunächst mögliche Standorte im Planungsgebiet identifiziert und hinsichtlich ihrer prinzipiellen Eignung bewertet.

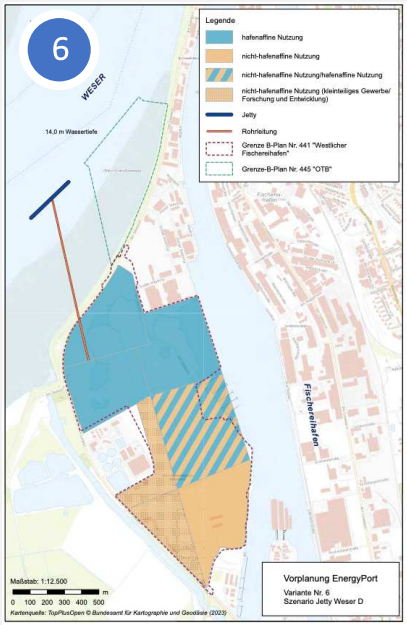
Im Zuge der weiteren Layoutentwicklung sind auftragsgemäß auch die Bedarfe der einzelnen Nutzungsoptionen an Verkehrswegen und Hinterlandanbindungen sowie Ver- und Entsorgungsleitungen konzeptionell mitzudenken. Daher erfolgt im Anschluss an die Darstellung der Skizzen zunächst noch eine kurze Zusammenfassung der infrastrukturellen Gegebenheiten am Standort. Das weitere Vorgehen lässt sich wie folgt zusammenfassen:

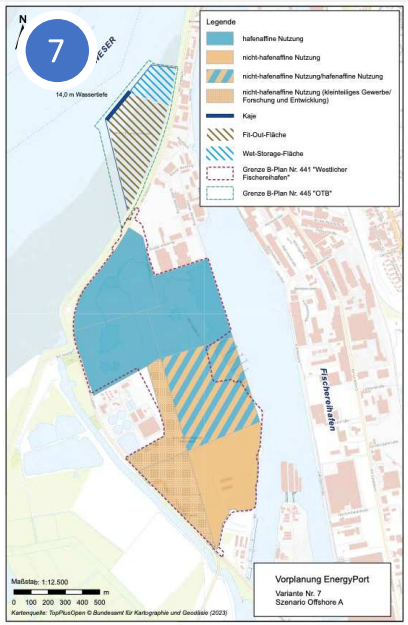
- Überblick über die Skizzen aus der bremenports Vorplanung
- Darstellung der infrastrukturellen Rahmenbedingungen am Standort mit Fokus Straße, Schiene, Energie und Pipelineanbindung
- Überprüfung der Standortoptionen für die unterschiedlichen Nutzungsoptionen (einzeln)
- Entwicklung von Layoutvarianten durch Kombination verschiedener Nutzungsoptionen

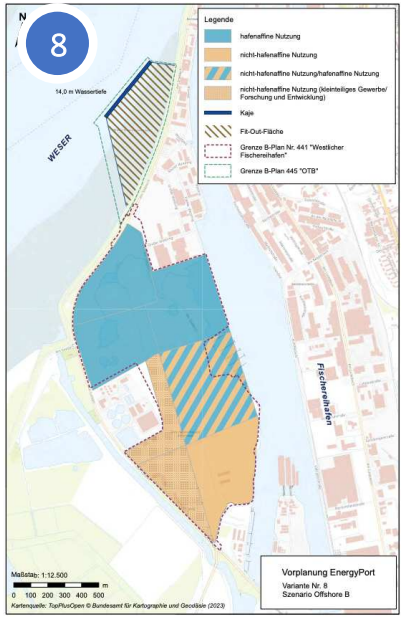
Abbildung: Skizzen der bremenports Vorplanung

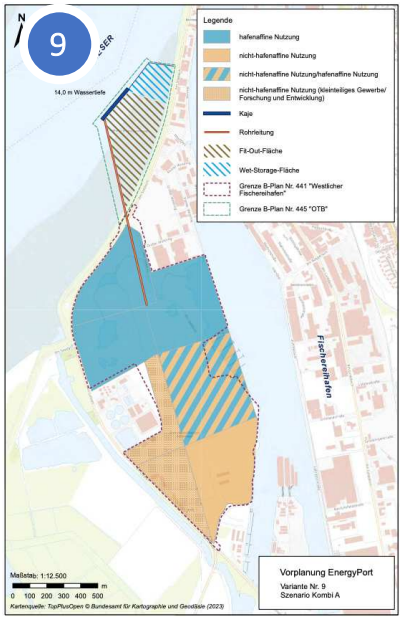


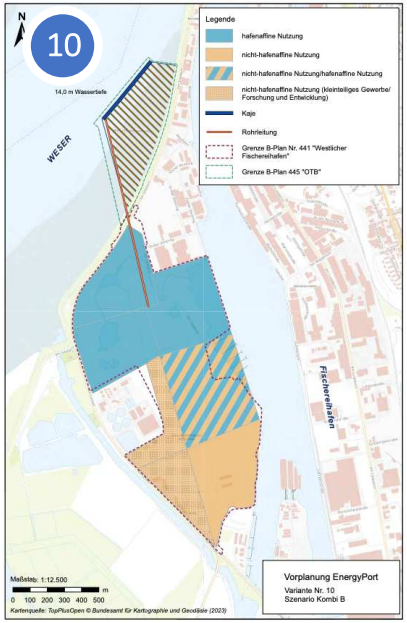
AP2: GESTALTUNG

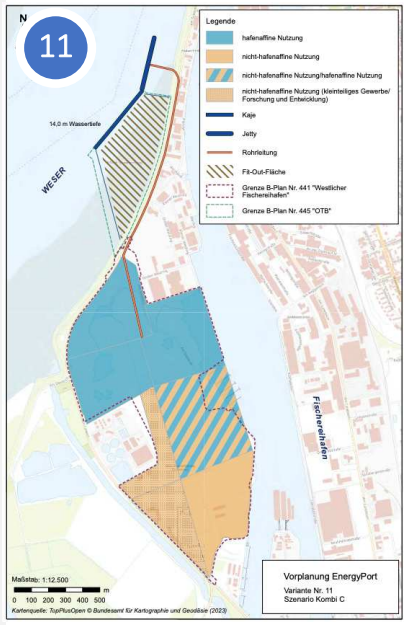


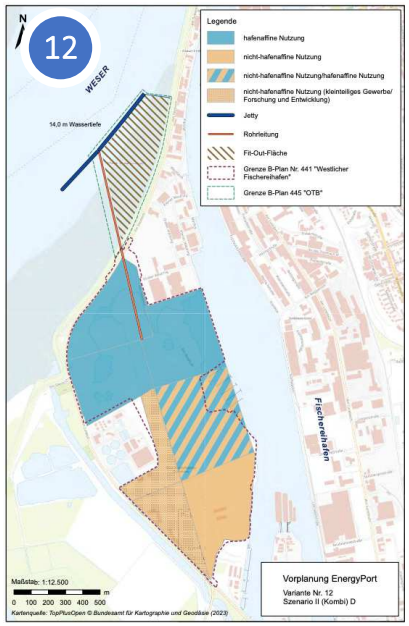












Infrastruktur wasserseitig

Der Fischereihafen kann seeseitig heute von Norden über die Doppelschleuse erreicht werden. Dabei stehen zwei Kammern zur Verfügung. Die große Kammer (Bj. 2000) kann Schiffe mit einer Länge von bis zu 181 m Länge und 32,5 m Breite sowie einem Tiefgang von 10,0 m aufnehmen. Die Maße der deutlich älteren (Bj. 1925) und kleineren Kammer betragen 106 x 12 m mit einem Tiefgang von bis zu 8,32 m und ist somit eher für Binnenschiffe geeignet. Das Hafenbecken im Fischereihafen erlaubt maximale Tiefgänge von max. 7,6 m. Jedoch besteht mit der Schleuse als einzige wasserseitige Zuwegung ein potenzieller Engpass sowohl für aktuell „schleusbare“ Schiffe als auch für größere Schiffseinheiten. Eine Möglichkeit diese Restriktionen zu umgehen, wäre eine weserseitige Erschließung des EnergyPort.

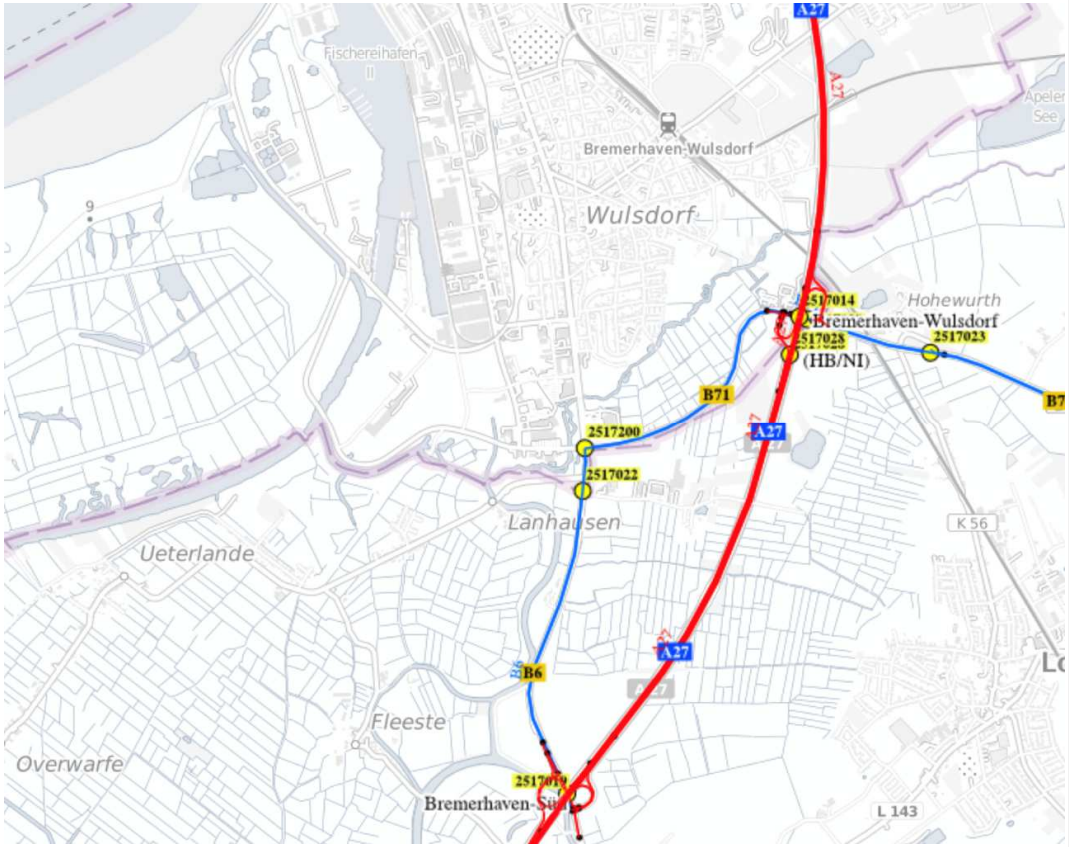
Infrastruktur landseitig

Der Fischereihafen verfügt über eine schwerlastfähige Straßenanbindung und ist von Süden über die B6 bzw. B71 an die BAB27 angebunden. Je nach Lage im Gebiet beträgt die Entfernung bis zu den Anschlussstellen 9 (Bremerhaven-Wulsdorf) und 10 (Bremerhaven-Süd) ca. 4-6 km (siehe Karte rechts). Im näheren Umfeld des Fischereihafens bestehen zudem Versorgungsmöglichkeiten für den straßengebundenen Güterverkehr wie Tankstellen, knapp 100 Lkw-Parkplätze sowie sanitäre Einrichtungen und Shops.

Der Fischereihafen ist ferner über ein 8 km langes nicht elektrifiziertes öffentliches Industriestammgleis schienenseitig erschlossen. Abzweigend von diesem Industriestammgleis existiert eine für den Bahnbetrieb gewidmete Trasse, die in den westlichen Fischereihafen verläuft (Seedeichtrasse). Der geltende B-Plan 429 („Am Luneort-Reithufer-Seeborg“) weist zudem eine geplante Bahntrasse in südlicher Richtung aus. Laut einem Bremenports-Gutachten aus dem Frühjahr 2021 ist die Schieneninfrastruktur sanierungsbedürftig. Nach einer Teilsperrung im Jahr 2017 wurde die gesamte Schieneninfrastruktur in 2018 zustandsbedingt gesperrt.

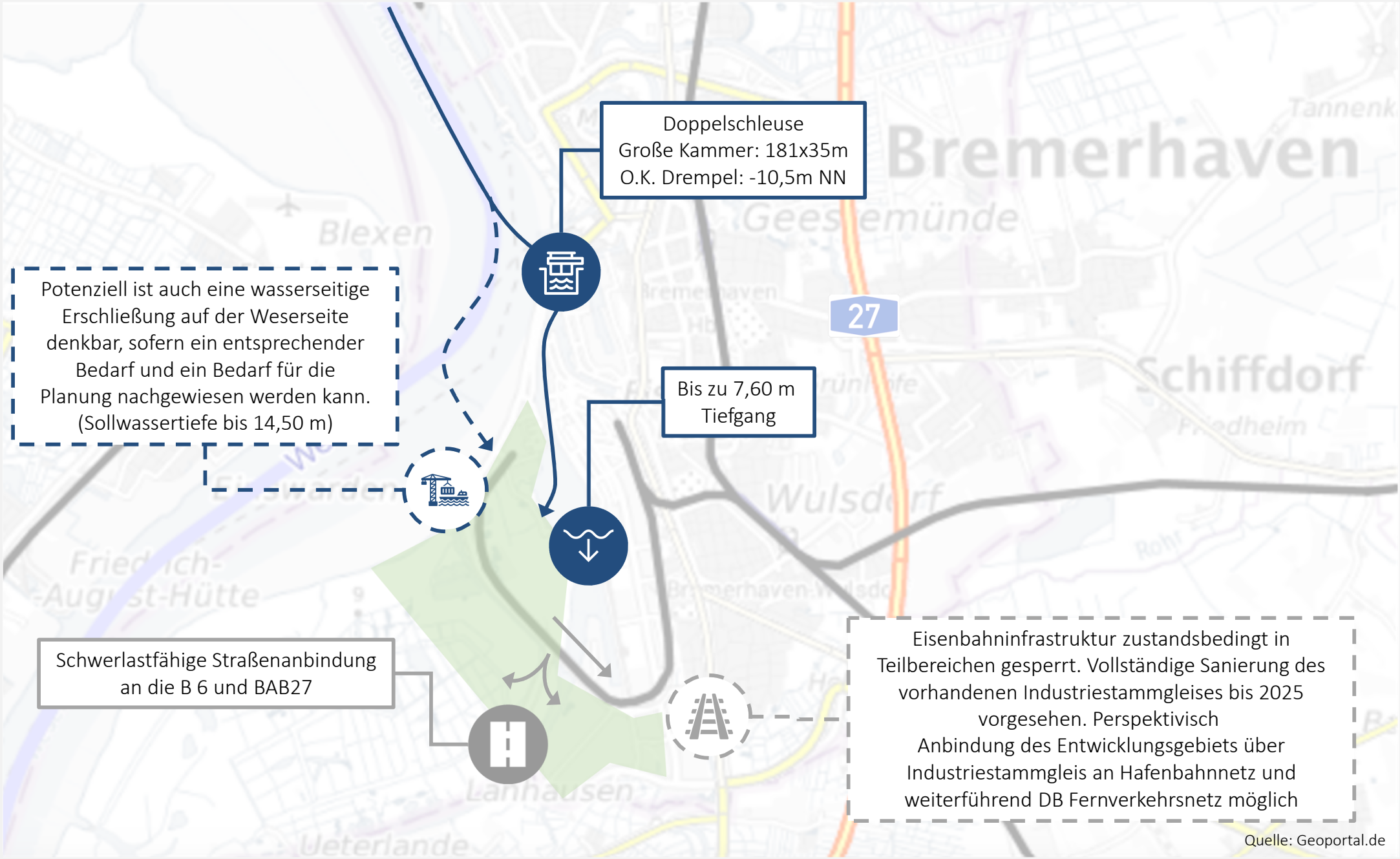
In den Jahren davor wurde die Infrastruktur nur noch in sehr geringem Umfang für kommerzielle Aktivitäten (Stahlverkehre und Anlieferung von Komponenten für Windenergieanlagen) sowie die Museumseisenbahn Bremerhaven genutzt. Im Rahmen einer Bedarfsermittlung konnten Potenziale in den Bereichen Stückgüter (z. B. Holz, Fahrzeuge), Projektladung (z. B. große Stahlteile) sowie Massengüter (z. B. Baustoffe) und Tiefkühlware identifiziert werden. Eine Sanierung der Anlage ist beschlossen und wird sukzessive ausgeführt.

Abbildung: Straßenseitige Erschließung des westlichen Fischereihafens



Quelle: Geoportal.

AP2: GESTALTUNG



Quelle: Geoportal.de

Strom- und Gasnetz

Im Fischereihafen Bremerhaven wird das Gasnetz durch wesernetz Bremerhaven GmbH & Co. KG, das Stromnetz wird durch die Fischereihafen-Betriebsgesellschaft mbH betrieben Das Stromnetz umfasst eine Länge von 322 km (Mittelspannung) sowie 1031 km (Niederspannung). Das Gasnetz in Bremerhaven wird unterteilt in Hoch,- Mittel und Niederdrucknetze, welche eine Länge von 52 km (Hochdruck), 75 km (Mitteldruck) und 524 km (Niederdruck) aufweisen. Der Ferngasnetzbetreiber Gasunie liefert das Gas nach Bremerhaven und über die zwei Übergabestationen wird es in das Gasnetz eingespeist. Der Blick auf das lokale Strom- und Gasnetz zeigt, dass das potenzielle Projektgebiet mit einer Gashochdruckleitung angebunden ist und eine 110 kV Stromleitung ebenfalls in der Nähe angrenzt. Die im Fischereihafen befindlichen Industrien bzw. ehemaligen Industrien der (Offshore-) Windindustrie sind an das Netz angeschlossen. Eine ausreichende Anbindung ist somit gewährleistet und eventuelle zusätzliche Anforderungen können durch eine Anschließung des Projektgebietes an das vorhandene Netz gewährleistet werden. Die Anforderungen an potenzielle Transportleitungen sowie relevante Einspeisepunkte in Bestandsnetze für entsprechende Industrien sind im Detail zu bewerten.

Wasserstoff-Kernnetz

Das Wasserstoff-Kernnetz 2050 ist ein zentraler Bestandteil der nationalen Wasserstoffstrategie Deutschlands, die darauf abzielt, eine nachhaltige und klimafreundliche Energieversorgung zu etablieren. Der Aufbau dieses Netzes wird schrittweise erfolgen, wobei die ersten Phasen bis 2032 geplant sind. Das Kernnetz soll die großen Erzeugungs- und Verbrauchsregionen für Wasserstoff in Deutschland verbinden, einschließlich wichtiger Industriezentren, Speicher, Kraftwerke und Importkorridore.

Die Ferngasnetzbetreiber in Deutschland haben am 22.07.24 ihren gemeinsamen Antrag zum Wasserstoff-Kernnetz bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Diese beabsichtigt nach einer begleitenden Konsultation in zwei Monaten eine Genehmigung zu erteilen.

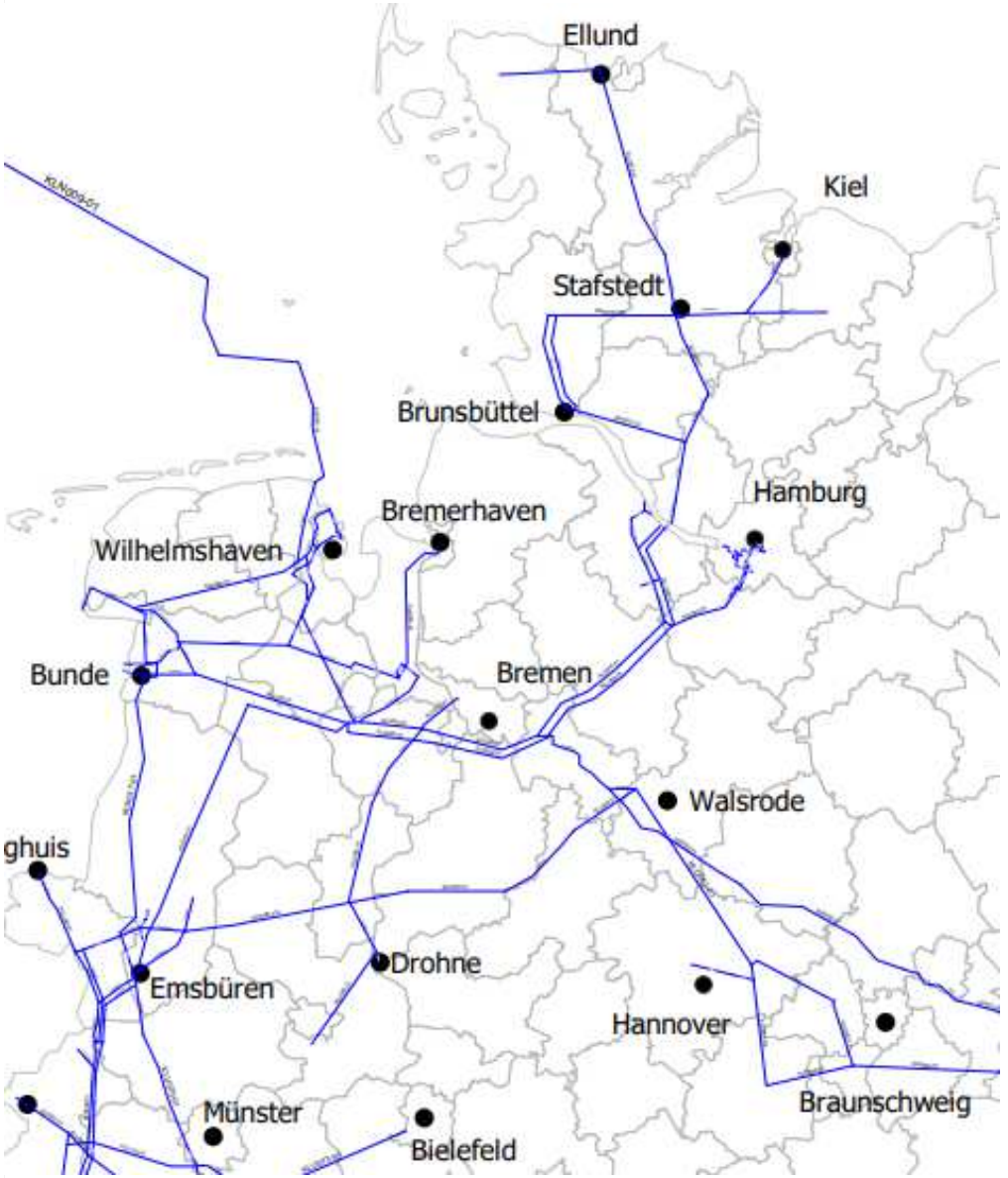
Die bereits im Entwurf zum Wasserstoff-Kernnetz vom 15.11.23 enthaltene Neubau-Pipeline durch die Wesermarsch (KLN020-01 Elsfleth-Bremerhaven in Anlage 3) zielt in dem nun eingereichten Antrag auf den Abtransport von Einspeisemengen im Raum Bremerhaven (ID 516) und deren Verbindung mit Ausspeiseschwerpunkten in den folgenden Bereichen: Eisen & Stahl, Chemie, Raffinerie, Glas inkl. Glasfaser, Keramik und Ziegelprodukte. In ID 776 wird deutlich auf den Wasserstoffimport über einen Energy Port Bremerhaven Bezug genommen. Die planerische Inbetriebnahme der KLN020-01 wird mit auf 12/2030 angegeben. Die weitere Ausgestaltung soll in der weiteren Netzausbauplanung erfolgen.

Der Standort Bremen soll bis 2025 an das Wasserstoff-Transportnetz HyPerLink der Gasunie angebunden werden. HyPerLink 1/2 ist die Realisierung eines Wasserstoff-leitungssystems mit einem Anschluss an das Wasserstoffnetz Niederlande bis Hamburg und Salzgitter. Der Leitungsabschnitt zwischen dem Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl und Bunder Tief, über den Speicher Nüttermoor und der Region Bremen bis Leversen, verbindet die Region Ham-burg und ist ein zentraler Baustein des geplanten Wasserstoffnetzes der Gasunie. Dieser Bereich, HyPerLink 1, kann bereits im Jahr 2026 relevante Wasserstoff-Verbraucher und Produzenten verbinden. Eine Realisierung und Inbetriebnahme von HyPerLink 2, mit einer Anbindung and das Stahlwerk in Salzgitter, wird für das Jahr 2029 prognostiziert. Eine Anbindung von Bremerhaven an die südlich von Bremen verlaufende Haupttrasse würde einen Lückenschluss von ca. 70 km erfordern. Die nachfolgende Abbildung zeigt einen Ausschnitt aus den Planungen für das Wasserstoff-Kernnetz 2050.

Abbildung: Ausschnitt Wasserstoff-Kernnetz



Abbildung: Auszug aus der Karte zum Wasserstoff-Kernnetz mit Lage der Neubauleitung zum EnergyPort nach Bremerhaven



Quelle: FNB GAS

EXKURS: SICHERHEITESABSTÄNDE

Die Nutzung zukünftiger Betriebsflächen des EnergyPorts durch Umschlag, Produktion und Lagerung diverser Wasserstoffderivate wirft die Frage nach einzuhaltenden Sicherheitsabständen auf. Die Betrachtung angemessener Sicherheitsabstände erfolgt somit unter der Annahme, dass es sich hierbei um potenzielle Störfallbetriebe handeln wird. Vorläufige Betrachtung angemessener Sicherheitsabstände erfolgt gemäß § 3 Absatz 5c BImSchG für Betriebsbereiche gemäß § 3 Absatz 5a des BImSchG. Wird der angemessene Sicherheitsabstand eingehalten, ist in der Regel davon auszugehen, dass für die in § 3 Absatz 5d BImSchG genannten Schutzobjekte keine ernsten Gefahren hervorgerufen werden. Wird der ermittelte Sicherheitsabstand unterschritten, ist im Einzelfall zu prüfen, ob ernste Gefahren durch Störfälle auftreten können. Als Störfall wird die Beeinträchtigung des bestimmungsgemäßen Betriebes einer technischen Anlage, insbesondere der chemischen Industrie, oder eines Kernkraftwerkes bezeichnet.

Ermittlung angemessener Sicherheitsabstände

Die Berechnungsvorschriften berücksichtigen allgemeine Erfahrungen und ausgewählte anlagenspezifische Faktoren zur Beurteilung der Reichweite der Auswirkungen von Störfällen, die nach Stand der Sicherheitstechnik unwahrscheinlich, aber nicht vollständig ausgeschlossen sind. Angemessene Sicherheitsabstände sind für alle Stoffe zu ermitteln, die Eigenschaften aufweisen, welche einer Gefahrenkategorie der Nummer 1 der Stoffliste des Anhangs I der 12. BImSchV zuzuordnen sind. Sollte ein Stoff Eigenschaften aufweisen, die mehreren der genannten Gefahrenkategorien zuzuordnen sind, ist für die Abstandsermittlung die Eigenschaft ausschlaggebend, welche den größten angemessenen Sicherheitsabstand bewirkt. Angemessene Sicherheitsabstände sind jeweils von dem Ort in einem Betriebsbereich aus zu bemessen, an dem vom Vorhandensein des jeweiligen Gefahrenstoffes auszugehen ist.

Mindestabstand

Wenn aufgrund keiner anderen Betrachtung ein abweichender Abstand festzulegen ist, gilt ein angemessener Sicherheitsabstand von 100 m. Der angemessene Sicherheitsabstand zu besonders wertvollen oder besonders empfindlichen Gebieten unter dem Gesichtspunkt des Naturschutzes beträgt 200 m.

Angemessene Sicherheitsabstände für Gefahren durch gesundheitsgefährliche Stoffe

Der angemessene Sicherheitsabstand ist vom Gefahrenpotenzial (GP_{Tox}) des Stoffes abhängig. Das Gefahrenpotenzial wird wie folgt ermittelt:

$$GP_{Tox} = \frac{p_d}{p_n} * \frac{\sqrt{m}}{B_w}$$

Abbildung: Angemessene Sicherheitsabstände nach Abstandsklassen

GP_{Tox}	Angemessener Sicherheitsabstand [m]	Abstandskategorie
≤ 1	100	I
> 1 und ≤ 5	200	II
> 5 und ≤ 10	300	II
> 10 und ≤ 25	400	IV
> 25 und ≤ 40	500	V
> 40 und ≤ 85	750	VI
> 85 und ≤ 125	1.000	VII
> 125 und ≤ 215	1.500	VII
>215	2.000	IX

AP2: GESTALTUNG - Sicherheitsabstände

Angemessene Sicherheitsabstände für Gefahren durch Explosionen

Das durch Gaswolkenexplosion bestehende Gefahrenpotenzial wird wie folgt zu ermitteln:

$$GP_{Ex} = \sqrt[3]{\frac{m * H}{p_n}}$$

Als Stoffmasse (m) ist die größte zusammenhängende Masse des gefährlichen Stoffes im Betriebsbereich anzunehmen.

Abbildung: Angemessene Sicherheitsabstände für Gefahren durch Brand

GP_{Ex}	Angemessener Sicherheitsabstand [m]	Abstandskategorie
< 80	100	I
≥ 80 und < 100	200	II
≥ 100 und < 120	300	II
≥ 120 und < 150	400	IV
≥ 150 und < 180	500	V
≥ 180 und < 300	750	VI
≥ 300	1.000	VII

Angemessener Sicherheitsabstand für Gefahrenbrände

Der angemessene Sicherheitsabstand unterscheidet sich nach Anlagenart und beträgt 100 m oder 200 m.

Ausbreitungsmindernde Maßnahmen

Wenn durch zuverlässige technische Maßnahmen sichergestellt ist, dass die Masse des gefährlichen Stoffes, welche innerhalb eines Zeitraumes von 10 Minuten in die Umgebungsluft gelangen kann, erheblich gemindert ist, kann die ermittelte Abstandskategorie reduziert werden.

Abbildung: Maßnahmen zur Ausbreitungsminderung

Freigesetzte Masse	Maßnahmen	Reduzierung um
< 1 % der GZM	- Einhausung mit wirksamer Abluftreinigung (90% Wirkungsgrad) - Automatisch und schnell schließende Absperreinrichtungen, z. B. für Rohrleitungssysteme (inkl. Entsprechender Erkennung der Freisetzung)	1
< 0,1 % der GZM	- Einhausung mit Abluftreinigung (90% Wirkungsgrad) und Hermetisierung innerhalb einer Minute	2

GZM = größte zusammenhänge Masse

AP2: GESTALTUNG - Sicherheitsabstände

Definitionen für benachbarte Schutzobjekte gemäß § 3 Absatz 5d BImSchG

Naturschutz

Unter dem Gesichtspunkt des Naturschutzes besonders wertvolle oder besonders empfindliche Gebiete im Sinne des § 3 Absatz 5d BImSchG sind folgende Gebiete, wenn sie außerhalb des Betriebsbereichs liegen:

- Natura 2000-Gebiete gemäß §§ 31, 32 BNatSchG,
- Naturschutzgebiete gemäß § 23 BNatSchG,
- Nationalparke und nationale Naturmonumente gemäß § 24 BNatSchG,
- Gesetzlich geschützte Biotope gemäß § 30 BNatSchG, sofern ihre Fläche mehr als 1.000 m² beträgt.

Wichtige Verkehrswege

Wichtige Verkehrswege im Sinne des § 3 Absatz 5d BImSchG sind solche mit Verkehrsdichten oberhalb folgender Werte:

- Straßen mit mehr als 100.000 Fahrzeugen in 24 Stunden oder mehr als 4.000 Fahrzeugen in der verkehrsreichsten Stunde, insbesondere Bundesautobahnen mit sechs oder mehr Spuren.
- Schienenwege mit mehr als 250 Personenzüge in 24 Stunden oder mehr als 60 Personenzügen in der verkehrsreichsten Stunde, insbesondere Eisenbahnstrecken mit drei oder mehr Spuren.
- Wasserstraßen und Radwege müssen jeweils gesondert betrachtet werden.

Freizeitgebiete

Freizeitgebiete im Sinne des § 3 Absatz 5d BImSchG sind Gebiete, die dazu bestimmt sind, von einer unbestimmten Anzahl von Personen zur Gestaltung ihrer Freizeit genutzt zu werden und in denen sich regelmäßig mehr als 100 Personen gleichzeitig aufhalten.

Öffentlich genutzte Gebäude und Gebiete

Öffentlich genutzte Gebäude und Gebiete im Sinne des § 3 Absatz 5d BImSchG sind bauliche Anlagen, die öffentlich zugänglich sind und die für die gleichzeitige Nutzung durch mehr als 100 Besucher bestimmt sind, sowie weitere Gebäude und Gebiete, soweit durch Landesbaurecht bestimmt. Hierzu können insbesondere Flughafenterminals, Bahnhöfe und Busbahnhöfe gehören.

Ausschließlich oder überwiegend dem Wohnen dienende Gebiete

Ausschließlich oder überwiegend dem Wohnen dienende Gebiete im Sinne des § 3 Absatz 5d BImSchG sind Gebiete, in denen die Größe der dem Wohnen dienenden Nutzungseinheiten insgesamt mehr als 5.000 m² beträgt, sowie weitere Gebiete, soweit durch Landesbaurecht bestimmt.

Wahl des Mindestabstandes für Wasserstoff-Nutzungen

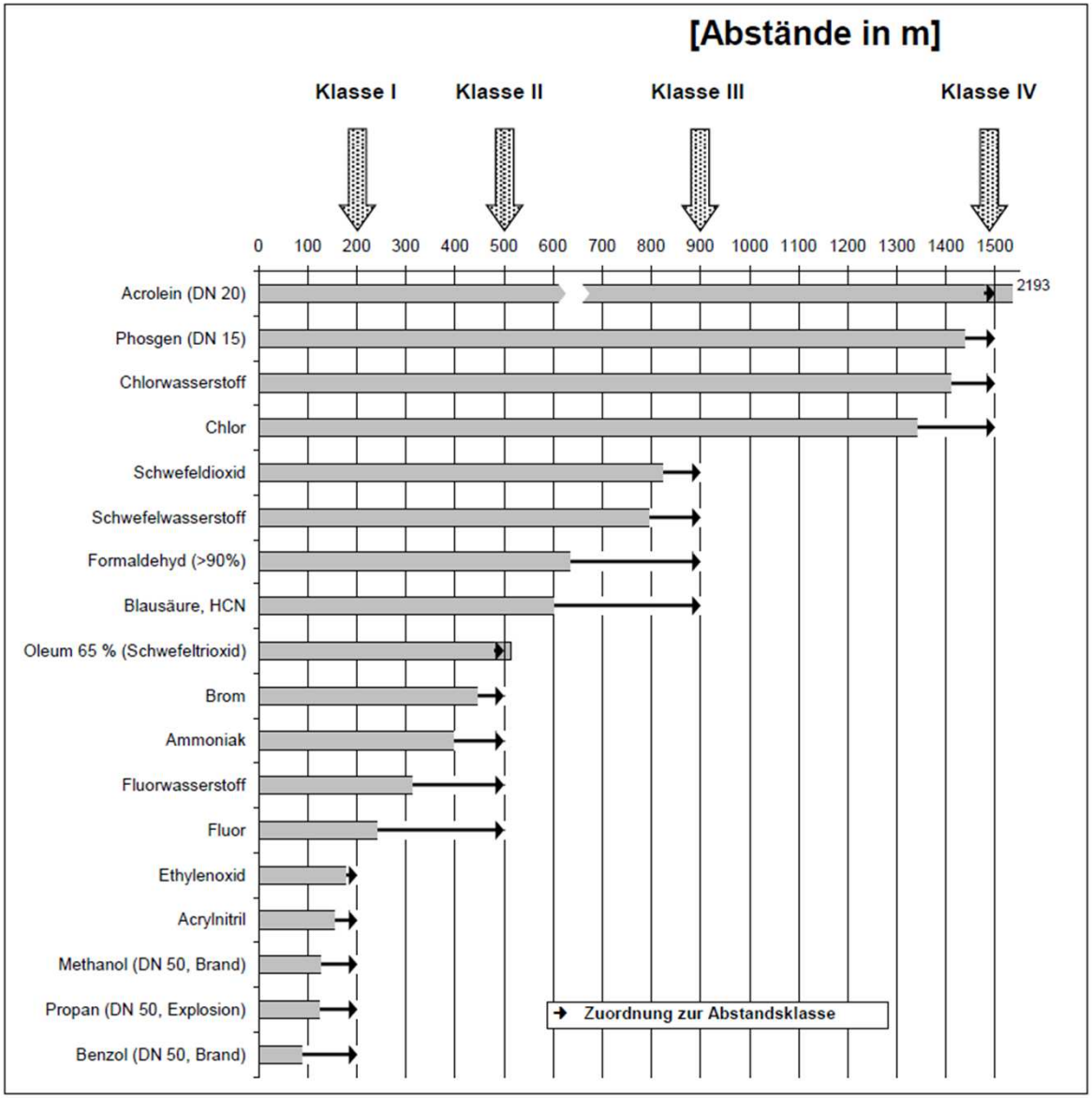
Als Mindestabstand wird im Rahmen dieser Studie vereinfachend und als Vorabschätzung nach die „Empfehlungen für Abstände zwischen Betriebsbereichen nach der Störfall-Verordnung und schutzbedürftigen Gebieten im Rahmen der Bauleitplanung“ (KAS-18) für Neuplanungen von Flächen für Betriebsbereiche ohne Detailkenntnisse für Methanol ein Mindestabstand von 200 m (Klasse I) und für LOHC sowie LH2 ein Mindestabstand von 200 m (Klasse I) angenommen. Der in der KAS-63 angegebene Maximalwert (180 m) ist mit der vorgenannten Annahme überschritten. Befinden sich keine schutzbedürftigen Gebiete innerhalb der Grenzen der Abstandsempfehlungen, kann nach KAS-18 davon ausgegangen werden, dass dem planerischen Schutzziel entsprochen wird.

Die Konsultation mit Fachleuten aus dem Bereich Anlagen-, Gefahrgut- und Chemikalien-Management ergab, dass das vorhandene Klärwerk kein klares Schutzobjekt ist. Vielmehr muss im Rahmen des Störfallgutachtens für in der Nachbarschaft zu errichtende Anlagen geprüft werden, ob und welche relevanten Störfälle in Betracht kommen, die einen nennenswerten Ausfall der Anlage zu Folge hat, und welche Maßnahmen ergriffen werden müssen. Wechselwirkungen zwischen Klärwerk und Störfallbetrieb sind in dem Zusammenhang ebenfalls zu betrachten.

Mit Blick auf schutzbedürftige Gebiete, Anlagen und Objekte, ist festzustellen, dass

- Die Weser als Bundeswasserstraße wird als schutzbedürftig angesehen. Der rechte Rand der Fahrwasser führt im Abstand von etwa 190 m an der weserseitig geplanten Jetty vorbei.

Abbildung: Abstandsempfehlungen für die Bauleitplanung ohne Detailkenntnisse (entnommen aus der KAS-18)



Die Breite des Tankschiffes muss ggf. noch von der Abstandsfläche abgezogen werden. Somit sind für den Umschlag von Wasserstoffderivaten an der Jetty im Rahmen des Störfallbetriebes zusätzliche Maßnahmen zu erwarten.

- Eventuell bereits vorhandene Störfallbetriebe bzw. deren zugehörigen Sicherheitsabstände sind bei der späteren Ansiedlung eines Störfallbetriebes vorrangig zu betrachten.
- Eine geringe Überschneidung der angenommenen 200 m Abstandslinie mit Naturschutzgebieten im Süden ist dezidiert im Rahmen einer Betriebsansiedlung zu betrachten und ggf. Maßnahmen zu ergreifen.
- Sonstige schutzbedürftige Objekte wie Kindertagesstätten, Wohnungen (einschl. Werks- / Hausmeisterwohnungen) sollen in dem Entwicklungsgebiet bzw. deren Umkreis von min. 200 m ausgeschlossen werden. Die Verantwortung zur Aufstellung eines Zonenkonzeptes obliegt der Kommune gemäß BImSchG § 50.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die im weiteren Verlauf der Studie dargestellten Sicherheitsabstände indikativer Natur sind. Der angemessene und verbindliche Sicherheitsabstand ist anhand störfallspezifischer Faktoren zu ermitteln. Anstatt der hier dargestellten pauschalisierten Betrachtung sollte aufgrund der Verschiedenartigkeit der Stoffe, der zu erwartenden Mengen und der bisher ungeklärten Anlagenspezifika eine Einzelfallbetrachtung vorgenommen werden. So wurden bei der Planung des LNG-Terminals in Brunsbüttel im Gutachten zur Umsetzung des §50 BImSchG im Sinne des KAS-18 Leitfadens für Flüssigerdgas die konkreten Anlagen im Betriebsbereich (hinsichtlich Größe, Kapazität und Lage) berücksichtigt, um Sicherheitsabstände mit Detailkenntnissen zu berechnen. Die Gutachter empfehlen abschließend eine Einbeziehung eines Störfallverordnungs-Experten für die weiteren Planungen.

Abbildung: Lage des Klärwerks

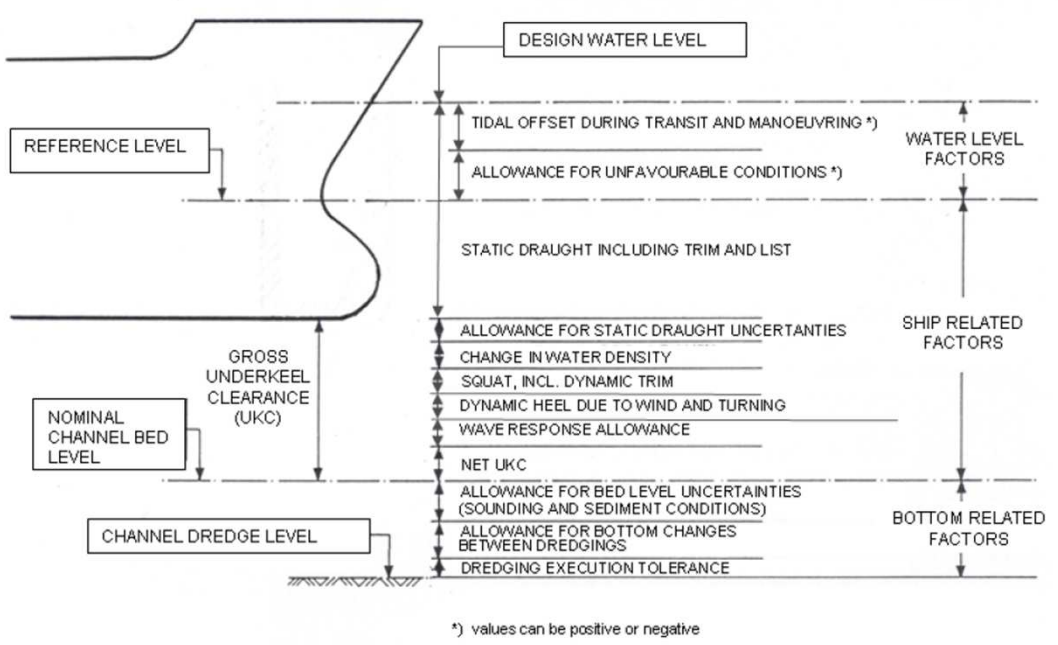


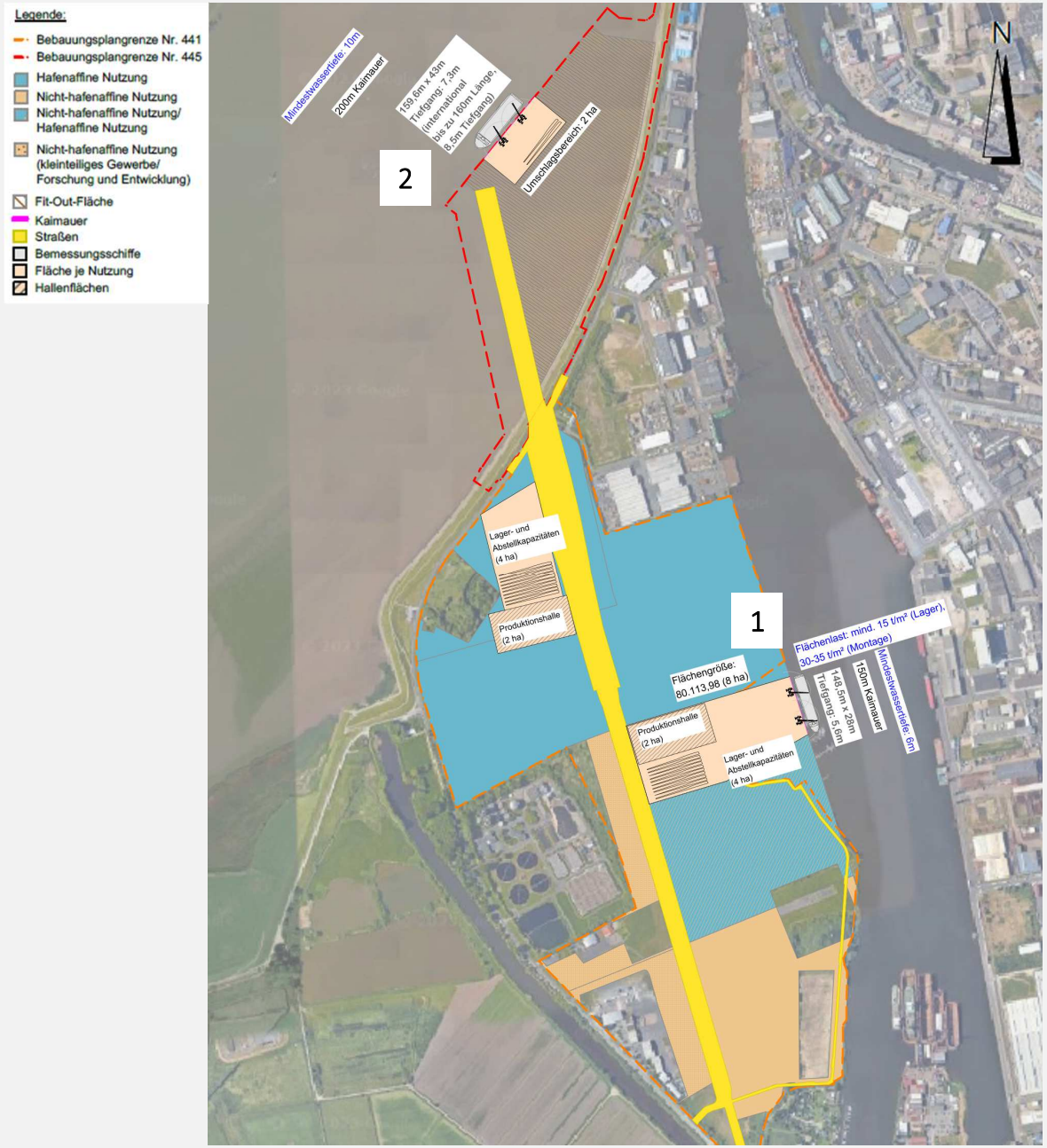
Fischereihafen: Voraussichtliche erforderliche Wassertiefe

Die derzeitige Wassertiefe im Fischereihafen liegt bei ca. 7,6 m. Für die Berechnung der erforderlichen Solltiefe im Hafen wird zwischen der Zufahrt in den Hafenbereich und am Liegeplatz an der Kaimauer unterschieden. Die Bestimmung der theoretischen Solltiefe der Hafensohle *an der Kaimauer* erfolgt gemäß der EAU-Empfehlung 36. Die Solltiefe setzt sich zusammen aus dem Tiefgang des Bemessungsschiffes (bezogen auf den Wasserspiegel) sowie der under keel clearance (welche u. a. durch vertikale Schiffsbewegungen beeinflusst wird). Nach Angaben in der EAU beträgt die under keel clearance ca. 10 % des Tiefganges. Die Gutachter gehen davon aus, dass für die im Nordseeraum üblichen Deck Carriern, welche die Fischereihafenschleuse passieren können, die Annahme eines maximalen Tiefganges von 6,5 m ausreichend erscheint. Die erforderliche Solltiefe im Hafen beträgt damit ca. 7,15 m. Weiterhin zu berücksichtigen sind Tiefen der Unterhaltungsbaggerung zzgl. einer Baggertoleranz und anderer Zuschläge, z. B. infolge eventueller Auflockerungen des Bodens beim Baggern. Die Entwurfstiefe liegt daher unter der Solltiefe. Anhaltswerte für die Höhe der Unterhaltungsbaggerzone und die mindestens anzusetzende Baggertoleranz sind in der EAU (Tabelle E 36-1) für verschiedene Wassertiefen aufgelistet. Für den Fischereihafen läge die Höhe der Unterhaltungsbaggerzone und Mindesttoleranz bei ca. 0,75 m, welche allerdings von der Wahl der Baggerausrüstung abhängt. Für die Wahl des geltenden Sicherheitsabstandes wird auf Erwartungswerte bzw. Vorschriften der örtlichen Hafenbehörde verwiesen.

Die theoretisch erforderliche Mindestwassertiefe in der Zufahrt in den *Hafenbereich/Schifffahrtsgebieten* hängt von den in der unten dargestellten Abbildung aufgeführten Faktoren ab, welche im Wesentlichen mit i) dem Wasserstand, ii) dem Schiff und iii) der Art des Untergrundes zusammenhängen. Da sich der Fischereihafen in einem geschleusten Bereich befindet, kann von einem nahezu konstanten Wasserstand ausgegangen werden. Für *Voruntersuchungen* werden nach dem PIANC Report No 121 für Hafenbereiche und Schiffsgeschwindigkeiten von 10 bis 15 Knoten eine under keel clearance von 12 % des Tiefganges zzgl. eines Faktors für die Art des Untergrundes vorgeschlagen. Im Fischereihafen bestehen die ersten Meter der Bohrprofile aus Schluff (tonig, sandig) bis Klei (z. B. in ▶Link), daher wird von einem Einflussfaktor für den Boden von ca. 40 cm ausgegangen. Die Solltiefe für ein 6,5 m tiefes Schiff läge damit bei ca. 7,3 m und die Entwurfstiefe bei ca. 7,68 m.

Abbildung: Einflussfaktoren auf den Zufahrtskanal (PIANC Report No 121)





STANDORTOPTIONEN

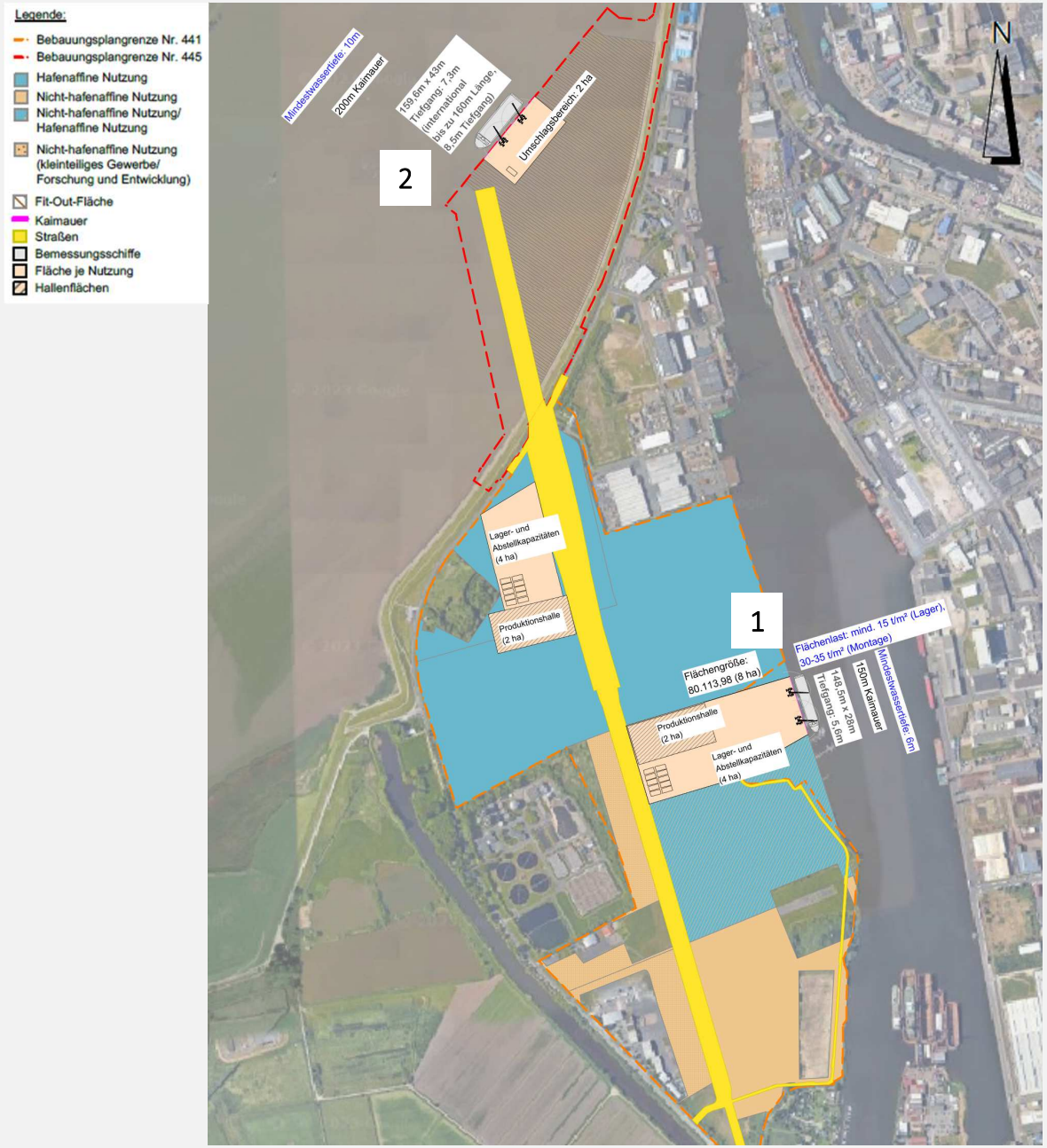
Produktion Rotorblätter

Abhängig von der Größe der für den Export der Rotorblätter eingesetzten Schiffseinheiten bestehen zwei mögliche Standortoptionen:

1. Westlicher Fischereihafen: Unter der Annahme, dass der Transport der am Standort produzierten Rotorblätter mit den im Nordseeraum üblichen Deck Carriern erfolgt, ist ein Standort im Bereich des (inneren) westlichen Fischereihafens möglich. Aufgrund der Abmessungen der Deck Carrier beträgt die Länge der Kaimauer 150-200 m.

2. Weserseite: Aufgrund der Größenentwicklung im Bereich der Windenergieanlagen ist nicht auszuschließen, dass die Deck Carrier in Zukunft größer werden (müssen). Auch zeigt sich, dass im internationalen Verkehr z. T. größere Einheiten mit einer Breite von > 40 m zum Einsatz kommen. In diesem Fall müsste ein Umschlag auf der Weserseite erfolgen.

Beide Standortoptionen sehen die Entwicklung einer neuen Kaje vor. Die Nutzung der knappen Flächenressourcen an der Kaje sollte maßgeblich für den Vorstau und den Umschlag der Komponenten genutzt werden, so dass die Einrichtung einer Produktionshalle bzw. Lager- und Abstellkapazitäten in angemessener Entfernung sinnvoll erscheint.



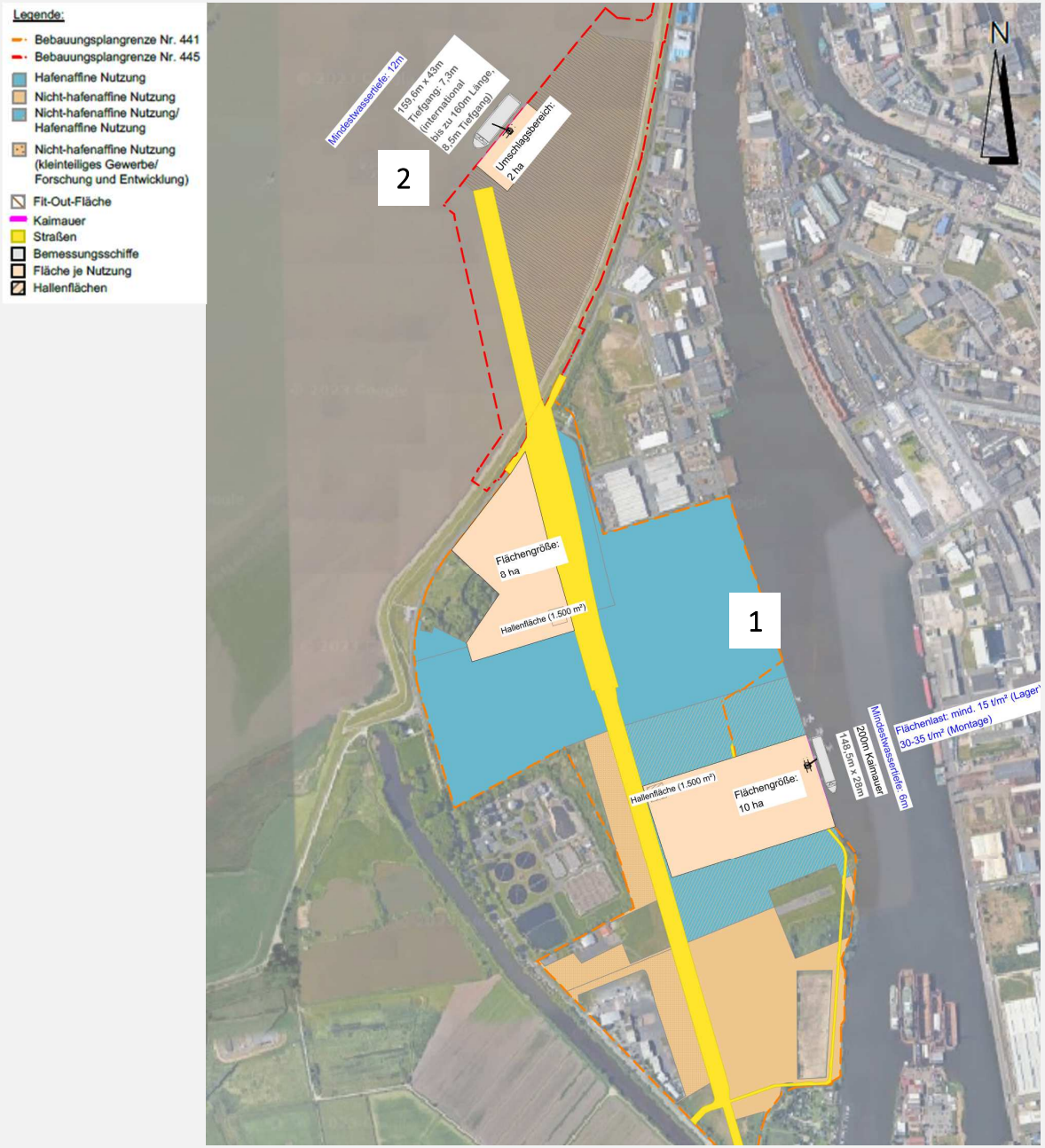
STANDORTOPTIONEN

Produktion Gondeln

Die Anforderungen an den seeseitigen Zugang für den Umschlag von Gondeln sind nicht eindeutig zu formulieren. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass ein Umschlag im Fischereihafen (Option 1) den Schiffsanforderungen genügt. Es sind allerdings auch größere Schiffsgrößen möglich, die einen weserseitigen Umschlag erfordern (Option 2):

1. Westlicher Fischereihafen: Unter der Annahme, dass der Transport der am Standort produzierten Gondeln mit den im Nordseeraum üblichen Deck Carriern erfolgt, ist ein Standort im Bereich des (inneren) westlichen Fischereihafens möglich. Aufgrund der Abmessungen der Deck Carrier beträgt die Länge der Kaimauer 150-200 m.
2. Weserseite: Aufgrund der Entwicklung möglicher Schiffsgrößen ist nicht auszuschließen, dass die Deck Carrier in Zukunft größer werden. In diesem Fall müsste ein Umschlag auf der Weserseite erfolgen.

Beide Standortoptionen sehen die Entwicklung einer neuen Kaje vor. Die Nutzung der knappen Flächenressourcen an der Kaje sollte maßgeblich für den Vorstau und den Umschlag der Komponenten genutzt werden, so dass die Einrichtung einer Produktionshalle in angemessener Entfernung sinnvoll erscheint. Für die Verladung können Hafenmobilkrane und ggfs. eine RoRo-Rampe verwendet werden.



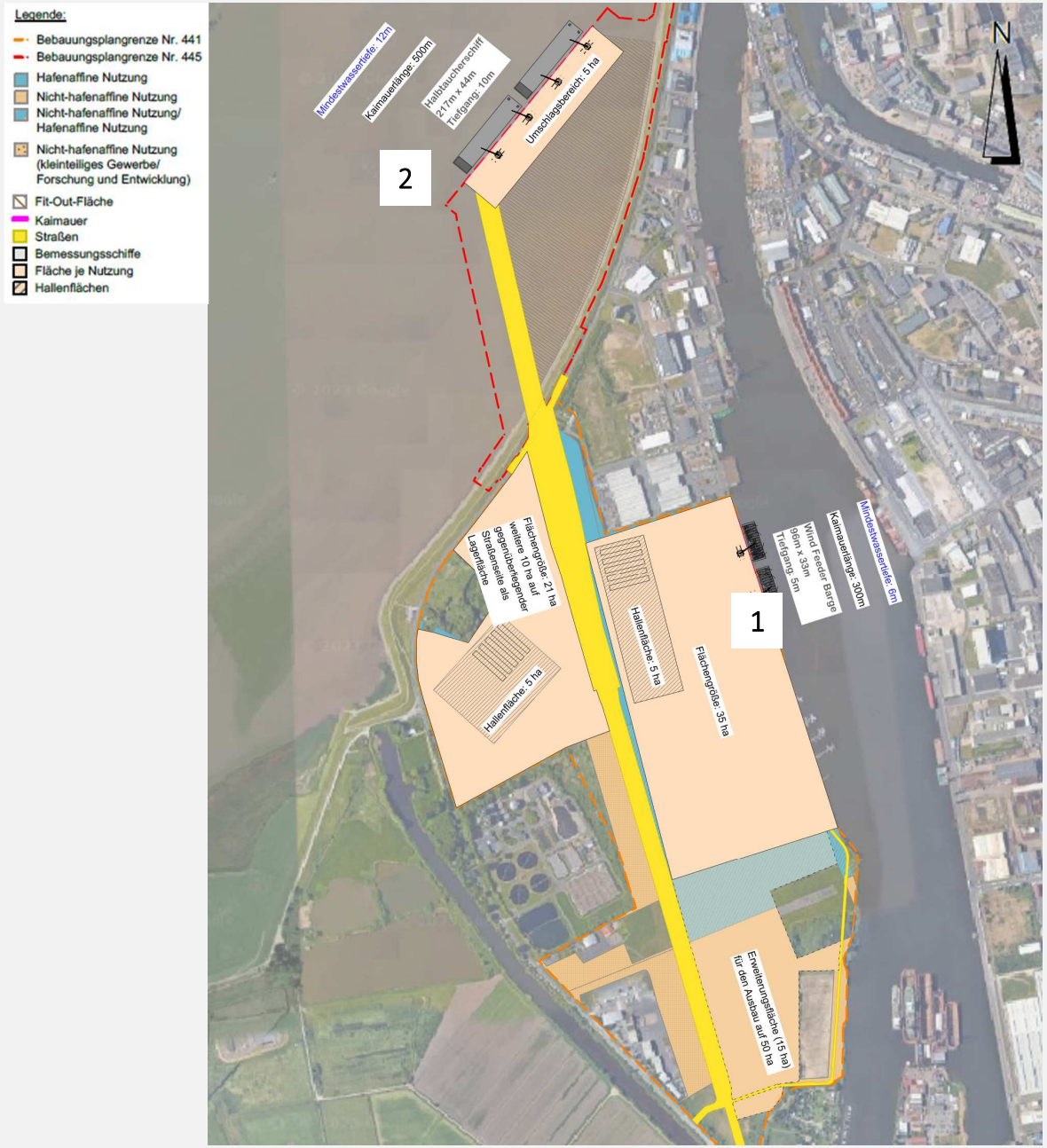
STANDORTOPTIONEN

Produktion Türme

Die Anforderungen an den seeseitigen Zugang für den Umschlag von Türmen sind nicht eindeutig zu formulieren. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass ein Umschlag im Fischereihafen (Option 1) den Schiffsanforderungen genügt. Es sind allerdings auch größere Schiffsgrößen möglich, die einen weserseitigen Umschlag erfordern (Option 2):

1. Westlicher Fischereihafen: Unter der Annahme, dass der Transport der am Standort produzierten Türme mit den im Nordseeraum üblichen Deck Carriern erfolgt, ist ein Standort im Bereich des (inneren) westlichen Fischereihafens möglich. Aufgrund der Abmessungen der Deck Carrier beträgt die Länge der Kaimauer 150-200 m.
2. Weserseite: Insbesondere mit Blick auf den Export sind größere Schiffsgrößen möglich, so dass in diesem Fall ein Umschlag auf der Weserseite erfolgen müsste.

Beide Standortoptionen sehen die Entwicklung einer neuen Kaje vor. Die Nutzung der knappen Flächenressourcen an der Kaje sollte maßgeblich für den Vorstau und den Umschlag der Komponenten genutzt werden. Um die wettersensiblen Komponenten wetterunabhängig vorbereiten zu können, erscheint die Einrichtung einer Produktionshalle in angemessener Entfernung sinnvoll.



STANDORTOPTIONEN

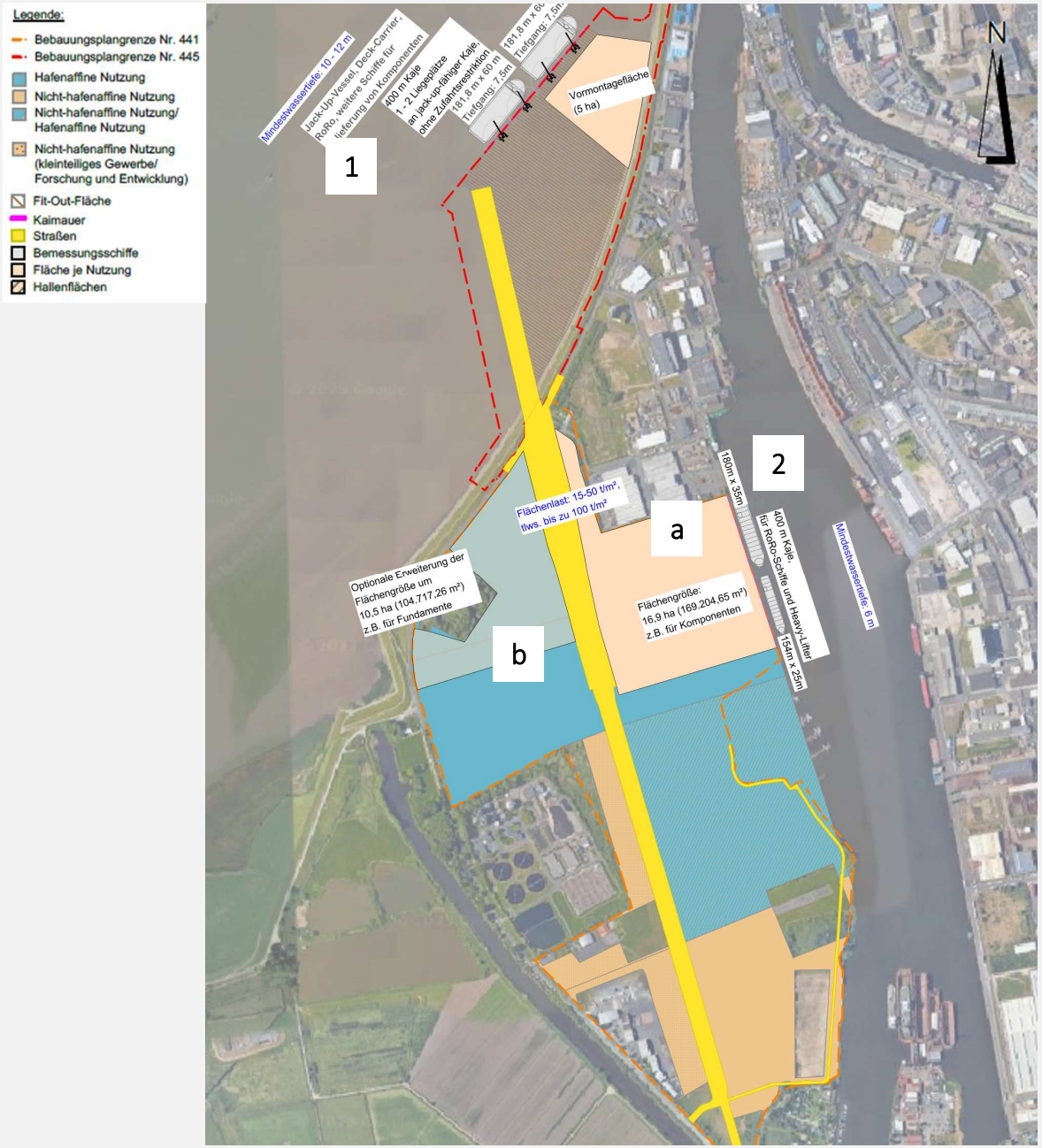
Produktion Fundamente

Für den Aufbau einer Fundament-Produktion wird ein Flächenbedarf von min. 35 ha veranschlagt. Ggf. sind Kapazitätsreserven für die Ausweiterung der Produktion auf bis zu 50 ha (leicht transparente Fläche) möglich. Je nach Abmessung der geplanten Fundamente sind zwei Standortoptionen möglich:

1. Westlicher Fischereihafen: Unter der Annahme, dass der Transport der am Standort produzierten Fundamente mit den im Nordseeraum üblichen Deck Carriern erfolgt, ist ein Standort im Bereich des (inneren) westlichen Fischereihafens möglich.

2. Weserseite: Für den Transport von XXL-Monopiles werden vielfach größere Schiffseinheiten (z. B. sog. Halbtaucherschiffe) genutzt, welche mit ihren Dimensionen nicht die Fischereihafenschleuse passieren können und somit einen weserseitigen Umschlag erfordern. Z. T. werden die Komponenten auch quer verladen.

Beide Standortoptionen sehen die Entwicklung einer neuen Kaje vor. Die Nutzung der knappen Flächenressourcen an der Kaje sollte maßgeblich für den Vorstau und den Umschlag der Komponenten genutzt werden, so dass die Einrichtung einer Produktionshalle in angemessener Entfernung sinnvoll erscheint. Für die Verladung können Schiffskräne oder eine RoRo-Rampe genutzt werden. Der Transport auf den Betriebsflächen erfolgt mit SPMTs.



STANDORTOPTIONEN

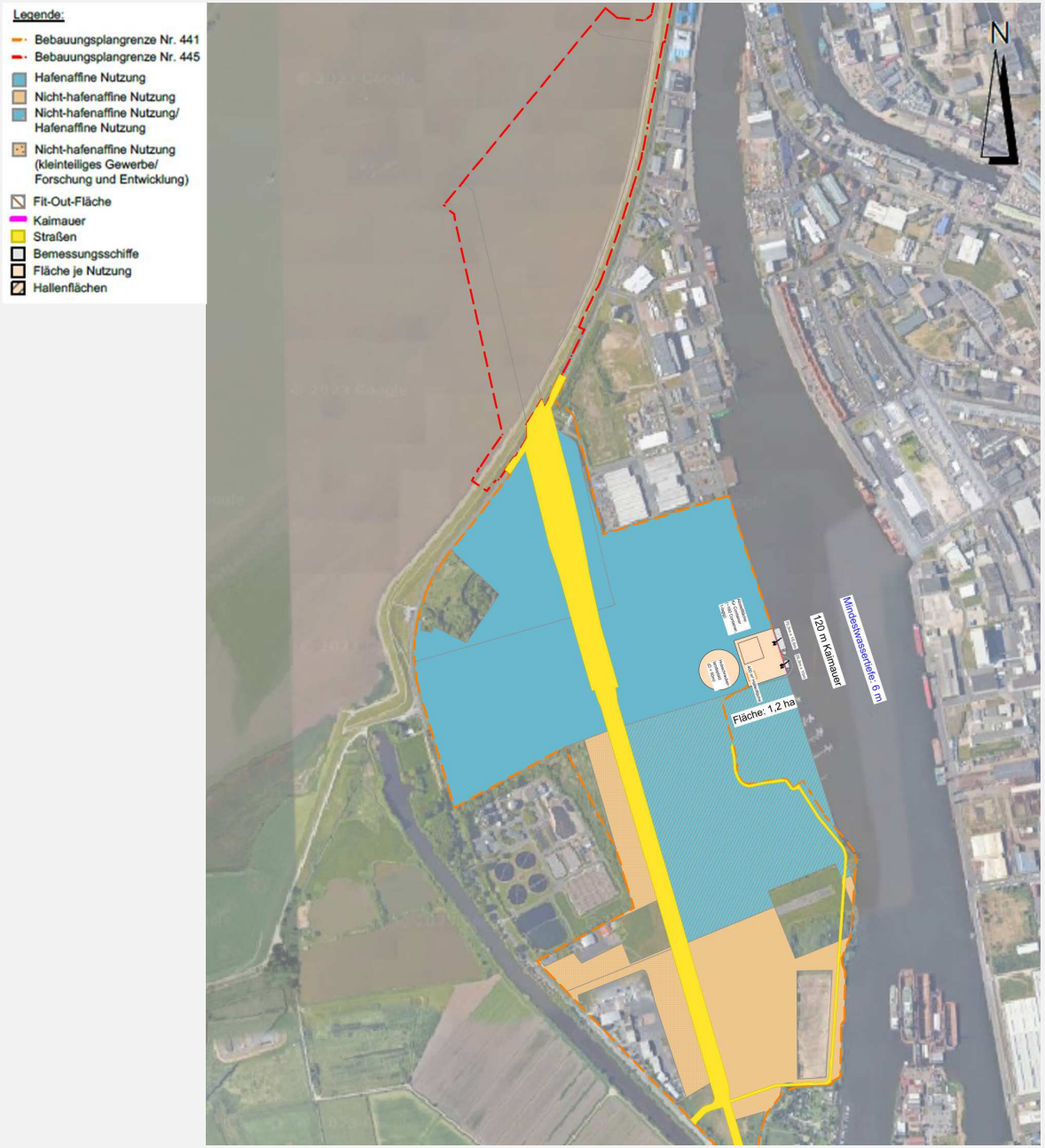
Vormontage, Zwischenlagerung

Für den Aufbau eines Installationshafens (Vormontage, Zwischenlagerung) bestehen stark divergierende Flächenbedarfe sowie Last-Anforderungen. Es wird ein Flächenbedarf von 20 ha für Komponenten und 10 ha für Fundamente veranschlagt. Eine flexible Möglichkeit der Flächennutzung ist aufgrund der sequenziellen Anlieferung und Verbauung der einzelnen Komponenten von Vorteil. Aufgrund der Dimensionen der Installationsschiffe ist ein weserseitiger Umschlag (Lokation 1) notwendig. Die dortigen Flächen könnten auch direkt als Vormontageflächen genutzt werden. Die Anlieferung kleinerer Teilkomponenten kann auch über den Fischereihafen erfolgen (Lokation 2). Es sind grundsätzlich unterschiedliche Größen und Layoutvarianten möglich, im Folgenden sind beispielhaft dargestellt:

a. Zwischenlager-/Vormontageflächen für Turbinen und Türme

b. Zwischenlager-/Vormontageflächen für Fundamente

Neben einer Entladung mit Kränen (Kapazität bis zu 3.200 t) sollte die Möglichkeit einer RoRo-Entladung gegeben sein. Für die Anlieferung einzelner Teilkomponenten ist eine gute Anbindung an das übergeordnete Fernstraßennetz notwendig.



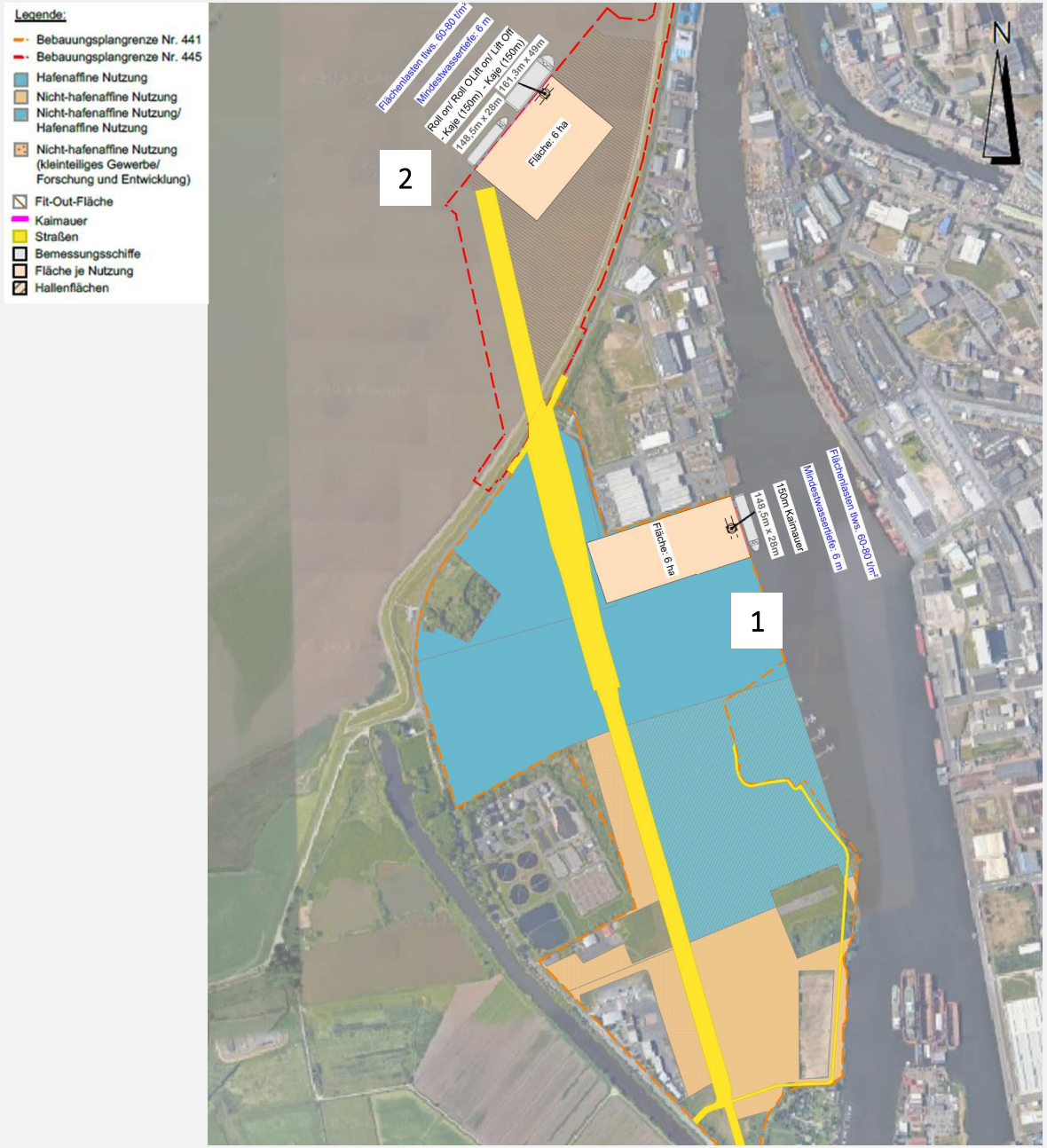
STANDORTOPTIONEN

Operations & Maintenance

Im Bereich Operations & Maintenance liegt der Flächenbedarf bei ca. 200 bis 400 m² für eine Lager-/Logistikhalle zzgl. weiterer Abstellflächen für z. B. Container sowie einem Hubschrauberlandeplatz mit ausreichend Start- und Landeerlaubnissen.

Die Dimensionen der größten in der Nordsee im Einsatz befindlichen Service Operation Vessels (SOV) erlauben das Passieren durch die große Kammer der Fischereihafenschleuse und somit einen Standort im (inneren) westlichen Fischereihafen. Eine weserseitige Erschließung ist nicht notwendig.

Da die Auslage eines Bordkrans oft nicht ausreicht, ist das Vorhandensein eines landseitigen Krans vorteilhaft. Ersatzteile können sowohl per Schiff als auch per LKW angeliefert werden, daher sollte eine gute Anbindung an das übergeordnete Fernstraßennetz bestehen. Für die Mitarbeitenden ist eine gute Anbindung an den ÖPNV vorteilhaft.



STANDORTOPTIONEN

Rückbau / Recycling

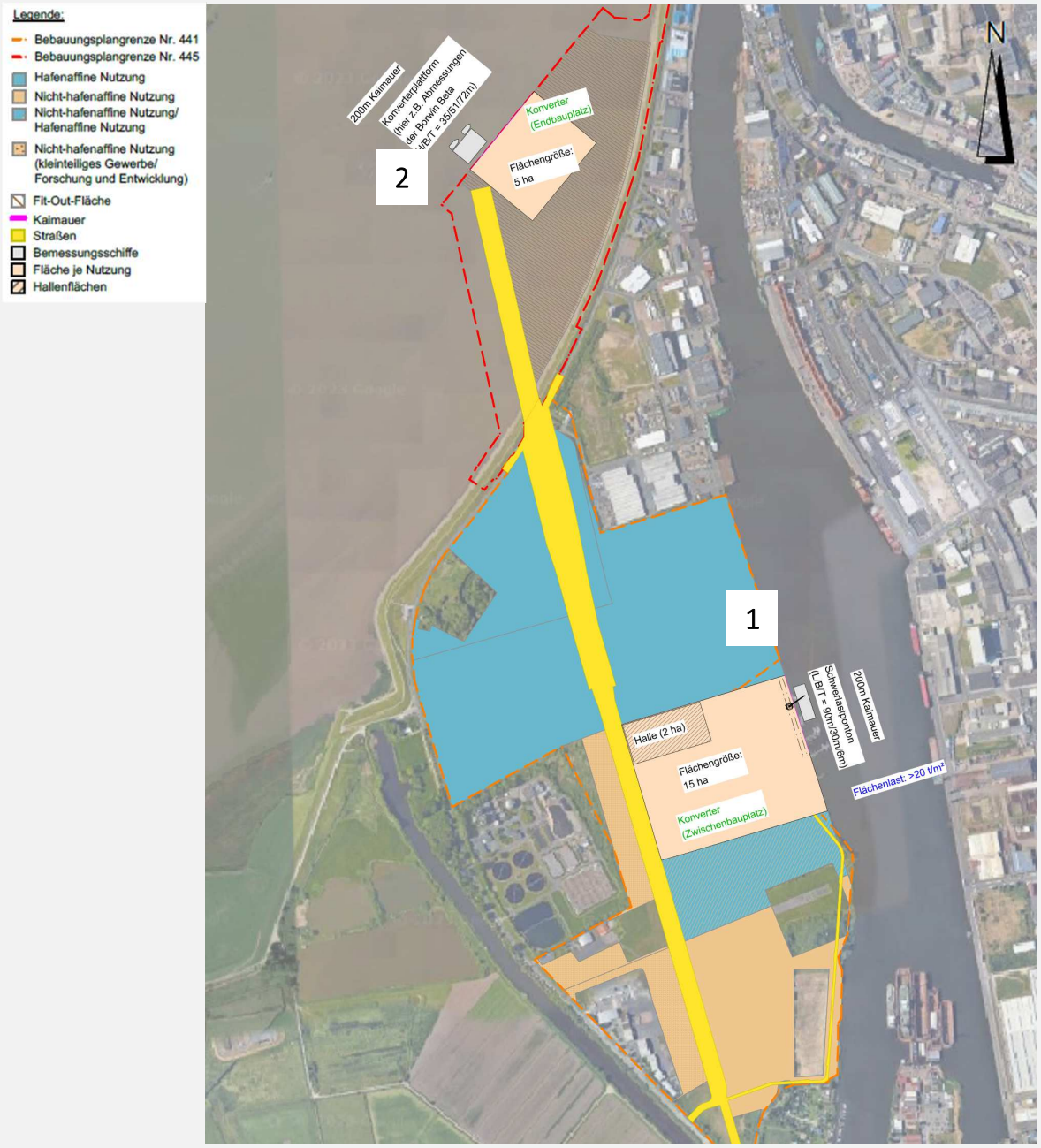
Bislang gibt es beim Rückbau von Offshore-Windparks relativ wenig Erfahrung und die Rückbauprozesse sind noch nicht vollständig spezifiziert. Die möglichen Rückbauszenarien unterscheiden sich in Bezug auf Transport, Demontageumfang und -technik. Je nach Rückbauszenario bestehen zwei mögliche Standortoptionen:

1. Westlicher Fischereihafen: Erfolgt ein Transport im Feederkonzept mit Hilfe von Deck Carriern zum Hafen, kann die große Kammer der Fischereihafenschleuse passiert werden und das Schiff per landseitigem Kran entladen werden.

2. Weserseite: Werden für den Rückbau sowie Transport der zurückzubauenden Komponenten des Offshore-Windparks Errichter- bzw. Demontageschiffe verwendet, wäre eine weserseitige Erschließung notwendig. Hierbei könnte sowohl eine RoRo- als auch LoLo-Kaje entwickelt werden.

Neben Flächenkapazitäten für das Anlanden, Demontieren und Zerkleinern der Offshore-Windpark-Komponenten wird auch die Vorhaltung von Equipment und Personal erforderlich.

Prinzipiell kann davon ausgegangen werden, dass die recycelten Mengen vornehmlich über den Landweg weitertransportiert werden und daher eine gute Anbindung an das Straßen- und Schienennetz notwendig ist.



STANDORTOPTIONEN

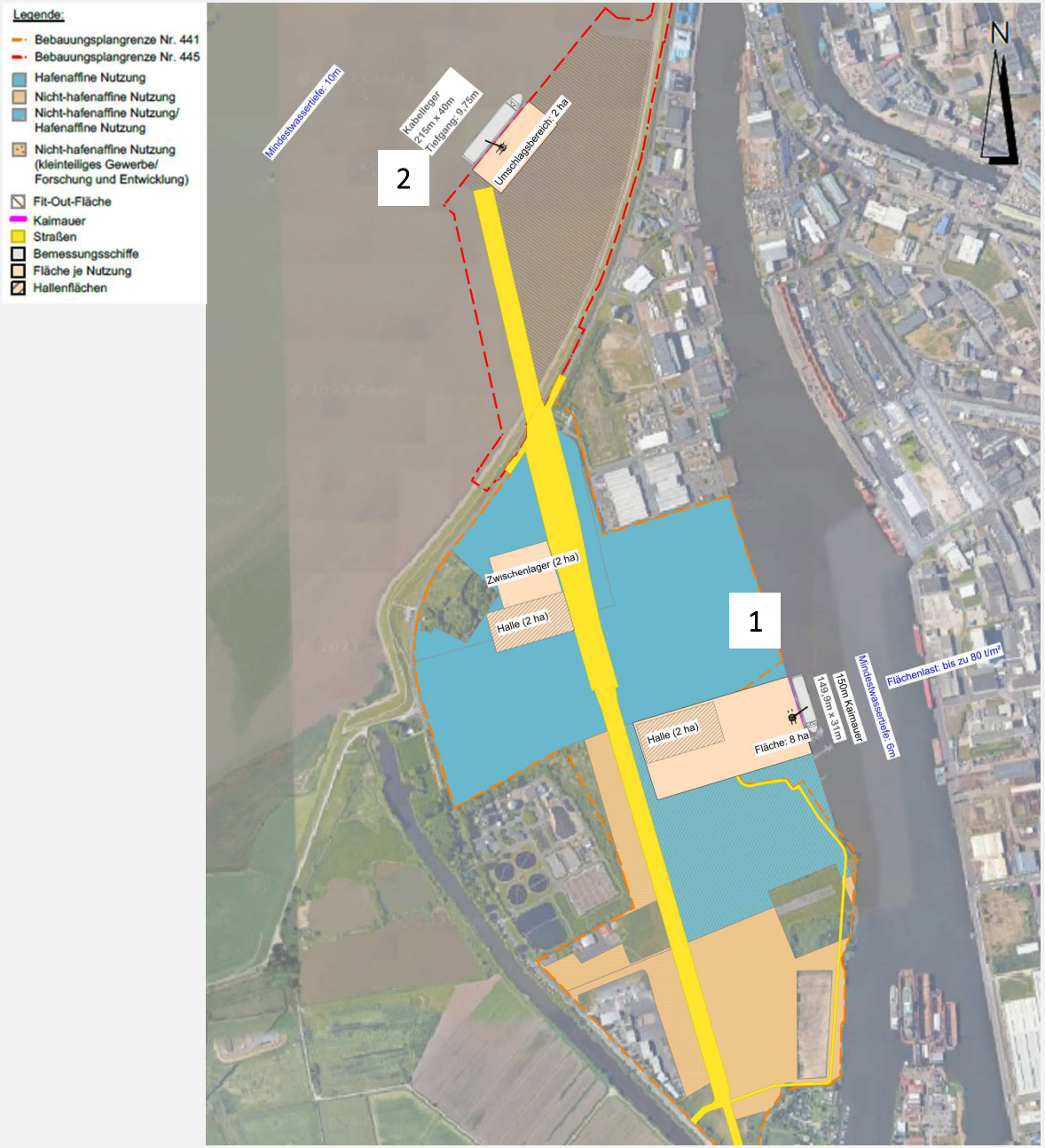
Konverter

Der Flächenbedarf für die Realisierung eines Bauplatzes für Konverter-Plattformen liegt bei rund 20 ha. Je nach Nutzung des Bauplatzes sind zwei Standortoptionen denkbar:

1. Westlicher Fischereihafen: Schwerlastpontons können grundsätzlich die Fischereihafenschleuse passieren und so im Bereich des Fischereihafens tideunabhängig umgeschlagen werden (Zwischenbauplatz).
2. Weserseite: Wird der Bauplatz für Konverter-Plattformen als Endbauplatz vorgesehen, ist eine Verschiffung über die Weserseite notwendig.

Für den Umschlag der Komponenten wird neben einer mind. 200 m langen, neu entwickelten Kaje ein Schienensystem sowie die Möglichkeit für die Abfertigung von rollender Ladung benötigt.

Einzelne Teilkomponenten können auf dem Landweg angeliefert werden, wofür eine gute Anbindung an das Fernstraßennetz vorhanden sein sollte.



STANDORTOPTIONEN

Seekabel

Abhängig von der Größe der für den Export der Seekabel eingesetzten Schiffseinheiten bestehen zwei mögliche Standortoptionen:

1. Westlicher Fischereihafen: Unter der Annahme, dass der Transport der am Standort produzierten Seekabel mit den derzeit gängigen Schiffsgrößen von Kabellegern erfolgt, ist ein Standort im Bereich des (inneren) westlichen Fischereihafens möglich.
2. Weserseite: Aufgrund der Größenentwicklung in diesem Segment ist nicht auszuschließen, dass die Kabelleger in Zukunft größer werden (> 40 m Breite). In diesem Fall müsste ein Umschlag auf der Weserseite erfolgen.

Beide Standortoptionen sehen die Entwicklung einer neuen Kaje vor. Die Nutzung der knappen Flächenressourcen an der Kaje sollte maßgeblich für den Vorstau und den Umschlag der Komponenten genutzt werden, so dass die Einrichtung einer Produktionshalle bzw. Lager- und Abstellkapazitäten in angemessener Entfernung sinnvoll erscheint.

Es erfolgt keine Versorgung mit und Entsorgung der Kabeltrommeln auf dem Landweg. Lediglich für die Anlieferung einzelner Materialien sollte eine gute Anbindung an das übergeordnete Fernstraßennetz bestehen.





STANDORTOPTIONEN

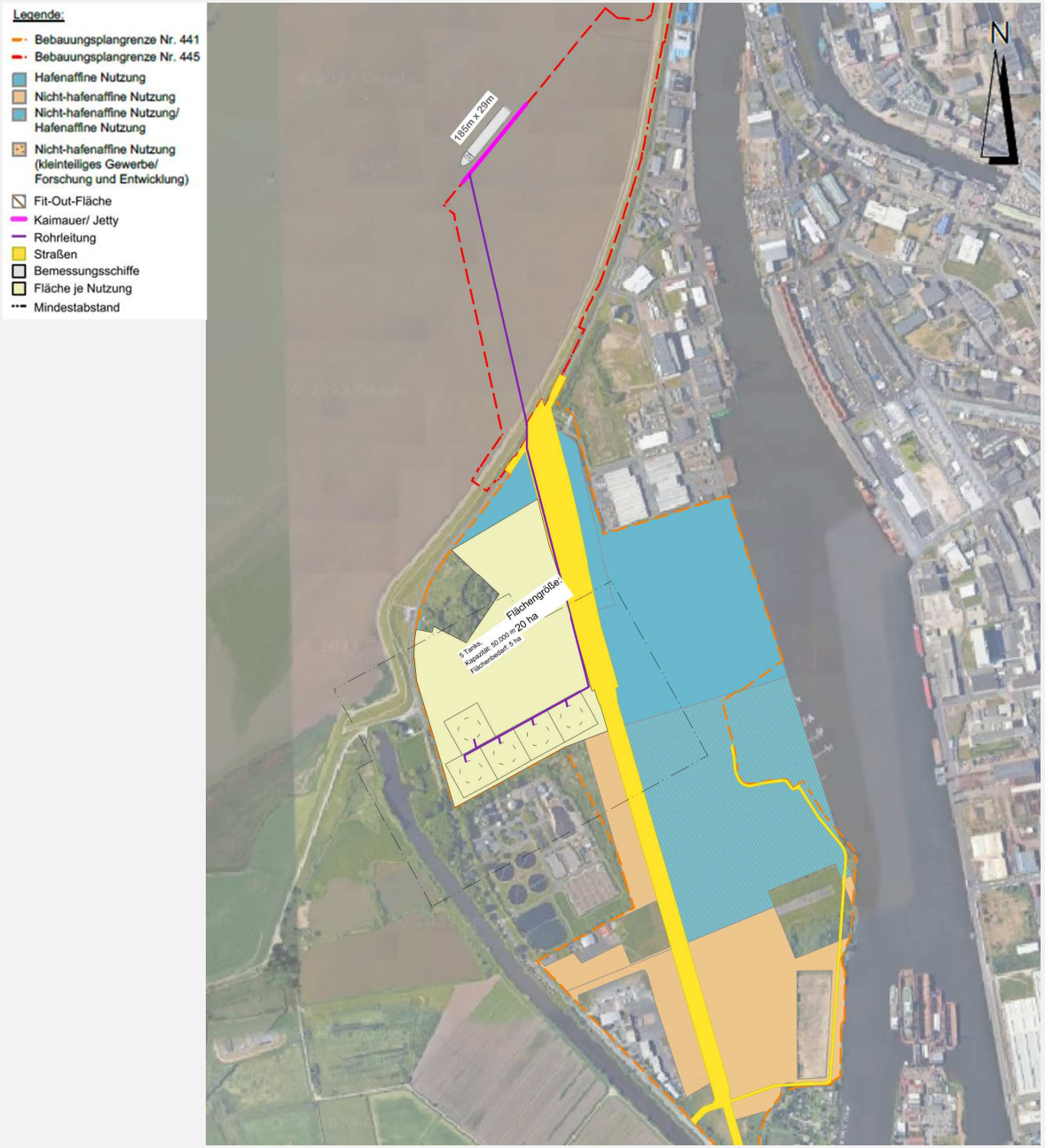
Importterminal E-Methanol

Für den Aufbau eines Importterminals für E-Methanol mit einer Kapazität von 800.000 t H2 wird eine Fläche von knapp 9.000 m² pro Tank benötigt. Insgesamt ergibt sich ein Flächenbedarf von 12-15 ha, welcher sich neben den Tanklagerflächen aus Flächen für Jetty, Umwandlung und sonstigen Betriebsflächen zusammensetzt.

Aktuelle Dimensionen von Chemietankern können die große Kammer der Fischereihafenschleuse nicht passieren, daher sollte eine weserseitige Jetty-Lösung entwickelt werden.

Je nach Nachfrage ergeben sich die landseitigen Infrastruktur-anforderungen. Wird E-Methanol direkt als Energieträger ein-gesetzt, ist ein Weitertransport per Bahn oder Pipeline möglich. Bei Einsatz von E-Methanol als Bunkerfuel ist außerdem ein Transport per Binnenschiff/ Bunkerbarge relevant.

Denkbar ist auch eine Umwandlung des Methanols zur Wasserstoffgewinnung. Grundsätzlich ist Methanol als Wasserstoffträger aber unüblich. Bei der Umwandlung wäre eine Pipelineanbindung an ein bestehendes Wasserstoff-Netz sowie der Anschluss an ein Umspannwerk notwendig.



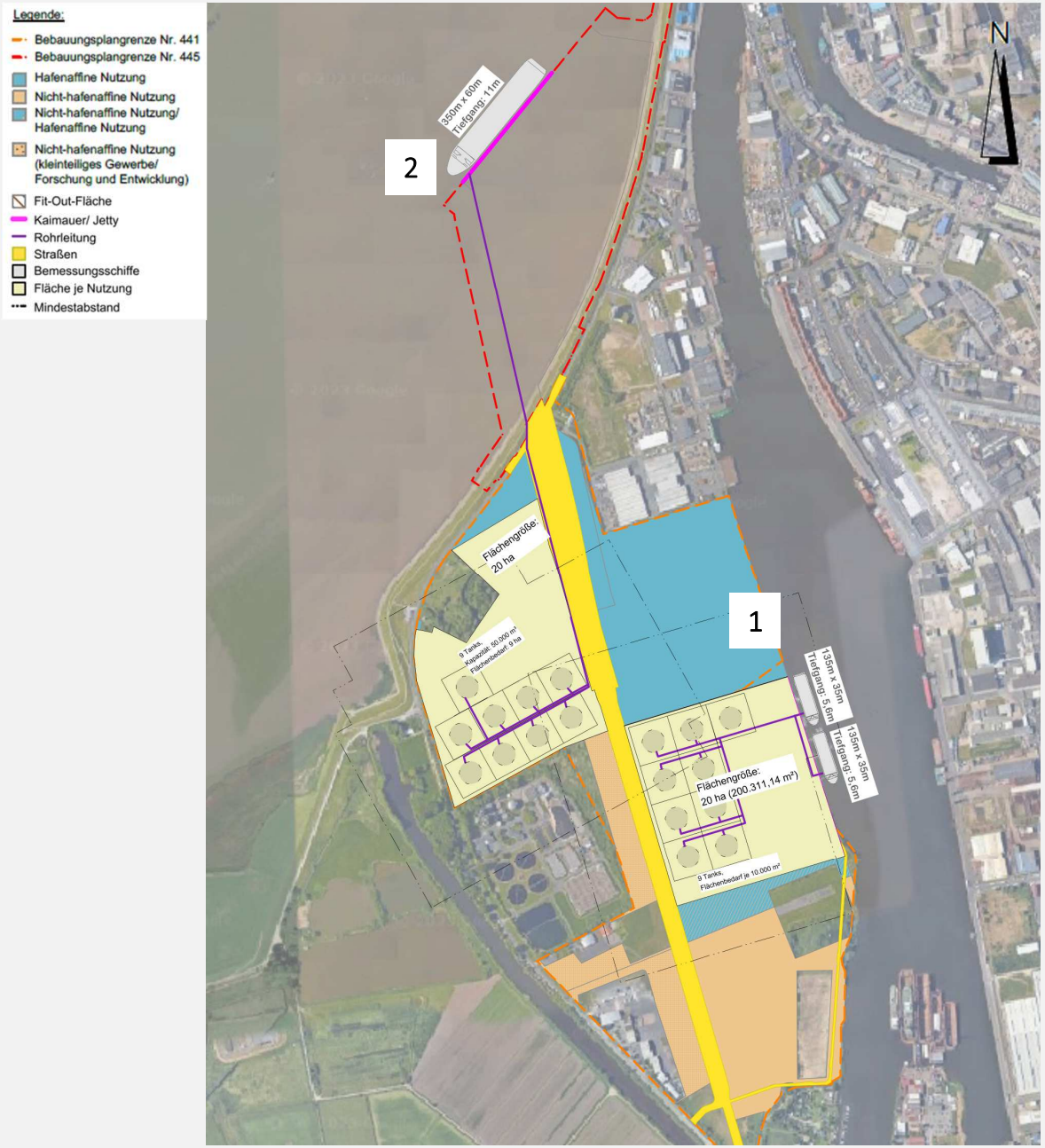
STANDORTOPTIONEN

Importterminal LOHC

Für den Aufbau eines Importterminals für LOHC mit einer Kapazität von 800.000 t H2 wird eine Fläche von mindestens ca. 15 ha (tendenziell 18-20 ha) benötigt, welcher sich neben den Tanklagerflächen aus Flächen für Jetty, Umwandlung (Dehydrogenation) und sonstigen Betriebsflächen zusammensetzt. Die Tanks werden sowohl für die Lagerung von LOHC/MCH als auch für Toluol benötigt.

Aktuelle Dimensionen von Chemietankern können die große Kammer der Fischereihafenschleuse nicht passieren, daher sollte eine weserseitige Jetty-Lösung entwickelt werden.

Bei der Umwandlung von LOHC in gasförmigen Wasserstoff ist eine Pipelineanbindung an ein bestehendes Wasserstoff-Netz sowie der Anschluss an ein Umspannwerk notwendig. Für die Anlieferung von Hilfsstoffen (z. B. Stickstoff) ist eine leistungsfähige Straßenanbindung notwendig.



STANDORTOPTIONEN

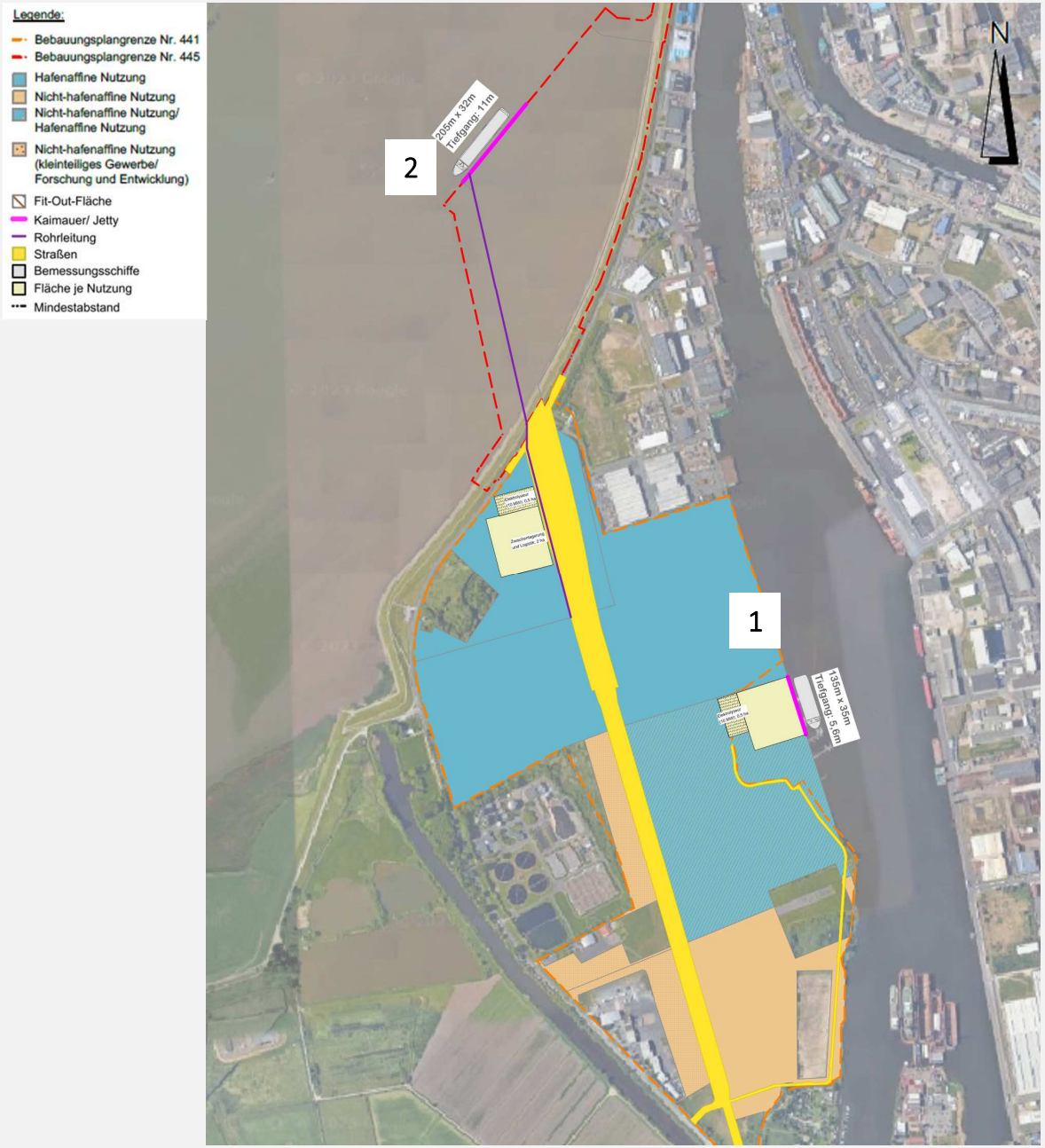
Importterminal LH2

Für den Aufbau eines Importterminals für LH2 mit einer Kapazität von 800.000 t H2 wird eine Fläche von ca. 20 ha benötigt, welcher sich neben den Tanklagerflächen aus Flächen für Jetty, Umwandlung und sonstigen Betriebsflächen zusammensetzt. Um die Tankflächen sind zusätzliche Sicherheitsabstände zu berücksichtigen, so dass sich je Tank ein Flächenbedarf von 10.000 m² ergibt. Es bestehen zwei mögliche Standortoptionen:

1. Westlicher Fischereihafen: Aktuelle Dimensionen von kleineren Tankern für den Transport von LH2 können die große Kammer der Fischereihafenschleuse passieren. Basierend auf den Abmessungen der Tanker beträgt die Länge der Kaimauer mindestens 140 m. Um einen weiteren Liegeplatz zu ermöglichen, kann die Kaimauerlänge auf 285 m erweitert werden.

2. Weserseite: Aufgrund der Entwicklung der Schiffsdimensionen (aktuell wird bereits ein Flüssigwasserstofftanker mit einer Länge von bis zu 350 m diskutiert), kann auch eine weserseitige Jetty-Lösung erforderlich werden.

Grundsätzlich erscheint ein fixer Standort mit unerschiedlichen Jetty-Optionen vorteilhaft. Wird LH2 direkt als Energieträger eingesetzt, ist ein Weitertransport per Bahn, Lkw oder Pipeline möglich. Bei der Umwandlung in gasförmigen Wasserstoff ist eine Pipelineanbindung an ein bestehendes Wasserstoff-Netz notwendig.



STANDORTOPTIONEN

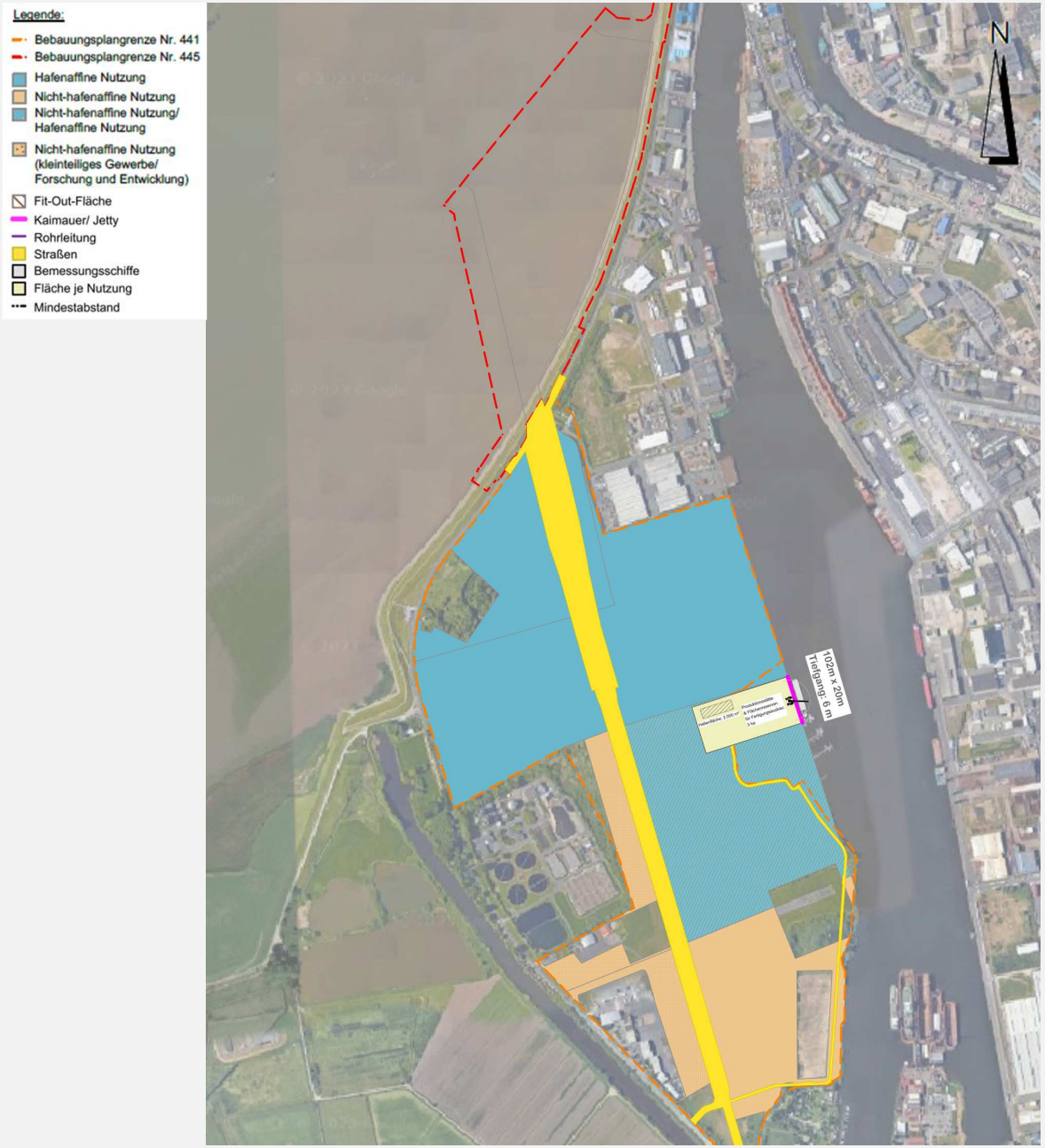
Offshore H2

Für ein Set-Up für die Offshore H2 Industrie mit einem Elektrolyseur sowie einer Fläche für Zwischenlagerung und Logistik beträgt der Flächenbedarf max. 2 ha. Abhängig von der Variante (Offshore-Windenergie) ergeben sich unterschiedliche Infrastrukturanforderungen. Die Standortoptionen ergeben sich im Wesentlichen aus den Anforderungen aus den Schiffsgrößen:

1. Westlicher Fischereihafen: Wird für die Anlandung des produzierten Wasserstoffes ein kleinerer Tanker verwendet, könnte der Offshore-H2-Standort im (inneren) westlichen Fischereihafen lokalisiert werden.

2. Weserseite: Bei einem Transport des produzierten Wasserstoffes über Chemietanker mit geplanten Längen von bis zu 220 m, müsste eine weserseitige Erschließung erfolgen.

Beide Standortoptionen sehen die Entwicklung einer neuen Kaje vor. Für die Abnahme des produzierten Wasserstoffes ist eine Pipelineanbindung nötig.



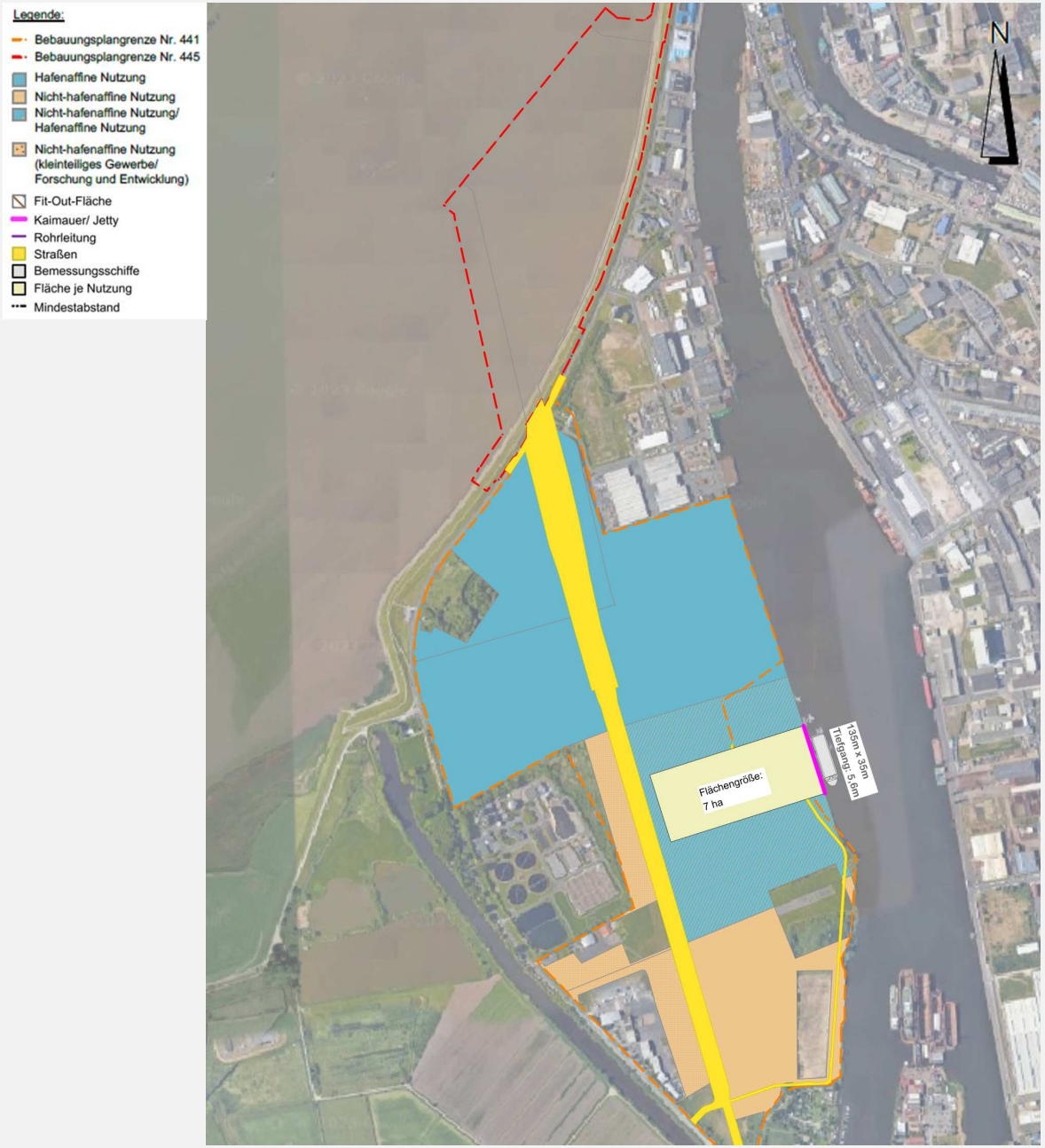
STANDORTOPTIONEN

H2-Technologieproduktion

Für den Aufbau eines Produktionsstandorts für Elektrolyseure wird ein Flächenbedarf von bis zu 3 ha veranschlagt, um genügend Fläche für den Aufbau (sowie modularen Ausbau) einer Produktionsstätte zu gewährleisten.

Es bestehen keine spezifischen Anforderungen an die wasserseitige Infrastruktur, so dass ein Transport auf dem Wasserweg u. a. mit Multipurpose Schiffen möglich ist. Diese sind in der Lage, die große Kammer der Fischereihafenschleuse zu passieren, so dass ein Standort im (inneren) westlichen Fischereihafen denkbar ist. Eine weserseitige Erschließung ist nicht notwendig.

Aufgrund der Größe und Gewichte der Anlagen erfolgt nur in seltenen Fällen ein Abtransport über den Landweg. Anlieferungen von Teilen und Komponenten sind allerdings möglich, so dass eine gute Anbindung an das übergeordnete Fernstraßennetz vorhanden sein sollte.



STANDORTOPTIONEN

Lokale Herstellung

Der Flächenbedarf für den Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur (Produktions- und/oder Import-, Lager- und Abgabeanlagen) hängt stark von der Ausgestaltung der Anlage hinsichtlich der Produkte, Mengen etc. ab, wird allerdings grundsätzlich eine Fläche von ca. 5-7 ha einnehmen. Davon entfällt ein nur vergleichsweise kleiner Teil (ca. 1-2 ha) auf die Lagerhaltung, der Rest wird für die Produktion und Logistik benötigt.

Der Standort sollte für kleinere Tanker oder Bunkerbarges erreichbar sein. Diese Anforderung ist im (inneren) westlichen Fischereihafen gegeben. Eine weserseitige Erschliessung ist nicht notwendig.

Ein Weitertransport über Pipelines ist vsl. nicht erforderlich. Eine Ausnahme bildet die Anbindung von lokalen Abnehmern. Die landseitige Infrastruktur sollte eine Anbindung per Lkw oder Bahn abdecken. Aufgrund des vsl. hohen Energiebedarfs ist der Anschluss an ein Umspannwerk notwendig.

Ausgehend von der Darstellung der Standortoptionen für die potenziellen Nutzungen erfolgt im nächsten Schritt die Kombination von Einzelnutzungen zu unterschiedlichen Layoutszenarien. Die nachfolgenden Layoutvarianten orientieren sich an den beschriebenen Szenarien „Basis“ und „Ausbau II“. Die diesbzgl. vom Auftraggeber bereitgestellten Skizzen wurden von HTC/Sellhorn unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus der Marktanalyse (AP1) weiterentwickelt und in einem Workshop mit bremenports, der BIS und der FBG diskutiert und validiert. Die nachfolgende Darstellung zeigt die (vorläufigen) Layoutvarianten in Form von Prinzipskizzen. Dabei finden (soweit möglich) unterschiedliche Entwicklungsstufen Berücksichtigung. Nicht dargestellt aber in die Überlegungen eingeflossen sind mögliche Co-Nutzungen einzelner Kajen oder Flächen. Darüber hinaus sind weitere „Mischformen“ denkbar. Eine ausschließliche Nutzung der Weserseite (ohne Kaje im Fischereihafen) erscheint dabei aus ökonomischen und betrieblichen Gründen nicht vorteilhaft. Eine Detaildarstellung der Layoutvarianten findet sich auf den Folgeseiten.

SZENARIO 1a/b „OFFSHORE INSTALLATION“

Installationshafen für die Offshore-Windindustrie



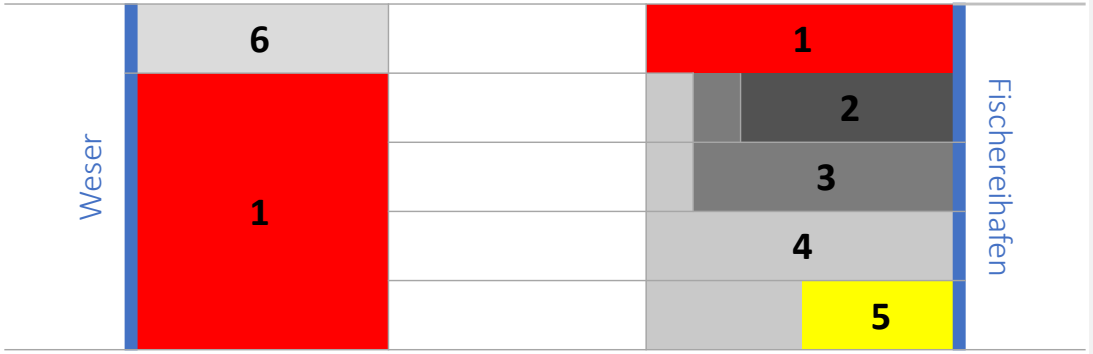
Zwischenlagerung und Vormontage von Komponenten für die Offshore-Windindustrie

1. Einstieg auf der Fischereihafenseite (ggf. in Kombination mit dem CT1)
2. Weserseitige Erschließung, Nutzung des Fischereihafens für Zulieferverkehre

Bei der Aufspaltung der Aktivitäten im Bereich Vormontage und Zwischenlagerung (Installation) auf zwei Standorte ist zu beachten, dass hierdurch gebrochene Verkehre entstehen, die aufgrund von Größe und Gewicht der einzelnen Komponenten zusätzliche Kosten, Risiken und höherem Zeitbedarf bedeuten. Beispielhaft lässt sich dies an einem Transport von Tripods zwischen dem Labradorhafen und der ABC-Halbinsel aus dem Zeitraum um 2015 verdeutlichen. Die Transportkosten beliefen sich hier auf rund 100.000 € / Transport. Dies entspricht 5 % der Tripodkosten.

SZENARIO 2a/b/c „OFFSHORE INSTALLATION, PRODUKTION“

Installationshafen für die Offshore-Windindustrie und Produktionsstandort für ausgewählte Komponentenhersteller



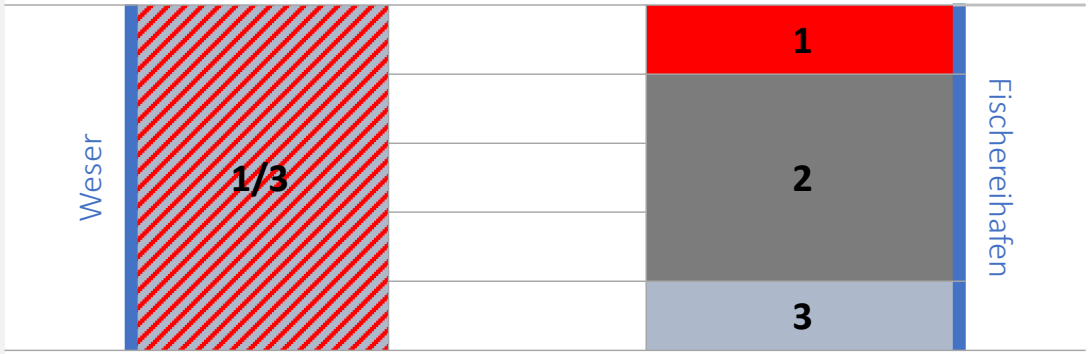
Zwischenlagerung und Vormontage von Komponenten für die Offshore-Windindustrie, Produktionsstandort für Komponenten und/oder Konverter (Zwischenbauplatz Produktion S-L oder Endausbau)

1. Installation: Weserseitige Erschließung, Fischereihafen für Zulieferverkehre
2. Produktion „S“ (10 ha)
3. Produktion „M“ (20 ha)
4. Produktion „L“ (30-35 ha)
5. O&M
6. Produktion Konverter (Endausbau)

AP2: GESTALTUNG

SZENARIO 3 „OFFSHORE INSTALLATION, PRODUKTION/RÜCKBAU“

Installationshafen für die Offshore-Windindustrie, Produktionsstandort für ausgewählte Komponentenhersteller, Standort für den Anlagenrückbau

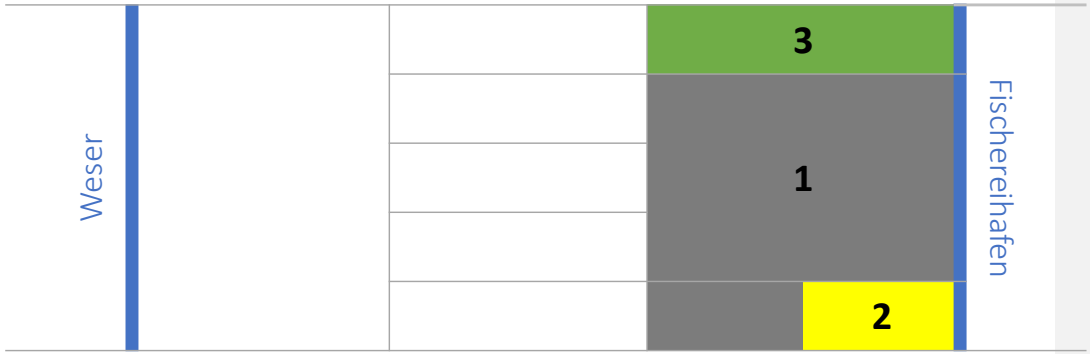


Zwischenlagerung und Vormontage von Komponenten für die Offshore-Windindustrie, Produktionsstandort für Komponenten und/oder Konverter, Standort für den Rückbau von Windenergieanlagen

1. Installation: Weserseitige Erschließung, Fischereihafen für Zulieferverkehre
2. Produktion
3. Rückbau

SZENARIO 4a/b „FISCHEREIHAFEN“

Produktionsstandort für ausgewählte Komponentenhersteller, Servicestandort, (ggf. ergänzt um Small Scale H2-Import)

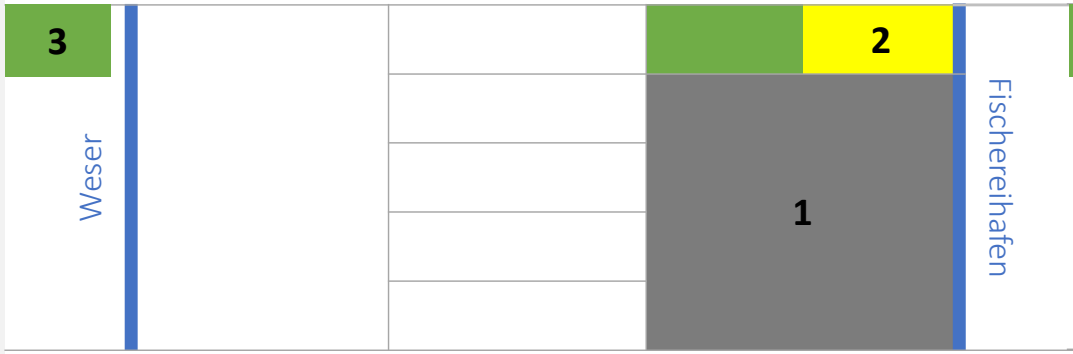


Produktionsstandort für Komponenten und/oder Konverter, Standort für O&M, Kleines Importterminal für H2/H2-Derivate

1. Produktion
2. O&M
3. Small Scale Jetty und Tanklager

SZENARIO 5 „FISCHEREIHAFEN PLUS“

Produktionsstandort für ausgewählte Komponentenhersteller, Servicestandort, H2-Import



Produktionsstandort für Komponenten und/oder Konverter, Standort für O&M, Importterminal für H2/H2-Derivate mit Jetty auf der Weserseite

1. Produktion
2. O&M
3. Jetty und Tanklager

SZENARIO 6 „ALL-IN“

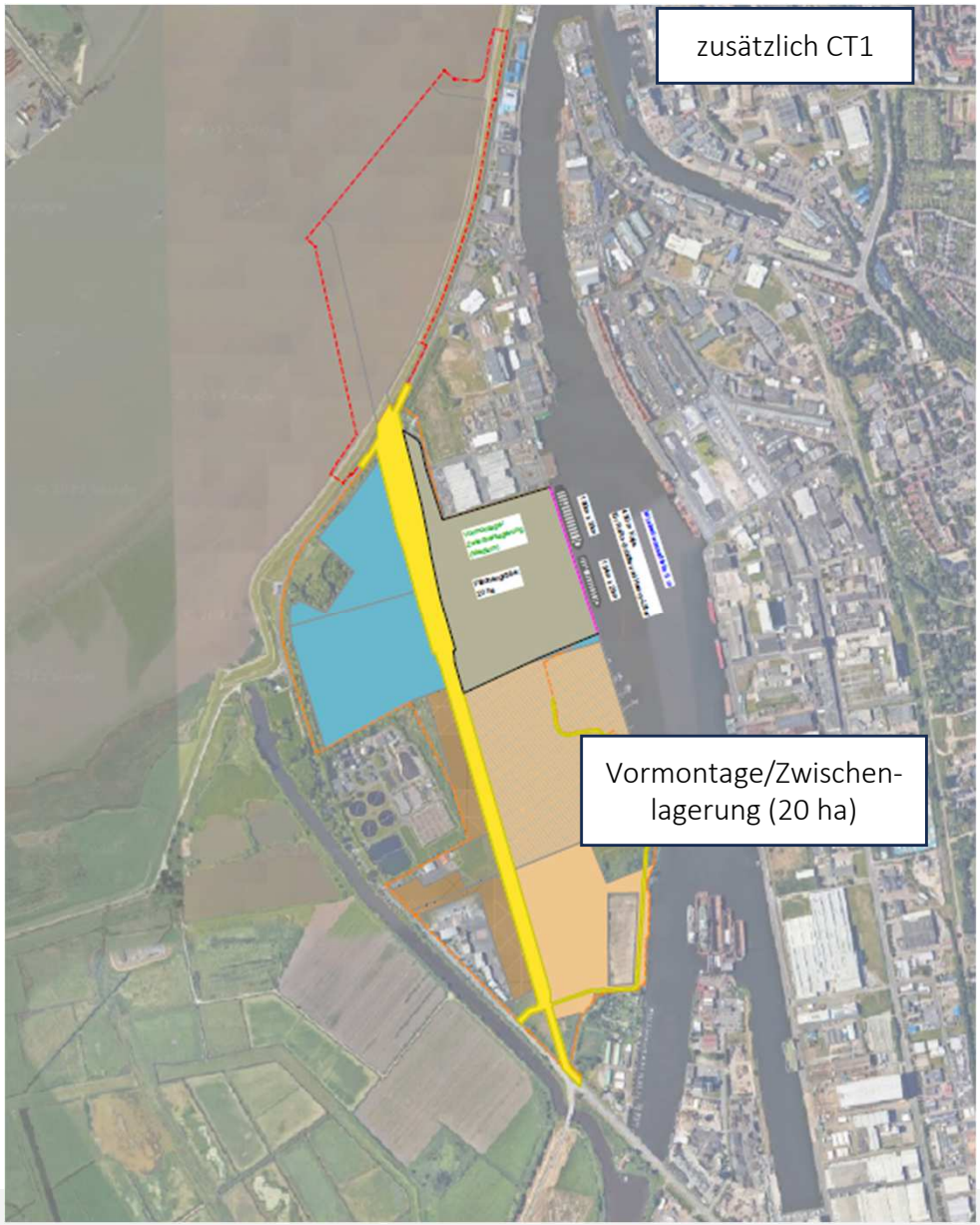
Kombination aller Nutzungsmöglichkeiten aus den Bereichen Installation, Produktion, H2



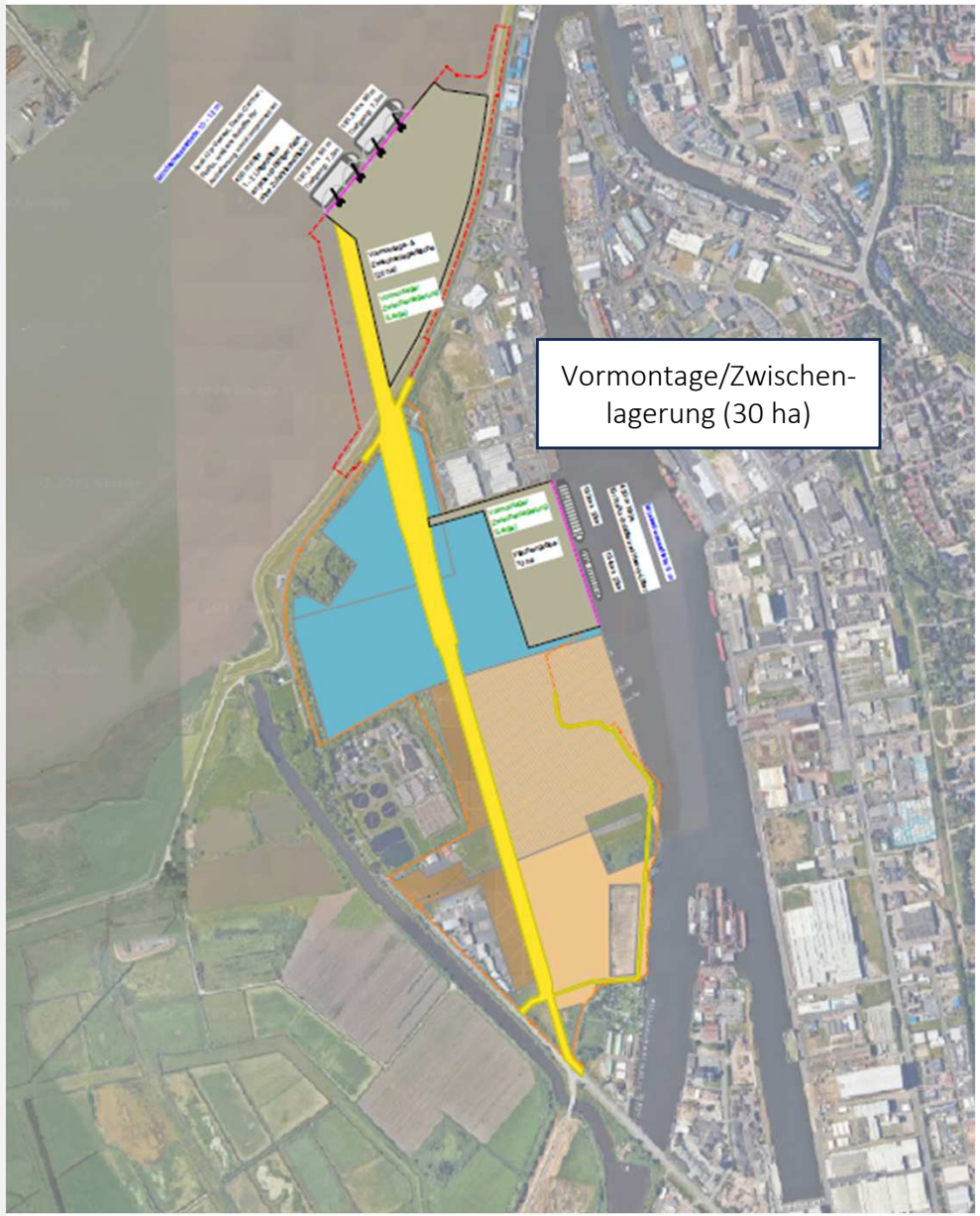
Zwischenlagerung und Vormontage von Komponenten für die Offshore-Windindustrie, Produktionsstandort für Komponenten und/oder Konverter, Standort für den Rückbau von Windenergieanlagen

1. Installation: Weserseitige Erschließung, Fischereihafen für Zulieferverkehre
2. Produktion
3. O&M
4. Jetty und Tanklager

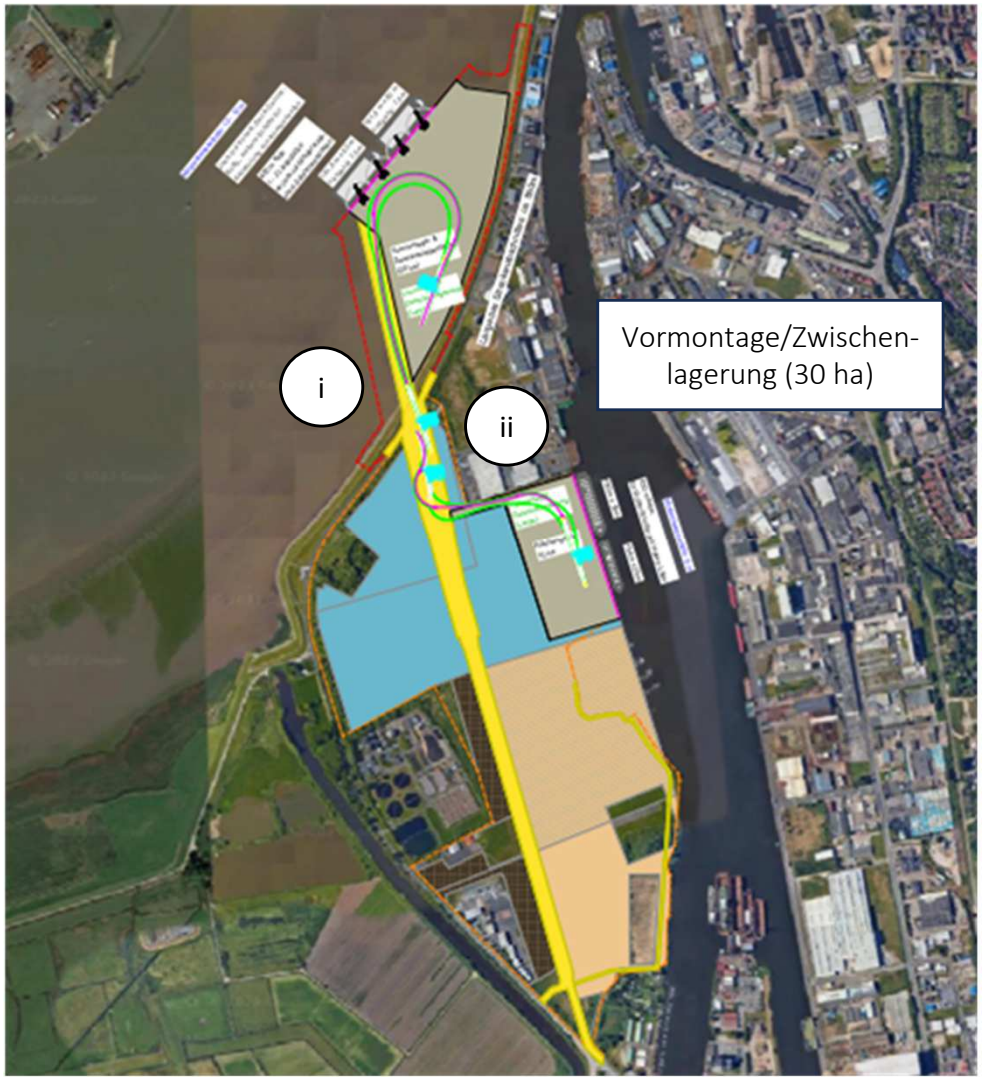
Szenario 1a „Offshore Installation“
1.1 Installation (Einstieg)



Szenario 1b „Offshore Installation“
1.1-2 Installation (Ausbau Weserseite)

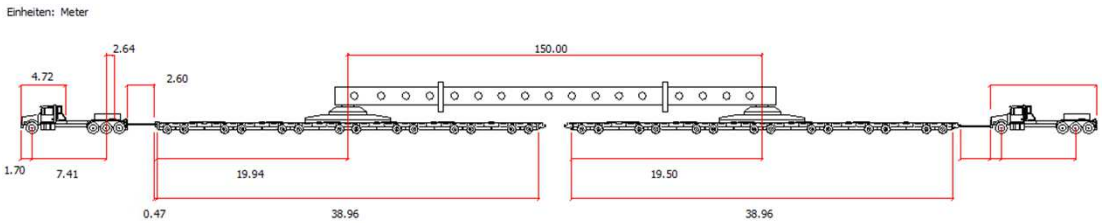


Logistische Prozesse am Beispiel des Szenarios 1b „Offshore Installation“

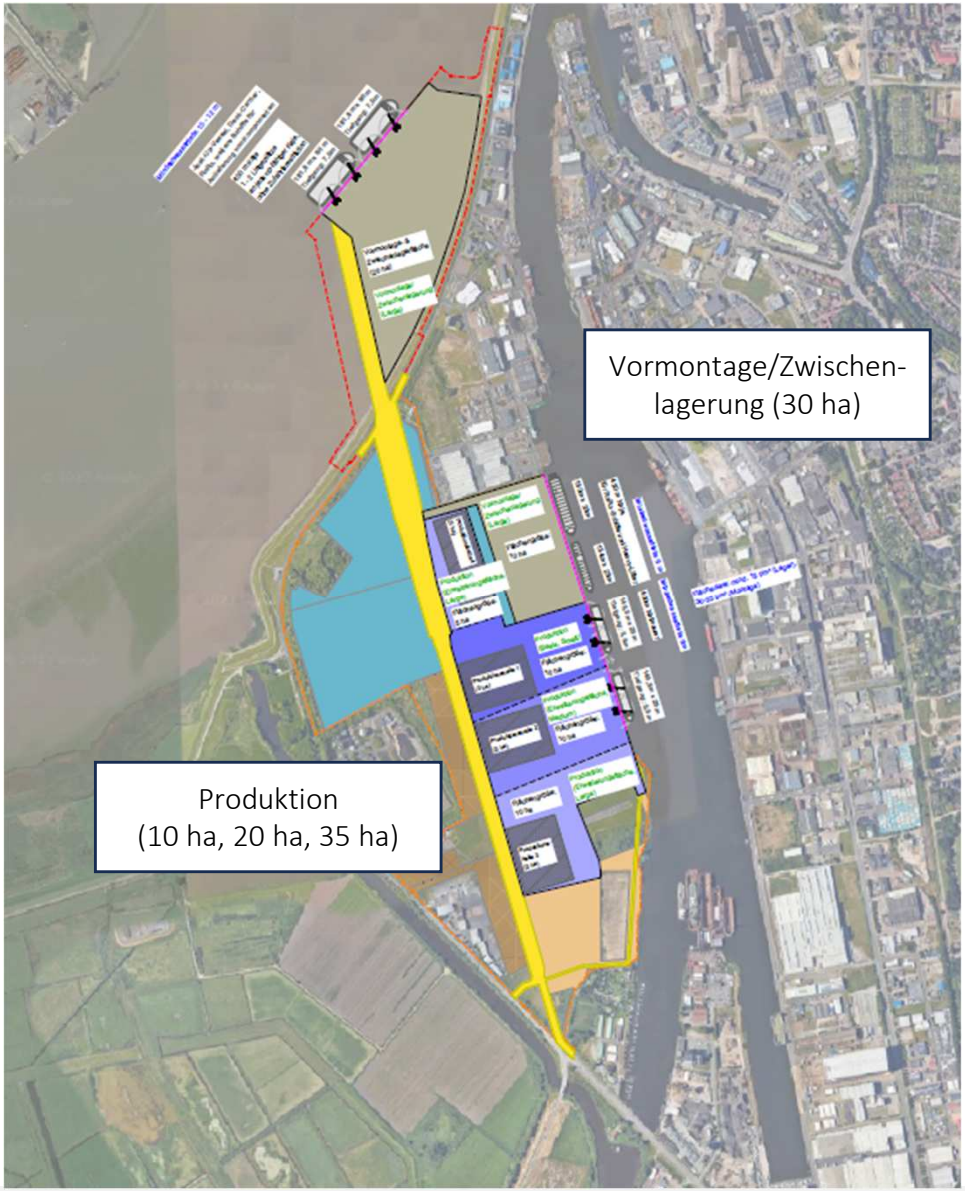


In der Abbildung auf der linken Seite sind exemplarisch am Szenario 1b „Offshore Installation“ die Schleppkurven eines auf 150 m Ladungslänge erweiterten ALBERTA DB68 2016 Rector Transporter (▶Link) dargestellt. Die Dimensionen des Fahrzeuges sind in der unteren Abbildung dargestellt. Es wird damit vereinfacht das Handling eines Rotorblattes oder eines Turmes simuliert. Als Transportgeschwindigkeit wurde eine Geschwindigkeit von 5 km/h angenommen.

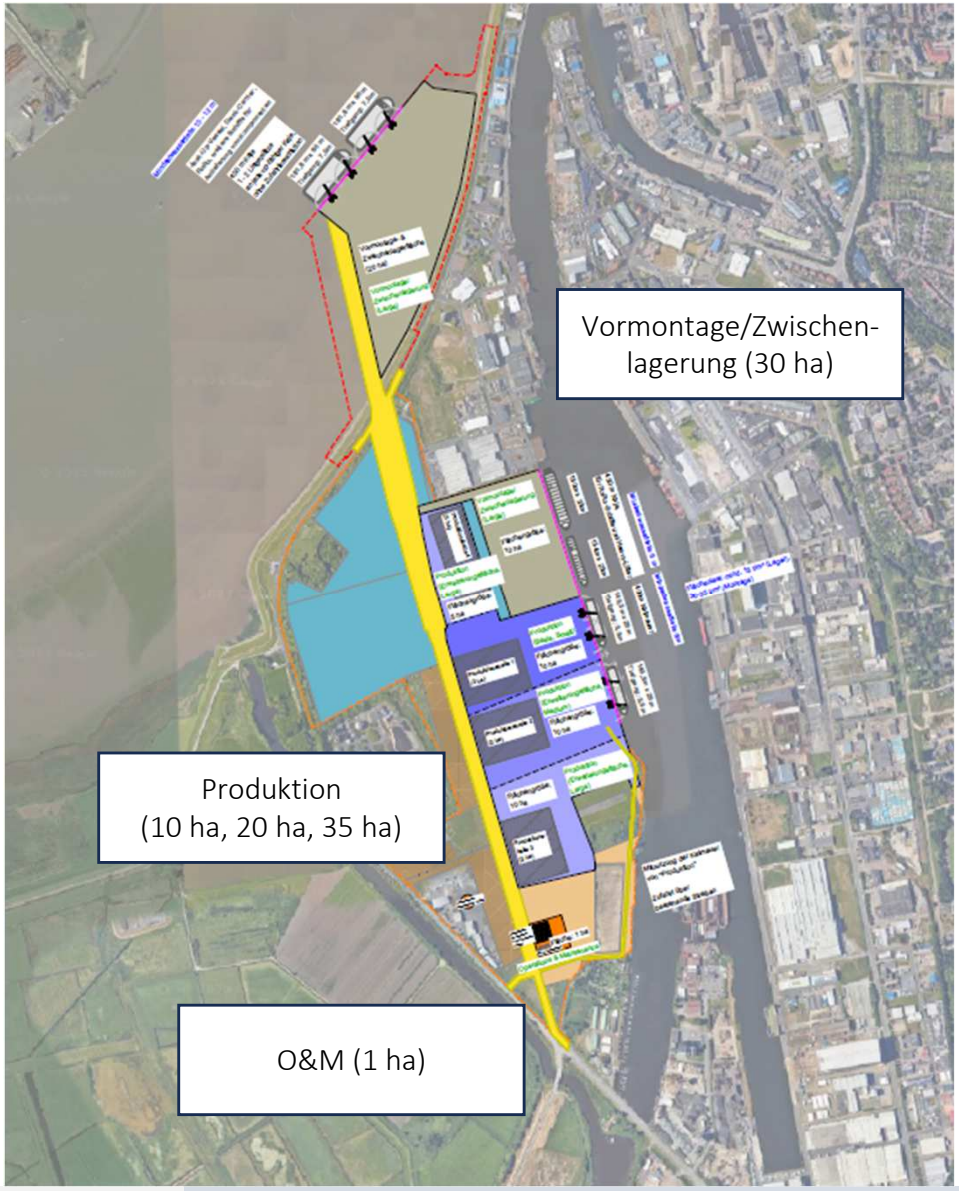
Mit den Schleppkurven wird der Transport von Offshore-Wind-Komponenten zum einen i) über die im B-Plan festgelegte Zufahrt und zum anderen ii) über die Möglichkeit einer nördlichen Verlegung der Zufahrt geprüft. Für den ersten Fall i) sind die Flächengrößen und die angenommenen Zufahrtswege mit Bezug auf die Wendekreise als ausreichend zu bewerten. Selbst bei einem Transport über die Straße „Am Seedeich“ ist nur mit einer kurzen Störung des Verkehrs auf dieser Straße infolge der Kreuzung mit den Transportverkehren zu rechnen. Im zweiten Fall ii) ist eine Strecke von ca. 950m entlang der Straße „Am Seedeich“ betroffen (zzgl. möglicher Zeitverluste infolge von verlangsamten Wendemanövern). Bei einer Befahrung der Straße zwischen der Ausfahrt aus dem fischereihafenseitigen Bereich zu einer nördlich liegenden Zufahrt auf den weserseitigen Umschlagbereich ist mit einer Dauer von ca. 11 min zu rechnen, welche je nach Verkehrsdichte auf der Straße „Am Seedeich“ einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Verkehrsströme in diesem Bereich haben können.



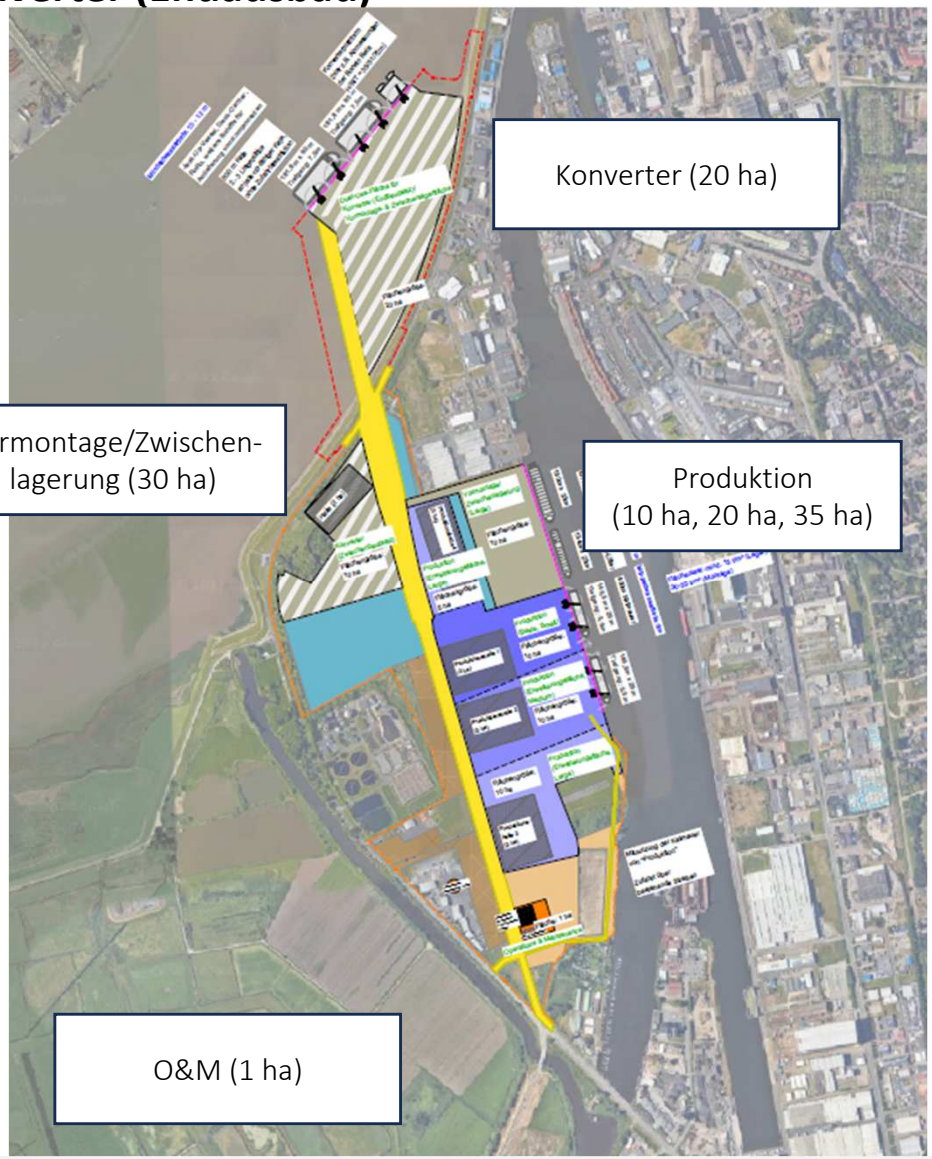
Szenario 2a „Offshore Installation, Produktion“
2.1-4 Installation und Produktion (modular)



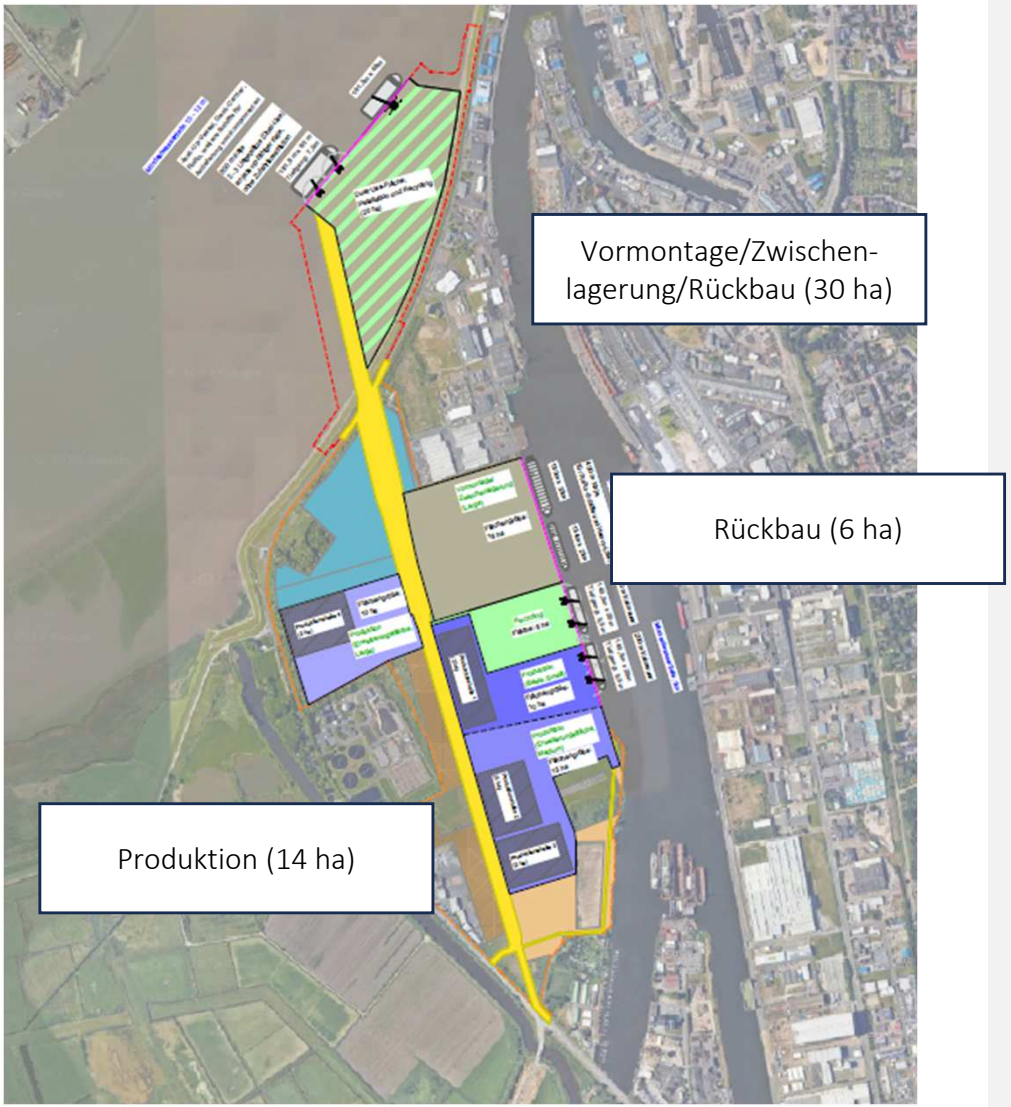
Szenario 2b „Offshore Installation, Produktion“
2.1-5 Installation und Produktion (modular), O&M



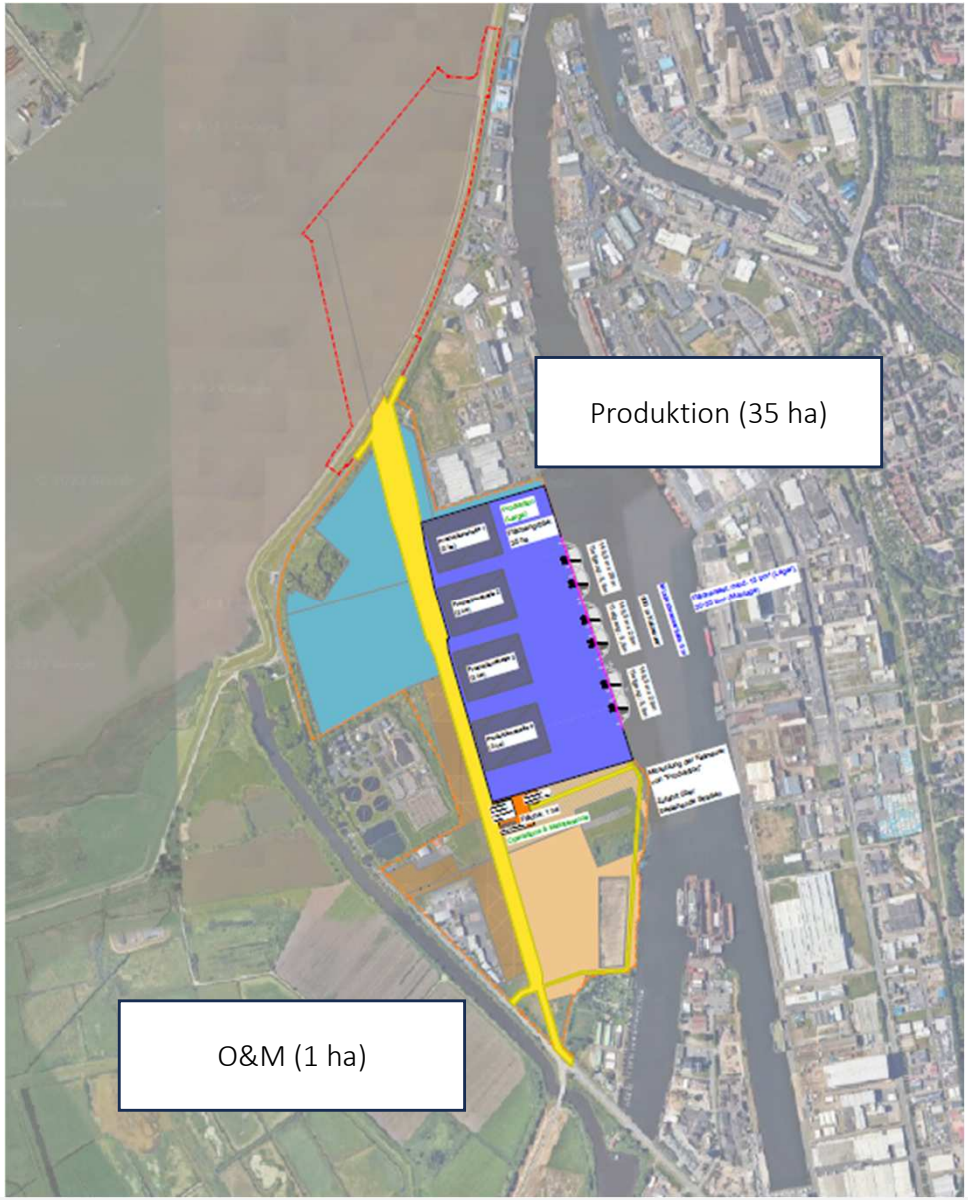
Szenario 2c „Offshore Installation, Produktion“
2.1-6 Installation und Produktion (modular), O&M, Konverter (Endausbau)



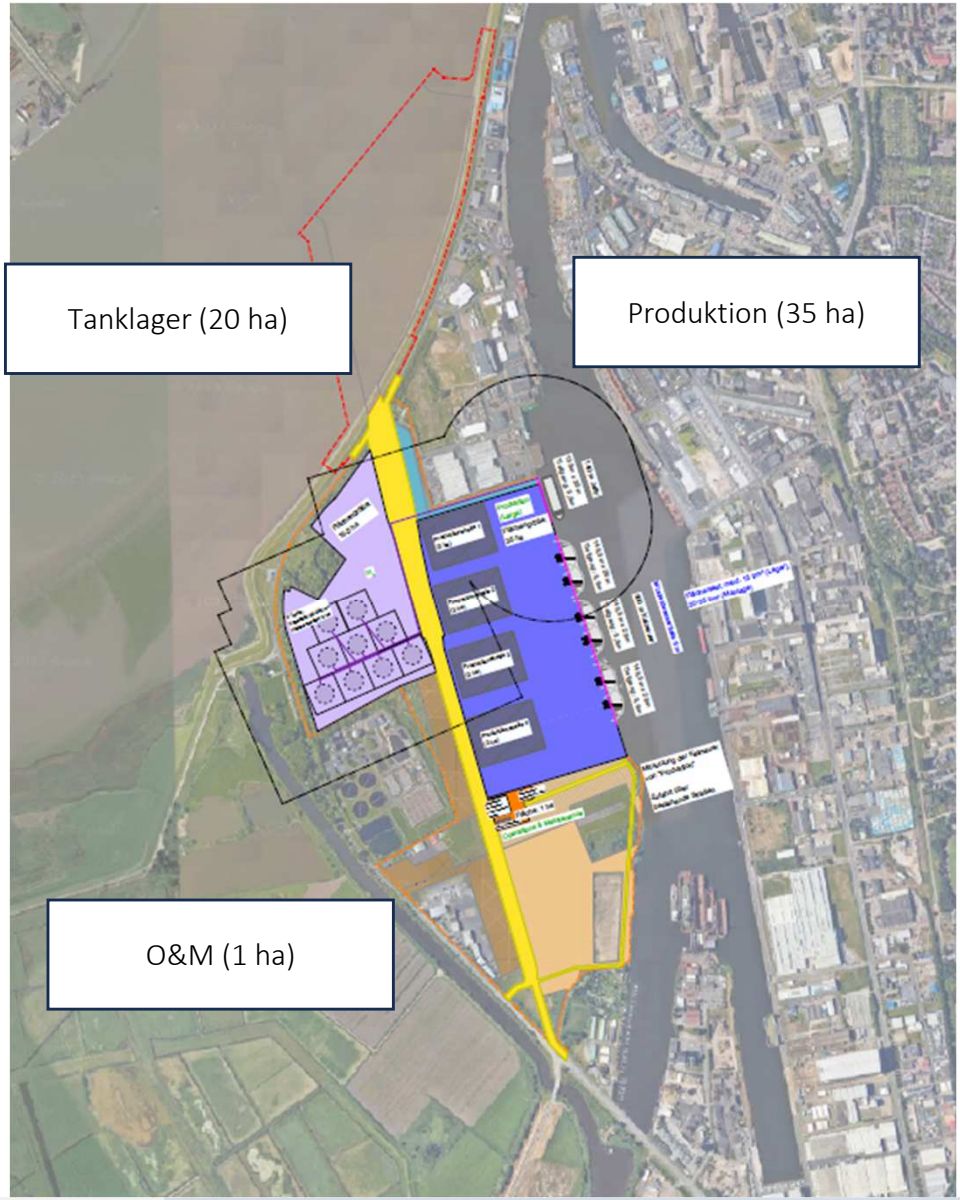
Szenario 3 „Offshore Installation, Produktion/Rückbau“
3.1-3 Installation, Produktion, Rückbau



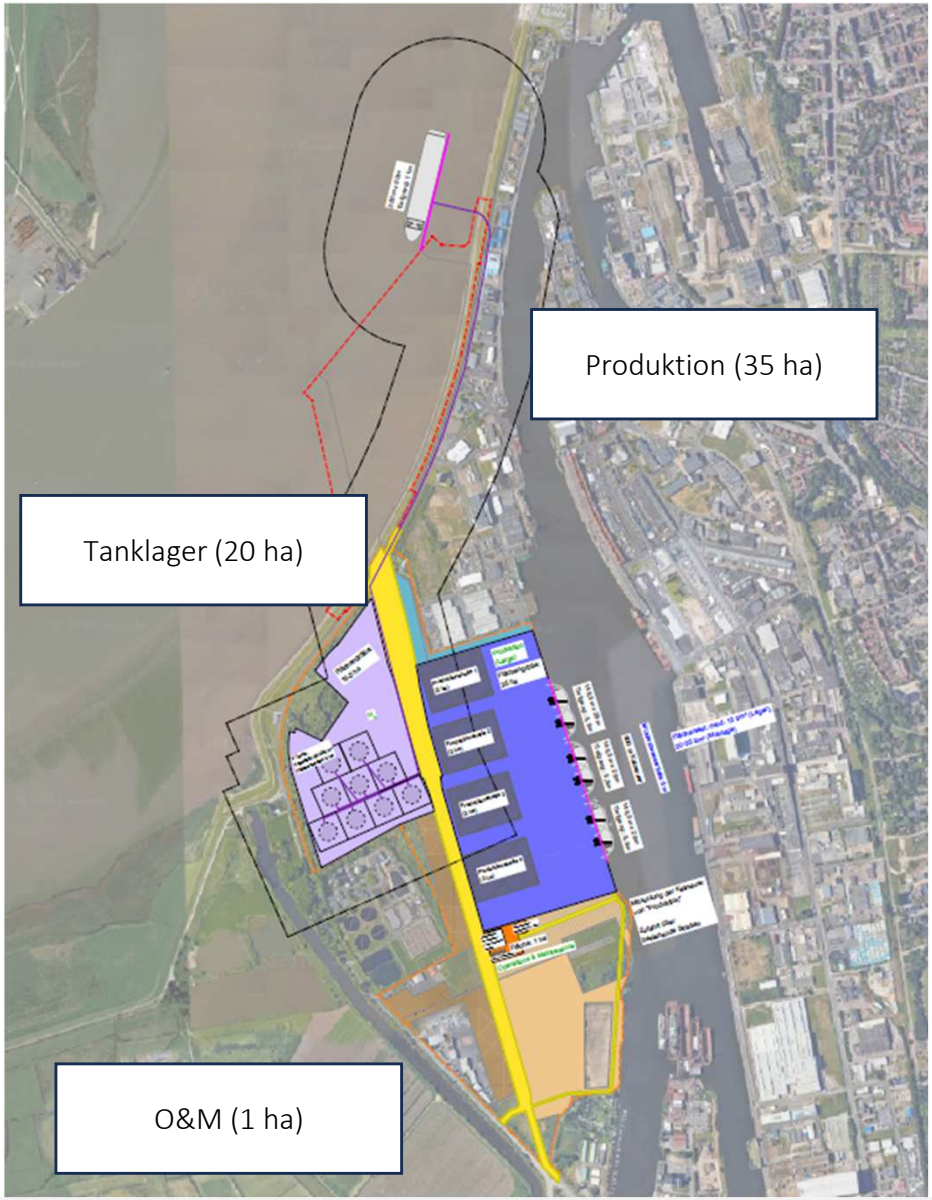
Szenario 4a „Fischereihafen“
4.1-2 Produktion, O&M



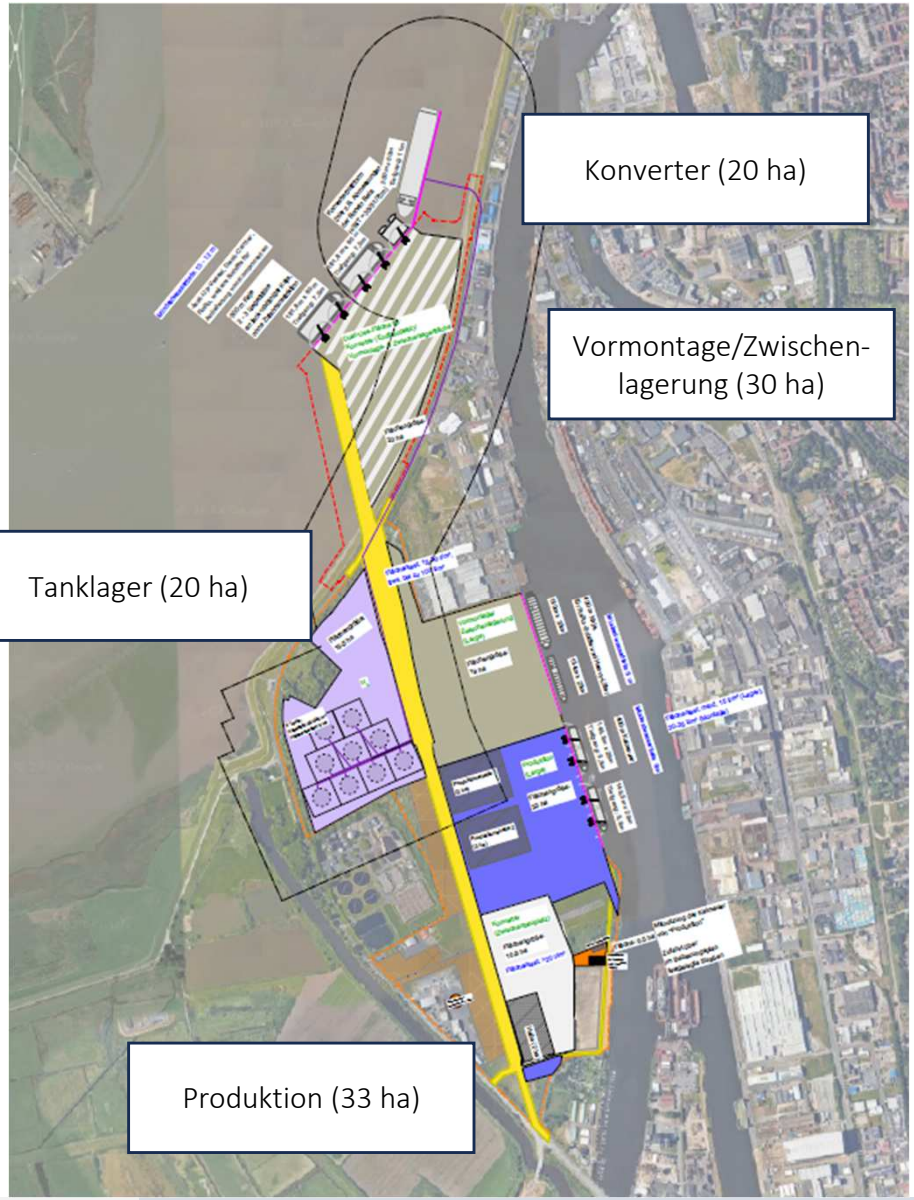
Szenario 4b „Fischereihafen“
4.1-3 Produktion, O&M, Small Scale Jetty und TL



Szenario 5 „Fischereihafen Plus“
5.1-3 Produktion, O&M, Jetty und TL



Szenario 6 „All In“
6.1-4 Installation, Produktion, O&M, Jetty und TL



Für alle Szenarien werden die bauliche Umsetzung sowie potenzielle Konflikte beschrieben. Im Binnenbereich befindet sich im nördlichen Bereich eine sogenannte "Flussauenlandschaft", die laut einer zivilrechtlichen Vereinbarung mit den Umweltverbänden zu erhalten ist. Bei Szenarien, bei denen diese Fläche betroffen ist, sind entsprechende Verhandlungen mit den Verbänden notwendig.

Szenario 1a - Beschreibung der baulichen Umsetzung

- Kurzfristige bauliche Umsetzung über Nutzung der Kaje am CT 1 für Schiffe, die die Fischereihafenschleuse nicht passieren können.
- Entwicklung einer 450 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje im Fischereihafen.
- Die Solltiefe für die erwarteten, anlegenden Schiffe im Fischereihafen beträgt laut Voruntersuchung max. 7,3 m (zzgl. untergrundabhängiger Faktoren) und liegt damit unter der Wassertiefe im Hafen von 7,6 m.
- Aufschüttung/Verfüllung bis zur neuen Kaje, Vorbelastung der Gewerbeflächen zur Erreichung der erforderlichen Konsolidierungsstufen.
- Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße.
- Umlegung der bestehenden Schmutzwasser- und Wasserleitungen durch das Gebiet sowie Anschluss des Gebietes an das Wassernetz/ Telekommunikation von Norden.
- Potenzielle Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/Kompensationsplanung.

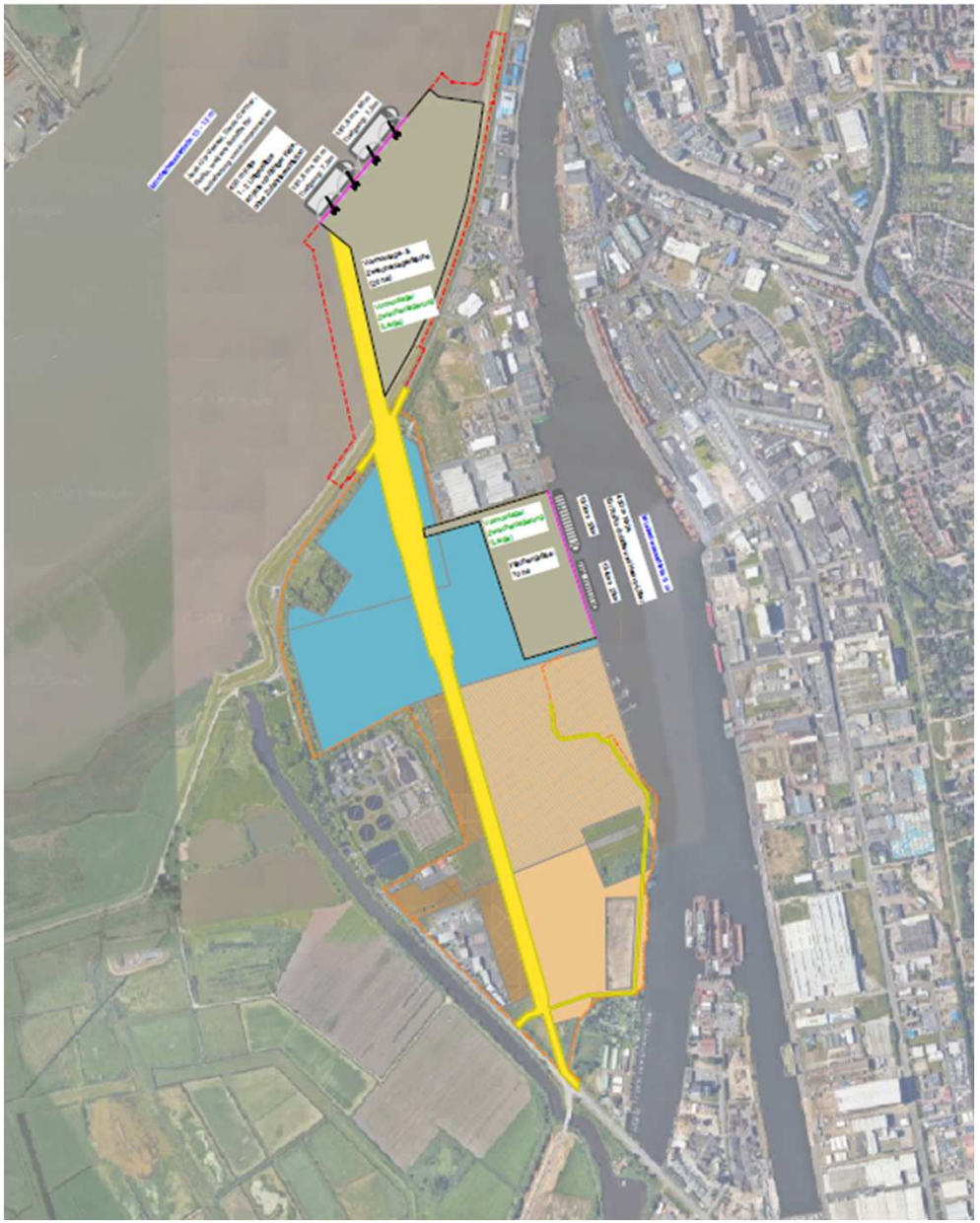
Szenario 1a: Installationshafen



Szenario 1b - Beschreibung der baulichen Umsetzung

- Entwicklung einer 450 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje im Fischereihafen, Entwicklung einer 500 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje in der Weser.
- Die Solltiefe für die erwarteten, anlegenden Schiffe im Fischereihafen beträgt laut Voruntersuchung max. 7,3 m (zzgl. untergrundabhängiger Faktoren) und liegt damit unter der Wassertiefe im Hafen von 7,6 m. Der Liegebereich vor dem weserseitigen Umschlagbereich liegt im Mittel bei ca. -12 m NHN. Bei einem Ausbau auf eine Gewässersohlhöhe von -14,1 m NHN wären Baggerarbeiten (inkl. Sohlertüchtigung) in diesem Bereich notwendig.
- Aufschüttung/Verfüllung bis zur neuen Kaje, Vorbelastung der Gewerbeflächen zur Erreichung der erforderlichen Konsolidierungsstufen.
- Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße.
- Umlegung der bestehenden Schmutzwasser- und Wasserleitungen durch das Gebiet sowie Anschluss des Gebietes an das Wassernetz/ Telekommunikation von Norden. Neuanschluss des weserseitigen Umschlagbereiches an das bestehende Wassernetz von Süden aus.
- Bau der weserseitigen Erschließung im FFH und Natura 2000-Gebiet.
- Potenzielle Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/Kompensationsplanung. Eine Klagewahrscheinlichkeit ist sehr hoch.

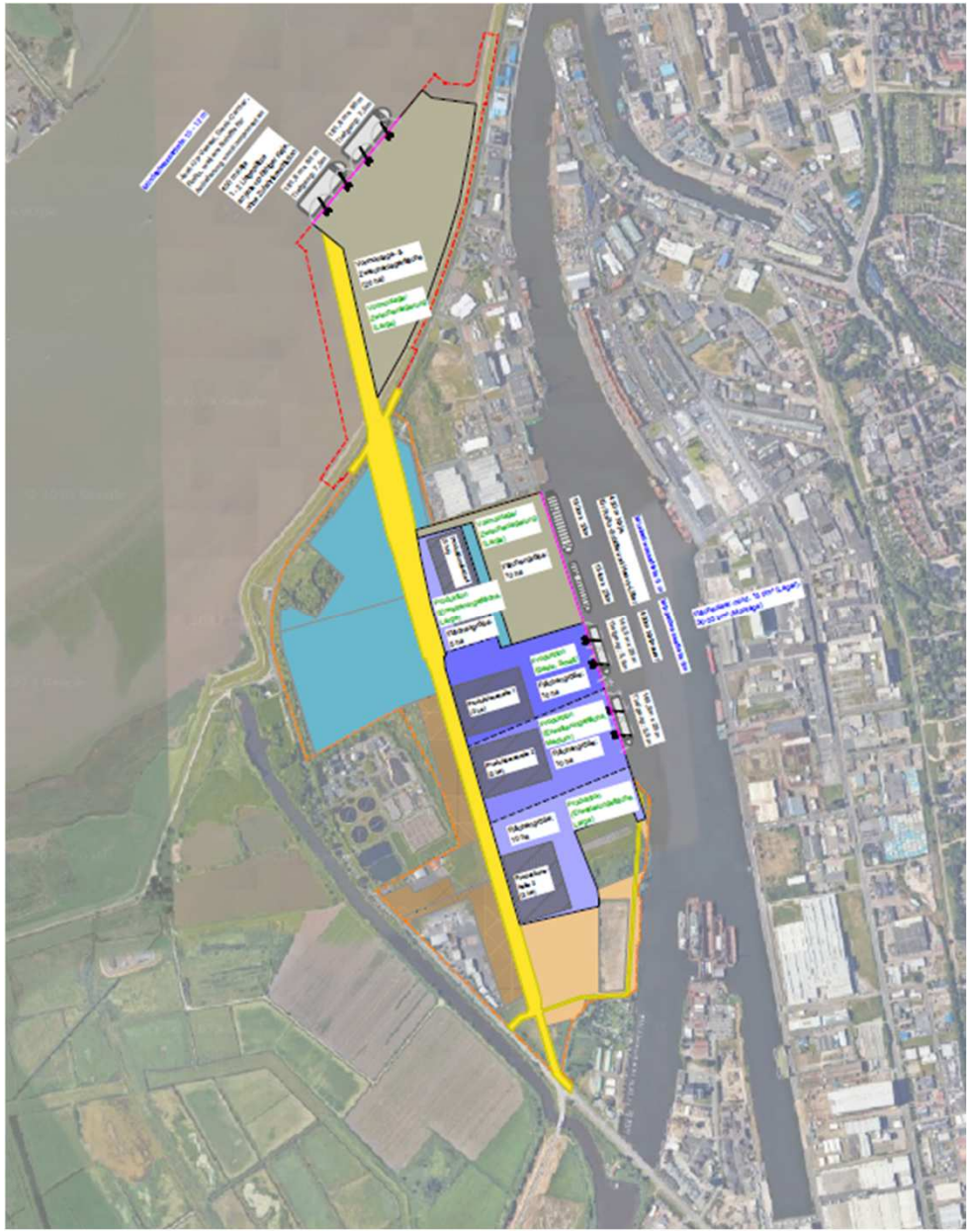
Szenario 1b: Installationshafen



Szenario 2a - Beschreibung der baulichen Umsetzung

- Entwicklung einer 800 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje im Fischereihafen, Entwicklung einer 500 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje in der Weser.
- Die Solltiefe für die erwarteten, anlegenden Schiffe im Fischereihafen beträgt laut Voruntersuchung max. 7,3 m (zzgl. untergrundabhängiger Faktoren) und liegt damit unter der Wassertiefe im Hafen von 7,6 m. Der Liegebereich vor dem weserseitigen Umschlagsbereich liegt im Mittel bei ca. -12 m NHN. Bei einem Ausbau auf eine Gewässersohlhöhe von -14,1 m NHN wären Baggerarbeiten (inkl. Sohlertüchtigung) in diesem Bereich notwendig.
- Aufschüttung/Verfüllung bis zur neuen Kaje, Vorbelastung der Gewerbeflächen zur Erreichung der erforderlichen Konsolidierungsstufen.
- Bau von Produktionshallen notwendig. Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße. Bauliche Erweiterung und Ertüchtigung des Schienensystems.
- Umlegung der bestehenden Schmutzwasser- und Wasserleitungen durch das Gebiet sowie Anschluss des Gebietes an das Wassernetz/Telekommunikation von Norden. Überprüfung der Regenwasserleitung entlang der Windenergieanlage. Überbauung der Kabeltrassen im südlichen Bereich. Neuanschluss des weserseitigen Umschlagbereiches an das bestehende Wassernetz von Süden aus.
- Interessenskonflikt mit bisheriger Nutzung des Yachthafens. Bau der weserseitigen Erschließung im FFH und Natura 2000-Gebiet. Mögliche Lärmbelästigung durch Aufbau eines Produktionsstandortes.
- Potenzielle Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/Kompensationsplanung. Eine Klagewahrscheinlichkeit ist sehr hoch.

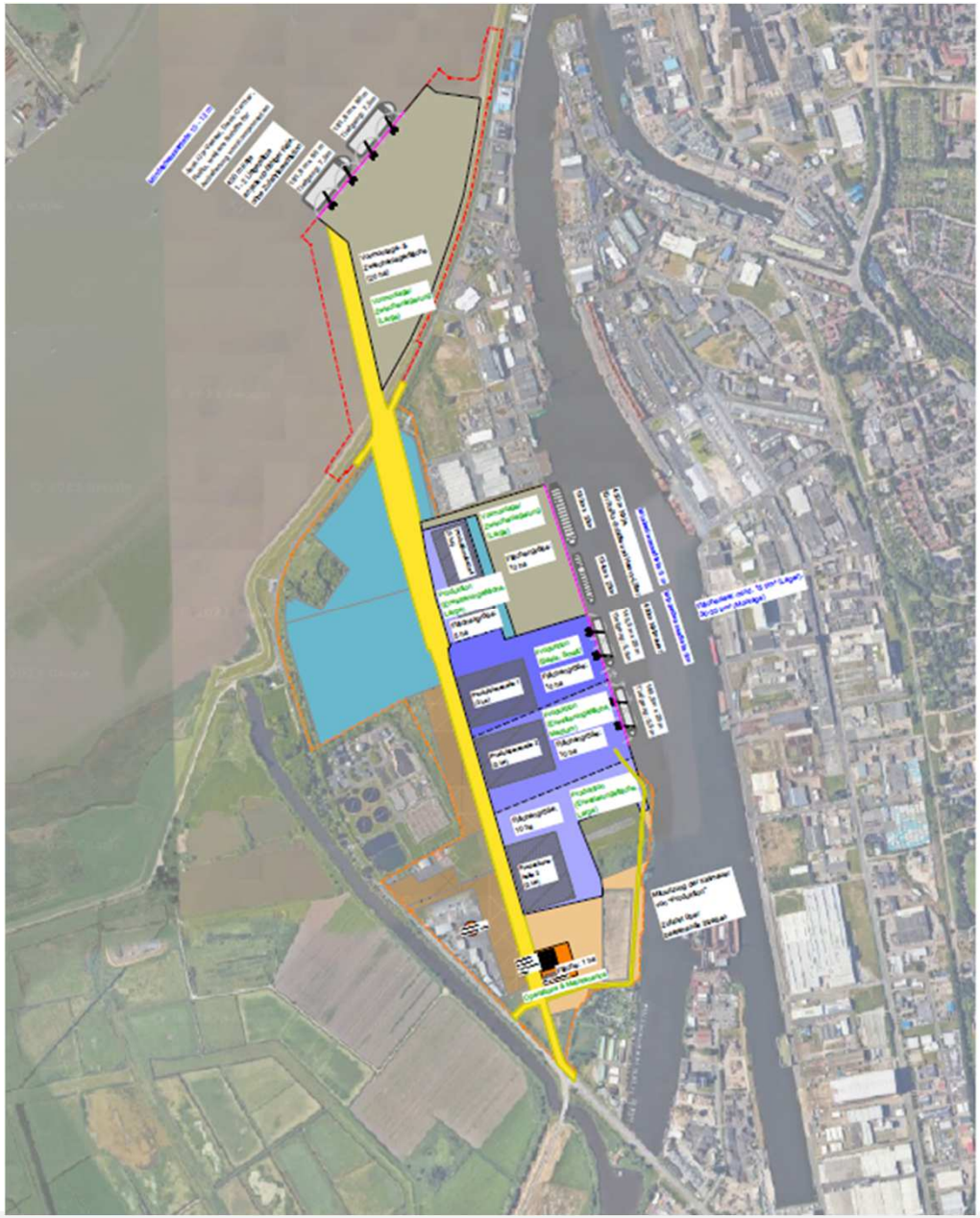
Szenario 2a: Installations- und Produktionshafen



Szenario 2b - Beschreibung der baulichen Umsetzung

- Entwicklung einer 800 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje im Fischereihafen, Entwicklung einer 500 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje in der Weser.
- Die Solltiefe für die erwarteten, anlegenden Schiffe im Fischereihafen beträgt laut Voruntersuchung max. 7,3 m (zzgl. untergrundabhängiger Faktoren) und liegt damit unter der Wassertiefe im Hafen von 7,6 m. Der Liegebereich vor dem weserseitigen Umschlagsbereich liegt im Mittel bei ca. -12 m NHN. Bei einem Ausbau auf eine Gewässersohlhöhe von -14,1 m NHN wären Baggerarbeiten (inkl. Sohlertüchtigung) in diesem Bereich notwendig.
- Aufschüttung/Verfüllung bis zur neuen Kaje, Vorbelastung der Gewerbeflächen zur Erreichung der erforderlichen Konsolidierungsstufen.
- Bau von Produktionshallen notwendig. Weitere Abstellflächen für Container notwendig. Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße. Bauliche Erweiterung und Ertüchtigung des Schienensystems.
- Umlegung der bestehenden Schmutzwasser- und Wasserleitungen durch das Gebiet sowie Anschluss des Gebietes an das Wassernetz/Telekommunikation von Norden. Überprüfung der Regenwasserleitung entlang der Windenergieanlage. Überbauung der Kabeltrassen im südlichen Bereich. Neuanschluss des weserseitigen Umschlagbereiches an das bestehende Wassernetz von Süden aus. O&M Standort kann möglicherweise direkt an das bestehende Wassernetz angeschlossen werden.
- Interessenskonflikt mit bisheriger Nutzung des Yachthafens. Bau der weserseitigen Erschließung im FFH und Natura 2000-Gebiet. Mögliche Lärmbelästigung durch Aufbau eines Produktionsstandortes.
- Potenzielle Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/Kompensationsplanung. Eine Klagewahrscheinlichkeit ist sehr hoch.

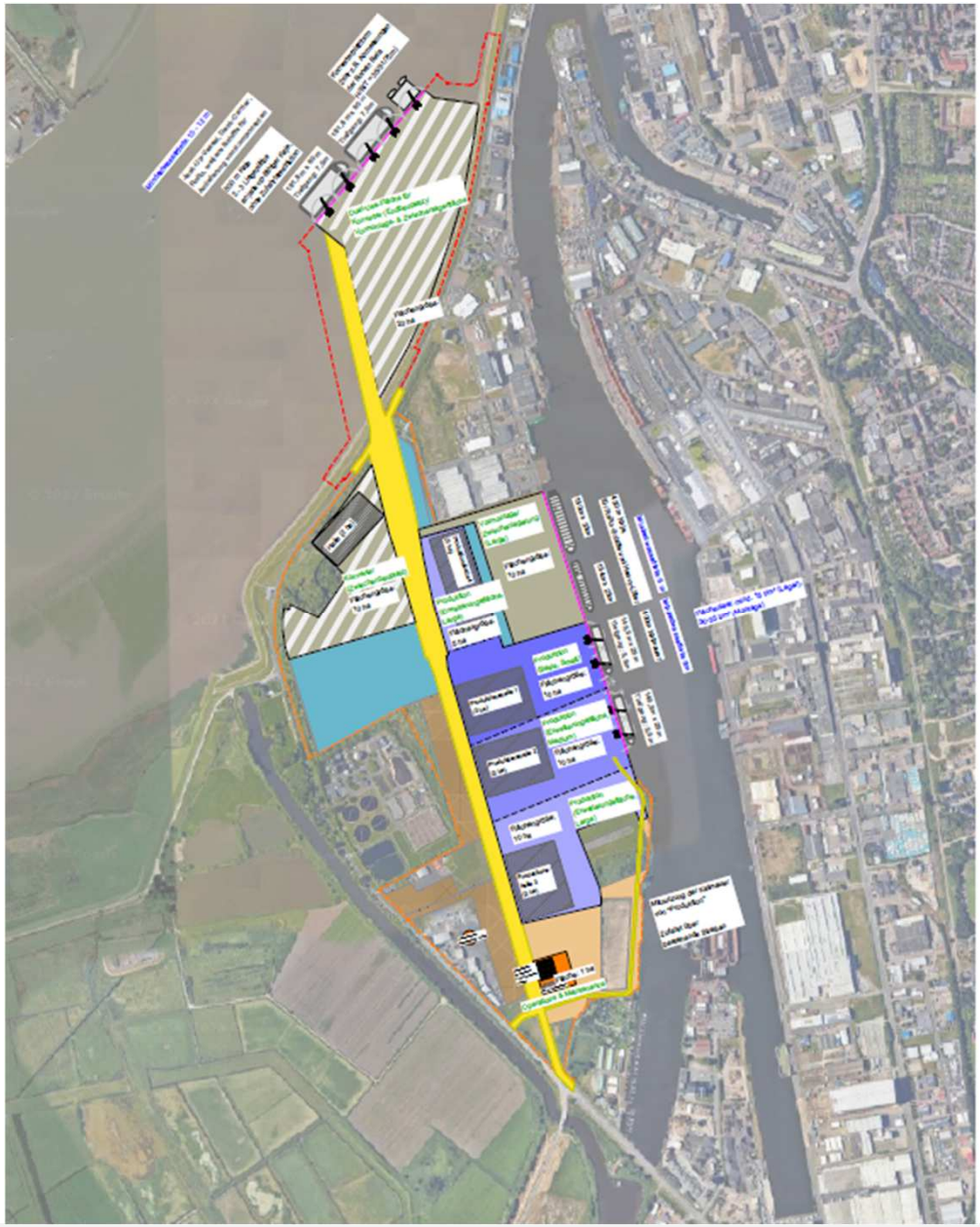
Szenario 2b: Installations- und Produktionshafen, inkl. O&M



Szenario 2c - Beschreibung der baulichen Umsetzung

- Entwicklung einer 800 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje im Fischereihafen, Entwicklung einer 500 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje in der Weser.
- Die Solltiefe für die erwarteten, anlegenden Schiffe im Fischereihafen beträgt laut Voruntersuchung max. 7,3 m (zzgl. untergrundabhängiger Faktoren) und liegt damit unter der Wassertiefe im Hafen von 7,6 m. Der Liegebereich vor dem weserseitigen Umschlagsbereich liegt im Mittel bei ca. -12 m NHN. Bei einem Ausbau auf eine Gewässersohlhöhe von -14,1 m NHN wären Baggerarbeiten (inkl. Sohlertüchtigung) in diesem Bereich notwendig.
- Aufschüttung/Verfüllung bis zur neuen Kaje, Vorbelastung der Gewerbeflächen zur Erreichung der erforderlichen Konsolidierungsstufen
- Bau von Produktionshallen notwendig. Weitere Abstellflächen für Container notwendig. Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße. Bauliche Erweiterung und Ertüchtigung des Schienensystems.
- Umlegung der bestehenden Schmutzwasser- und Wasserleitungen durch das Gebiet sowie Anschluss des Gebietes an das Wassernetz/Telekommunikation von Norden. Überprüfung der Regenwasserleitung entlang der Windenergieanlage. Überbauung der Kabeltrassen im südlichen Bereich. Neuanschluss des weserseitigen Umschlagbereiches an das bestehende Wassernetz von Süden aus. O&M Standort kann möglicherweise direkt an das bestehende Wassernetz angeschlossen werden.
- Interessenskonflikt mit bisheriger Nutzung des Yachthafens. Bau der weserseitigen Erschließung im FFH und Natura 2000-Gebiet. Mögliche Lärmbelästigung durch Aufbau eines Produktionsstandortes.
- Potenzielle Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/Kompensationsplanung. Eine Klagewahrscheinlichkeit ist sehr hoch.

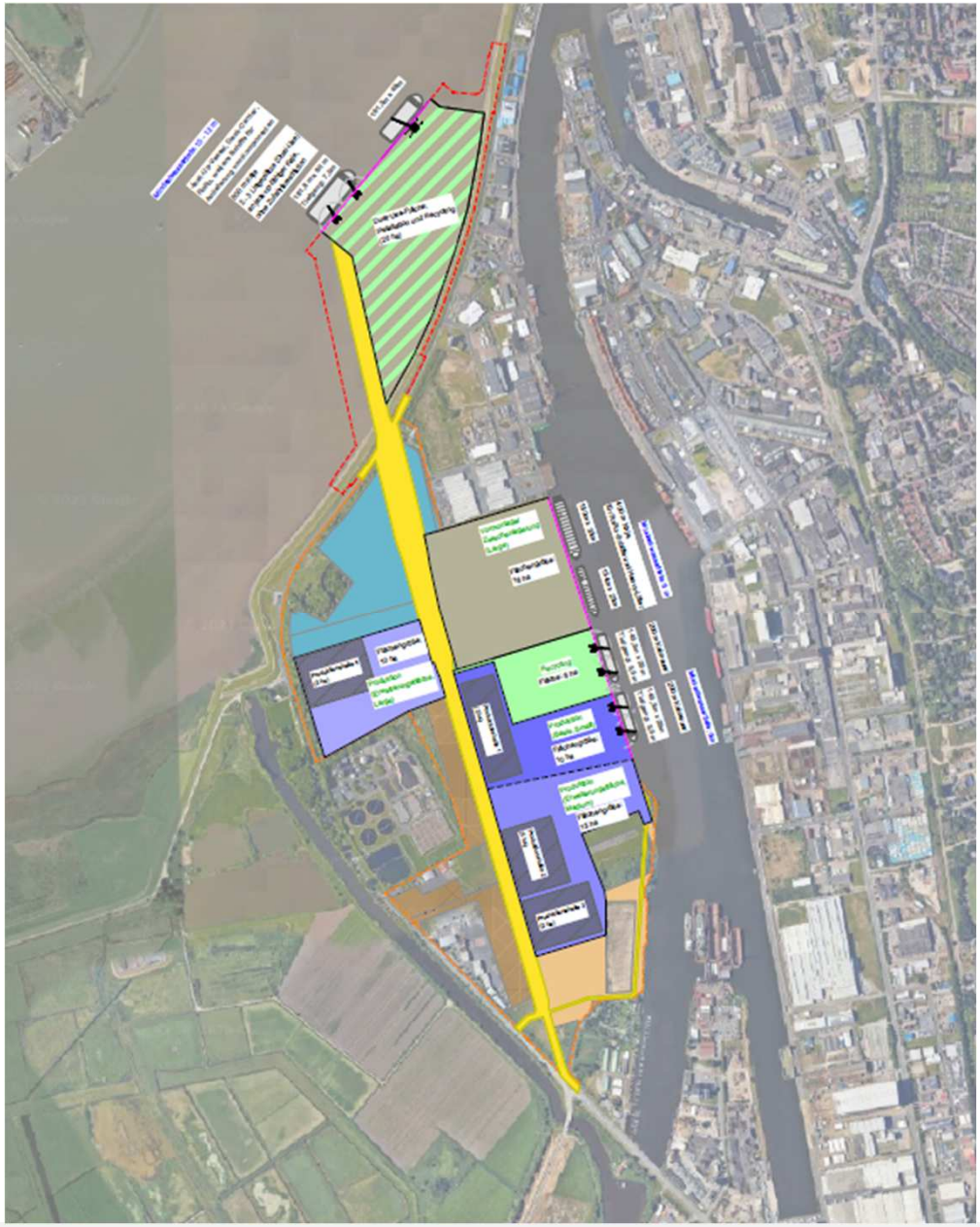
Szenario 2c: Installations- und Produktionshafen, inkl. Konverterbau und O&M



Szenario 3 - Beschreibung der baulichen Umsetzung

- Entwicklung einer 800 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje im Fischereihafen, Entwicklung einer 500 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje in der Weser.
- Die Solltiefe für die erwarteten, anlegenden Schiffe im Fischereihafen beträgt laut Voruntersuchung max. 7,3 m (zzgl. untergrundabhängiger Faktoren) und liegt damit unter der Wassertiefe im Hafen von 7,6 m. Der Liegebereich vor dem weserseitigen Umschlagsbereich liegt im Mittel bei ca. -12 m NHN. Bei einem Ausbau auf eine Gewässersohlhöhe von -14,1 m NHN wären Baggerarbeiten (inkl. Sohlertüchtigung) in diesem Bereich notwendig.
- Aufschüttung/Verfüllung bis zur neuen Kaje, Vorbelastung der Gewerbeflächen zur Erreichung der erforderlichen Konsolidierungsstufen.
- Bau von Produktionshallen notwendig. Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße. Bauliche Erweiterung und Ertüchtigung des Schienensystems.
- Umlegung der bestehenden Schmutzwasser- und Wasserleitungen durch das Gebiet sowie Anschluss des Gebietes an das Wassernetz/ Telekommunikation von Norden. Überprüfung der Regenwasserleitung entlang der Windenergieanlage. Überbauung der Kabeltrassen im südlichen Bereich. Neuanschluss des weserseitigen Umschlagbereiches an das bestehende Wassernetz von Süden aus.
- Interessenskonflikt mit bisheriger Nutzung des Yachthafens. Bau der weserseitigen Erschließung im FFH und Natura 2000-Gebiet. Mögliche Lärmbelästigung/ Ausstoß giftiger Gase durch Aufbau eines Produktions- und Rückbaustandortes. Durch die Betroffenheit des Biotop-Komplexes Flussauenlandschaft ist die zivilrechtliche Vereinbarung neu zu verhandeln.
- Potenzielle Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/Kompensationsplanung. Eine Klagewahrscheinlichkeit ist sehr hoch.
- Durch die Bebauung der Fläche der Flussauenlandschaft ist auch in Szenario 3 eine neue Verhandlung der zivilrechtlichen Vereinbarung notwendig.

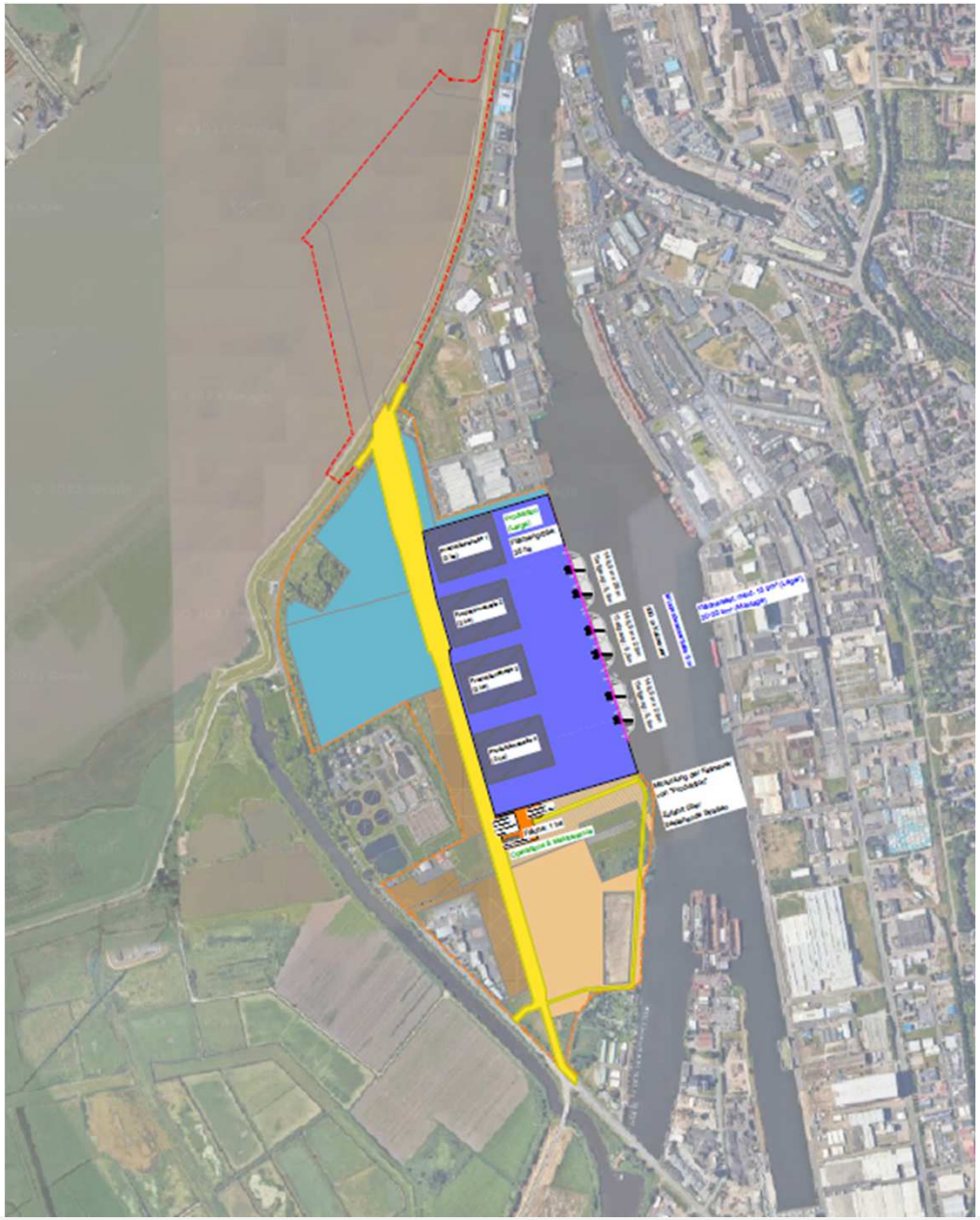
Szenario 3: Installations-, Produktions- und Rückbauhafen



Szenario 4a - Beschreibung der baulichen Umsetzung

- Entwicklung einer 600 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje im Fischereihafen.
- Die Solltiefe für die erwarteten, anlegenden Schiffe im Fischereihafen beträgt laut Voruntersuchung max. 7,3 m (zzgl. untergrundabhängiger Faktoren) und liegt damit unter der Wassertiefe im Hafen von 7,6 m.
- Aufschüttung/Verfüllung bis zur neuen Kaje, Vorbelastung der Gewerbeflächen zur Erreichung der erforderlichen Konsolidierungsstufen.
- Bau von Hallen für Produktion (z. B. Blätter, Gondeln bzw. Komponenten, Turmelemente) notwendig. Weitere Abstellflächen für Container notwendig.
- Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße. Bauliche Erweiterung und Ertüchtigung des Schienensystems.
- Umlegung der bestehenden Schmutzwasser- und Wasserleitungen durch das Gebiet sowie Anschluss des Gebietes an das Wassernetz/ Telekommunikation von Norden. Anschluss des O&M Standortes über eine neue Leitung aus dem Westen. Überprüfung der Regenwasserleitung entlang der Windenergieanlage.
- Interessenskonflikt mit bisheriger Nutzung des Yachthafens. Mögliche Lärmbelästigung durch Aufbau eines Produktionsstandortes.
- Potenzielle Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/Kompensationsplanung. Eine Klagewahrscheinlichkeit ist hoch.

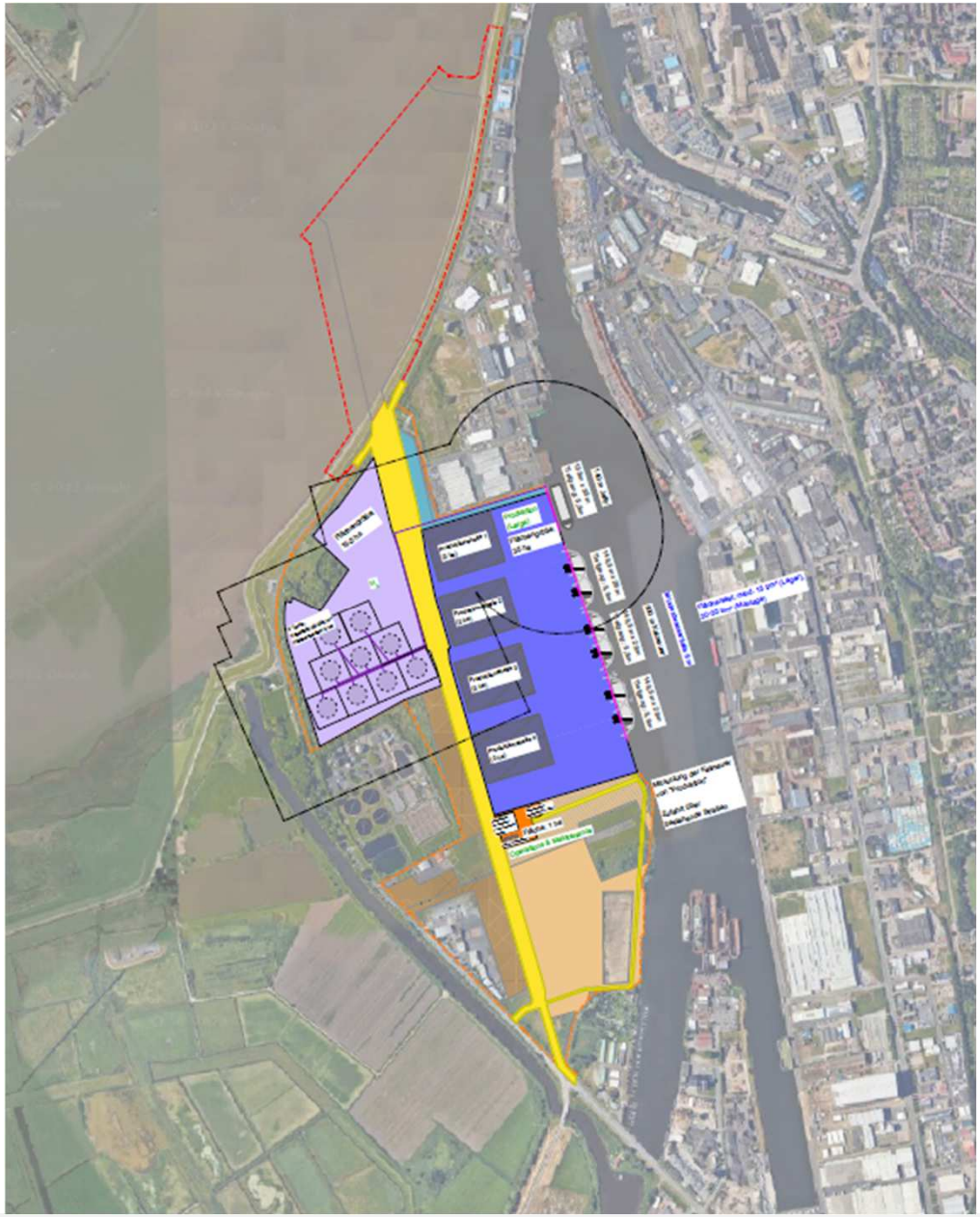
Szenario 4a: Produktionshafen, inkl. O&M



Szenario 4b - Beschreibung der baulichen Umsetzung

- Entwicklung einer 735 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje im Fischereihafen (inkl. Jetty für Wasserstoff-Import).
- Die Solltiefe für die erwarteten, anlegenden Schiffe im Fischereihafen beträgt laut Voruntersuchung max. 7,3 m (zzgl. untergrundabhängiger Faktoren) und liegt damit unter der Wassertiefe im Hafen von 7,6 m.
- Aufschüttung/Verfüllung bis zur neuen Kaje, Vorbelastung der Gewerbeflächen zur Erreichung der erforderlichen Konsolidierungsstufen.
- Bau von Produktionshallen notwendig. Weitere Abstellflächen für Container notwendig. Bau von Tanklagern für die Wasserstoff-Nutzung.
- Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße. Bauliche Erweiterung und Ertüchtigung des Schienensystems. Aufbau eines Pipelinenetzes für Wasserstoff und Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz.
- Umlegung der bestehenden Schmutzwasser- und Wasserleitungen durch das Gebiet sowie Anschluss des Gebietes an das Wassernetz/Telekommunikation von Norden. Anschluss des O&M Standortes über eine neue Leitung aus dem Westen. Überprüfung der Regenwasserleitung entlang der Windenergieanlage. Anschluss des Wasserstoff-Gebietes aus dem Westen.
- Interessenskonflikt mit bisheriger Nutzung des Yachthafens. Mögliche Lärmbelästigung durch Aufbau eines Produktionsstandortes.
- Genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen eines Wasserstoff-Standortes gilt es für die Größe der Anlage zu prüfen.
- Potenzielle Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/Kompensationsplanung aufgrund der Beplanung von Wasserflächen. Klagewahrscheinlichkeit ist hoch. Zivilrechtliche Vereinbarung mit Umweltverbänden zum Biotop nötig.
- Durch die Betroffenheit des Biotop-Komplexes Flussauenlandschaft ist die zivilrechtliche Vereinbarung neu zu verhandeln.
- Sicherheitsabstände mit Blick auf Produktion, Lagerung und Transport von H2-Derivaten prüfen. Derzeit wird davon ausgegangen, dass keine schutzbedürftigen Gebiete im Bereich notwendiger Sicherheitsabstände liegen.

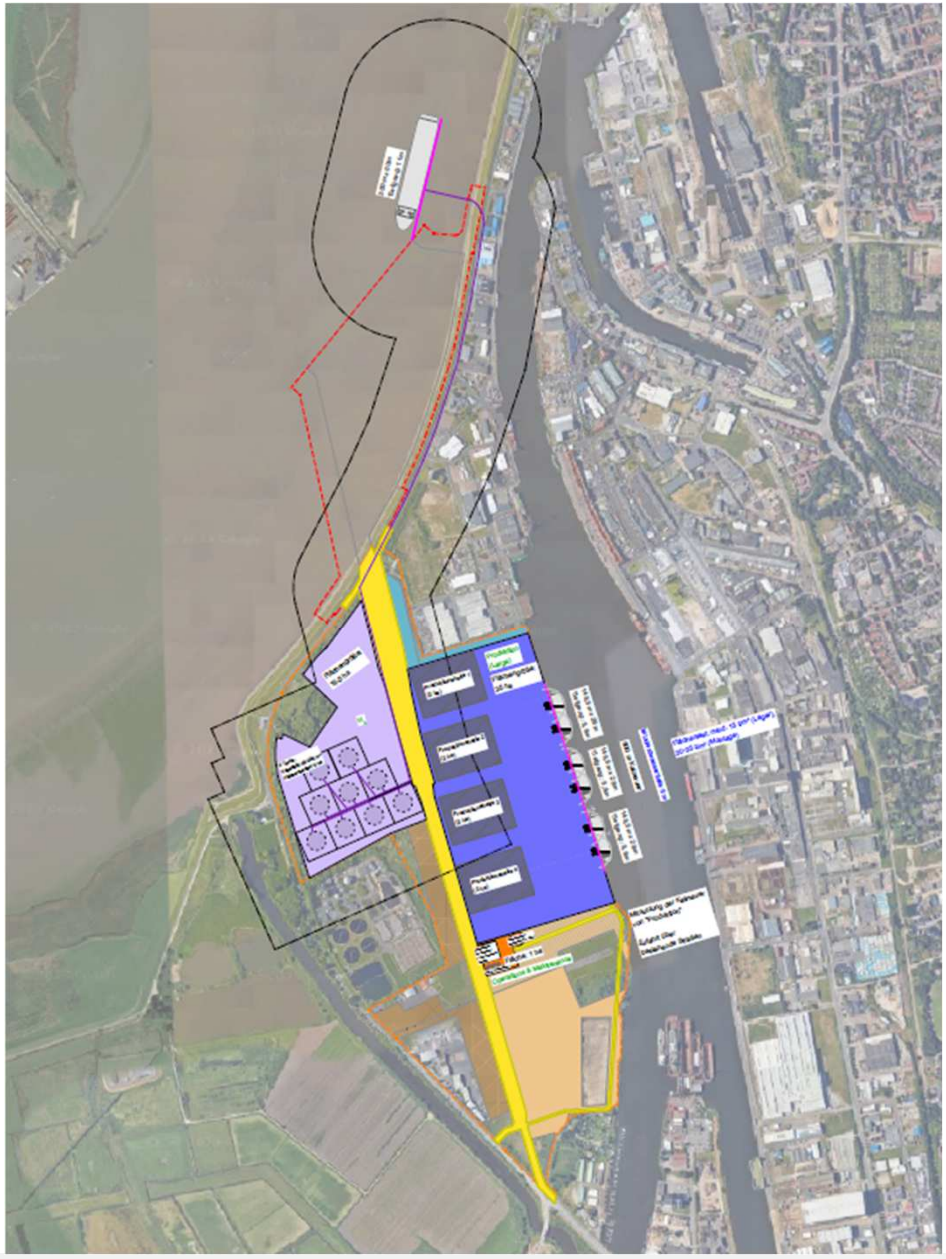
Szenario 4b: Produktionshafen (inkl. O&M) und Wasserstoff-Hafen



Szenario 5 - Beschreibung der baulichen Umsetzung

- Entwicklung einer 600 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje im Fischereihafen, Bau eines weserseitigen Jettys von 350 m Länge.
- Die Solltiefe für die erwarteten, anlegenden Schiffe im Fischereihafen beträgt laut Voruntersuchung max. 7,3 m (zzgl. untergrundabhängiger Faktoren) und liegt damit unter der Wassertiefe im Hafen von 7,6 m. Der Liegebereich vor dem weserseitigen Umschlagbereich liegt im Mittel bei ca. -12 m NHN. Bei einem Ausbau auf eine Gewässersohlhöhe von -14,1 m NHN wären Baggerarbeiten (inkl. Sohlertüchtigung) in diesem Bereich notwendig. Auch für den Jetty-Bereich sind voraussichtlich Baggerarbeiten notwendig.
- Aufschüttung/Verfüllung bis zur neuen Kaje, Vorbelastung der Gewerbeflächen zur Erreichung der erforderlichen Konsolidierungsstufen. Bau von Produktionshallen notwendig. Weitere Abstellflächen für Container notwendig. Bau von Tanklagern für die Wasserstoff-Nutzung.
- Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße. Bauliche Erweiterung und Ertüchtigung des Schienensystems. Aufbau eines Pipelinenetzes für Wasserstoff und Anschluss an bestehendes Wasserstoff-Kernnetz. Umlegung der bestehenden Schmutzwasser- und Wasserleitungen durch das Gebiet sowie Anschluss des Gebietes an das Wassernetz/Telekommunikation von Norden. Anschluss des O&M Standortes über eine neue Leitung aus dem Westen. Überprüfung der Regenwasserleitung entlang der Windenergieanlage. Anschluss des Wasserstoff-Gebietes aus dem Westen.
- Interessenskonflikt mit bisheriger Nutzung des Yachthafens. Mögliche Lärmbelästigung durch Aufbau eines Produktionsstandortes. Genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen eines Wasserstoff-Standortes gilt es für die Größe der Anlage zu prüfen. Bau des weserseitigen Jettys im FFH und Natura 2000-Gebiet. Potenzielle Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/Kompensationsplanung. Zivilrechtliche Vereinbarung mit Umweltverbänden zum Biotop notwendig. Eine Klagewahrscheinlichkeit ist hoch.
- Durch die Betroffenheit des Biotop-Komplexes Flussauenlandschaft ist die zivilrechtliche Vereinbarung neu zu verhandeln.
- Sicherheitsabstände mit Blick auf Produktion, Lagerung und Transport von H2-Derivaten prüfen. Derzeit wird davon ausgegangen, dass keine schutzbedürftigen Gebiete (z. B. Wohnbebauung, Einkaufszentren, Hotels, Parkanlagen etc.) im Bereich notwendiger Sicherheitsabstände liegen.

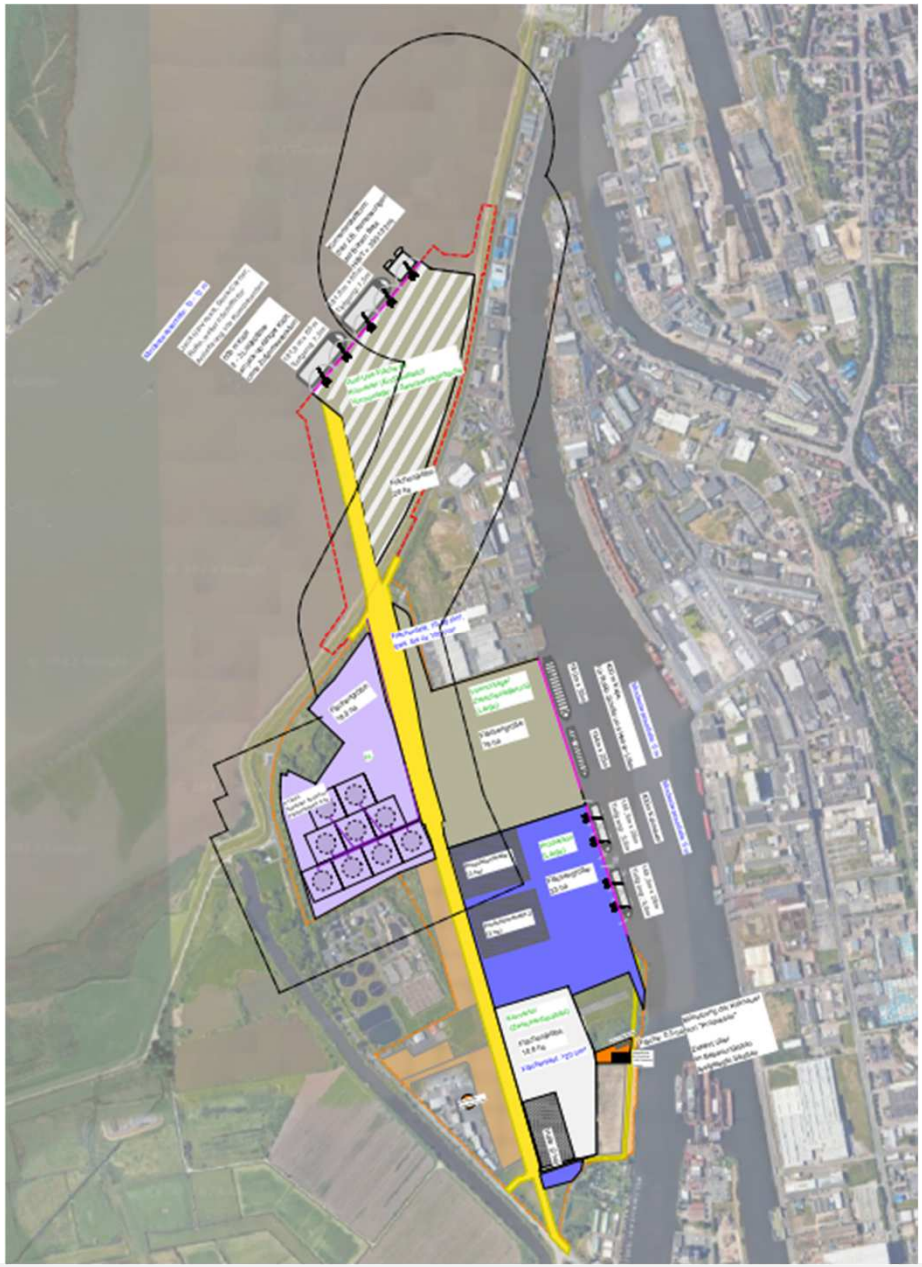
Szenario 5: Produktionshafen (inkl. O&M) und Wasserstoff-Hafen (Weser)



Szenario 6 - Beschreibung der baulichen Umsetzung

- Entwicklung einer 800 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje im Fischereihafen, Entwicklung einer 500 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje in der Weser, Bau eines weserseitigen Jettys von 350 m Länge.
- Die Solltiefe für die erwarteten, anlegenden Schiffe im Fischereihafen beträgt laut Voruntersuchung max. 7,3 m (zzgl. untergrundabhängiger Faktoren) und liegt damit unter der Wassertiefe im Hafen von 7,6 m. Der Liegebereich vor dem weserseitigen Umschlagbereich liegt im Mittel bei ca. -12 m NHN. Bei einem Ausbau auf eine Gewässersohlhöhe von -14,1 m NHN wären Baggerarbeiten (inkl. Sohlertüchtigung) in diesem Bereich notwendig. Auch für den Jetty-Bereich sind voraussichtlich Baggerarbeiten notwendig.
- Aufschüttung/Verfüllung bis zur neuen Kaje, Vorbelastung der Gewerbeflächen zur Erreichung der erforderlichen Konsolidierungsstufen. Bau von Produktionshallen notwendig. Weitere Abstellflächen für Container notwendig. Bau von Tanklagern für die Wasserstoff-Nutzung.
- Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße. Bauliche Erweiterung und Ertüchtigung des Schienensystems. Aufbau eines Pipelinenetzes für Wasserstoff und Anschluss an Wasserstoff-Kernnetz.
- Umlegung der bestehenden Schmutzwasser- und Wasserleitungen durch das Gebiet sowie Anschluss des Gebietes an das Wassernetz/ Telekommunikation von Norden. Überprüfung der Regenwasserleitung entlang der Windkraftanlage. Überbauung der Kabeltrassen im südlichen Bereich. Neuanschluss des weserseitigen Umschlagbereiches an das bestehende Wassernetz von Süden aus. Möglicher Anschluss des O&M Standortes über eine neu zu bauende südliche Leitung. Anschluss des Wasserstoff-Gebietes aus dem Westen.
- Interessenskonflikt mit bisheriger Nutzung des Yachthafens. Bau der weserseitigen Erschließung im Naturschutzgebiet. Mögliche Lärmbelästigung durch Aufbau eines Produktionsstandortes. Genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen eines Wasserstoff-Standortes gilt es für die Größe der Anlage zu prüfen. Bau des weserseitigen Jettys im Naturschutzgebiet. Zivilrechtliche Vereinbarung mit Umweltverbänden zum Biotop notwendig.
- Durch die Betroffenheit des Biotop-Komplexes Flussauenlandschaft ist die zivilrechtliche Vereinbarung neu zu verhandeln.
- Sicherheitsabstände prüfen (siehe auch Szenarien 4 und 5).

Szenario 6: All-In



Grobe Zeitplanung

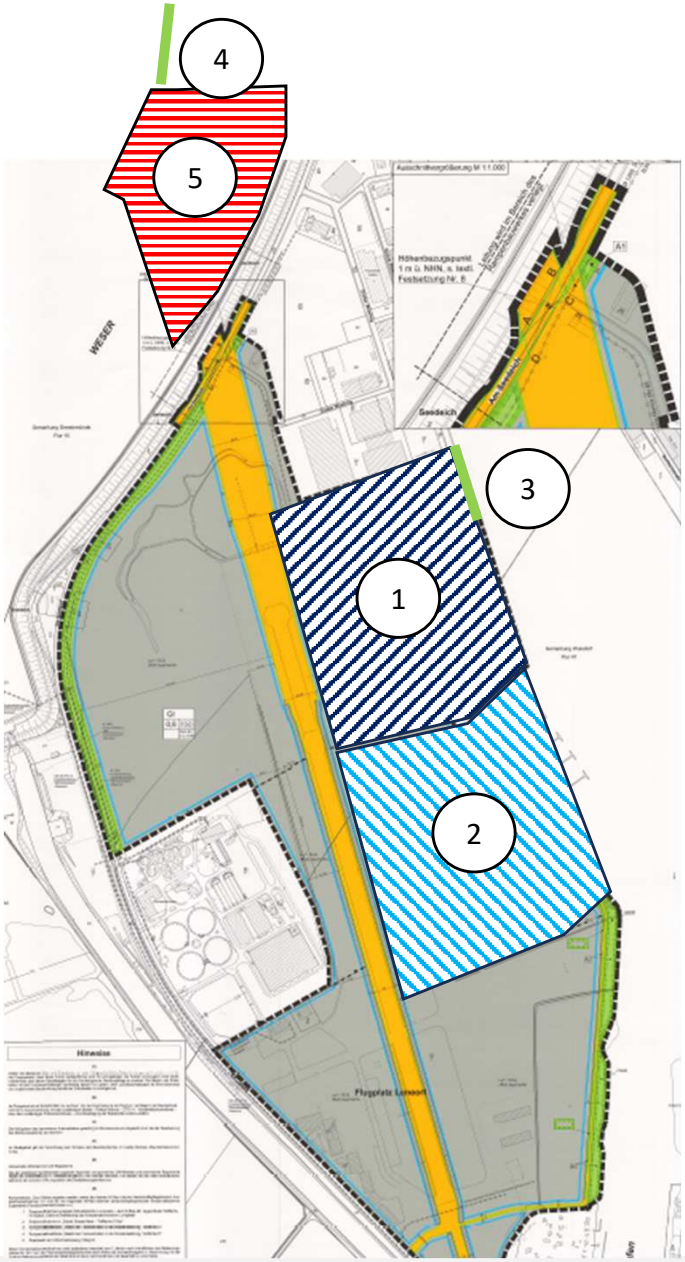
Bei der groben Zeitplanung handelt es sich um Abschätzungen aus Erfahrungswerten der beteiligten Institutionen zu vorigen Genehmigungsverfahren sowie den Bauarbeiten. Bei den Dauern handelt es sich bei den Genehmigungsverfahren um *best case* Abschätzungen. Es besteht in allen Szenarien ein Klagepotential (mit aufsteigender Wahrscheinlichkeit, je mehr Flächen insbesondere in den Naturschutzgebieten in der Weser beplant werden). Sollte geklagt werden, sind Zeitverzögerungen von bis zu 5 Jahren realistisch. Weiterhin sind Fragen zur Entsorgung von Baggergut und möglichen Kompensationsflächen derzeit noch nicht beantwortet. Insbesondere die Planung und Sicherung von Kompensationsflächen kann einen weiteren Vorlaufzeitraum von 5 Jahren bedeuten – was somit zu Verzögerungen eines Baubeginns im Naturschutzgebiet von bis zu 10 Jahren bedeuten kann.

Die Bauzeiten hängen im Wesentlichen von der Komplexität der Bauwerke, Ressourcenverfügbarkeit sowie -einsatz (Arbeitskräfte, Baumaschinen, Materialien, etc.), Wetterbedingungen, den vorhandenen Standortbedingungen (z. B. Baugrundbeschaffenheit) und einer effizienten Planung und Koordination ab. Durch optimierte Prozessabläufe lassen sich die Bauarbeiten in 2 bis 4 Jahren durchführen. Es wird davon ausgegangen, dass Bauprozesse, die bereits im B-Plan rechtskräftig durchführbar sind, bereits während der Genehmigungsphasen parallel durchgeführt werden.

Im Folgenden sind die groben Zeitplanungen je nach Planungsszenario dargestellt:

1. Fischereihafenseitig 450 m lange Kaje – rd. 6 Jahre
2. Fischereihafenseitig 850 m lange Kaje – rd. 8 Jahre
3. Fischereihafenseitig 850 m lange Kaje, inkl. Jetty binnen – rd. 8 Jahre
4. Fischereihafenseitig 850 m lange Kaje und Jetty in der Weser – rd. 8 Jahre (Jetty in der Weser – rd. 6 Jahre, kombiniert wie dargestellt – rd. 8 Jahre)
5. Fischereihafenseitig 850 m lange Kaje, Jetty in der Weser und Flächenaufschüttung in der Weser – rd. 11 Jahre

Abbildung: B-Plan 441 mit Darstellung der Planungsszenarien



Grobe Zeitplanung

1. **Fischereihafenseitig 450 m lange Kaje**

Neben der wasserrechtlichen Zulassung ist eine Bebauungsplanänderung notwendig. Bei einem Start der Entwurfsplanung 2025, wird ein Baustart 2028 erwartet(*). Die Bauarbeiten könnten 2030 abgeschlossen sein.

2. **Fischereihafenseitig 850 m lange Kaje**

Neben der wasserrechtlichen Zulassung ist ein Bauleitplanverfahren (inkl. der Verlegung der Marina) notwendig. Bei einem Start der Entwurfsplanung 2025, wird ein Baustart in 2029 erwartet(*). Die Bauarbeiten könnten in 2032 abgeschlossen sein.

3. **Fischereihafenseitig 850 m lange Kaje, inkl. Jetty binnen (siehe unter 2.)**

4. **Fischereihafenseitig 850 m lange Kaje und Jetty in der Weser**

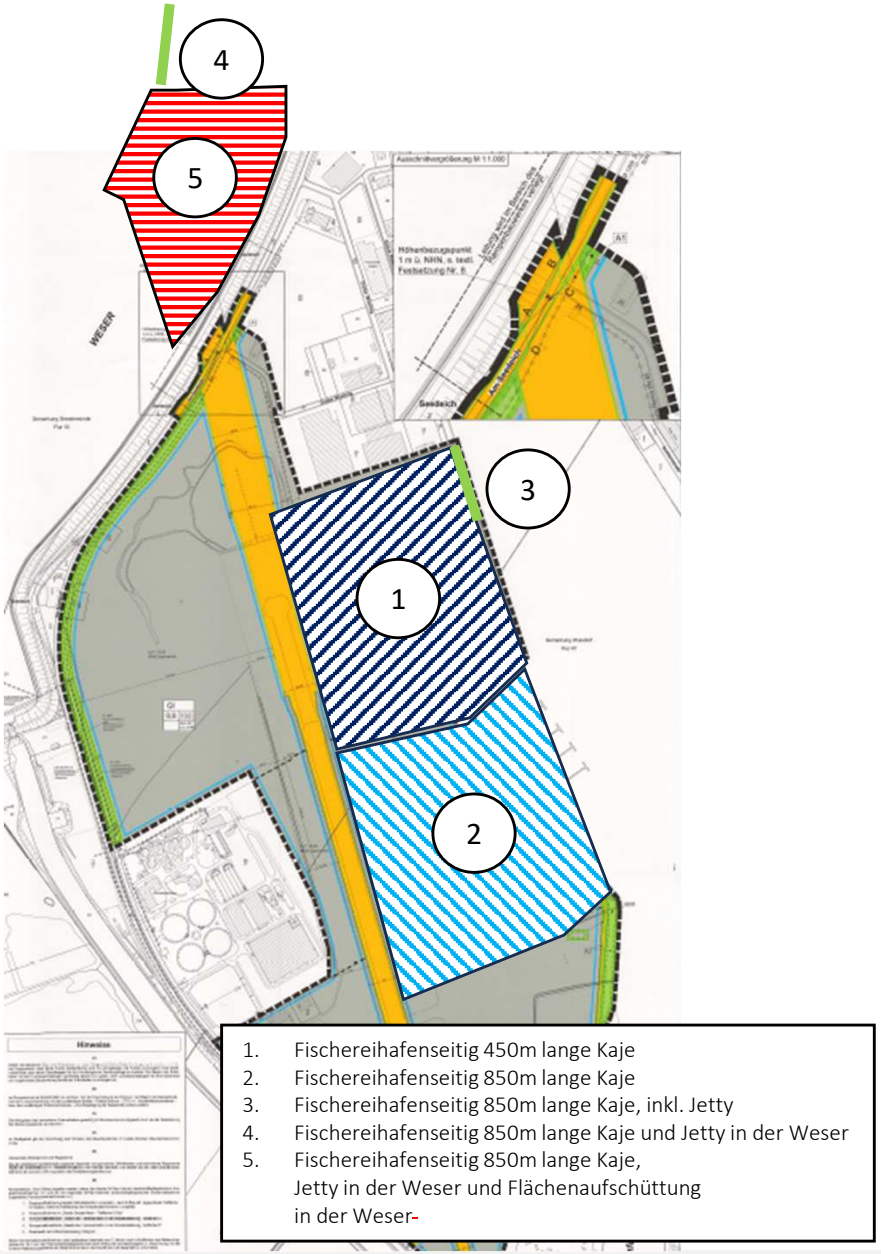
Es werden Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/Kompensationsplanung erwartet (im Weserbereich gilt: je weiter nördlich, desto weniger Konfliktpotenzial. Neben der wasserrechtlichen Zulassung ist ein Bauleitplanverfahren notwendig. Bei einem Start der Entwurfsplanung 2025, wird ein Baustart in 2029 erwartet(*). Die Bauarbeiten könnten 2032 abgeschlossen sein. Ein weserseitiger Jetty wäre dabei bis 2030 herstellbar.

5. **Fischereihafenseitig 850 m lange Kaje, Jetty in der Weser und Flächenaufschüttung in der Weser**

Es werden starke Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/ Kompensationsplanung erwartet (je weiter nördlich, desto weniger Konfliktpotential). Neben der wasserrechtlichen Zulassung ist ein Bauleitplanverfahren notwendig. Bei einem Start der Entwurfsplanung 2025, wird ein Baustart in 2032 erwartet(*). Die Bauarbeiten könnten gegen Ende 2035 abgeschlossen sein.

(*)Klagezeitraum ausgenommen. Voraussetzung: Baggergutentsorgung und Kompensationsfrage geklärt.

Abbildung: B-Plan 441 mit Darstellung der Planungsszenarien





INHALT

MARKTANALYSE

Kapazitäten, Angebot und Nachfrage, Wettbewerb S. 05

GESTALTUNG

Bedarfe, Anforderungen, Umfeld, Synergien S. 77

WIRKUNGEN UND EFFEKTE

Beitrag zur Energiewende, Clustereffekte, Regionalwirtschaftliche Effekte S. 152

ALTERNATIVEN

Zumutbare Alternativen, Bezugsräume, Minimierungseffekte S. 178

ZUSAMMENFASSUNG & UMSETZUNG S. 192

Die Notwendigkeit der Realisierung eines EnergyPort in Bremerhaven muss einerseits mit dem Marktbedarf begründet werden, andererseits bedarf es angesichts der politischen Dimension dieses Vorhabens sowie möglicher ökologischer Auswirkungen auf europäische Schutzgebiete (im Falle einer weserseitigen Erschließung) einer belastbaren Quantifizierung der Wirkungen und Effekte der notwendigen Infrastrukturmaßnahmen. Auftragsgemäß finden dabei folgende Teilaspekte Berücksichtigung:

- Möglicher Beitrag des EnergyPort Bremerhaven zur Energiewende sowie zur Versorgungs- und Energiesicherheit Deutschlands.
- Regional- und volkswirtschaftliche Effekte, insbesondere Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte.
- Agglomerations- und Clustereffekte des EnergyPort Bremerhaven.

BEITRAG ZUR ENERGIEWENDE

Die deutschen Seehäfen gelten als Drehkreuze der Energiewende. Um die Häfen anforderungsgerecht zu entwickeln, fordern die deutschen Küstenländer von der Bundesregierung mehr Geld für ihre Häfen. Dabei ist von entscheidender Bedeutung, dass der Aufbau von Infrastrukturen für den Import von H2/H2-Derivaten und/oder die Produktion und den Umschlag von Windenergiekomponenten nicht nur der regionalen Ver- und Entsorgung dient, sondern einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit des Industriestandorts Deutschland leistet und somit von nationaler Bedeutung ist. In der im März 2024 beschlossenen Nationalen Hafenstrategie findet allein das Wort Energiewende 25-mal Erwähnung. Nach Handlungsfeld 1, welches die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit des Hafenstandorts Deutschland adressiert, heißt es in Handlungsfeld 2 explizit „**Häfen zu nachhaltigen Knotenpunkten für die Energiewende, eine klimaneutrale Schifffahrt und Industrie** sowie zu Drehkreuzen für die Verkehrsverlagerung entwickeln“. Neben der Darstellung der Ausgangslage werden strategische Ziele formuliert und Maßnahmen abgeleitet. In der Beschreibung

Abbildung: Nationale Hafenstrategie



der Ausgangslage wird zunächst noch einmal darauf verwiesen, dass sich Deutschland mit dem Klimaschutzgesetz dazu verpflichtet hat, bis zum Jahr 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen und zudem die Emissionen bis 2030 (-65 %) bzw. bis 2040 (-88 %) gegenüber dem Jahr 1990 signifikant zu senken. Dafür wurden u. a. die Ausbauziele für erneuerbare Energien deutlich angehoben. Um die Ausbauziele für die Windenergie auf See von mind. 30 GW bis zum Jahr 2030 zu erreichen, ist eine Vervierfachung der bisher installierten Leistung innerhalb von 7 Jahren notwendig. Bis 2035 sollen zusätzlich noch einmal mind. 10 GW und bis 2045 mind. 30 GW hinzukommen. Die europaweiten Offshore-Ausbauziele übersteigen den Bedarf an schwerlastfähigen Hafenflächen um ein Vielfaches. Zum einen kann zukünftig nicht sichergestellt werden, dass deutsche Offshore-Windprojekte fristgerecht über die Häfen anderer Nordseeanrainer (z. B. Esbjerg, Eemshaven) abgewickelt werden, und zum anderen könnten deutsche (Produktions-)Kapazitäten stärker für das Erreichen der Ausbauziele in den Nachbarländern gebunden werden.

Mit Blick auf zukünftige Energieimporte wird auf die Nationale Wasserstoffstrategie verwiesen, die von einem deutschen Bedarf an Wasserstoff im Jahr 2030 von bis zu 130 TWh ausgeht. Um diesen zu decken, wird von einem Importanteil von 50-70 % (ca. 65 - 90 TWh) ausgegangen. Angesichts der veränderten Zusammensetzung der Energieimporte ergibt sich die Notwendigkeit, Hafeninfrastrukturen auf die spezifischen Anforderungen der importierten Energieträger anzupassen. Es ist davon auszugehen, dass langfristig der Import von fossilen Energieträgern durch den Import von Wasserstoff und seinen Derivaten ersetzt wird. Daraus folgt ein erheblicher Transformationsprozess in den deutschen Häfen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die aktuell verfügbaren und ertüchtigungsfähigen, schwerlastfähigen Flächen und Kaikanten weder in den deutschen noch in den europäischen Seehäfen perspektivisch ausreichen, um die genannten Bedarfe zu decken. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, Flächen für den Neubau von Windparks, für Produktionsstätten, für Übertragungsinfrastruktur, für den Betrieb und Rückbau von Offshore-Windparks sowie für eine entstehende Wasserstoffwirtschaft zur Verfügung zu stellen. Vor dem Hintergrund der in 2023 durch die IMO verabschiedeten Klimaziele nach denen die internationale Seeschifffahrt bis 2050 klimaneutral sein soll, ergeben sich weitere Bedarfe durch den Aufbau der Bunkerinfrastruktur für alternative Kraftstoffe. Die in dem Zusammenhang formulierten strategischen Ziele und die abgeleiteten Maßnahmen werden auf der folgenden Seite ausführlich dargestellt.

Vor dem Hintergrund der Ausführung ist unbestritten, dass ein EnergyPort in Bremerhaven und sämtliche betrachtete Nutzungsoptionen das Potenzial haben, einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende zu leisten. Eine Quantifizierung der einzelnen Nutzungsoptionen ist jedoch nur bedingt möglich. So ist für das Segment Offshore-Wind zu berücksichtigen, dass bspw. die Produktion einzelner Komponenten lediglich einen Teilbeitrag zur Errichtung von zusätzlicher Offshore-Windleistung leisten kann, der nur dann einen realen Effekt erzielt, wenn die anderen Teile der Wertschöpfungskette ebenfalls funktionieren und nicht durch Engpässe beeinträchtigt werden. Für die H2-Nutzungsoptionen gilt zudem, dass sich viele Lösungen und Technologien derzeit noch in der Entwicklung befinden und z. T. nicht oder nur in sehr kleinem Maßstab erprobt sind.

Tabelle: Strategische Ziele und Maßnahmen der Nationalen Hafenstrategie für die See- und Binnenhäfen (Auszug aus Punkt 2 *Häfen zu nachhaltigen Knotenpunkten für die Energiewende, eine klimaneutrale Schifffahrt und Industrie sowie zu Drehkreuzen für die Verkehrsverlagerung entwickeln*)

Strategisches Ziel	Maßnahme	Zeithorizont	Zuständigkeit
Transformation der Energie- und Rohstoffimporte und Unterstützung der Defossilisierung der Schifffahrt			
Energie- und Rohstoffimporte Kooperation zwischen den potenziellen deutschen Hafenstandorten im TEN-V-Kernnetz für Terminals und Infrastrukturen fördern, wobei die tatsächliche Nachfrage auf dem Markt, sowohl kurz- als auch langfristig neben anderen Entwicklungen zu berücksichtigen sind. Standortentscheidungen aus nationaler Sicht nach einer Bedarfsanalyse und transparenten Kriterien treffen. Als Kriterien kommen zum Beispiel die Anbindung an das Gas- bzw. Wasserstoffnetz, Fragen des Umwelt-, Natur-, Gewässer und Meeresschutzes, des Flächenverbrauchs sowie bei fossilen Infrastrukturen die Sicherstellung einer Nachnutzung im Hinblick auf erneuerbare Treibstoffe nichtbiogenen Ursprungs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) und Wasserstoff sowie seine Derivaten gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie, die über die Nutzung von E-LNG hinausgeht, in Frage.	2.1. Bereitstellung ausreichender **Flächen für Lager und Tanklager**, in denen Energieträger gespeichert werden, und für die Erzeugung von grünen Energieträgern (Elektrolyseure).	fortlaufend	Länder/ Kommunen
	2.2 Bereitstellung der **Flächen und Anleger**, welche für Energieträger (RFNBOs etc.) benötigt werden. Umnutzungskonzepte der für konventionelle Rohstoffe (u. a. Kohle, Öl, Erze) verwendeten Flächen im Sinne der Transformation der Energieversorgung erstellen.	fortlaufend	Länder
Unterstützung der Defossilisierung der Schifffahrt Defossilisierung der Schifffahrt durch die Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur für nachhaltig erneuerbare Energieträger und Kraftstoffe ermöglichen. Vorreiterrolle der deutschen Häfen beim Bau von Landstromanlagen Ausbauen.	2.4. Frühzeitiger **Ausbau von Speicher- und Bebunkerungskapazitäten** für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBO), um die Defossilisierung der Schifffahrt zu ermöglichen.	fortlaufend	Infrastrukturbetreiber
	2.5 Bereitstellung der **Flächen und Anleger**, welche für Energieträger (RFNBOs etc.) benötigt werden. Umnutzungskonzepte der für konventionelle Rohstoffe (u. a. Kohle, Öl, Erze) verwendeten Flächen im Sinne der Transformation der Energieversorgung erstellen.	fortlaufend	Infrastrukturbetreiber

Quelle: BMDV.

Tabelle: Strategische Ziele und Maßnahmen der Nationalen Hafenstrategie für die See- und Binnenhäfen (Auszug aus Punkt 2 *Häfen zu nachhaltigen Knotenpunkten für die Energiewende, eine klimaneutrale Schifffahrt und Industrie sowie zu Drehkreuzen für die Verkehrsverlagerung entwickeln*)

Strategisches Ziel	Maßnahme	Zeithorizont	Zuständigkeit
Förderung der umweltfreundlichen Verkehrsverlagerung, Häfen zu nachhaltigen Knotenpunkten entwickeln			
Häfen als logistische Knotenpunkte für den Ausbau der Windenergie weiterentwickeln (als Lager- und Verladeort, als Ausgangspunkt für den Aufbau und ab 2030 für den Rückbau von Offshore-Windparks sowie als Stützpunkt für Service- und Wartungsarbeiten).	2.13. Umsetzung des **BMWK Eckpunktepapiers „Windenergie an Land Strategie“** wie z. B. Erarbei-tung der Streckennetze der Wasserstraße inklusive Umschlagstellen für WEA und Kabeltrommeln im Hauptlauf sowie Einrichtung von Hubs für Wind-energieanlagen und Kabeltrommeln an der Wasserstraße	ab sofort	Bund/Länder
	2.14. Investition in Häfen für **Service und Wartung von Offshore-Windanlagen.**	ab sofort	Bund/Länder/ Wirtschaft
	2.15. Investition in **Errichter-Häfen** zur Implementierung von 70 GW Offshore-Wind in der Nordsee (300 GW Nordseeanrainer).	ab sofort	Bund/Länder/ Wirtschaft
	2.16 Investition in geeignete Häfen für den Bau von Konverterstationen für Offshore-Wind Anlagen.	ab sofort	Bund/Länder/ Wirtschaft
Nationale Hafenstrategie eng mit den relevanten energie- und umweltpolitischen Strategien und Defossilisierungskonzepten der verschiedenen Verkehrsträger verzahnen (darunter Systementwick-lungsstrategie, Importstrategie, Nationale Wasserstoffstrategie, Rohstoffstrategie, Carbon-Management-Strategie, Nationale Was-serstrategie, zukünftige Nationale Meeresstrategie etc.) und eine funktionsgerechte Einbindung der See- und Binnenhäfen in diese garantieren. Dabei soll auf bestehende Forschungsprogramme und -erkenntnisse aufgebaut werden.	2.25 Aufbau einer **Importinfrastruktur für Wasser-stoff** mit Terminals und Leitungen (Bsp. HyPerLink) und Weitertransport über Wasserweg, auch unter Beachtung von Nachhaltigkeitsaspekten gemäß der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Förderung von Pilotprojekten für die konkrete Umsetzung und Anwendung.	fortlaufend	Bund/Länder

Quelle: BMDV.

REGIONAL- UND VOLKSWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE

Einen wichtigen Beitrag im Zuge der Bedarfsbegründung für den EnergyPort liefert auch die Evaluation der regional- und volkswirtschaftlichen Effekte. Im Mittelpunkt steht dabei die Frage, welche Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte mit einzelnen Ansiedlungen im Bereich Offshore-Windenergie und Wasserstoff verbunden sind. Ausgangspunkt für die weitere Analyse bildet die Ableitung einer belastbaren Methodik. In der Vergangenheit wurden u. a. verschiedene Verfahren zur Evaluation der regionalökonomischen Effekte von Infrastruktureinrichtungen wie Verkehrsflughäfen, See- und Binnenhäfen entwickelt, die weiterführend als Grundlage dienen. Diese sind i. d. R. durch eine hohe Komplexität gekennzeichnet und liefern neben Aussagen zu den Beschäftigungswirkungen vielfach auch Ergebnisse zu den damit verbundenen Einkommenseffekten sowie zum Thema Wertschöpfung. Die Anwendbarkeit der einzelnen Verfahren ist neben anderen Faktoren insbesondere von der Qualität des vorliegenden Datenmaterials und der Heterogenität des zu betrachtenden Falles abhängig. Darüber hinaus ergibt sich z. T. ein Abgrenzungs- bzw. Zuordnungsproblem, was dazu führen kann, dass die regionalwirtschaftlichen Effekte überzeichnet werden und die Aussagen damit an Glaubhaftigkeit verlieren. Ferner sollten die Ergebnisse der regional- und volkswirtschaftlichen Effekte eines EnergyPort methodisch im Einklang mit den Ergebnissen der Analyse der Beschäftigungswirkungen der Bremischen Häfen und der im Auftrag des Bundesministeriums für Digitalisierung und Verkehr durchgeführten Evaluation der volkswirtschaftlichen Bedeutung der deutschen See- und Binnenhäfen stehen (▶ Link).

Aufgrund der vorstehenden Überlegungen erscheint es sinnvoll, keine von Grund auf neue Methodik für die Ermittlung der regional- und volkswirtschaftlichen Effekte des EnergyPort zu entwickeln. Vielmehr stellt es sich als zielführend dar, bestehende methodische Vorüberlegungen aufzugreifen und im Hinblick auf den Untersuchungsgegenstand anzupassen.

Die vom Bundesverband Öffentlicher Binnenhäfen (BÖB) gemeinsam mit dem Institut für Verkehrsplanung und Logistik der Technischen Universität Hamburg-Harburg (TUHH) erarbeitete Herangehensweise zur Erhebung der Beschäftigungswirkung von (Binnen-)Häfen (BÖB/TUHH, 2014) unterscheidet vom Grundsatz her drei Arten von Beschäftigungswirkungen:

- Direkte Beschäftigungswirkung: Arbeitsplätze bei Unternehmen, die Anbieter oder Nachfrager von hafenbezogenen Produkten und Dienstleistungen sind. Diese Unternehmen werden als hafenaffin bezeichnet.
- Indirekte Beschäftigungswirkung: Arbeitsplätze bei Betrieben, bei denen hafenaffine Unternehmen Güter und Dienstleistungen einkaufen.
- Induzierte Beschäftigungswirkung: Arbeitsplätze bei Unternehmen, bei denen Beschäftigte der Unternehmen mit direkter Beschäftigungswirkung ihre privaten Konsumbedürfnisse befriedigen.

Die im Auftrag des BMVI durchgeführte Evaluation der volkswirtschaftlichen Bedeutung der deutschen See- und Binnenhäfen (ISL et al., 2019) basiert auf einem in weiten Teilen vergleichbaren Ansatz. Abweichungen bestehen u. a. im Hinblick auf die Abgrenzung der Beschäftigungswirkungen. Weitere Studien z. B. zu den Beschäftigungseffekten der Bremischen Häfen (ISL, 2015) oder des Hamburger Hafens (Planco, 2015) basieren auf ähnlichen Abgrenzungen. Eine wichtige Rolle im Rahmen der o. g. Betrachtungen spielt der Begriff der Hafenabhängigkeit bzw. Hafenaffinität. Danach werden Unternehmen als (direkt) hafenabhängig betrachtet, die…

- mit dem Umschlag von Gütern befasst sind.
- komplementäre Dienstleistungen erbringen.
- am Transport von Gütern in Transportketten mit wasserseitigem Umschlag beteiligt sind.
- einen maßgeblichen Anteil (> 30 %) ihres Frachtaufkommens über einen Hafen abwickeln.

Aufgrund der Ansiedlungsprämissen gelten alle potenziellen Nutzungsoptionen für den EnergyPort als grundsätzlich hafenabhängig.

Somit werden drei Arten von Beschäftigungswirkungen unterschieden. Die Beschäftigungswirkung wird in Arbeitsplätzen gemessen. Ein Arbeitsplatz entspricht der Stelle eines Mitarbeiters/einer Mitarbeiterin, wobei sowohl Vollzeit- als auch in Teilzeitbeschäftigte Berücksichtigung finden. Neben der Anzahl an Arbeitsplätzen wird das Vollzeitäquivalent erfasst, um Vergleiche zu ermöglichen.

Direkte Beschäftigungswirkung	Arbeitsplätze bei Unternehmen die als (direkt) hafenabhängig eingestuft werden.
Indirekte Beschäftigungswirkung	Arbeitsplätze bei Unternehmen von denen hafenabhängige Unternehmen Güter und Dienstleistungen beziehen.
Induzierte Beschäftigungswirkung	Arbeitsplätze bei Unternehmen, bei denen die Beschäftigten der Unternehmen mit direkter Beschäftigungswirkung ihre privaten Konsumbedürfnisse befriedigen.

Die Ermittlung der direkten Beschäftigungswirkungen sowie der ausgelösten indirekten und induzierten Effekte erfolgt auf Grundlage verschiedener Quellen. Wichtigstes Instrument zur Einordnung und Bewertung der wirtschaftlichen Aktivitäten der hafenabhängigen Unternehmen bildet dabei die Marktanalyse. Hier konnten Angaben zu möglichen Beschäftigtenzahlen ermittelt werden, die im Zuge der Berechnungen in AP3 Berücksichtigung finden. Ergänzend hierzu werden für ausgewählte Referenzstandorte Beschäftigtenzahlen erhoben bzw. mittels Approximation ermittelt. Bei allen Betrachtungen wird unter-stellt, dass alle Beschäftigten eines Unternehmens der direkten Beschäftigungswirkung des Hafens zurechenbar sind. Auf eine weiterführende regionale Abgrenzung wird zunächst verzichtet. Diesbzgl. relevante weiterführende Annahmen werden im weiteren Verlauf der Studie getroffen.

Ergänzend zur Quantifizierung der direkten Beschäftigungswirkungen erfolgt die weiterführende Ermittlung der indirekten und induzierten Effekte durch entsprechende Simulationsrechnungen. Als zentrale Methodik zur Bestimmung der indirekten Effekte werden dabei sogenannte Input-Output-Tabellen verwendet. Diese regelmäßig vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Tabellen beschreiben die produktions- und gütermäßigen Verflechtungen innerhalb einer Volkswirtschaft. Sie werden durch eine Reihe an Zusatz- und Auswertungstabellen ergänzt. Hierbei handelt es sich um Tabellen mit Angaben über Erwerbstätige und Arbeitnehmer nach Produktionsbereichen und um Auswertungstabellen (Input-Koeffizienten und inverse Koeffizienten). Damit sind sie eine vielseitig verwendbare Basis für Modell- und Simulationsrechnungen sowie Prognosen. Die bis hierhin vorgestellte Methodik zur Ermittlung der indirekten Beschäftigungswirkungen kann als gesichert und bewährt angesehen werden und ist analog auf die Übermittlung der induzierten Beschäftigungswirkungen übertragbar.

Abbildung: Destatis Fachserie 18 Reihe 2



Die weitere Klassifizierung der potenziellen Ansiedler erfolgt nach dem vorrangigen Geschäftszweck gemäß Klassifikationen der Wirtschafts-zweige (WZ), Ausgabe 2008 (WZ 2008). Die Begriffe Branchen und Wirt-schaftszweige werden dabei z. T. synonym verwendet. Als Branche oder Wirtschaftszweig werden Unternehmen bezeichnet, welche verwandte Produkte herstellen, mit diesen Handel betreiben oder ähnliche Dienst-leistungen anbieten. Ferner werden in bestimmten Bereichen Betriebe zu einer Branche zusammengefasst, welche das gleiche Herstellungsverfahren oder die gleichen Ausgangs- und Grundstoffe verwenden. Die Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ 2008 basiert auf der Unterscheidung zwischen Produzierendem Gewerbe und Dienstleistungen und umfasst 21 Abschnit-te (1. Ebene), die in 88 Güterabteilungen (2. Ebene), 272 Gütergruppen (3. Ebene), 615 Güterklassen (4. Ebene) sowie 839 Unterklassen (5. Ebene) unterteilt sind. Die Abschnitte A (Land- und Forstwirtschaft, Fischerei) und U (Exterritoriale Organisationen und Körperschaften) fallen weder unter produzierendes Gewerbe noch den Dienstleistungsbereich und werden gesondert geführt. Eine Zuordnung der potenziellen Ansiedler zu den Wirtschaftszweigen auf 1. Ebene liefert für folgende Übersicht:

- Abschnitt C: Verarbeitendes Gewerbe
- Abschnitt D: Energieversorgung
- Abschnitt E: Wasserversorgung, Abwasser- und Abfallentsorgung und Beseitigung von Umweltverschmutzungen

Heruntergebrochen auf die Ebene 2 zeigen sich Schwerpunkte in folgen-den Güterabteilungen: Herstellung von Gummi und Kunststoffwaren (22) Herstellung von Metallerzeugnissen (25), Herstellung von elektrischen Aus-rüstungen (27), Maschinenbau (28), Installation von Maschinen und Anla-gen (32), Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen (33) Energieversorgung (35), Sammlung, Behandlung und Beseitigung von Ab-fällen (38).

Aufgeschlüsselt auf die Ebenen 2 bzw. 3 zeigt sich für die in AP1 definier-ten Nutzungsoptionen des EnergyPort folgende Struktur. Eine weitere De-taillierung (z. B. Unterscheidung zwischen den einzelnen Wasserstoffderi-vaten) ist dabei aufgrund der Ausgangsdaten nicht möglich, so dass z. T. weitere Annahmen getroffen werden müssen.

Abbildung: WZ-Klassifikation der Nutzungsoptionen

Nutzungsoption	Güterabteilung (2. Ebene)	Gütergruppe (3. Ebene)
Produktion Rotorblätter	22	22.2
Produktion Gondeln	28	28.1
Produktion Türme	25	25.1
Produktion Fundamente	25	25.1
Vormontage, Zwischenlager	33	33.2
Operations & Maintenance	33	33.1
Rückbau / Recycling	38	38.3
Konverter	27	27.1
Seekabel	27	27.3
Ammoniak	35	35.2
LOHC	35	35.2
LH2	35	35.2
Offshore H2	35	35.2
H2-Technologie	28	28.9
Lokale Produktion	35	35.2

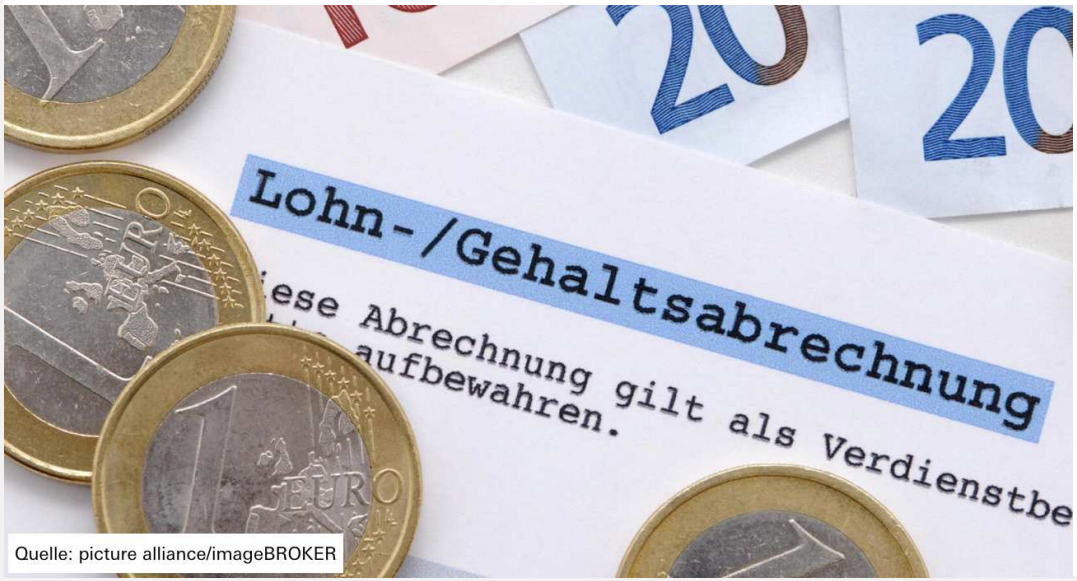
Den Einstieg in die Quantifizierung der regional- und volkswirtschaftlichen Effekte bildet die Evaluation der direkten Beschäftigungswirkungen. Wie beschrieben wurden diese in AP1 ermittelt. Ergänzend hierzu wurden für ausgewählte Referenzstandorte Beschäftigtenzahlen erhoben bzw. mittels Approximation ermittelt. Eine Übersicht über die

Abbildung: Direkte Beschäftigungswirkungen der Nutzungsoptionen

Ergebnisse liefert die nachfolgende Tabelle. Im Ergebnis zeigt sich, dass die Ansiedlung von Produktionsbetrieben erwartungsgemäß zu deutlich höheren (direkten) Beschäftigungseffekten führt. Die potenziellen Beschäftigungseffekte der einzelnen Nutzungsoptionen bilden die Grundlage für weiterführende Überlegungen zu den regional- und volkswirtschaftlichen Effekten des EnergyPort.

Nutzungsoption	Anzahl	Kommentar
Produktion Rotorblätter	500-600	Referenz: Siemens Gamesa Hull, 800 MA
Produktion Gondeln	700-800	Referenz Siemens Gamesa Cuxhaven, 1.000 MA
Produktion Türme	400	Referenz: GRI Danzig, 400 MA
Produktion Fundamente	350-400	Referenz Steelwind Nordenham, mit Fremdfirmen 450 MA
Vormontage, Zwischenlager	100	aus Marktanalyse
Operations & Maintenance	2-4	Referenz Service Hub Eeemshaven, 2-4 MA
Rückbau / Recycling	80-90	Quelle SeeOff-Studie, max. 86 MA
Konverter	1.000+	aus Marktanalyse Hinweis: Dragados/ES rechnet mit 2.000 MA
Seekabel	550	Referenz NSW Nordenham, 550 MA
LOHC	50	aus Marktanalyse
Ammoniak, LH2	50	analog LOHC angenommen
Offshore H2	20-40	Eigene Schätzungen
H2-Technologie	400	Referenz Siemens Energy Berlin, 400 MA
Lokale Produktion	50-75	aus Marktanalyse

Die Ermittlung der direkten Einkommenseffekte für die verschiedenen Nutzungs- bzw. Ansiedlungsoptionen erfolgt auf Grundlage der zuvor ermittelten Beschäftigtenzahlen. Die Quantifizierung der Einkommenseffekte erfolgt dabei ausschließlich auf der Grundlage von Sekundärdaten. Ausgangspunkt für die weitere Betrachtung bildet die Verdienststrukturerhebung des Statistischen Bundesamtes für das Jahr 2021. Die verfügbaren Angaben beziehen sich auf das vierte Quartal 2021 und beruhen auf der Befragung einer repräsentativen Stichprobe von Betrieben unter Auskunftspflicht, Vollimputation von Daten für Betriebe ohne SV-Beschäftigte und Sekundärnutzung von Daten über Beschäftigte des öffentlichen Dienstes. Es wurden Einzeldaten über 1,0 Mio. Beschäftigungsverhältnisse gesammelt. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt abhängig von der Datenverfügbarkeit entsprechend der Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ 2008 auf Ebene 2 bzw. 3. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die Bruttojahresverdienste vollzeitbeschäftigter Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer. Dabei wird unterstellt, dass eine Ansiedlung nur bei entsprechender hafenseitiger Erschließung erfolgt (-> Hafenabhängigkeit).



Quelle: picture alliance/imageBROKER

Abbildung: Bruttojahresverdienste vollzeitbeschäftigter AN

Nutzungsoption	⌀ Jahres-gehalt	Anzahl Beschäftigte	Direkte Einkommen
Produktion Rotorblätter	44.316 €	600	26,6 Mio. €
Produktion Gondeln	57.756 €	800	46,2 Mio. €
Produktion Türme	44.268 €	400	17,7 Mio. €
Produktion Fundamente	44.268 €	400	17,7 Mio. €
Vormontage, Zwischenlager	52.848 €	100	5,3 Mio. €
Operations & Maintenance	52.848 €	4	0,2 Mio. €
Rückbau / Recycling	42.156 €	90	3,8 Mio. €
Konverter	55.488 €	1000	55,4 Mio. €
Seekabel	54.408 €	550	29,9 Mio. €
LOHC	62.952 €	50	3,1 Mio. €
E-Methanol	62.952 €	50	3,1 Mio. €
LH2	62.952 €	50	3,1 Mio. €
Offshore H2	62.952 €	40	2,5 Mio. €
H2-Technologie	55.836 €	400	22,3 Mio. €
Lokale Produktion	62.952 €	75	4,7 Mio. €

Quelle: Destatis, eigene Berechnungen.

Aussagen zur Bruttowertschöpfung der potenziellen Ansiedler fußen auf einer weiterführenden Betrachtung volkswirtschaftlicher Indikatoren. Der Produktionswert ist in der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) definiert als Wert aller Güter, die innerhalb eines bestimmten Zeitraums produziert werden.

Nach Abzug der Vorleistungen vom Produktionswert ergibt sich die Brut-towertschöpfung als wichtigste Kennzahl der wirtschaftlichen Leistung von Wirtschaftseinheiten bzw. Wirtschaftsbereichen. Die für die Ermittlung des Produktionswertes bzw. der Bruttowertschöpfung der potenziellen Ansied-ler in einem EnergyPort erforderlichen Angaben bzgl. des Nettoumsatzes oder der Summe der Vorleistungen wurden mit Hilfe von Modellrechnun-gen ermittelt.

Auf Basis der Ergebnisse der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung Fach-serie 18, Reihe 1.4 lassen sich für das Jahr 2022 spezifische Koeffizienten für Produktionswert (PW) und Bruttowertschöpfung (BWS) je Beschäftig-tem für ausgewählte Wirtschaftszweige bestimmen. Die ermittelten Koeffi-zienten bilden die Grundlage für die weitere Quantifizierung der direkten wirtschaftlichen Effekte. Hierzu werden die Beschäftigtenzahlen für die direkt hafenabhängigen Unternehmen mit den jeweiligen Koeffizienten multipliziert. Die Tabelle rechts zeigt Produktionswerte und Bruttowert-schöpfung für die unterschiedlichen Nutzungsoptionen. Mit Blick auf die Wasserstoffderivate wurde für LH2 eine Anpassung des Vorleistungsbezugs angenommen, da für die Rückgewinnung von Wasserstoff aus LH2 weniger Energieeinsatz erforderlich ist, als z. B. für Ammoniak oder LOHC. Signifi-kante Rückwirkungen auf die indirekte Beschäftigung sind hingegen nicht zu erwarten, so dass dieser Aspekt im weiteren Verlauf der Betrachtung vernachlässigt wird.

Abbildung: Produktionswert und Bruttowertschöpfung je Nutzungsoption

Nutzungsoption	PW (in EUR)	BWS (in EUR)
Produktion Rotorblätter	127.576.744	44.783.721
Produktion Gondeln	187.081.223	73.546.900
Produktion Türme	66.368.950	27.043.836
Produktion Fundamente	66.368.950	27.043.836
Vormontage, Zwischenlager	17.616.929	6.536.220
Operations & Maintenance	704.677	261.449
Rückbau / Recycling	26.381.679	10.422.824
Konverter	239.010.288	93.728.395
Seekabel	131.455.658	51.550.617
LOHC	33.954.596	14.863.603
E-Methanol	33.954.596	14.863.603
LH2	33.954.596	16.663.453
Offshore H2	27.163.676	11.890.882
H2-Technologie	93.540.611	36.773.450
Lokale Produktion	50.931.893	22.295.404

Quelle: Destatis, eigene Berechnungen.

Indirekte Effekte aus den wirtschaftlichen Aktivitäten der potenziellen Ansiedler in einem EnergyPort entstehen in den Vorleistungsbetrieben entweder aufgrund von **regionalen Vorleistungsverflechtungen** oder **regionalen Käufen von Investitionsgütern**. Beide werden nachfolgend separat betrachtet.

Indirekte Effekte durch den Bezug von (regionalen) Vorleistungen

Für den laufenden Betrieb benötigen die potenziellen Ansiedler Vorleistungen (VL). Unter Vorleistungen ist in diesem Kontext der Wert der Waren und Dienstleistungen zu verstehen, die von den Wirtschaftseinheiten bezogen und im betrachteten Zeitraum verbraucht werden. Dieser ergibt sich aus der Differenz zwischen Produktionswert und Bruttowertschöpfung der jeweiligen Wirtschaftsbereiche. Zu den Vorleistungen zählen neben Rohstoffen, sonstigen Vorprodukten, Hilfs- und Betriebsstoffen, Brenn- und Treibstoffen und anderen Materialien auch Bau- und sonstige Leistungen für laufende Reparaturen, gewerbliche Mieten, Leiharbeitnehmer, von anderen Unternehmen durchgeführte Lohnarbeiten, Transportkosten, Postgebühren, Anwaltskosten sowie Nutzungsgebühren für öffentliche Einrichtungen. Die Ermittlung der indirekten Beschäftigungswirkungen des EnergyPort erfolgt auf Basis gesamtwirtschaftlicher Daten für die Bundesrepublik Deutschland gemäß Volkswirtschaftlicher Gesamtrechnung (VGR).

Auf Basis verfügbarerer Angaben der amtlichen Statistik zu Produktionswert und Bruttowertschöpfung (Fachserie 18, Reihe 1.4) konnten die nachfolgend dargestellten Vorleistungsbezüge je Beschäftigten für einzelne Wirtschaftszweige ermittelt werden. Basisjahr bildet das Jahr 2021, da zum Bearbeitungszeitpunkt noch keine vollständigen Datenreihen für 2022 vorliegen. Durch Multiplikation der ermittelten Werte für den Vorleistungsbezug je Beschäftigten und Wirtschaftszweig mit der Anzahl der Beschäftigten ergibt sich der Vorleistungsbezug je Nutzungsoption.

Eine wichtige Rolle spielt in diesem Zusammenhang die regionale Abgrenzung des Vorleistungsbezugs. In vergleichbaren Studien wird für die Regionalisierung ein 30 km Radius gewählt. Der Teil der Vorleistungen, die diesem Radius bezogen wird, wird unter Berücksichtigung der regionalen Wirtschaftsstruktur mit 25 % angenommen (VL_{reg}). Grundlage hierfür bildet die Studie zur Wertschöpfung in der Offshore-Windindustrie.

Abbildung: Vorleistungsbezug je Nutzungsoption

Nutzungsoption	VL (in EUR)	VL_{reg} (in EUR)
Produktion Rotorblätter	82.793.023	20.698.256
Produktion Gondeln	113.534.323	28.383.581
Produktion Türme	39.325.114	9.831.279
Produktion Fundamente	39.325.114	9.831.279
Vormontage, Zwischenlager	11.080.709	2.770.177
Operations & Maintenance	443.228	110.807
Rückbau / Recycling	15.958.855	3.989.714
Konverter	145.281.893	36.320.473
Seekabel	79.905.041	19.976.260
LOHC	19.090.993	4.772.748
E-Methanol	19.090.993	4.772.748
LH2	17.291.143	4.322.786
Offshore H2	15.272.794	3.818.199
H2-Technologie	56.767.162	14.191.790
Lokale Produktion	28.636.489	7.159.122

Quelle: Destatis, eigene Berechnungen.

Der ermittelte (regionale) Vorleistungsbezug bildet die Grundlage für die Quantifizierung der indirekten Beschäftigungswirkungen. Dabei ist es eine weiterführende Kenntnis zu Art und Herkunft der Vorleistungsbezüge von hoher Relevanz. Auch hier findet zunächst eine Abschätzung auf Basis statistischer Grunddaten statt.

Ausgangspunkt für die weitere Betrachtung bildet die Tabelle 3.3 „Inverse Koeffizienten 2020 - Inländische Produktion (Revision 2022)“ der Fachserie 18, Reihe 2 des Statistischen Bundesamtes. Nach einer Kurzdefinition gibt der inverse Koeffizient eines Feldes (i,j) an, in welchem Umfang Güter aus inländischer Produktion der i-ten Gütergruppe insgesamt benötigt werden, um eine Werteinheit der Güter aus inländischer Produktion des j-ten Produktionsbereichs für die letzte Verwendung zur Verfügung stellen zu können. Unter Berücksichtigung der Berechnungen zum Vorleistungsbezug und weiterführenden Abschätzungen zu den möglichen Liefer- und Leistungsverflechtungen können die in der Tabelle rechts dargestellten inversen Koeffizienten angenommen werden. Dabei zeigen sich insbesondere im Bereich Wasserstoff z. T. sehr geringe Multiplikatoreffekte, was vor allem darin begründet liegt, dass der Vorleistungsbezug (hier der Bezug des Wasserstoffs bzw. der entsprechenden Derivate) i. d. R. aus dem Ausland erfolgt. Folglich sind auch die indirekten Beschäftigungswirkungen sowohl national als auch regional vergleichsweise niedrig.

Die Multiplikation der inversen Koeffizienten mit der Anzahl der direkt Beschäftigten ergibt die Anzahl der indirekt Beschäftigten je Nutzungsoption. Die Überlegungen zum regionalen Vorleistungsbezug liefern darüber hinaus eine Indikation zur regionalen Verteilung der indirekten Beschäftigungseffekte.

Abbildung: Indirekte Beschäftigungswirkungen der Nutzungsoptionen

Nutzungsoption	Inverser Koeffizient	Indirekte Beschäftigung	
		insgesamt	regional
Produktion Rotorblätter	1,35437	212,6	53,2
Produktion Gondeln	1,75746	606,0	151,5
Produktion Türme	1,62717	250,9	62,7
Produktion Fundamente	1,62717	250,9	62,7
Vormontage, Zwischenlager	1,22670	22,7	5,7
Operations & Maintenance	1,21569	0,9	0,2
Rückbau / Recycling	1,17770	16,0	4,0
Konverter	1,91019	910,2	227,5
Seekabel	1,79761	438,7	109,7
LOHC	1,00048	0,0	0,0
E-Methanol	1,00048	0,0	0,0
LH2	1,00048	0,0	0,0
Offshore H2	1,23739	9,5	2,4
H2-Technologie	1,75746	303,0	75,7
Lokale Produktion	1,47839	35,9	9,0

Quelle: Destatis, eigene Berechnungen.

Indirekte Effekte durch (regionale) Käufe von Investitionsgütern

Ergänzend zu den Effekten aus dem Bezug von Vorleistungen ergeben sich weitere indirekte Wirkungen durch die Investitionstätigkeit der potenziellen Ansiedler. Hierdurch erhöhen sich die gesamtwirtschaftliche Nachfrage und damit die Produktion in den vorgelagerten Wirtschaftsstufen mit den entsprechenden Rückwirkungen u. a. auf die Beschäftigung. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass es sich beim EnergyPort um ein Greenfield-Projekt handelt, d. h. in der Anfangsphase sind zunächst weitreichende Investitionen u. a. in den Bau von Infrastruktur und Anlagen erforderlich, die sich in der Betriebsphase nivellieren. Außerdem ist zu beachten, dass ein nicht unerheblicher Teil der Investitionen durch die öffentliche Hand er-folgt, die definitionsgemäß nicht Gegenstand der Betrachtung an dieser Stelle ist. Das Investitionsvolumen der potenziellen Ansiedler dürfte daher in der Startphase deutlich höher als die Durchschnittsgröße für die Bruttoanlageinvestitionen gem. Volkswirtschaftlicher Gesamtrechnung für die relevanten Wirtschaftszweige liegen. In den Stakeholderbefragungen wurden z. T. Investitionsvolumina in Höhe von mehreren Hundert Millionen Euro in den Raum gestellt. Dabei ist davon auszugehen, dass Investitionen in den Aufbau neuer Produktions- und Fertigungskapazitäten deutlich höher ausfallen als Investitionen in einen reinen Lager- und Logistikstandort. Der regionale Anteil wird dabei wie zuvor beschrieben mit 25 % angenommen. Den Ergebnissen der Stakeholderbefragung und weiteren Expertengesprächen folgend, kann dabei ein Investitionsschwerpunkt in den Bereichen Baugewerbe, Maschinen- und Fahrzeugbau sowie elektrische Ausrüstungen angenommen werden.

Die Berechnung der indirekten Effekte der Investitionstätigkeit erfolgt auf Grundlage der Zuordnung der geschätzten Pro-Kopf-Investitionen je Wirtschaftszweig. Diese wurde vor dem Hintergrund der vorstehenden Überlegungen mit einem Korrekturfaktor versehen. Analog zur Vorgehensweise auf der vorherigen Seite wird für die weitere Berechnung die Darstellung der Input-Output-Tabelle mit inversen Koeffizienten genutzt.

Abbildung: Indirekte Beschäftigungswirkungen der Nutzungsoptionen

Nutzungsoption	Inverser Koeffizient	Indirekte Beschäftigung	
		insgesamt	regional
Produktion Rotorblätter	1,4567	274,0	68,5
Produktion Gondeln	1,6542	523,4	130,8
Produktion Türme	1,3444	137,8	34,4
Produktion Fundamente	1,3444	137,8	34,4
Vormontage, Zwischenlager	1,2589	25,9	6,5
Operations & Maintenance	1,1001	0,4	0,1
Rückbau / Recycling	1,4221	38,0	9,5
Konverter	1,5246	524,6	131,2
Seekabel	1,4988	274,3	68,6
LOHC	1,5571	27,9	7,0
E-Methanol	1,5571	27,9	7,0
LH2	1,5571	27,9	7,0
Offshore H2	1,4961	19,8	5,0
H2-Technologie	1,7878	315,1	78,8
Lokale Produktion	1,4961	37,2	9,3

Quelle: Destatis, eigene Berechnungen.

Induzierte Effekte

In Ergänzung zu den indirekten Effekten werden nachfolgend die induzierten Beschäftigungswirkungen des EnergyPort betrachtet. Grundlage für die Evaluation der induzierten Effekte bildet die Nachfrage nach Konsumgü-tern der Beschäftigten bei den potenziellen Ansiedlern. Dabei wird unter-stellt, dass sich die Wirkung der Konsumausgaben überwiegend in der Un-tersuchungsregion einstellt. Ferner wird angenommen, dass beim über-wiegenden Teil der Unternehmen mehr als 70 % der Mitarbeitenden ihren Wohnsitz im Umkreis von 30 Kilometern um den Standort Bremerhaven haben.

Die Quantifizierung der induzierten Beschäftigungswirkungen erfolgt mittels einer Input-Output-Betrachtung. Sämtliche Berechnungen basieren dabei auf der Annahme, dass durch den Konsum Produktionssteigerungen hervorgerufen werden, wodurch zusätzliche Wertschöpfung in anderen Wirtschaftsbereichen entsteht, wo wiederum Einkommen ausgezahlt wird. Da auch dieses Einkommen wieder für Konsumzwecke eingesetzt wird, entsteht ein fortwährender multiplikativer Prozess.



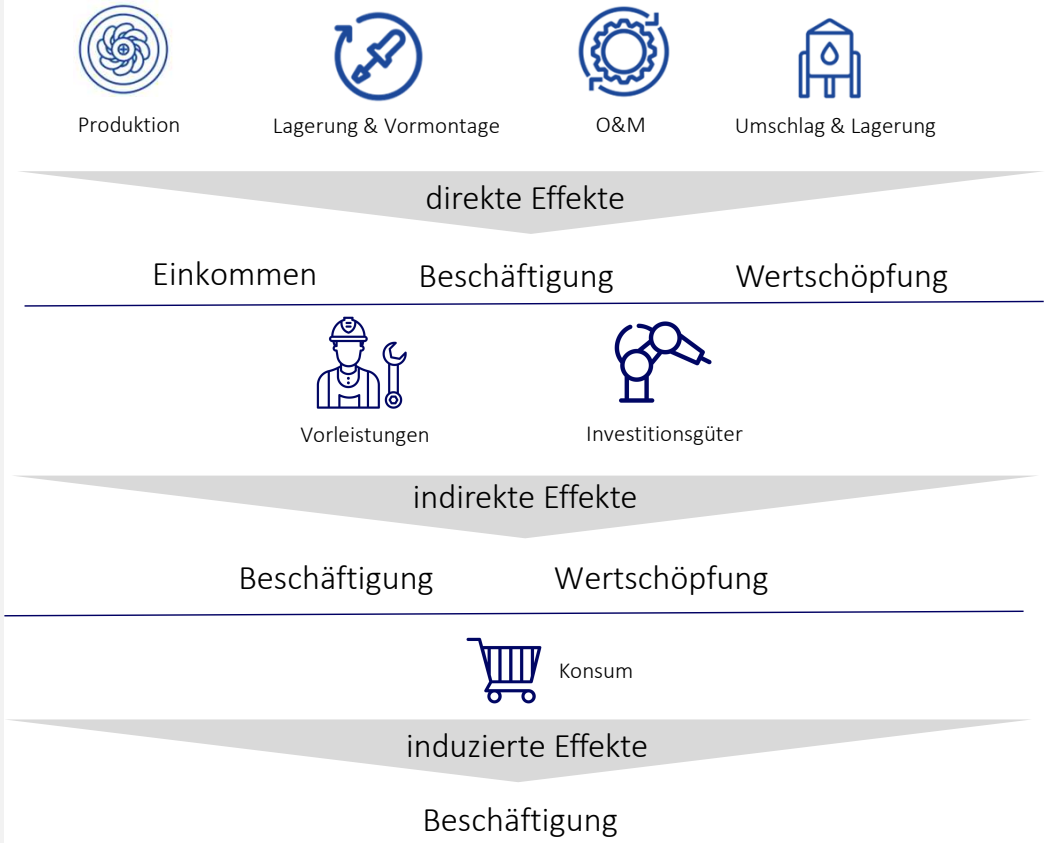
Abbildung: Induzierte Beschäftigungswirkungen der Nutzungsoptionen

	Induzierte Beschäftigung	
Nutzungsoption	insgesamt	regional
Produktion Rotorblätter	812,6	568,8
Produktion Gondeln	1406,0	984,2
Produktion Türme	650,9	455,6
Produktion Fundamente	650,9	455,6
Vormontage, Zwischenlager	122,7	85,9
Operations & Maintenance	4,9	3,4
Rückbau / Recycling	106,0	74,2
Konverter	1910,2	1337,1
Seekabel	988,7	692,1
Ammoniak	50,0	35,0
LOHC	50,0	35,0
LH2	50,0	35,0
Offshore H2	49,5	34,6
H2-Technologie	703,0	492,1
Lokale Produktion	110,9	77,6

Quelle: Eigene Berechnungen.

Zusammenfassung

Die Zusammenfassung erfolgt mit dem Ziel, die zuvor ermittelten direkten, indirekten und induzierten Effekte noch einmal abschließend gegenüberzustellen und zu systematisieren. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Wirkungszusammenhänge noch einmal im Überblick.



An dieser Stelle sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich bei den ausgewiesenen Effekten um eine vereinfachte Abschätzung auf Basis gesamtwirtschaftlicher Indikatoren und Wirkungszusammenhänge handelt. Die tatsächlichen Effekte hängen stark von den finalen Ansiedlungen sowie den Liefer- und Leistungsbeziehungen ab.

Abbildung: Beschäftigungswirkungen im Überblick

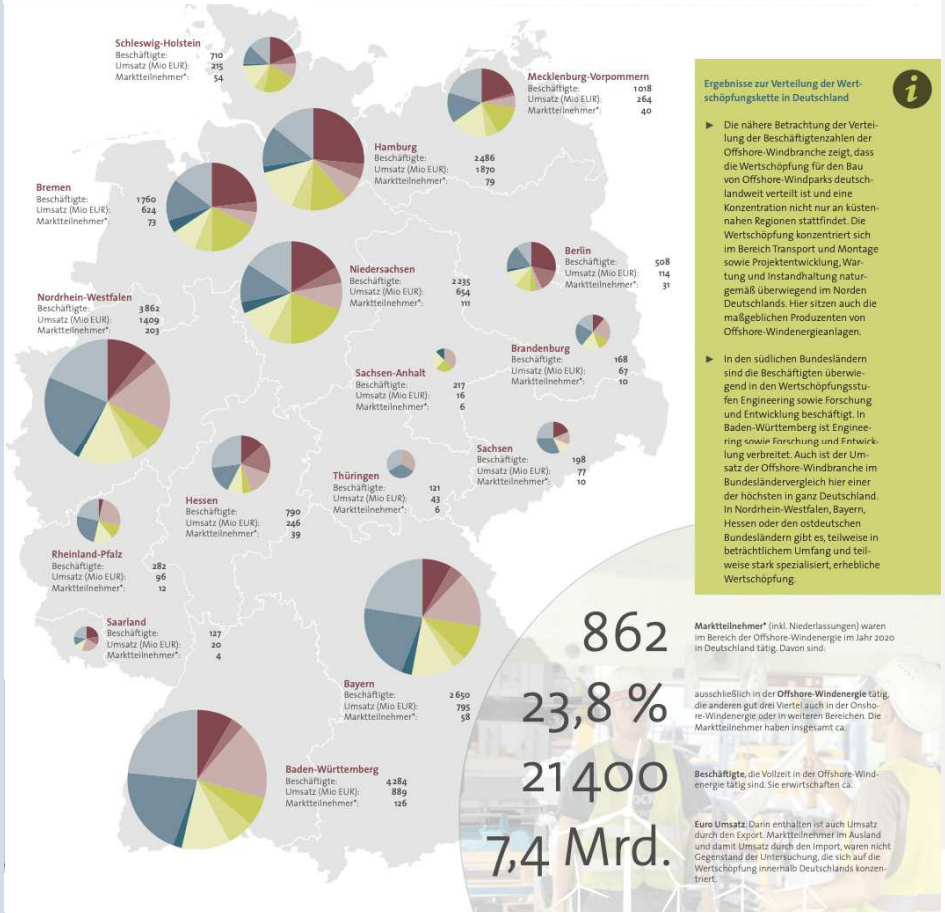
	Beschäftigte		
Nutzungsoption	Direkt	Indirekt (davon regional)	Induziert (davon regional)
Produktion Rotorblätter	600	487 (122)	813 (569)
Produktion Gondeln	800	1129 (282)	1406 (984)
Produktion Türme	400	389 (97)	651 (456)
Produktion Fundamente	400	389 (97)	651 (456)
Vormontage, Zwischenlager	100	49 (12)	123 (86)
Operations & Maintenance	4	1 (0)	5 (3)
Rückbau / Recycling	90	54 (14)	106 (74)
Konverter	1000	1435 (359)	1910 (1337)
Seekabel	550	713 (178)	989 (692)
Ammoniak	50	28 (7)	50 (35)
LOHC	50	28 (7)	50 (35)
LH2	50	28 (7)	50 (35)
Offshore H2	40	29 (7)	49 (35)
H2-Technologie	400	618 (155)	703 (492)
Lokale Produktion	75	73 (18)	111 (78)

Exkurs: Studie zur Wertschöpfung der Offshore-Windenergie in Deutschland

Die im Jahr 2022 veröffentlichte Studie zur Wertschöpfung der Offshore-Windenergie in Deutschland (▶Link) unterstreicht, dass die Offshore-Windbranche einen erheblichen Beitrag zur regionalen Wirtschaftsleistung, insbesondere im Land Bremen, leistet. Die Studie hebt hervor, dass die Offshore-Windenergie in den letzten Jahren in Deutschland signifikant gewachsen ist und sowohl in der Vielfalt der Marktteilnehmer als auch in der Anzahl der Arbeitsplätze zu einer hohen Wertschöpfung geführt hat. Die Wertschöpfungskette in der Offshore-Windenergie umfasst danach diverse Stufen, von der Projektentwicklung und Planung über Bau, Installation, Betrieb bis hin zum Rückbau der Windparks. Dabei spielen Forschung und Entwicklung, Aus- und Weiterbildung sowie Engineering eine entscheidende Rolle über alle Projektphasen hinweg.

Die regionale Verteilung der Wertschöpfung und Arbeitsplätze zeigt eine starke Präsenz in Norddeutschland, was aufgrund der geografischen Nähe zur Nord- und Ostsee und der dortigen Offshore-Windparks erwartet werden kann. Jedoch ist bemerkenswert, dass auch in anderen Bundesländern, wie beispielsweise Baden-Württemberg, erhebliche Wertschöpfung durch Forschung und Entwicklung sowie Engineering stattfindet. Dies verdeutlicht, dass die Offshore-Windenergie weit über die Küstenregionen hinaus positive ökonomische Effekte für Deutschland hat. Für das Land Bremen ist besonders hervorzuheben, dass hier eine signifikante Anzahl an Arbeitsplätzen und ein beachtlicher Umsatzanteil innerhalb der Offshore-Windbranche verortet sind. Im Jahr 2018 waren in Bremen 1.760 Beschäftigte in der Offshore-Windenergie tätig, die einen Umsatz von 624 Millionen Euro erwirtschafteten. Mit 73 Marktteilnehmern ist Bremen ein wichtiger Standort für die Offshore-Windenergie in Deutschland. Zukünftig wird erwartet, dass die Offshore-Windenergie in Deutschland weiter wachsen wird, wenngleich die Entwicklung stark von politischen Rahmenbedingungen und Ausbauzielen abhängt. Insbesondere für das Land Bremen bieten sich laut Studie Chancen, durch gezielte Förderung der Offshore-Windenergie und angrenzender Industriezweige die regionale Wirtschaft zu stärken und einen Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele zu leisten.

Abbildung: Studie Wertschöpfung Offshore-Wind



Quelle: windresearch, 2022.

Umlegung auf Layout/Szenarien

Die Umlegung der regional- und volkswirtschaftlichen Effekte auf die einzelnen Layoutvarianten bzw. Szenarien erfolgt in vereinfachter Form und berücksichtigt zunächst nur die Bruttowertschöpfung und die Beschäftigungswirkungen (direkt/indirekt/induziert ohne regionale Abgrenzung). Dabei wird deutlich, dass die Ansiedlung von produzierenden Unternehmen einen wichtigen Treiber darstellt. Dies gilt insbesondere für die Ansiedlung eines Produktionsstandorts für Konverterplattformen aber auch die Summe mehrerer Ansiedlungen produzierender Unternehmen im Bereich Offshore führt zu tw. hohen Beschäftigungswirkungen. Demgegenüber zeigen sich die Effekte durch einen O&M-Standort gering. Die Nutzungsoptionen Vormontage und Zwischenlagerung (Installationshafen) und H2-Import verfügen demgegenüber über eine vergleichsweise geringe Wirkung. Ungeachtet dessen ergeben sich weitere Effekte aus der Kombination einzelner Ansiedlungen. Diese werden im Zuge der Evaluation der Agglomerations- und Clustereffekte auf den Folgeseiten diskutiert.

Szenario 1a/b „Offshore Installation“
Szenario 2a/b/c „Offshore Installation, Produktion“
Szenario 3 „Offshore Installation, Produktion, Rückbau“
Szenario 4a/b „Fischereihafen“
Szenario 5 „Fischereihafen Plus“
Szenario 6 „All-In“

Abbildung: BWS und Beschäftigungswirkungen im Überblick

		Beschäftigte		
Szenario	BWS (Mio. EUR)	Direkt	Indirekt	Induziert
1a	15	80	40	100
1b	20	100	50	120
2a	50-140	500-3.300	450-4.550	770-5.720
2b	50-140	505-3.305	450-4.550	775-5.725
2c	150-240	1405-4.305	1450-5.550	1-775-6.725
3	50-150	1.590	1.725	2.420
4a	30-140	405-2.005	400-1.600	655-2.205
4b	40-150	430-2.030	414-1.614	680-2.230
5	50-160	455-2.055	430-1.630	705-2.255
6 (+ Konverter Endausbau)	70-180 +100	155-2.155 +1.000	480-1.680 +1.000	825-2.375 +1.000

AGGLOMERATIONS- UND CLUSTEREFFEKTE

Agglomerations- und Clustereffekte beziehen sich auf die Vorteile, die sich aus der geografischen Nähe und der Netzwerkbildung von Unternehmen innerhalb einer spezifischen Industrie ergeben. Der Begriff „Cluster“ wird vor allem Michael Porter zugeordnet, der Cluster als „geografisch nahe gelegene Gruppe von miteinander verbundenen Unternehmen (inkl. Zulieferern und Dienstleistern) und zugehörigen Institutionen in einem bestimmten Bereich" definiert, die durch Gemeinsamkeiten und/oder Komplementaritäten verbunden sind. Agglomerations- und Clustereffekte lassen sich dabei wie folgt kategorisieren und spezifizieren:

Marshallian Externalities (auch lokale Externalitäten genannt):

- Wissens-Spillover: Informationen und Wissen werden leichter zwischen Unternehmen und Institutionen ausgetauscht, was die Innovationsrate erhöht.
- Arbeitsmarktpooling: Ein großer Pool spezialisierter Arbeitskräfte entsteht, wodurch Unternehmen leichter qualifizierte Mitarbeiter finden und Arbeitnehmer schneller neue Positionen bei Jobverlust.
- Spezialisierte Zulieferer und Dienstleister: Unternehmen profitieren von einer Nähe zu spezialisierten Lieferanten und Dienstleistern, was Kosten reduziert und die Reaktionsfähigkeit auf Marktveränderungen verbessert.

Skaleneffekte und Netzwerkeffekte:

- Skaleneffekte: Durch die Konzentration ähnlicher Unternehmen können diese von einer gemeinsamen Infrastruktur profitieren, was die Kosten senkt und die Effizienz steigert. Dies gilt nicht nur für die Verkehrsinfrastruktur sondern u. a. auch für Infrastrukturen im Bereich Ausbildung/ Qualifizierung.
- Netzwerkeffekte: Die Vernetzung innerhalb des Clusters fördert Kooperation und Koordination zwischen den Akteuren, was zu einer weiteren Effizienzsteigerung führen kann.

Porter's Clustereffekte:

- Wettbewerbsdynamik: Der enge Wettbewerb innerhalb des Clusters treibt die Unternehmen dazu, sich ständig zu verbessern und zu innovieren.
- Zugang zu Informationen: Unternehmen in Clustern haben oft einen besseren Zugang zu spezifischen und wertvollen Informationen, die außerhalb des Clusters schwer zu beschaffen sind.

Institutionelle Effekte:

- Regierung und Politik: Politische Entscheidungen und Förderprogramme können Cluster unterstützen und deren Entwicklung beschleunigen.
- Forschungs- und Entwicklungsinstitutionen: Universitäten und Forschungsinstitute im Cluster können mit Industrieunternehmen zusammenarbeiten und so zur Innovationskraft des Clusters beitragen.

Darüber hinaus ermöglichen Clustereffekte durch eine verstärkte interne und externe Vernetzung, nicht nur die Stärkung einzelner Unternehmen, sondern auch der regionalen Wirtschaft als Ganzes. Sie fördern eine lebendige Wirtschaftslandschaft, die auf Kooperation, Wettbewerb und kontinuierlicher Innovation basiert. Clustereffekte sind somit ein zentrales Element moderner Wirtschaftsförderung und regionaler Entwicklungspolitik.

Mit Blick auf mögliche Agglomerations- und Clustereffekte, die von der Realisierung eines EnergyPort im Bereich des südlichen Fischereihafens ausgehen können ist zwischen Effekten innerhalb der Teilsegmente Offshore-Wind und Wasserstoff sowie Effekten, die sich an der Schnittstelle beider Teilsegmente ergeben zu unterscheiden. Eine wichtige Rolle spielen in diesem Zusammenhang auch die am Strandort vorhandene Ausbildungs- und Forschungsinfrastruktur.

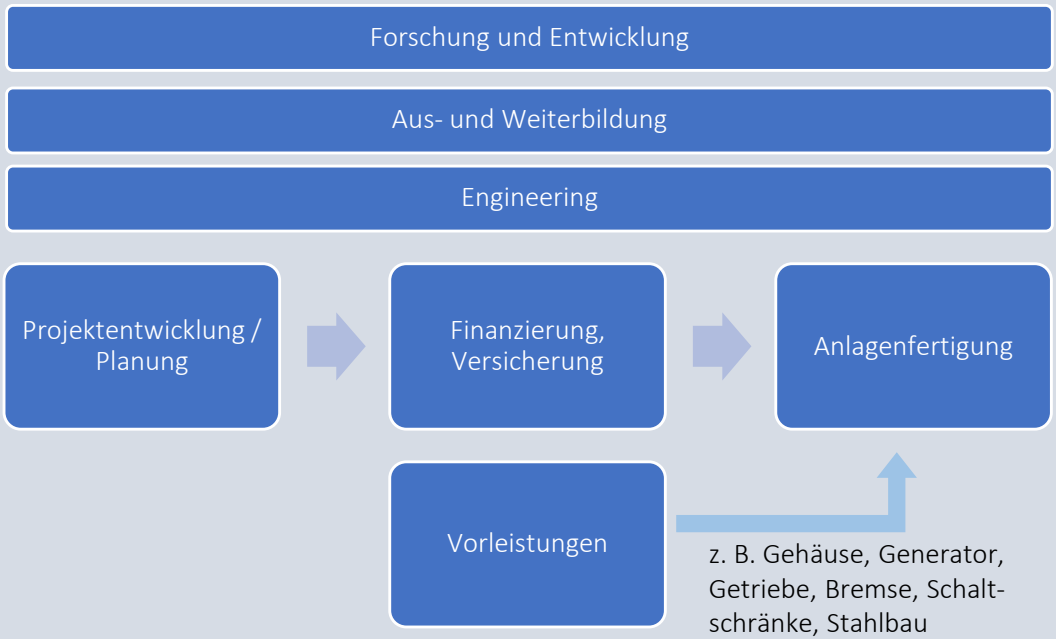
Ansatz für Agglomerations- und Clustereffekte im Bereich Offshore-Wind

Ungeachtet der Folgen der Marktkonsolidierung im Jahr 2017 ist Bremerhaven ein wichtiger Standort für die Offshore-Windenergie. In Bremen und Bremerhaven sind derzeit knapp 80 Unternehmen und Institutionen im Bereich der Windenergie ansässig, wobei mehr als die Hälfte der Beschäftigten im Sektor der Offshore-Windenergie tätig sind. Diese Unternehmen umfassen ein breites Spektrum an Tätigkeiten, von Aufbau, Betrieb und Instandhaltung der Anlagen bis hin zur Aus- und Weiterbildung von Fachkräften in der Windtechnologie. Die WAB Windenergie-Agentur in Bremerhaven fungiert dabei als zentrales Unternehmensnetzwerk für die Offshore-Windenergiebranche in Deutschland. Die Entwicklung eines Energiehafens wie des EnergyPort kann bestehende Agglomerations- und Clustereffekte verstärken und zusätzliche Ansiedlungen von Unternehmen nach sich ziehen. Der EnergyPort schafft durch seine spezialisierten Dienstleistungen, seine Infrastruktur und sein Netzwerk einen attraktiven Standort für Unternehmen aus der Windenergiebranche. Abhängig von den diskutierten Nutzungsoptionen und den hieraus resultierenden Ansiedlungen sind folgende Effekte möglich:

- Ansiedlung von Unternehmen im Bereich Produktion von Offshore-Wind-Komponenten (Nutzungsoption „Produktion“): Synergien bei Herstellern/Zulieferern: Hersteller/Zulieferer, die geographisch nah beieinanderliegen, können von kurzen Lieferketten profitieren, was Transportkosten senkt und die Effizienz steigert. Eine gemeinsame Kaje ermöglicht eine schnellere, flexiblere Logistik, während flexible Flächennutzungen Anpassungen an projektbezogene Bedürfnisse erleichtern. Ein lokaler Arbeitskräftepool und gemeinsame Aus- und Fortbildungseinrichtungen erhöhen die Verfügbarkeit qualifizierter Arbeitskräfte.
- Ansiedlung von Unternehmen im Bereich Produktion von Offshore-Wind-Komponenten und Einrichtung eines Installationshafens (Nutzungsoptionen „Produktion“ und „Zwischenlagerung, durch kurze Wege: Die räumliche Nähe von Produktions- und Montage“): Synergien Vormontageflächen verringert die Zeit für den Transfer von Komponenten und erhöht die Reaktionsfähigkeit auf Nachfrageschwankungen. So ist eine schnellere Umsetzung von Offshore-Windprojekten möglich.
- Ansiedlung von Unternehmen im Bereich Produktion von Offshore-Wind-Komponenten und Einrichtung einer O&M-Basis (Nutzungsoptionen „Produktion“ und „OM“): Synergien durch schnellen Zugriff auf Ersatz-teile: Die Wartung und Reparatur von Offshore-Windanlagen kann effizienter gestaltet werden, wenn Ersatzteile und technisches Know-how vor Ort schnell verfügbar sind, ggf. Ansiedlung großer Reparaturdienstleister (z. B. für Getriebe und Ausweitung O&M zu O&M XL)
- Kombination von Installation und Rückbau von Offshore-Wind-Anlagen (Nutzungsoptionen „Zwischenlagerung und Montage“ und „Rückbau/Recycling“): Synergien durch Nutzung gemeinsamer Ressourcen: Ressourcen wie Kaje und Equipment können zwischen den Rückbau- und Installationsaktivitäten geteilt werden. Es kann auch Synergien bei der Wiederverwertung von Materialien und Bauteilen geben, was zu einer Kreislaufwirtschaft beiträgt.
- Ansiedlung von Unternehmen im Konverterbau (Nutzungsoption „Konverter“): Synergien durch Kombination von Bauplätzen: Verschiedene Bauplätze im Hafen können für den Bau von Konvertern und andere stahlintensive Strukturen genutzt werden, was Kostenersparnisse und einen verbesserten Workflow ermöglicht.
- Ansiedlung von Unternehmen im Bereich Produktion von Offshore-Wind-Komponenten mit F&E-Einrichtungen: Forschungseinrichtungen wie das Fraunhofer-Institut können Test- und Zertifizierungsdienste für Produzenten anbieten, was Innovationsfähigkeit und Qualität steigert.
- Ansiedlung von Unternehmen im Bereich Produktion von Offshore-Wind-Komponenten mit Qualifizierungseinrichtungen: Die gemeinsame Nutzung von Qualifizierungseinrichtungen, möglicherweise sogar in Zusammenarbeit mit anderen Standorten wie Cuxhaven, kann die Ausbildung und Qualifizierung von Fachkräften verbessern.

EXKURS: SYNERGIEN ZWISCHEN HERSTELLERN/ZULIEFERERN

Zentral für die Wertschöpfung in der Offshore-Windindustrie ist eine effiziente Zusammenarbeit zwischen den Herstellern und einem breiten Spektrum an Zulieferern. Diese Kooperationen sind im Optimalfall geographisch konzentriert, wodurch spezialisierte Cluster entstehen, die eine Reihe an Synergien bieten. Einer der Schlüsselvorteile der räumlichen Nähe bildet die Optimierung der Lieferkette. Durch die Minimierung logistischer Herausforderungen und Transportkosten können Hersteller schnell auf Veränderungen in der Produktion reagieren und Engpässe effizienter managen. Dies führt zu einer gesteigerten Flexibilität und einer Reduzierung der Kosten. Den Überlegungen im Zuge der Evaluation der Beschäftigungswirkungen folgend, ist ein Multiplikator zwischen 0,3 (Rotorblätter) und 0,75 (Gondeln) für die indirekten Beschäftigungswirkungen durch Vorleistungsbezug realistisch. Dies bedeutet, dass durch einen direkt Beschäftigten bei einem der Hersteller bis zu 0,75 weitere Jobs bei den Zulieferern entstehen.



Ansatz für Agglomerations- und Clustereffekte im Bereich Wasserstoff

Anders als im Bereich Offshore-Wind verfügt der Standort Bremerhaven über keinen nennenswerten „Track Record“ als Importhafen für Energieerzeugnisse. Folglich fallen die potenziellen Agglomerations- und Clustereffekte in diesem Bereich geringer aus.

- Ansiedlung von Unternehmen mit lokaler Produktion (z. B. von Elektrolyseuren: Mögliche Synergien mit lokalen F&E-Einrichtungen wie dem Testzentrum für Elektrolyseure. Die Entwicklung und Erprobung von Elektrolyseuren vor Ort fördert das lokale Wachstum und die Spezialisierung in diesem Bereich.
- Hinterlandanbindung: Eine gemeinsame Infrastruktur für Wasserstoff kann Transport- und Verteilungskosten für verschiedene Akteure senken. Somit steigt mit einer zunehmenden Anzahl an Akteuren der „Anreiz“ für die Realisierung einer Pipelineanbindung (-> Politik)
- Bebunkerung von Containerschiffen am Standort: Lokal produzierte oder importierte E-Fuels (z. B. E-Methanol) können als Treibstoff für die Schifffahrt und andere Hafenfahrzeuge dienen. Dies gewinnt aufgrund der zunehmenden Bunkerbedarfe (geringere Energiedichte von E-Methanol im Vergleich zu HFO) als Standortfaktor an Bedeutung.
- Lokale E-Fuel Produktion: Die lokale Produktion von E-Fuels kann die Energieunabhängigkeit erhöhen und neue Geschäftsfelder schaffen.
- Wasserstoffverfügbarkeit als Instrument Stärkung regionale Wirtschaft: Die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger kann emissionsintensive Industrien wie Stahlwerke unterstützen und u. a. auch durch neue Ansiedlungen zur Stärkung der regionalen Wirtschaft beitragen.
- Verfügbarkeit von Energie als Treiber für neue Ansiedlungen: Ein hoher Grad an verfügbarer erneuerbarer Energie kann Unternehmen anziehen, die auf eine nachhaltige Energieversorgung angewiesen sind, was zu neuen industriellen Ansiedlungen führt.
- Weitere Effekte sind an der Schnittstelle von Offshore-Recycling und der Wasserstoffwirtschaft denkbar. Ansätze wie das GFK-Recycling mittels Pyrolyse können die lokale Wasserstoffproduktion unterstützen.

EXKURS: ANSIEDLUNGSEFFEKTE DURCH ENERGIETRÄGER (I)

Grüner Wasserstoff ist für die Energiewende von zentraler Bedeutung, da dieser fossile Brennstoffe sukzessive ersetzt und dazu beitragen soll, die CO2-Emissionen in bestimmten Industrien zu reduzieren. Zu den besonders energieintensiven Industriezweigen zählen z. B. die chemische, die Stahl-, die Nichteisenmetall-, die Papier-, die Glas- und die Baustoffindustrie. Diese liefern Grundstoffe für andere Branchen und sorgen somit auch häufig für die Ansiedlung nachgelagerter Produktionsstandorte.

Um weniger fossile Ressourcen zu verwenden, kann z. B. die chemische Industrie Wasserstoff und seine Derivate nicht nur energetisch, sondern auch stofflich verwenden, wodurch sich jedoch der Wasserstoffbedarf der chemischen Industrie nochmal deutlich erhöhen würde. Stahlproduzenten könnten Wasserstoff anstelle von Koks verwenden, um Eisenerz zu reduzieren und so CO2-Emissionen erheblich zu verringern. Aluminiumhersteller könnten Wasserstoff in Hochtemperaturprozessen einsetzen. Arzneimittelhersteller könnten Wasserstoff für spezifische Synthesereaktionen in der Wirkstoffproduktion nutzen.

Um zukünftig ausreichend Mengen anbieten zu können, ist es zum einen wichtig, dass günstiger grüner Strom verfügbar ist und dass die Standorte der energieintensiven Industrien an Gasnetze (H2, CO2) und das Stromnetz angeschlossen sind. Es scheint zumindest fraglich, ob die Entwicklung der H2-Transportinfrastruktur (Pipelines) synchron zu den zukünftigen Importstandorten wie dem EnergyPort oder erst zeitlich versetzt erfolgt und daraus potenziell Angebots- oder Versorgungslücken entstehen könnten. Aus dieser Unsicherheit ergibt sich mindestens ein erhöhtes Ansiedlungspotenzial für energieintensive Unternehmen in unmittelbarer Nähe zu einem H2-Produktions- oder Importstandort, um somit einen direkten Zugriff auf große Mengen zu ermöglichen. Es gilt zu bedenken, dass Unternehmensansiedlungen und Standortentscheidungen häufig von individuellen und sehr vielschichtigen Einflussfaktoren getrieben werden.

Neben Flächenkosten, der Verfügbarkeit von Fachkräften ist eine verlässliche Versorgung mit ausreichend Energiemenge ein wichtiger Faktor für energieintensive Unternehmen bei der Standortwahl. Zwar ist nicht davon auszugehen, dass Unternehmen ihre Standorte in anderen Teilen Deutschlands komplett schließen oder verlagern. Jedoch wird sich insbesondere mit Blick auf die Standortwahl bei Neuansiedlungen die Verfügbarkeit von grünem Strom sowie importiertem H2 bzw. Derivaten mindestens begünstigend auswirken. In einer Studie zu den „Wasserstoffpotenziale in den Regionen im Strukturwandel“ schreiben die Autoren von ETR und frontier, dass die Produktion von grünem Wasserstoff die Standortbedingungen generell verändert, was potenziell Auswirkungen auf die Ansiedlungsentscheidungen von Unternehmen hat.

Als ein wesentlicher Grund für die Ansiedlungen von Tesla in Grünheide (Brandenburg), Intel in Magdeburg (Sachsen-Anhalt) sowie Northvolt in Heide (Schleswig-Holstein) wird von den Unternehmen die Verfügbarkeit von überschüssiger grüner Energie aus On- und Offshore-Windenergieanlagen genannt, die an Wettbewerbsstandorten in Süddeutschland nicht vorhanden ist und perspektivisch einen Wettbewerbsvorteil bedeutet.

Abbildung: Aktuelle Schlagzeilen zur Bedeutung der Energie



EXKURS: ANSIEDLUNGSEFFEKTE DURCH ENERGIETRÄGER (II)

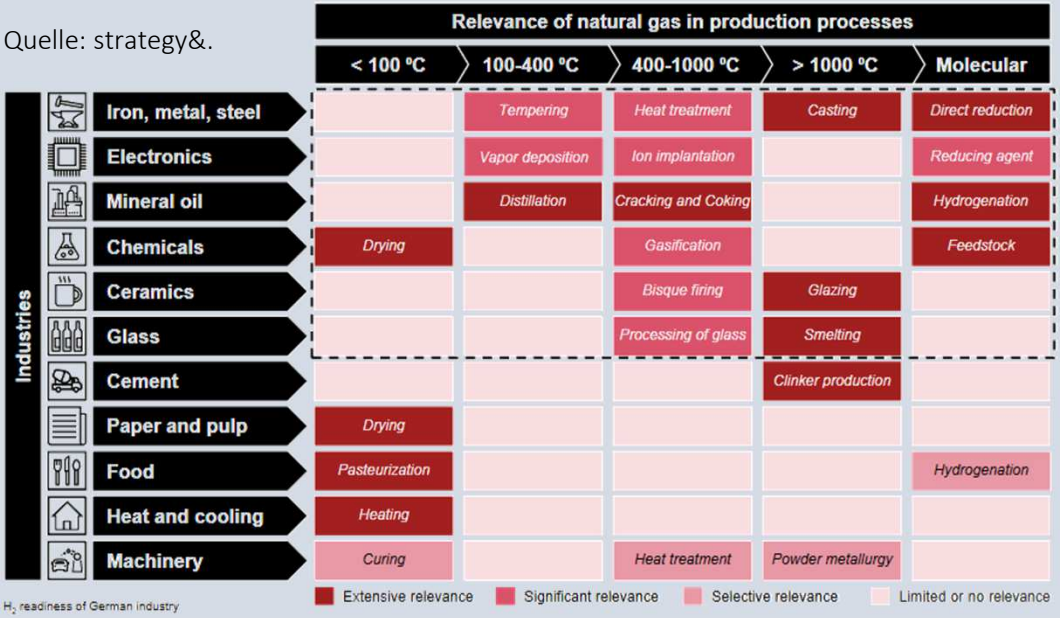
Angesichts der infrastrukturellen Anbindung einschließlich Hafennähe ist davon auszugehen, dass für Bremerhaven zukünftig insbesondere gute Chancen bei der Ansiedlung von energieintensiven Unternehmen bzw. Industrien mit einer hohen Exportorientierung bestehen. Dabei verdeutlichen die zuvor genannten Beispiele Tesla, Intel und Northvolt auch, dass die Kombination aus Energie und Verfügbarkeit von großen zusammenhängenden Flächen ein Erfolgsfaktor sein kann und die Ansiedlung großer Industriebetriebe in Regionen möglich ist, die bislang nicht als explizite Zentren der jeweiligen Industriezweige gelten.

Bestätigt werden die zuvor dargelegten Ausführungen ebenfalls durch den im April 2023 veröffentlichten Wasserstoff-Readiness-Index von strategy&. Eine der Kernaussagen der Untersuchung ist, dass Süddeutschland in den kommenden Jahren eine Lücke in der Wasserstoffversorgung droht. Dabei wird für die Rhein-Ruhr Region der größte Bedarf prognostiziert, gefolgt von der Achse Freiburg-München. Gemeinsam mit fünf weiteren Regionen decken diese 90 % des gesamten deutschen Wasserstoffbedarfs bis 2030 ab. Mit Blick auf das geplante deutsche Wasserstoff Pipelinenetz wird dabei deutlich, dass nur sechs der sieben Regionen in den Planungen hinreichend berücksichtigt werden. Gerade dem Süden Deutschlands als nachfragestarke Region droht angesichts einer unzureichenden Netzanbindung an das Wasserstoffnetz zukünftig eine Versorgungslücke. Zudem ist nicht davon auszugehen, dass ausreichend grüne Energie aus PV- und Windenergieanlage für die lokale Wasserstoffproduktion verfügbar ist.

Der Bedarf konzentriert sich dabei im Wesentlichen auf sechs Industrien (vgl. Abbildung rechts, gestrichelter Kasten) mit einem Anteil von ca. 80 % des Wasserstoffbedarfs bis 2030. Als Vorreiter mit Blick auf ihre Rolle in einer Wasserstoffwirtschaft gelten demzufolge die Industriezweige Eisen/ Metall/ Stahl, Elektrotechnik, Mineralöl, chemische Industrie, Keramik und Glas mit einer hohen Anwendbarkeit von Wasserstoff in ihren derzeitigen

Abbildung: Bewertung H2-relevante Industrien & Anwendungsbereiche

Quelle: strategy&.



Produktionsverfahren und begrenzten Alternativen zur Dekarbonisierung der Produktion. So existieren z. B. in Stahlwerken bereits Pilotanwendungen und Halbleiterfabriken planen eigene Elektrolysekapazitäten. Als Nachzügler gelten wiederum Industrien wie die Zement-, Papier- und Zellstoff-, Lebensmittel, Wärme-/Kälteindustrie und der Maschinenbau, in denen andere Dekarbonisierungsoptionen bevorzugt werden und Wasserstoff erst dann zur Anwendung im großen Maßstab kommen wird, sofern dieser zu wettbewerbsfähigen Konditionen im Vergleich zu anderen Energiequellen bezogen werden kann. Weiter heruntergebrochen vereinen ca. 150 zukünftig 90 % des Wasserstoffbedarfs.

Abschließend kann entsprechend zusammengefasst werden, dass die Verfügbarkeit von grüner Energie und Wasserstoff darüber entscheidet, ob Industrieunternehmen an einem Standort wachsen und investieren oder ob sie ihn verlassen werden.

Ausbildungs- und Forschungsinfrastruktur

Angesichts der für eine potenzielle Ansiedlung fokussierten Industrien gilt es ebenso zu berücksichtigen, welche Ausbildungs- und Forschungsinfrastruktur heute bereits am Standort vorhanden ist. Aufgrund zunehmender Personalengpässe in vielen Bereichen kann die Verfügbarkeit von Fachkräften ein wichtiges Entscheidungskriterium für Unternehmen bei der Standortwahl sein. Auch mit Blick auf gemeinsame zukünftige Forschungsprojekte zwischen Wirtschaft und Wissenschaft erscheint es sinnvoll, vorab mögliche Synergien zu prüfen. Drei Forschungseinrichtungen befinden sich z. T. in direkter Nachbarschaft zum EnergyPort.

Hochschule Bremerhaven

An der 1975 gegründeten staatliche Hochschule Bremerhaven studieren der ca. 3.000 Studierende in 25 technischen, naturwissenschaftlichen und wirtschaftswissenschaftlichen Studiengängen. Aufgrund der Lage ist das Profil der Hochschule durch maritime Themen und weitere regionalökonomische Schwerpunkte geprägt, was sich in den jeweiligen Fachbereichen widerspiegelt. Vor dem Hintergrund des Untersuchungsgegenstands sind hier insbesondere die zum Forschungscluster Energie- und Meerestechnik zugehörigen Studiengänge erwähnenswert. Schwerpunkte liegen hier u. a. in den Bachelor-Studiengängen Nachhaltige Energie- und Umwelttechnologien sowie den Master-Studiengängen Process Engineering and Energy Technology und Windenergietechnik, was der Hochschule Bremerhaven nach eigener Aussage ein einzigartiges Windenergieprofil verschafft.

ttz Bremerhaven

Das Technologie-Transfer-Zentrum (ttz) Bremerhaven ist ein unabhängiger Forschungsdienstleister und betreibt anwendungsbezogene Forschung und Entwicklung. Das ttz wurde 1987 gegründet, um die Hochschule Bremerhaven bei ihren Transferaktivitäten zu unterstützen. Gemeinsam mit dem ISL hat das ttz u. a. eine Untersuchung zum Potenzial von Wasserstoffanwendungen in den Bremischen Häfen erstellt.

Über das vom BMDV geförderte Projekt „MariSynFuel“ baut das ttz zusammen mit lokalen Partnern im Fischereihafen ab 2023 eine Demonstrationsanlage zur synthetischen („grünen“) Methanolherstellung auf.

Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES

Das Fraunhofer IWES wurde 2009 gegründet und ist aus dem ehemaligen Fraunhofer-Center für Windenergie und Meerestechnik CWMT in Bremerhaven hervorgegangen. Das Institut beschäftigt Wissenschaftlerinnen aus den Fachgebieten Windenergietechnik, Maschinenbau, Elektrotechnik, Materialwissenschaften, Energiemeteorologie, Aerodynamik, Wasserstofftechnologie, Energiesystemtechnik und Erneuerbare Energie. Mit dem Dynamic Nacelle Testing Laboratory (DyNaLab) bietet das Fraunhofer IWES seit 2015 einen Prüfstand für Gondeln von Windenergieanlagen und somit ein realitätsnahes Testumfeld. Im Hydrogen Lab Bremerhaven (HLB) wird zudem das Zusammenspiel von Windenergieanlagen und der elektrolytischen Wasserstofferzeugung untersucht. Ab 2023 sollen im Fischereihafen (auf dem alten Flughafengelände neben dem Hangar) mittels einer 2 MW-Elektrolyseureinheit rund 1 Tonne Wasserstoff pro Tag sowie Sauerstoff und Abwärme erzeugt und vertrieben werden. Weitere Anknüpfungspunkte ergeben sich im Bereich Kreislaufwirtschaft z. B. beim Recycling von Rotorblättern. Zu den weiteren Akteuren im Umfeld zählen u. a. die WAB und die Deutsche Windguard (Windkanal) .

Fazit

Die bisherigen Überlegungen verdeutlichen, dass Agglomerations- und Clustereffekte über eine Innen- und eine Außenperspektive verfügen:

- Vernetzung innerhalb des Clusters (z. B. Wissenstransfer, Arbeitsmarkt, Spezialisierung)
- Außenwirkung des Clusters (z. B. Politik, Ansiedlungen, regionale Wirtschaft)

Die einzelnen Nutzungsoptionen leisten dabei einen unterschiedlichen Vernetzungsbeitrag.

AP3: WIRKUNGEN UND EFFEKTE

ZUSAMMENFASSUNG (SIEHE AUCH ABB. FOLGESEITE)

Die Notwendigkeit der Realisierung eines EnergyPort in Bremerhaven muss einerseits mit dem Marktbedarf begründet werden, andererseits bedarf es angesichts der politischen Dimension dieses Vorhabens sowie möglicher ökologischer Auswirkungen auf europäische Schutzgebiete (im Falle einer weserseitigen Erschließung) einer belastbaren Quantifizierung der Wirkungen und Effekte der notwendigen Infrastrukturmaßnahmen.

Im Zuge des AP3 konnte nachgewiesen werden, dass der EnergyPort…

… einen wichtigen Beitrag zur Energiewende sowie zur Versorgungs- und Energiesicherheit Deutschlands leistet. Dies betrifft fast alle untersuchten Nutzungsoptionen, wobei eine Quantifizierung der Effekte nur teilweise möglich ist. Bei Offshore-Windenergie ist zu beachten, dass die Produktion einzelner Komponenten nur teilweise zur Errichtung zusätzlicher Kapazitäten beiträgt. Ein realer Effekt entsteht nur, wenn die gesamte Wertschöpfungskette funktionsfähig ist und keine Engpässe aufweist, wobei die Verfügbarkeit von Installationskapazitäten entscheidend ist. Bei Wasserstoff ist zu berücksichtigen, dass viele Technologien noch in Entwicklung sind. Trotzdem wird die steigende Bedeutung von Wasserstoff die Nachfrage und somit die Importnotwendigkeit erhöhen. Hierfür sind ausreichende Kapazitäten in deutschen Seehäfen erforderlich, wozu der EnergyPort wesentlich beitragen kann.

… regional- und volkswirtschaftliche Effekte auslöst. Im Mittelpunkt steht dabei die Frage, welche Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte mit einzelnen Ansiedlungen im Bereich Offshore-Windenergie und Wasserstoff verbunden sind. Es hat sich herausgestellt, dass die Ansiedlung produzierender Unternehmen einen wichtigen Faktor darstellt. Dies trifft besonders auf die Errichtung eines Produktionsstandorts für Konverterplattformen zu, aber auch die Ansiedlung unterschiedlicher produzierender Unternehmen im Kontext der Offshore-Energie kann zu teils signifikanten Beschäftigungseffekten führen. Im Gegensatz dazu sind die Auswirkungen eines Betriebs- und Instandhaltungsstandorts (O&M) eher gering. Die Nutzungsoptionen wie Vormontage und Zwischenlagerung (Installation) sowie der Import von Wasserstoff zeigen vergleichsweise geringere Effekte. Dennoch spielen sie aus regional- und/oder gesamtwirtschaftlicher Sicht eine wichtige Rolle.

… Agglomerations- und Clustereffekte auslöst. Der EnergyPort zieht durch seine spezialisierten Dienstleistungen und Infrastruktur Unternehmen an und fördert damit eine Reihe von positiven Effekten. Erstens unterstützt die geografische Nähe die Produktion von Offshore-Windkomponenten, was kurze Lieferketten ermöglicht und Transportkosten senkt. Zweitens verbessert der schnelle Zugang zu Ersatzteilen und Fachwissen im Bereich Betrieb und Wartung die Reaktionsfähigkeit und Effizienz der Unternehmen. Drittens führt die Nutzung gemeinsamer Ressourcen bei Installation und Rückbau von Anlagen zu Synergien, die sowohl die Kosten senken als auch zur Kreislaufwirtschaft beitragen. Desweiteren erhöht die Kombination verschiedener Bauplätze beim Konverterbau die allgemeine Effizienz und optimiert die Kostenstruktur. Die Kooperation mit Forschungseinrichtungen im Bereich Forschung und Entwicklung steigert die Innovationsfähigkeit und Produktqualität. Schließlich fördert die Nähe zu Bildungseinrichtungen die Aus- und Weiterbildung von Fachkräften und verbessert damit die Qualifikation im Sektor. Im Bereich Wasserstoff muss sich Bremerhaven trotz einzelner Aktivitäten noch weiter als Cluster etablieren. Die Ansiedlung von Unternehmen der Wasserstoffwirtschaft kann durch Synergien mit Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen das lokale Wachstum und die Spezialisierung fördern. Zudem kann eine gemeinsame Infrastruktur für Wasserstoff Transport- und Verteilungskosten senken, die Anbindung an das Wasserstoffkernnetz bildet dabei einen wichtigen Faktor. Import oder lokale Produktion von E-Fuels, wie E-Methanol, unterstützt die Versorgung von Schifffahrt und gewinnt als Standortfaktor an Bedeutung. Schließlich kann die Nutzung von H2 als Energieträger die regionale Wirtschaft stärken, indem sie emissionsintensive Industrien bei ihrer Transformation unterstützt und neue industrielle Ansiedlungen fördert.

Abbildung: Zusammenfassung der Wirkungen und Effekte

Vernetzung innerhalb des Clusters

Effekt von…

Effekt auf…	Produktion	Installation	O&M	Rückbau	Konverter	Import H2	Offshore H2	H2 Technologie	Lokale Produktion
Produktion	●●●	●●●	●●●	●●	●●●	●	●	●	●
Installation	●●●	●●●	●●	●●●	●●	●	●	●	●
O&M	●●	●●	●●●	●	●●	●	●	●	●
Rückbau	●	●●●	●	●●●	●●	●	●	●	●●
Konverter	●●●	●●	●	●●	●●●	●	●	●	●
Import H2	●	●	●	●	●	●●●	●●●	●●	●●
Offshore H2	●	●	●	●	●	●●●	●●●	●●	●●
H2 Technologie	●	●	●	●	●	●●	●●	●●●	●●●
Lokale Produktion	●	●	●	●●	●	●●	●●	●●●	●●●

Grad der Vernetzung: ● ● ● hoch ● ● mittel ● schwach

Außenwirkung des Clusters

Spezifische Ansiedlungen	regionale Wirtschaft insgesamt	Politik	F&E Einrichtungen	Ext. Fachkräfte	Seeverkehrs- und Hafenwirtschaft
●●●	●●	●●●	●●●	●●●	●●
●	●●●	●●	●●	●●	●●●

Import und/oder Herstellung von E-Methanol als Treibstoff für die Schifffahrt im Vergleich zu klass. H2 mit höherer Standortrelevanz*

Beitrag: ● ● ● hoch ● ● mittel ● schwach

* Containerreedereien (allen voran Maersk) stellen zunehmend auf E-Methanol als Treibstoff um. Aufgrund der im Vergleich zu HFO deutlich niedrigeren Energiedichte von E-Methanol muss häufiger gebunkert werden. Die Verfügbarkeit von E-Methanol kann maßgeblich dazu beitragen, Bremerhaven als Hafenstandort zu stärken.



INHALT

MARKTANALYSE

Kapazitäten, Angebot und Nachfrage, Wettbewerb S. 05

GESTALTUNG

Bedarfe, Anforderungen, Umfeld, Synergien S. 77

WIRKUNGEN UND EFFEKTE

Beitrag zur Energiewende, Clustereffekte, Regionalwirtschaftliche Effekte S. 152

ALTERNATIVEN

Zumutbare Alternativen, Bezugsräume, Minimierungseffekte S. 178

ZUSAMMENFASSUNG & UMSETZUNG S. 192

AP4: ALTERNATIVEN

Der weserseitige Ausbau des EnergyPorts setzt aufgrund der Beeinträchtigungen europäischer Schutzgebiete voraus, dass zumutbare Alternativen, die den mit dem Projekt verfolgten Zweck an anderer Stelle ohne oder mit geringerer Beeinträchtigung erreichen würden, nicht gegeben sind. Im AP 4 werden daher standörtliche Alternativen und Alternativen zur Ausgestaltung in der Region geprüft.

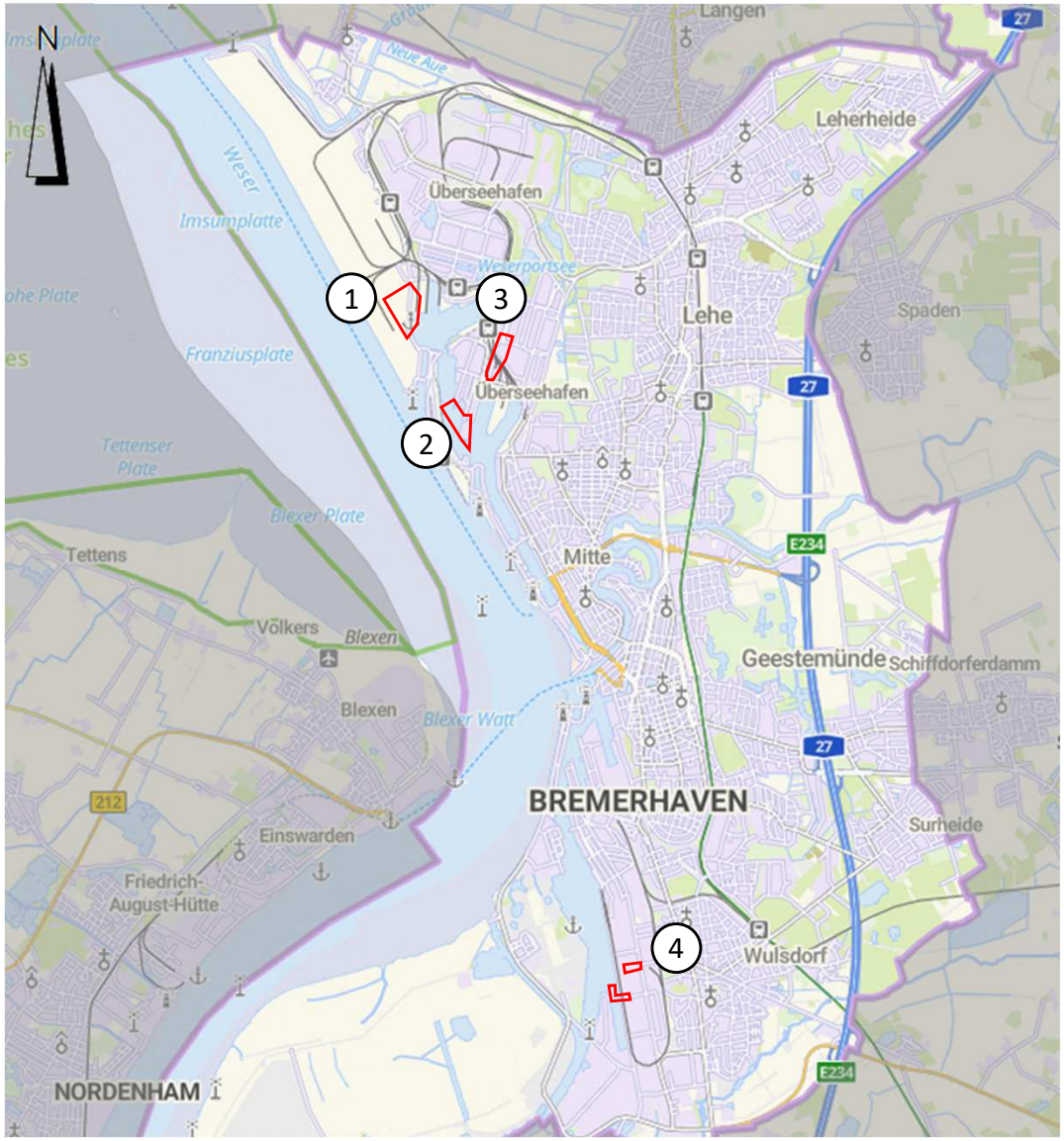
Um die im AP 3 beschriebenen regionalwirtschaftlichen Effekte zu erzielen, wird ein lokaler Bezugsraum als ausreichend erachtet. Dieser Bezugsraum umfasst den Bereich innerhalb der Landesgrenze Bremerhaven (siehe Abbildung rechts, violette Markierung).

Als Flächenoptionen wurden im Workshop mit SWHT, FBG, bremenports und BIS vier wesentliche Flächenoptionen identifiziert :

1. Container-Terminal (CT) Süd/ CT 1, Wilhelm Kaisen
2. Columbusinsel
3. ABC-Halbinsel, Kaiserhafen II-III
4. Labradorhafen

Diese Standorte werden hinsichtlich der vorhandenen Flächengröße, der nautischen Erreichbarkeit, der vorhandenen Kajenlängen, der verkehrsgeografischen Anbindung, der Nähe zu Naturschutzgebieten, Denkmälern sowie Wohnbebauungen und der Lage in Hochwasserschutzgebieten untersucht und mit den in AP 2 identifizierten Nutzungsanforderungen gegenübergestellt.

Abbildung: Gewählter Bezugsraum für AP 4: Bremerhaven,



Quelle: GeoPortal Bremen © GeoBasis-DE / Landesamt GeoInformation Bremen 2024

CONTAINER-TERMINAL CT 1 (alternativ auch CT Süd genannt)

Das CT 1 liegt im Überseehafengebiet Bremerhaven. Die nautische Erreichbarkeit ist über eine direkte Anbindung an die Weser mit Gewässersohlhöhen von -14,6 m NHN und Wassertiefen von ca. 12,8 m gewährleistet. Die maximale Flächenlast an der Kaje beträgt 3,5 t/m² (im südlichen Bereich nur 1 t/m²). Die Terminalfläche ist ca. 20-25 ha groß und verfügt über eine 620 m lange Kaje. Nach Angaben von Eurogate beträgt der Terminalbereich bis zu 25 ha mit einer Belastung von im Schnitt 10 t/m² bis zu 20 t/m² (▶ Link). Die Terminalflächen sind für Lasten bis zu 5 t/m² ausgelegt. Nach Angaben im Hafenkonzept 2020/2025 Bremen/Bremerhaven ist die CT1 Kaje bereits jack-up-fähig für Installationsschiffe und für die Lagerung und den Transport von Schwerlastkomponenten mit Gewichten von über 1.000 t geeignet.

Eine direkte *Schienenanbindung* auf den Flächen des Terminals ist nicht gegeben, allerdings befindet sich eine Schienenanbindung auf dem benachbarten CT. Die Zufahrt in das Gebiet erfolgt über die Straße „An der Nordschleuse“. Das Gebiet selbst befindet sich in unmittelbarer Nähe zu einem FHH-Gebiet (130 m Entfernung). Es sind keine Denkmäler im Untersuchungsgebiet. Die nächstgelegene Wohnbebauung befindet sich in 1,5 km Entfernung. Das Gebiet befindet sich nach Angaben im Generalplan Küstenschutz (2021), Anhang 5, hinter der Deichlinie und liegt damit nicht im Hochwasserüberschwemmungsgebiet.

Das Gebiet wird aktuell durch den Erbbaunehmer Eurogate aktiv zum Containerumschlag und Umschlag von Windenergiekomponenten genutzt und ist langfristig an Eurogate verpachtet. Eine ausschließliche Umnutzung der Flächen für die Windenergie ist unter Vorbehalt hinsichtlich einer privatrechtlichen Einigung theoretisch möglich.

Lageplan: Container-Terminal 1, Wilhelm Kaisen



COLUMBUSINSEL

Die Fläche „Columbusinsel“ liegt im Überseehafengebiet Bremerhaven. Die nautische Erreichbarkeit ist über eine direkte Anbindung an die Weser mit Wassertiefen bis 11,3 m gewährleistet. Die Terminalfläche (exkl. Umschlagbereich) ist ca. 6,2 ha groß und verfügt über eine 475 m lange Kaje. Seit 2022 wird ein Teil der Kaje neu hergestellt. Aktuell laufen die Arbeiten am 3. Bauabschnitt. Nach Beendigung der Arbeiten besteht ein nicht erneuerter/weniger tiefer Kajenabschnitt vor der Fläche von rd. 240 m (Südecke bis zum Kajenneubau). Auf dem Gelände befindet sich eine ca. 28.000 m² große Logistikhalle.

Eine direkte Schienenanbindung der Columbusinsel ist aktuell nicht gegeben. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass die Columbusinsel wieder an die Bremische Hafeneisenbahn angeschlossen wird. Das Grundstück Steubenstraße 5 ist dann über mehrere parallel zur Kaje verlaufende Gleise erreichbar. Die Zufahrt in das Gebiet erfolgt über die Straße „An der Nordschleuse“ oder (nach Wiederherstellung der Brückenanbindung) über die Steubenstraße. Das Gebiet selbst befindet sich in unmittelbarer Nähe zu einem FHH-Gebiet (160 m Entfernung). Es sind keine Denkmäler im Untersuchungsgebiet. Die nächstgelegene Wohnbebauung befindet sich in 500 m Entfernung. Als kritisch stellt sich die unmittelbare Nähe zum Cruise-Terminal da. Das Gebiet befindet sich nach Angaben im Generalplan Küstenschutz (2021), Anhang 5, vor der Deichlinie und liegt damit im hochwassergefährdeten Bereich. Mit einer mittleren Geländehöhe von 4,8 m NHN liegt der Terminalbereich unter dem Bemessungswasserstand. Der Hochwasserschutz liegt binnenseitig des Geländes und ist inzwischen fertiggestellt (s. ▶ Link). Die aktuelle Höhe des Objektschutzes liegt bei 7,5 m NN. Die Höhe des Landeshochwasserschutzes liegt darüber auf 7,8 m NN. Das Gebiet auf der Columbusinsel ist nach Angaben von bremenports spätestens ab 2026 für eine Umnutzung verfügbar.

Lageplan: Columbusinsel



ABC-HALBINSEL, KAISERHAFEN II-III

Der Bereich im Kaiserhafen II – III liegt im Überseehafengebiet Bremerhaven und ist ein Multifunktionsterminal. Die nautische Erreichbarkeit ist über die Kaiserschleuse (L = 305 m, B = 55 m) mit Wassertiefen von rd. 10,4 m gewährleistet. Die Terminalfläche ist ca. 8,8 ha groß und verfügt über eine 800 m lange Kaimauer. Im Süden der ABC-Halbinsel befindet sich eine ca. 50 m lange Schwerlastplatte. Die Terminalfläche ist für die Lagerung und den Umschlag von Offshore-Wind-Turbinen (bis zu 1.000 t) ausgelegt.

Eine direkte *Schienenanbindung* auf den Flächen des Terminals ist über den Überseehafen gegeben. Die Zufahrt in das Gebiet erfolgt über die „Franziusstraße“. Das Gebiet selbst befindet sich nicht in einem *Naturschutzgebiet*. Das nächstgelegene Naturschutzgebiet befindet sich in 1,1 km Entfernung. Es sind keine Denkmäler im Untersuchungsgebiet. Die nächstgelegene Wohnbebauung befindet sich in 400 m Entfernung. Das Gebiet befindet sich nach Angaben im Generalplan Küstenschutz (2021), Anhang 5, hinter der Deichlinie und liegt damit nicht im Hochwasserüberschwemmungsgebiet.

Die ABC-Halbinsel wäre aufgrund ihrer baulichen Beschaffenheit sofort nutzbar. Die betreffenden Flächen sind dauerhaft mit einem Zugriffsrecht der US Army verpachtet, so dass für andere Nutzungen/Umschläge die Zustimmung bzw. eine Einigung mit den derzeitigen Nutzern notwendig wäre. Bei Bedarf muss die Fläche kurzfristig für eine Militärnutzung verfügbar sein.

Lageplan: Kaiserhafen II-III



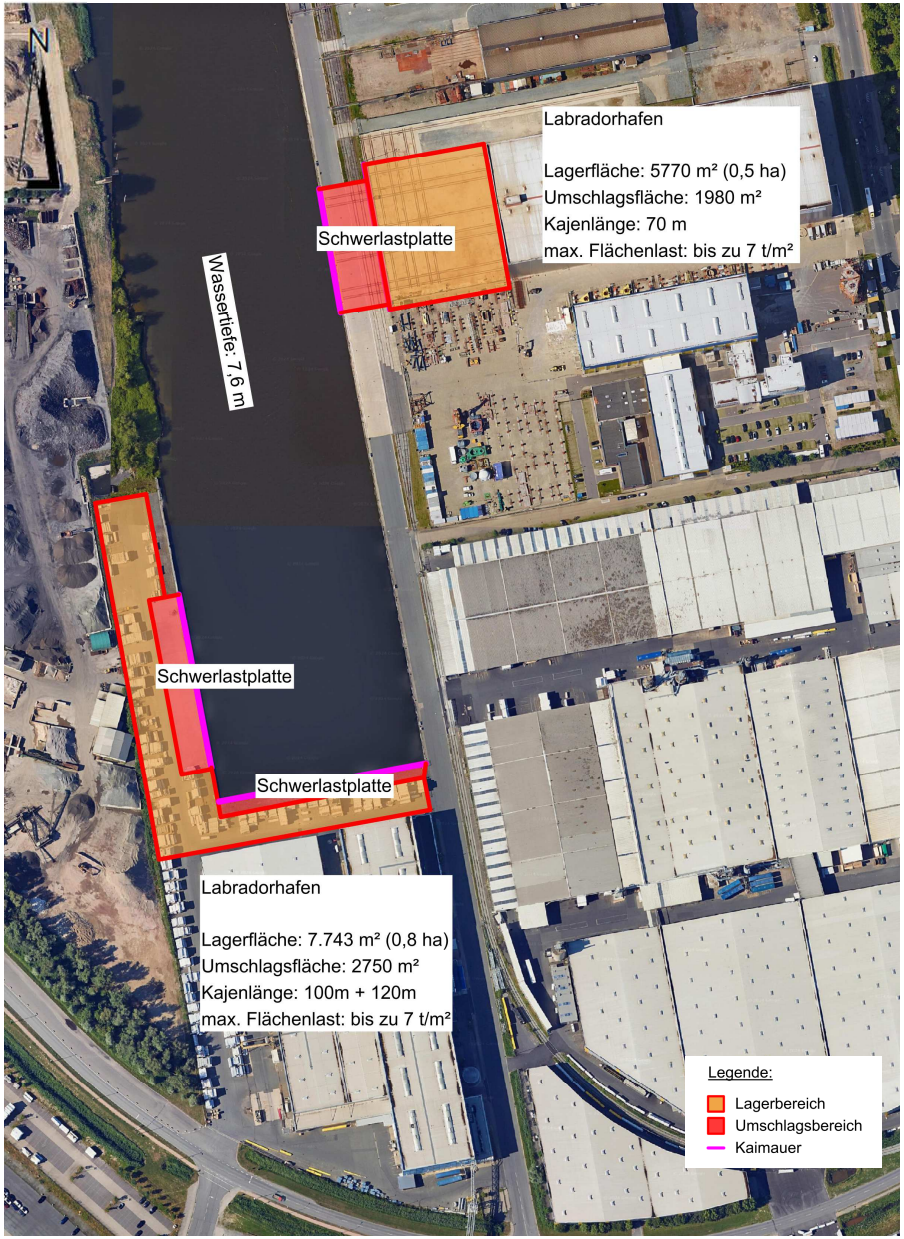
LABRADORHAFEN

Der Labradorhafen liegt im Fischereihafen Bremerhaven im Stadtbezirk Bremerhaven-Süd. Die nautische Erreichbarkeit ist über die Fischereihafen-Doppelschleuse (L = 181 m, B = 35 m) gewährleistet. Die Wassertiefe im Labradorhafen beträgt 7,6 m. Die Terminalfläche A (s. Abbildung) ist ca. 0,5 ha groß und verfügt über eine ca. 70 m lange Kaimauer. Die Terminalfläche B ist ca. 0,8 ha ha groß und verfügt über zwei weitere Schwerlastkaje von 100 m und 120 m Länge. Der Umschlagsbereich ist schwerlastfähig bis zu 7 t/m².

Eine direkte *Schienenanbindung* auf das Gebiet im Labradorhafen ist gegeben (kreuzt allerdings privates Betriebsgelände). Die Zufahrt in das Gebiet erfolgt über die „Labradorstraße“. Das Gebiet selbst befindet sich nicht in einem *Naturschutzgebiet*. Das nächstgelegene Landschaftsschutzgebiet (Rohrniederung) befindet sich in 1,3 km Entfernung und das nächstgelegene Naturschutz/EU-Vogelschutzgebiet/FHH-Gebiet liegt in der Weser (1,5 km Entfernung). Es sind keine Denkmäler im Untersuchungsgebiet. Die nächstgelegene Wohnbebauung befindet sich in 280 m Entfernung. Das Gebiet befindet sich nach Angaben im Generalplan Küstenschutz (2021), Anhang 5, hinter der Deichlinie und liegt damit nicht im Hochwasserüberschwemmungsgebiet.

Die verfügbaren Schwerlastflächen im Labradorhafen wären aufgrund ihrer baulichen Beschaffenheit sofort nutzbar. Die angrenzenden Flächen sind aber dauerhaft verpachtet, so dass für andere Nutzungen/Umschläge die Zustimmung bzw. eine Einigung mit den derzeitigen Nutzern notwendig wäre. Die von der Rönner Gruppe angestrebte Nutzung des Labradorhafens für die Konverterfertigung wäre ohnehin im Zusammenhang mit einem EnergyPort zu verstehen. Die Fläche von Holz Cordes ist mit kurzfristigen Verträgen verpachtet.

Lageplan: Schwerlastkaje im Labradorhafen



ÜBERBLICK DER NUTZUNGSANFORDERUNGEN

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Übersicht der spezifischen Flächenanforderungen sowie Anforderungen an die Kaje für die Nutzungsoptionen im Bereich Offshore-Wind und Wasserstoff, welche für den Vergleich herangezogen werden. In den Flächenbedarfen nicht inkludiert sind mögliche Sicherheitsabstände für die Nutzung von Wasserstoff.

Abbildung: Übersicht Flächenbedarfe und Kajenlängen

		Flächenbedarf				Kajenlänge
		Insgesamt	Lager	(Vor)Montage	Halle	
Produktion	Rotorblätter	8 ha	4 ha		2 ha	200 m
	Gondeln	8 ha	4 ha		2 ha	200 m
	Türme	10 ha	10 ha		0,15 ha	200 m
	Fundamente	35 ha	30 ha		5 ha	400 m
Vormontage	Gondeln, R-Blätter, Türme	20 ha	10 ha	5 ha	-	400 m
	Gondeln, R-Blätter, Türme, Fundamente	30 ha	25 ha	5 ha	-	400 m
O&M		0,5 ha	0,5 ha		0,04 ha	80 m
Recycling		6 ha	4 ha	2 ha		200 m
Konverter		20 ha	14 ha	4 ha	2 ha	200 m
Seekabel		8 ha	5 ha		2 ha	150 m

	Fläche			Tanks		Jetty
	gesamt	Tanks	Rest	Anzahl	Kapazität	
LH2	20 ha	9 ha	11 ha	9	50.000 m^3	135 - 350 m
LOHC	20 ha	5 ha	10 ha	5	50.000 m^3	185 m
E-Methanol	15 ha	10 ha	5 ha			185 m
H2-Offshore	2,5 ha					
H2-Technologie	3 ha					
Lokale Produktion	7 ha					150 m

Mögliche Rückwirkungen auf einzelne Nutzungsoptionen, die sich aus dem Freihafenstatus einzelner Alternativflächen ergeben, sind nach Rücksprache mit dem Zoll nicht gegeben.

VERGLEICH DER NUTZUNGSANFORDERUNGEN MIT DEN STANDÖRTLICHEN ALTERNATIVEN

Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Übersicht zum Vergleich der Nutzungsanforderungen (Fläche sowie Kaimauerlänge) mit den vorhandenen Standortoptionen.

✓	Anforderung erfüllt
o	Anforderungen tw. erfüllt
X	Anforderung nicht erfüllt

	CT Süd / CT 1	ABC-Halbinsel, Kaiserhafen II – III	Columbusinsel	Labradorhafen	CT Süd / CT 1	ABC-Halbinsel, Kaiserhafen II – III	Columbusinsel	Labradorhafen	CT Süd / CT 1	ABC-Halbinsel, Kaiserhafen II – III	Columbusinsel	Labradorhafen
	Fläche in ha				Kajenlänge in m				beide Bedingungen			
	20	8,8	6,2	1,3	620	800	475	290				
Produktion: Rotorblätter	o	X	X	X	✓	✓	✓	✓	o	X	X	X
Produktion: Gondeln	o	X	X	X	✓	✓	✓	✓	o	X	X	X
Produktion: Türme	o	X	X	X	✓	✓	✓	✓	o	X	X	X
Produktion: Fundamente	X	X	X	X	✓	✓	✓	X	X	X	X	X
Vormontage: Gondeln, Rotorblätter, Türme	✓	o	X	X	✓	✓	✓	X	✓	o	X	X
Vormontage: Gondeln, Rotorblätter, Türme, Fundamente	o	o	X	X	✓	✓	✓	X	o	o	X	X
O&M	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Recycling	o	X	X	X	✓	✓	✓	✓	o	X	X	X
Konverter	o	X	X	X	✓	✓	✓	✓	o	X	X	X
Seekabel	o	X	X	X	✓	✓	✓	✓	o	X	X	X
E-Methanol, (Ammoniak)	o	X	X	X	✓	✓	✓	✓	o	X	X	X
LH2	o	X	X	X	✓	✓	✓	X	o	X	X	X
LOHC	o	X	X	X	✓	✓	✓	✓	o	X	X	X
H2-Offshore	o	o	X	X	✓	✓	✓	✓	o	X	X	X
H2-Technologie	o	o	✓	X	✓	✓	✓	✓	o	X	✓	X
Lokale Produktion	o	o	X	X	✓	✓	✓	✓	o	X	X	X

CONTAINER TERMINAL CT 1 – BEWERTUNG ALS STANDÖRTLICHE ALTERNATIVE

Der wasserseitige Umschlag auf die Terminalfläche des CT Süd / CT 1 kann über die bereits vorhandenen schienengebundenen Portalkrane erreicht werden. Nach Angaben von Eurogate (▶ Link), den derzeitigen Betreibern des CT 1, sind Flächenbelastungen im Terminalbereich von bis zu 20 t/m² möglich. Nach Angaben von bremenports liegen die maximalen Flächenlasten an der Kaje bei 3,5 t/m² und im südlichen Bereich nur bei 1 t/m². Größere Lasten bedürfen einer Einzelfallbetrachtung. Die Wassertiefe beträgt 12,8 m bezogen auf LAT. Mit Blick auf die Schwerlastfähigkeit der Kaje bzw. das Vorhandensein einer Schwerlastplattform bestehen als Nutzungsanforderung divergierende Aussagen (s. AP 1). Die Gutachter gehen davon aus, dass das Vorhandensein einer Schwerlastfläche mit 20 t/m² für die meisten Anwendungsfälle ausreichend erscheint. Teilweise werden Flächenlasten von bis zu 35 t/m² für (Vor-)Montageflächen gefordert, welche im Terminalbereich möglicherweise über den Einsatz von Schwerlastmatten, Racks oder kleineren baulichen Anpassungen anforderungsgerechte Bedingungen hergestellt werden können. Im Bereich der Kaimauer könnten Flächenlasten von bis zu 100 t/m² (z. B. für Fundamente) erforderlich sein, worin erwartet wird, dass diese nur mit einem sehr hohen technischen Aufwand zu erreichen sind.

Der vorhandene Tiefgang ist für die Nutzungen im Offshore-Wind-Bereich ausreichend. Lediglich der Tiefgang von Schiffen für den Transport von LOHC ist mit 11-14 m größer als die vorhandene Wassertiefe (tideunabhängig). Mit einer Umschlagsdauer von 24-36 Std. wäre insbesondere für die größeren LOHC-Transporter eine Vertiefung der Gewässersohle im Umschlagbereich erforderlich. Es wird insgesamt je nach geplanter Nutzungsform von einem geringen bis hohen baulichen Aufwand für den Standort CT 1 ausgegangen.

Das CT 1 verfügt über eine mittlere (landseitig) bis sehr gute (wasserseitig) Verkehrsanbindung. Wasserseitig ist aufgrund der Lage direkt an der Weser eine kurze Verbindung zu den Offshore-Wind Parks in der Nordsee vorhanden. Die landseitige Verkehrsanbindung vom CT 1 an potenzielle Produktionsstandorte (Luneplate oder im Fischereihafen) ist mit 10-12 km Entfernung nicht optimal. Die Autobahnauffahrt auf die A 27 befindet sich in ca. 7 km Entfernung.

Die Umnutzung des Container Terminals 1 wäre nur im Einvernehmen mit dem derzeitigen Nutzungsberechtigten Eurogate möglich und würde zu einer Einschränkung des Containerumschlags durch die Kajenbelegung und die Flächennutzung führen. Es wird erwartet, dass theoretisch eine zeitnahe Flächenverfügbarkeit vorliegt. Es werden aufgrund einer Umnutzung des CT 1 keine bis zu geringfügigen Wirkungen auf hydrologische Verhältnisse sowie auf Natur und Landschaft erwartet. Eine Umnutzung von einem Containerstandort zu einem Produktionsstandort könnte eine Veränderung der Lärmverhältnisse und im Falle eines Recyclingstandortes zu einer Freisetzung unterschiedlicher Schadstoffe u. a. in Form von Schneidstaub und giftigen, z. T. stechend riechenden Gasen führen, die ggf. zu entsprechenden Rückwirkungen auf benachbarte Unternehmen und Siedlungsstrukturen führen könnten. Ferner sind mögliche Nutzungskonflikte mit dem restlichen CT zu beachten (z. B. dauerhafter Flächenverzehr, Errichtung von Hallen, Zulieferverkehre), die die Ansiedlung von (festen) Produktionsbetrieben und Wasserstoffansiedlungen eher unrealistisch erscheinen lassen. Das Container-Terminal 1 verfügt über genügend große Flächen und Kajenlängen, um als H2 und Offshore-Wind-Standort (mit Ausnahme der Produktion von Fundamenten sowie als größerer Installationshafen) zu fungieren, erfüllt allerdings derzeit nicht die Anforderungen an die Flächenlasten. In der Entwicklungsphase im modularen Aufbau eines EnergyPorts könnte das CT1 allerdings aufgrund der Flächengrößen eine wichtige Rolle spielen.

COLUMBUSINSEL – BEWERTUNG ALS STANDÖRTLICHE ALTERNATIVE

Die Columbuskaje wird seit 2021 auf einer Länge von 800 m neu gebaut und soll vsl. bis Ende Oktober 2024 fertiggestellt werden. Es wird eine neue Spundwand in ca. 20 m Abstand zur Bestandskaje getrieben und mit Schrägpfählen und horizontalen Ankern verankert. Gem. Planungsunterlagen beträgt die max. zulässige Verkehrslast 20 kN/m^2. Es ist damit keine Schwerlastfläche für die meisten Einsatzbereiche im Bereich Offshore-Wind gegeben. Aufgrund der derzeitigen Bautätigkeiten ist ein kurzfristiger Ausbau der Fläche auf eine Schwerlastfähigkeit mit einem sehr hohen technischen Aufwand unwahrscheinlich. Die Kaje auf dem letzten 240 m langen Bauabschnitt wurde aktuell noch nicht ausgebaut und könnte theoretisch noch für höhere Lasten dimensioniert werden.

Der vorhandene Tiefgang von 11,3 m ist für die meisten Nutzungen im Offshore-Wind-Bereich ausreichend. Lediglich der Tiefgang von Schiffen für den Transport von LOHC ist mit 11-14 m größer als die vorhandene Wassertiefe (tideunabhängig). Mit einer Umschlagdauer von 24-36 Std. wäre insbesondere für die größeren LOHC-Transporter eine Vertiefung der Gewässersohle im Umschlagsbereich erforderlich.

Die Columbusinsel verfügt über eine mittlere (landseitig) bis sehr gute (wasserseitig) Verkehrsanbindung. Wasserseitig ist aufgrund der Lage direkt an der Weser eine kurze Verbindung zu den Offshore-Wind Parks in der Nordsee vorhanden. Die landseitige Verkehrsanbindung von der Columbusinsel an potenzielle Produktionsstandorte (Luneplate oder im Fischereihafen) ist mit 9-11 km Entfernung nicht optimal. Die Autobahnauffahrt auf die A 27 befindet sich in ca. 6 km Entfernung.

Es wird erwartet, dass das Gebiet auf der Columbusinsel spätestens ab 2026 für eine Umnutzung verfügbar wäre.

Es werden aufgrund einer Umnutzung der Columbuskaje keine bis zu geringfügigen Wirkungen auf hydrologische Verhältnisse sowie auf Natur und Landschaft erwartet. Eine Umnutzung von einem Stückgutterminal zu einem Produktionsstandort könnte eine Veränderung der Lärmverhältnisse und im Falle eines Recyclingstandortes zu einer Freisetzung unterschiedlicher Schadstoffe u. a. in Form von Schneidstaub und giftigen, z. T. stechend riechenden Gasen führen, die zu entsprechenden Rückwirkungen auf benachbarte Unternehmen und Siedlungsstrukturen (in 500 m Entfernung) und insbesondere das Cruise Center führen können. Die Nutzung der Columbusinsel als Recycling-Standort wird vor diesem Hintergrund ausgeschlossen.

Der Standort der Columbusinsel ist aufgrund der vorhandenen Flächengröße für die meisten Nutzungen nicht geeignet. Eine Option wäre ein kleinerer (< 6 ha großer) Produktionsstandort z. B. für H2-Technologie und ein O&M-Standort. Für den Import von Wasserstoff(-derivaten) sind die Flächenverfügbarkeiten aufgrund der Sicherheitsabstände zu klein. Ggf. könnte nur ein Bunkerlager für schiffs- und/ oder landseitige Versorgung kleineren Maßstabs errichtet werden, wenn entsprechende sicherheitstechnische Untersuchungen die Umsetzbarkeit bestätigen würden.

ABC-HALBINSEL, KAISERHAFEN II-III – BEWERTUNG ALS STANDÖRTLICHE ALTERNATIVE

Die ABC-Halbinsel wird derzeit als Mehrzweckterminalfläche genutzt. Offshore-Wind-Anlagenteile könnten demnach mit den aktuell und auf dem Markt befindlichen Transporteinrichtung umgeschlagen werden. Nach Angaben von 4C Offshore (▶ Link) sind Flächenbelastungen von bis zu 20 t/m^2 möglich. Der Tiefgang der Schiffe darf bis zu 10,4 m betragen. Mit Blick auf die Schwerlastfähigkeit der Kaje bzw. das Vorhandensein einer Schwerlastplattform bestehen als Nutzungsanforderung divergierende Aussagen (s. AP 1). Die Gutachter gehen davon aus, dass das Vorhandensein einer Schwerlastfläche mit 20 t/m^2 für die meisten Anwendungsfälle ausreichend erscheint. Teilweise werden Flächenlasten von bis zu 35 t/m^2 für (Vor-)Montageflächen gefordert, welche möglicherweise über den Einsatz von Schwerlastmatten, Racks oder kleineren baulichen Anpassungen anforderungsgerechte Bedingungen hergestellt werden können. Im Bereich der Kaimauer könnten Flächenlasten von bis zu 100 t/m² (z. B. für Fundamente) erforderlich sein, worin erwartet wird, dass diese nur mit einem sehr hohen technischen Aufwand zu erreichen sind. Der vorhandene Tiefgang ist für die Nutzungen im Offshore-Wind-Bereich ausreichend. Lediglich der Tiefgang von Schiffen für den Transport von Ammoniak oder LOHC ist mit 11-14 m größer als die vorhandene Wassertiefe.

Die ABC-Halbinsel verfügt über eine mittlere (landseitig) bis gute (wasserseitig) Verkehrsanbindung. Wasserseitig ist die Erreichbarkeit über die Kaiserschleuse (L=305 m, B=55 m) mit Wassertiefen um die 10 m gewährleistet und die Schiffsgrößen dadurch limitiert sowie die Verkehre gebrochen. Die landseitige Verkehrsanbindung vom CT 1 an potenzielle Produktionsstandorte (Luneplate oder im Fischereihafen) ist mit 9-10 km Entfernung nicht optimal. Die Autobahnauffahrt auf die A 27 befindet sich in ca. 6 km Entfernung.

Die ABC-Halbinsel wäre aufgrund ihrer baulichen Beschaffenheit sofort nutzbar. Die betreffenden Flächen sind aber dauerhaft verpachtet, so dass für andere Nutzungen/Umschläge die Zustimmung bzw. eine Einigung mit den derzeitigen Nutzern notwendig wäre.

Es werden aufgrund einer Umnutzung der ABC-Halbinsel keine bis zu geringfügigen Wirkungen auf hydrologische Verhältnisse sowie auf Natur und Landschaft erwartet. Eine Umnutzung von einem Mehrzweckterminal zu einem Produktionsstandort könnte eine Veränderung der Lärmverhältnisse und im Falle eines Recyclingstandortes zu einer Freisetzung unterschiedlicher Schadstoffe und giftigen Gasen führen, die ggf. zu entsprechenden Rückwirkungen auf benachbarte Unternehmen und Siedlungsstrukturen (Entfernung: 400 m) führen können. Die Nutzung der ABC-Halbinsel als Recycling-Standort wird vor diesem Hintergrund ausgeschlossen. Auch die Ansiedlung von Produktion erscheint aufgrund der Flächensituation und Anbindung wenigstens fragwürdig. Das Zugriffsrecht der US-Army schließt die feste Ansiedlung von Betrieben aus.

Die ABC-Halbinsel würde sich grundsätzlich als O&M-Standort sowie für den Schwerlastumschlag eignen. Die Ansiedlung von Produktionsbetrieben oder Unternehmen aus dem Bereich der Wasserstoffwirtschaft ist aus den genannten Gründen ausgeschlossen.

LABRADORHAFEN – BEWERTUNG ALS STANDÖRTLICHE ALTERNATIVE

Im Labradorhafen befinden sich bereits mehrere Schwerlastplatten (schwerlastfähig bis zu 7 t/m²), die für den wasserseitigen Umschlag genutzt werden können. Der Tiefgang der Schiffe darf bis zu 7,6 m betragen. Die Kajenlänge im Bereich der Schwerlastplatte im Labradorhafen beträgt ca. 70 m und ist damit für die meisten Schiffe im Offshore-Wind-Bereich sowie im Wasserstoff-Bereich zu kurz. Lediglich SOV und kleinere Schiffe für den Transport von Teilkomponenten könnten dort anlegen und die Ware umschlagen.

Der Labradorhafen verfügt über eine mittlere (wasserseitig) bis gute (landseitig) Verkehrsanbindung. Wasserseitig ist die Erreichbarkeit über die Fischereihafen-Doppelschleuse (L=181m, B=35m) gewährleistet und die Schiffsgrößen dahingehend limitiert. Die landseitige Verkehrsanbindung vom Labradorhafen an potenzielle Produktionsstandorte (Luneplate oder im Fischereihafen) ist mit 2 km Entfernung optimal. Die Autobahnauffahrt auf die A 27 befindet sich in ca. 4 km Entfernung. Am Labradorhafen ist kein Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz abzusehen.

Die Flächen im Labradorhafen wären aufgrund ihrer baulichen Beschaffenheit sofort nutzbar. Die betreffenden Flächen sind aber dauerhaft verpachtet, so dass für andere Nutzungen/Umschläge die Zustimmung bzw. eine Einigung mit den derzeitigen Nutzern notwendig wäre.

Es werden aufgrund einer Umnutzung der Flächen im Labradorhafen keine bis zu geringfügigen Wirkungen auf hydrologische Verhältnisse sowie auf Natur und Landschaft erwartet. Falls ein Weitertransport von kleineren Ersatzteilen über die Schienenanbindung geplant ist, wäre die Befahrung des privaten Betriebsgeländes zu klären. Falls ein Weitertransport von kleineren Ersatzteilen über den Verkehrsweg Schiene geplant ist, ist die begrenzte kapazitäre Leistungsfähigkeit der Bahnanbindung einschließlich der notwendigen Kreuzung von Betriebsgeländen zu berücksichtigen.

Abbildung: Schwerlastponton BHV Innovation Bremerhaven (L = 95,5 m, B = 32,16 m, T = 7 m) an der Schwerlastkaje im Labradorhafen.



ZUSAMMENFASSUNG: VERGLEICH DER NUTZUNGSANFORDERUNGEN MIT DEN STANDÖRTLICHEN ALTERNATIVEN

		CT Süd / CT 1	ABC-Halbinsel, Kaiserhafen II – III	Columbusinsel	Labradorhafen
✓	Anforderung erfüllt	Überprüfung Flächenbedarf & Kajenlänge			
o	Anforderungen tw. erfüllt				
X	Anforderung nicht erfüllt				
Produktion: Rotorblätter		o	X	X	X
Produktion: Gondeln		o	X	X	X
Produktion: Türme		o	X	X	X
Produktion: Fundamente		X	X	X	X
Vormontage: Blätter, Gondeln, Türme		✓	o	X	X
zzgl. Vormontage Fundamente		o	o	X	X
O&M		✓	✓	✓	✓
Recycling		o	X	X	X
Konverter		o	X	X	X
Seekabel		o	X	X	X
E-Methanol		o	X	X	X
LH2		o	X	X	X
LOHC		o	X	X	X
H2-Offshore		o	X	X	X
H2-Technologie		o	X	✓	X
Lokale Produktion		o	X	X	X

Der Vergleich der verfügbaren Flächengrößen sowie Kajenlängen mit den Nutzungsanforderungen zeigt, dass insbesondere die Flächenverfügbarkeit bereits ein limitierender Faktor für die Auswahl standörtlicher Alternativen ist.

Der *Labradorhafen* erfüllt zumindest für einen O&M Standort die Flächenanforderung sowie die Mindest-Kajenlänge. Für die weiteren Nutzungen sind die verfügbaren Flächen zu klein.

Der Standort *Columbusinsel* ist ebenfalls aufgrund der vorhandenen Flächengröße sowie der Nähe zum Cruise-Terminal für die meisten Nutzungen nicht geeignet. Eine Option wäre ein kleinerer (< 6 ha großer) Produktionsstandort für H2-Technologie oder ein O&M-Standort. Für den Import von Wasserstoff(-derivaten) sind die Flächenverfügbarkeiten zu klein bzw. die Abstandsregelungen kritisch.

Die *ABC-Halbinsel* eignet sich nicht für die Ansiedlung von Produktionsbetrieben. Alle anderen Offshore-Windnutzungen mit Ausnahme von O&M sind ebenfalls kritisch. Ein Schwerlastumschlag ist grundsätzlich möglich.

Das *CT Süd/ CT 1* verfügt über genügend große Flächen und Kajenlängen, um als Offshore-Wind-Standort (mit Ausnahme der Produktion von Fundamenten) zu fungieren. Allerdings ist fraglich, ob der Bereich aufgrund seiner „eigentlichen“ Nutzung, seiner Lage sowie der infrastrukturellen Anbindung tatsächlich als Produktionsstandort für Offshore-Komponenten geeignet ist, ohne dass Nutzungskonflikte mit dem restlichen CT entstehen (z. B. dauerhafter Flächenverzehr, Errichtung von Hallen, Zulieferverkehre). Gleich gilt für den Umschlag von H2, der umfangreiche infrastrukturelle Maßnahmen (z. B. Bau von Jetty, Tanklager) erfordern würde. Als Standort für die Vormontage und Zwischenlagerung (Installation) ist der Standort hingegen gut geeignet. Wesentlicher Pluspunkt ist vor allem die vergleichsweise schnelle Realisierbarkeit.

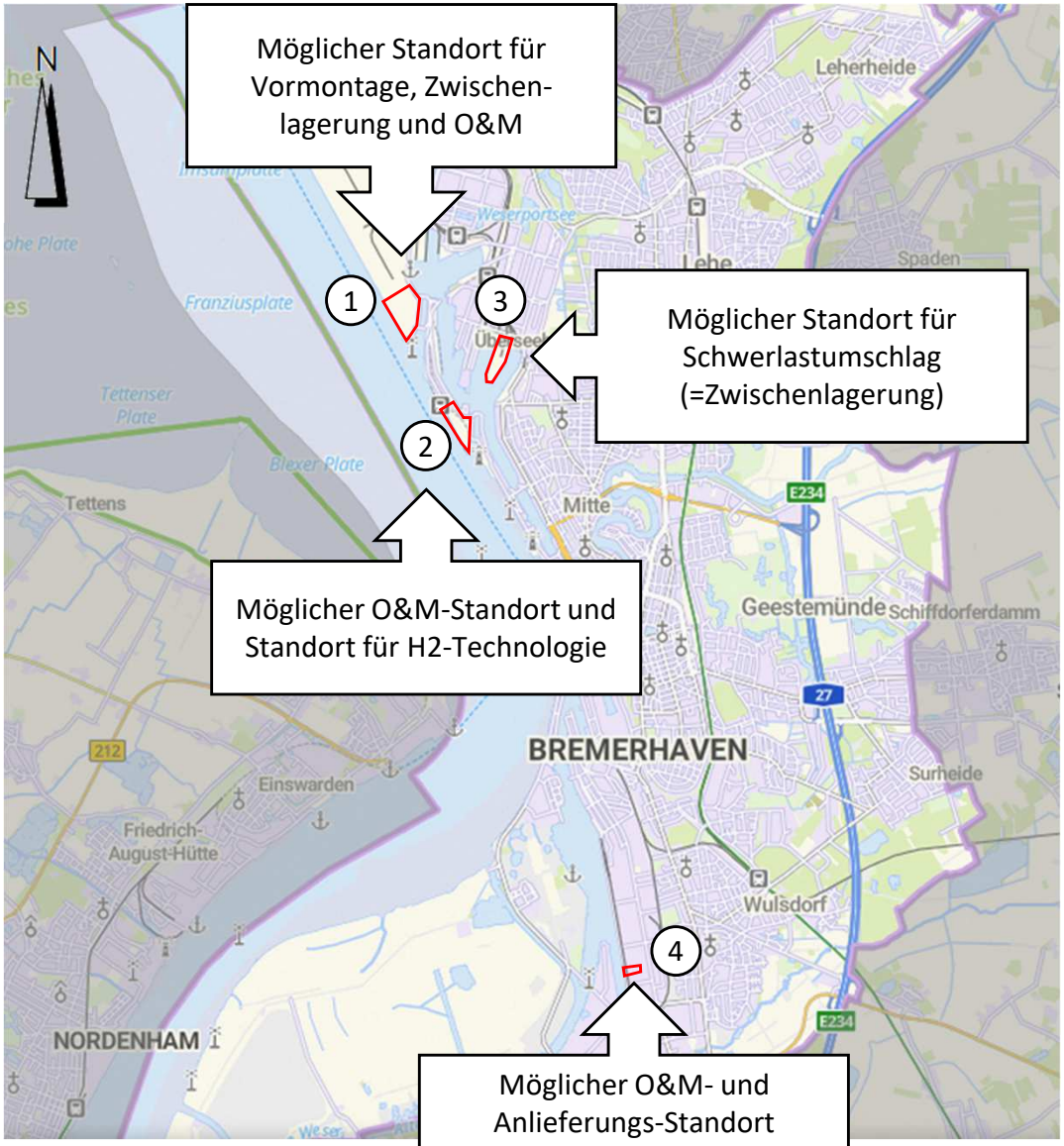
SCHLUSSFOLGERUNGEN

Bremerhaven verfügt bereits über vielversprechende Optionen für die Offshore-Wind-Industrie und in Teilen über geeignete Standorte als Produktionsstandort für Elektrolyseure.

Insbesondere die Flächen und Umschlageinrichtungen im Bereich des CT 1 und (eingeschränkt) auf der ABC-Halbinsel könnten für einzelne Nutzungen im Bereich Zwischenlagerung und Vormontage von Offshore-Komponenten herangezogen werden, verfügen allerdings teilweise nicht über die notwendige schwerlastfähige Kaje (im Fall vom CT 1). Dennoch könnte insbesondere das CT 1 aufgrund der direkten Anbindung an die Weser und den dort vorhandenen Wassertiefen eine gute Ergänzung im modularen Aufbau des EnergyPorts sein.

Die Flächengrößen auf der Columbusinsel sowie im Labradorhafen sind für die meisten Nutzungen im Offshore-Wind- und Wasserstoff-Bereich zu klein und nicht geeignet. Die Terminals könnten dennoch für einen modularen Aufbau des EnergyPorts herangezogen werden, solange sich die ansiedelnden Nutzungsformen noch im Aufbau befinden und keine allzu großen baulichen Änderungen erfolgen müssen. Für den Aufbau eines großen Produktionsstandortes (ab 35 ha) und eines großen Installationshafens genügen die standörtlichen Alternativen nicht den Nutzungsanforderungen.

Abbildung: Übersicht Standortoptionen



© GeoBasis-DE / Landesamt GeoInformation Bremen 2024



INHALT

MARKTANALYSE

Kapazitäten, Angebot und Nachfrage, Wettbewerb S. 05

GESTALTUNG

Bedarfe, Anforderungen, Umfeld, Synergien S. 77

WIRKUNGEN UND EFFEKTE

Beitrag zur Energiewende, Clustereffekte, Regionalwirtschaftliche Effekte S. 152

ALTERNATIVEN

Zumutbare Alternativen, Bezugsräume, Minimierungseffekte S. 178

ZUSAMMENFASSUNG & UMSETZUNG S. 192



INHALT

ZUSAMMENFASSUNG

Aggregation und Bewertung der wesentlichen Erkenntnisse S. 193

UMSETZUNG

Überführung der Erkenntnisse in konkrete Umsetzungsschritte S. 203

ZUSAMMENFASSUNG

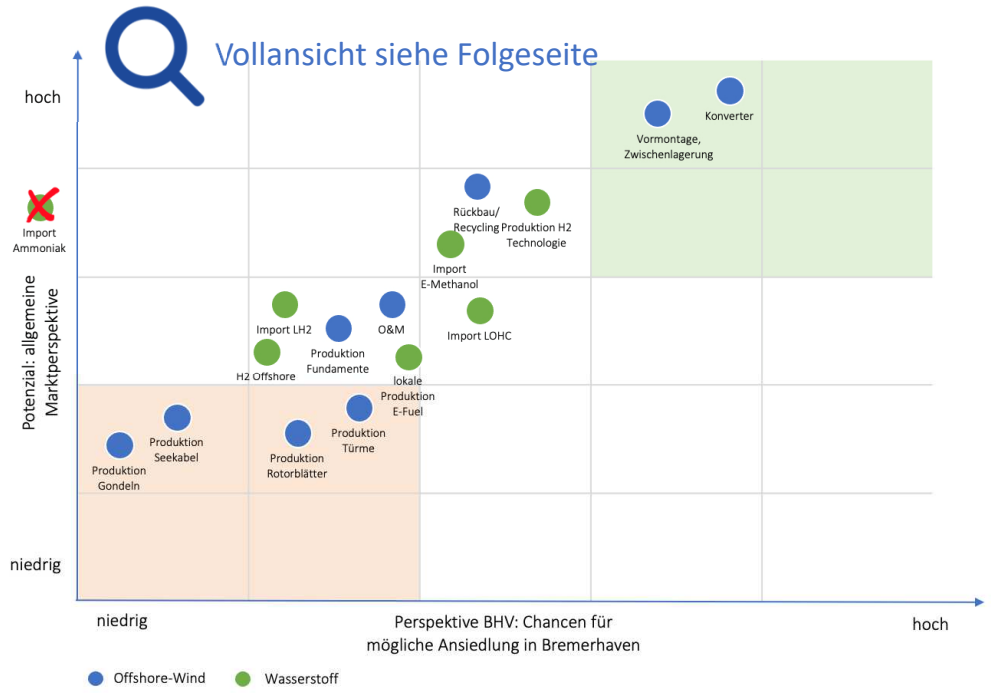
Ausgehend von einer übergeordneten Marktbetrachtung wurden im Rahmen des AP1 sechzehn Nutzungsoptionen für den EnergyPort identifiziert und weiterführend bewertet. Die Einschätzungen aus der Marktanalyse wurden auf die Kriterien „Potenzial“ und „Perspektive BHV“ heruntergebrochen und auf einer Skala von 0-5 bewertet. Die nachfolgende Übersicht zeigt die Bewertung der Nutzungsoptionen im Überblick.

	Potenzial	Perspektive BHV
Produktion Rotorblätter	●●○○○	●●○○○
Produktion Gondeln	●●○○○	●○○○○
Produktion Türme	●●○○○	●●○○○
Produktion Fundamente	●●●○○	●●○○○
Vormontage / Zwischenlagerung	●●●●●	●●●●○
O&M	●●●○○	●●○○○
Rückbau / Recycling	●●●●○	●●●○○
Konverter	●●●●●	●●●●○
Produktion Seekabel	●●○○○	●○○○○
Import Ammoniak	●●●●○	○○○○○
Import LH2	●●○○○	●●○○○
Import LOHC	●●●○○	●●●○○
Import E-Methanol	●●●○○	●●●○○
H2-Offshore	●●●○○	●●○○○
Produktion H2-Technologie	●●●●○	●●●○○
Lokale Produktion E-Fuel	●●●○○	●●○○○

Das Kriterium „Potenzial“ spiegelt dabei eine allgemeine Marktperspektive wider (Makro-Ebene), während das Kriterium „Perspektive BHV“ die Chancen für eine mögliche Ansiedlung in Bremerhaven abbildet.

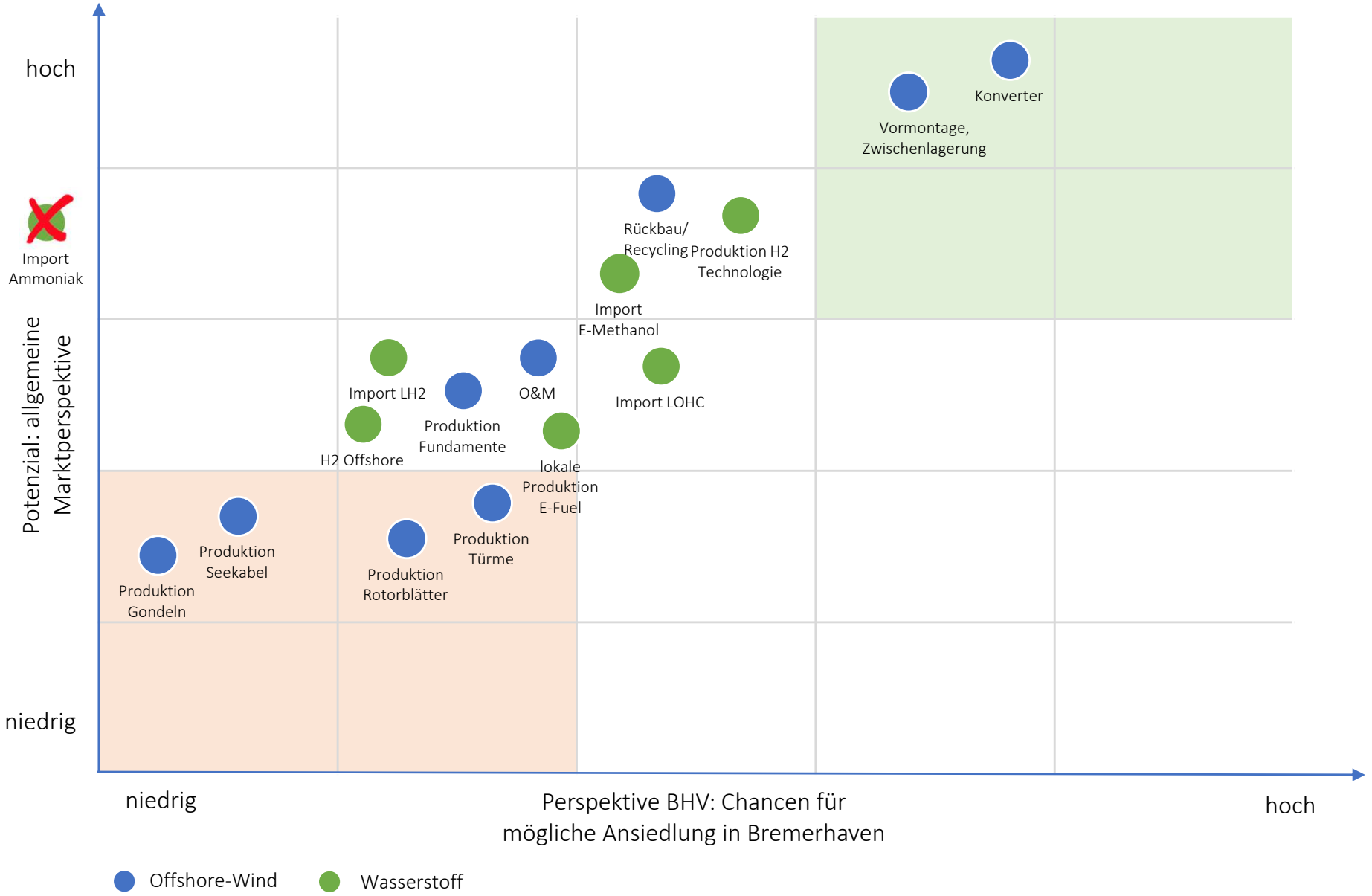
Eine weiterführende Darstellung der Ergebnisse in Form einer Matrix (siehe Folgeseite) liefert erste Rückschlüsse bzgl. der Vorteilhaftigkeit der einzelnen Nutzungsoptionen. Dabei wird deutlich, dass sich die meisten Nutzungsoptionen entlang eines diagonalen Korridors eingruppieren, wobei nur wenige Nutzungsoptionen eine durchgehend positive Bewertung erfahren. Angesichts der Risiken, die mit dem Handling von Ammoniak einhergehen, wurde eine Ansiedlung bereits vorab durch den Auftraggeber als unrealistisch eingeschätzt. Daher wird empfohlen, die Nutzungsoption Import von Ammoniak an dieser Stelle auszuschließen.

Abbildung: Aggregierte Bewertung der Nutzungsoptionen



ZUSAMMENFASSUNG

Abbildung: Aggregierte Bewertung der Nutzungsoptionen



ZUSAMMENFASSUNG

Im Zuge des AP2 (Gestaltung) wurden auf Grundlage der Erkenntnisse der Marktanalyse spezifische Anforderungen der potenziellen Nutzer z. B. im Hinblick auf Kriterien wie Flächenbedarf, erwartete Schiffsgrößen und erforderliche Anzahl an Liegeplätzen, Hinterlandanbindung (Schiene, Straße, Pipelinenetz) konkretisiert. Als besonders relevant zeigt sich dabei das Thema der erwarteten Schiffsgrößen, da sich hieraus Rückschlüsse im Hinblick auf die Notwendigkeit einer weserseitigen Erschließung und damit indirekt auch auf mögliche Realisierungszeiträume ergeben. Auf Basis dieser Überlegungen lassen sich die einzelnen Nutzungsoptionen weiter kategorisieren. Dabei erscheint es sinnvoll, einzelne Optionen zu spezifizieren.

- Konverterplattform: Einrichtung eines Zwischenbauplatzes erfordert einen Zugang ausschließlich über den Fischereihafen, während für einen Endausbauplatz ein weserseitiger Zugang obligatorisch ist.
- Import von Wasserstoffderivaten: Berücksichtigung unterschiedlicher Schiffs-/Tankergrößen für verschiedene Produkte und/oder Use Cases.

Nutzungsoption	Fischereihafen (Innenseite)	Weserseite
Produktion (Rotorblätter, Gondeln etc.)	●	(●)*
Produktion (Fundamente)	Komplementäre Nutzung Innenseite	●
Vormontage, Zwischenlagerung	○	●
Operations & Maintenance	●	
Rückbau / Recycling	○	●
Konverter	● Zwischenbauplatz	● Endbauplatz
Seekabel	●	bei wachsenden Schiffsgrößen relevant
LOHC		●
E-Methanol		●
LH2	abhängig von Größe der eingesetzten Tanker*	
Offshore H2	abhängig von Größe der eingesetzten Tanker*	
H2-Technologie	●	
Lokale Produktion	●	

Legende:
● Vorzugsnutzung
○ komplementäre Nutzung

* ggf. größere Deck-Carrier im Export und wachsende Notwendigkeit einer Direktbelieferung der OWP

Überblick der Ergebnisse aus AP2

Zusammengefasst ergibt sich hieraus nachfolgende Kategorisierung.

„Nur“ Fischereihafenseite

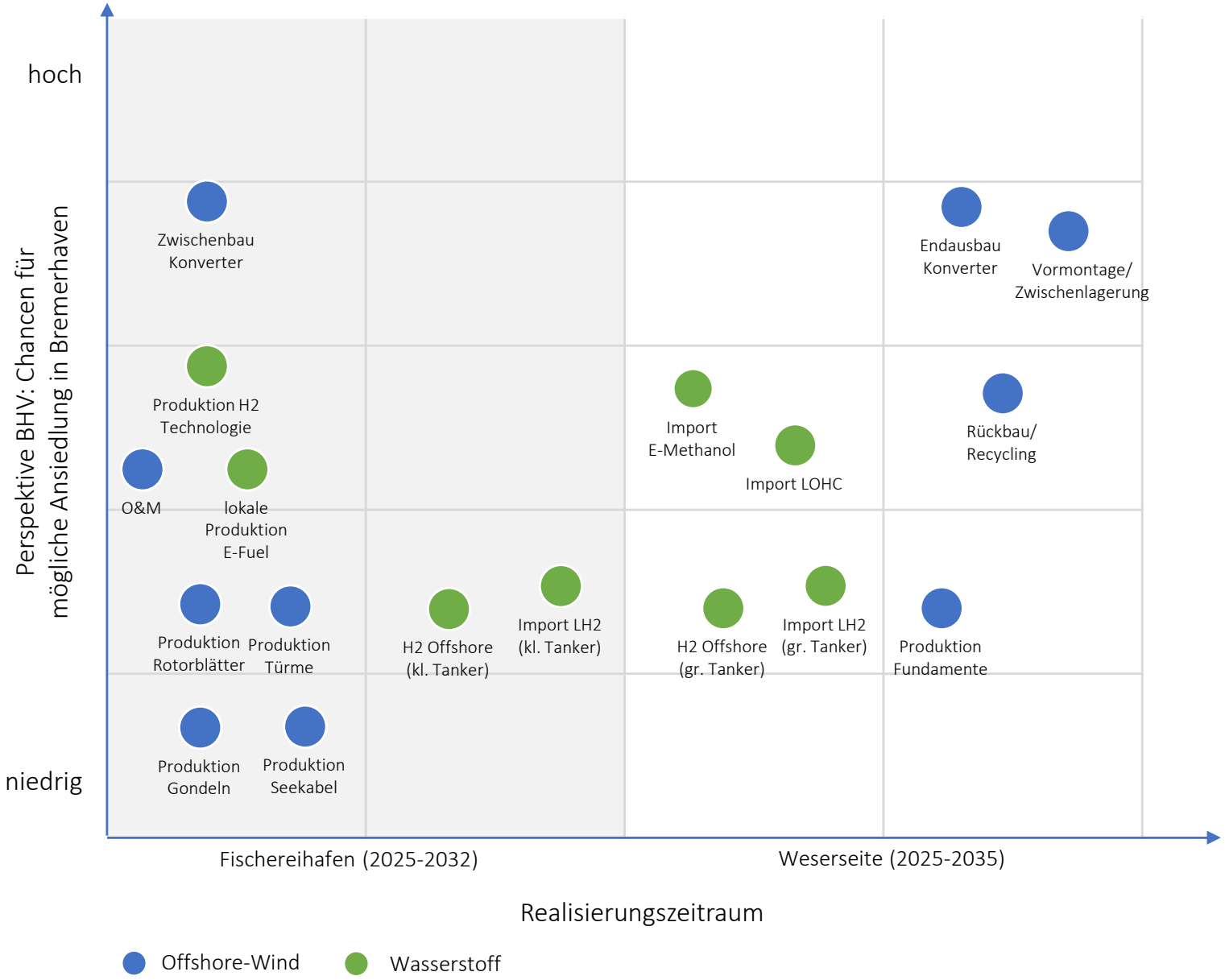
- Produktion Rotorblätter, Gondeln, Türme, (Seekabel) bei Einsatz „klassischer“ Deckcarrier, Trend zu engerer Verzahnung von Produktion und Installation (->Einsatz von Errichterschiffen -> Weserseite)
- O&M
- Konverter Zwischenbauplatz
- Import LH2 (bei Anlandung mit kleinen Schiffen)
- Anlandung Offshore-H2 (bei Anlandung mit kleinen Schiffen)
- (Produktion) H2-Technologie
- Lokale Produktion von E-Fuels (z. B. E-Methanol)

Weserseite

- Installationshafen
- Konverter Endausbauplatz
- Produktion Fundamente, Komponenten bei Einsatz von Errichterschiffen (nachfolgend jew. subsumiert)
- Recycling / Rückbau
- Import LOHC, E-Methanol
- Import LH2 (bei Anlandung mit großen Schiffen)
- Anlandung Offshore-H2 (bei Anlandung mit großen Schiffen)

Die vorstehende Kategorisierung ist wie beschrieben von hoher Relevanz für die Einordnung im Hinblick auf mögliche Realisierungszeiträume. Während Nutzungsoptionen, die lediglich einen Zugang über die Fischereihafenseite erfordern, vsl. nicht vor 2030 bzw. 2032 realisierbar sind, ist die Notwendigkeit einer weserseitige Erschließung vsl. mit deutlich längeren Realisierungszeiträumen verbunden (vsl. 2035). Die nachfolgende Abbildung zeigt die einzelnen Nutzungsoptionen zunächst im Kontext der überschlägigen Realisierungszeiträume. Die Marktperspektive wurde dabei auf das Kriterium „Perspektive BHV“ reduziert, da dieses Kriterium die tatsächlichen Ansiedlungschancen besser widerspiegelt.

Abbildung: Bewertung der Nutzungsoptionen im Kontext der Realisierungszeiträume



ZUSAMMENFASSUNG

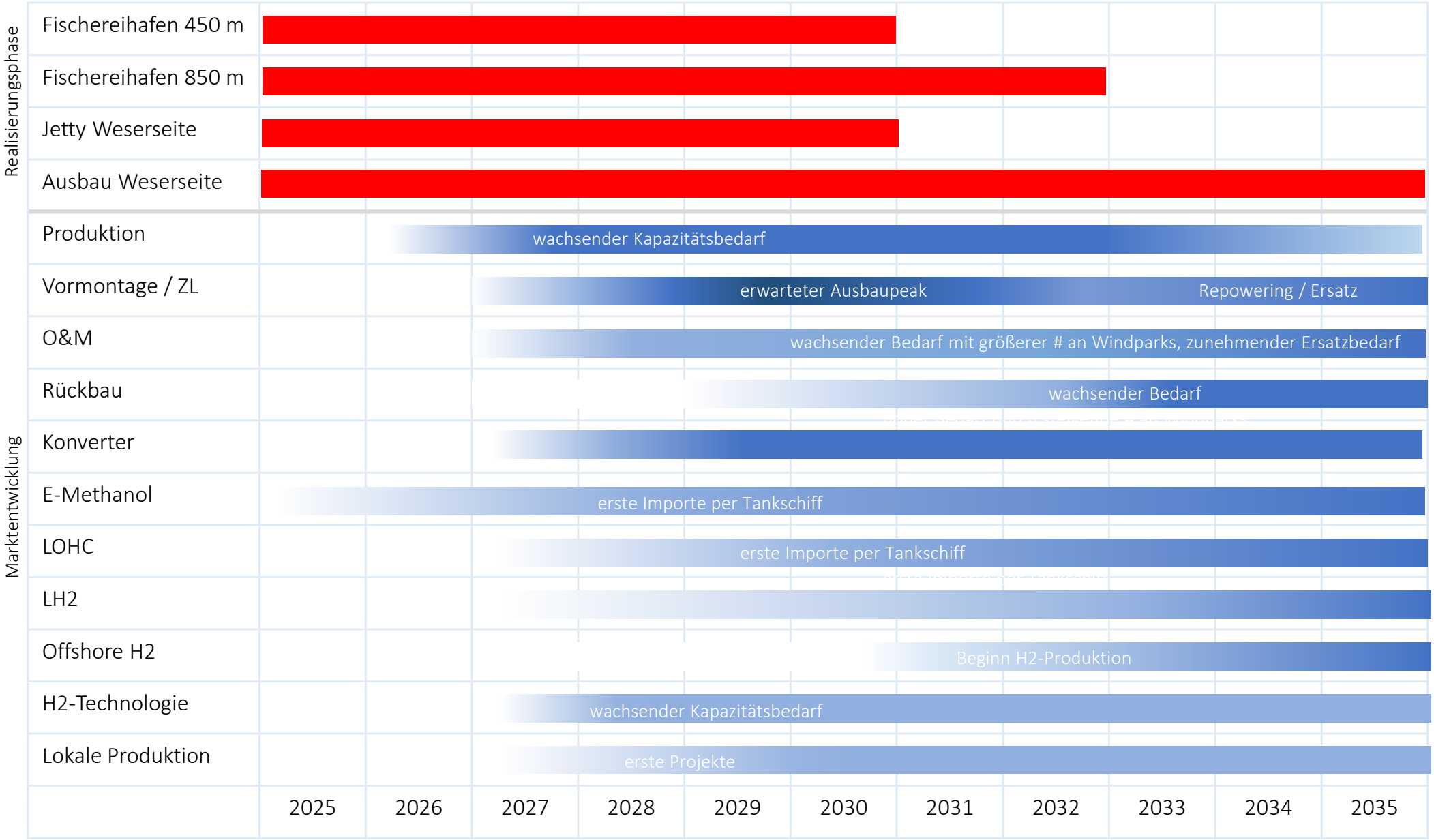
Die Gegenüberstellung der Realisierungszeiträume mit den Anforderungen der Marktteilnehmer (siehe Ergebnisse aus AP1) liefert einige wichtige Erkenntnisse für die weitere Bewertung. Die Offshore-Windindustrie steht wie beschrieben vor einem signifikanten Ausbau, dessen erster Höhepunkt für das Ende der 2020er Jahre prognostiziert wird. Die Suche nach geeigneten Installationskapazitäten steht bei vielen Projektentwicklern derzeit weit oben auf der Agenda. Der Fokus ist darauf gerichtet, sich bereits ab dem Jahr 2027 entsprechende Kapazitäten zu sichern. Ein Installationshafen, der die infrastrukturellen Bedürfnisse der Branche unterstützt, wird grdsl. eine weserseitige Erschließung erfordern, die vsl. nicht vor Mitte der 2030er Jahre realisierbar erscheint. Um von der Entwicklung im Offshore-Segment zu profitieren, ist es aus Bremerhavener Sicht wichtig, eine Übergangslösung anzubieten. Diese könnte z. B. in einer logistischen Aufteilung bestehen, die einen Zwischenlagerplatz im Fischereihafen (10-20 ha) und eine Vormontagefläche z. B. im Bereich des CT Süd (5-10 ha) vorsieht. Diese Aufteilung würde Bremerhaven die Möglichkeit bieten, sich zeitnah als Standort für die Offshore-Windindustrie zu positionieren. Die Möglichkeit einer Zwischenlösung geht zwar mit höheren Kosten durch zusätzliches Handling einher, könnte aber angesichts absehbar knapper Hafeninfrastruktur im Nordseeraum eine marktkonforme Lösung darstellen. Offen bleibt dabei, inwiefern die anhaltende Schwäche im Containergeschäft dazu führen kann, dass die Nutzung von CT-Flächen für das Offshore-Geschäft an Attraktivität gewinnt (siehe Alternativenprüfung). Ungeachtet dessen erscheint es sinnvoll, die Nutzungsoption „Vormontage, Zwischenlagerung“ um eine Option “Installation Einstieg“ zu ergänzen. Für den Zeitraum nach 2030 ist zu erwarten, dass vor dem Hintergrund der ambitionierten Ausbauziele auch weiterhin ein hoher Bedarf an Installationskapazitäten besteht. Ferner führen die wachsende Zahl an Anlagen und die kurzen Entwicklungszyklen dazu, dass Themen wie Repowering und der großflächige Austausch von Anlagen(teilen) in Zukunft verstärkt an Bedeutung gewinnen. Hierfür werden entsprechende Kapazitäten benötigt.

Parallel zu den beschriebenen Installationsengpässen deutet ein erwarteter Engpass im Bereich der Produktionskapazitäten ab 2026 darauf hin, dass ein grundsätzlicher Bedarf besteht, weitere Produktionskapazitäten zu entwickeln. Vor dem Hintergrund entsprechender Vorlaufzeiten beim Aufbau neuer Produktionsstandorte ist mit Blick auf den EnergyPort eine schnelle Umsetzung sinnvoll. Allerdings ist im Kontext der allgemeinen Marktentwicklung davon auszugehen, dass auch in den Jahren nach 2030 weitere Kapazitätsbedarfe bestehen. Trotzdem erscheint es aus Bremerhavener Sicht wichtig, sich zeitnah als möglicher Produktionsstandort zu positionieren, entsprechende Ansiedlungsflächen zu entwickeln und baulich zu erschließen sowie die Qualifizierung von Arbeitskräften zu befördern. Dies gilt in besonderem Maße für das Thema Konverterplattformen. Hier verfügt Bremerhaven über einen Standortvorteil, den es durch eine zielgerichtete Flächen- bzw. Ansiedlungspolitik zu unterstützen gilt. Dabei zeigt sich, dass derzeit auch an anderen Standorten umfangreiche Bemühungen für den Aufbau von Kapazitäten stattfinden, denen es entgegenzutreten gilt. Bezüglich der Nutzungsoption Rückbau / Recycling scheinen die Realisierungszeiträume eher unkritisch, da sich erst deutlich nach 2030 ein umfangreicher Kapazitätsbedarf abzeichnet.

Etwas weniger zeitkritisch stellt sich die Situation im Bereich Wasserstoff dar. Hier liegen in Bremerhaven zwar relativ konkrete Projektanfragen mit Zeithorizont bis 2028 vor, viele davon befinden sich allerdings noch in einer frühen Projektphase, so dass eine spätere Realisierung nicht ausgeschlossen ist. Ungeachtet dessen ist davon auszugehen, dass aufgrund der aktuellen Marktdynamik im Wasserstoffbereich weitere Projektanfragen folgen werden. Mit Blick auf die allgemeine Entwicklung im Wasserstoffbereich ist aus heutiger Sicht noch ungewiss, wann eine nennenswerte Skalierung der H2-Erzeugung tatsächlich erreicht wird und ob ausreichend Schiffsraum bereitsteht. Aus diesem Grund ist mit einem anhaltenden Bedarf für Importkapazitäten über das Jahr 2030 zu rechnen. Die nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick über die zeitliche Entwicklung.

ZUSAMMENFASSUNG

Abbildung: Realisierungsphasen und erwartete Marktbedarfe



ein dunklerer Farbverlauf spiegelt einen erwartet höheren Bedarf wider

ZUSAMMENFASSUNG

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die erwarteten Realisierungszeiträume für den EnergyPort (in allen Szenarien) zu deutlichen Rückwirkungen auf die Nutzungsoptionen führen. Ein kompletter Ausschluss einzelner Nutzungsoptionen wird vor diesem Hintergrund dennoch nicht empfohlen. Allerdings wird deutlich, dass es notwendig ist, möglichst zeitnah entsprechende Signale in den Markt zu senden, dass Bremerhaven in Zukunft eine wichtige Rolle im Energiebereich spielen will.

Von hoher Relevanz im Zuge der Bewertung der Nutzungsoptionen sind auch die Wirkungen/Effekte, die von der jeweiligen Nutzung ausgehen. Dabei wurden im Rahmen der Untersuchung drei Aspekte betrachtet:

- Beitrag der jeweiligen Nutzungsoption zur Energiewende
- Regional- und volkswirtschaftliche Effekte
- Agglomerations- und Clustereffekte

Der Abgleich mit den strategischen Zielen und Maßnahmen der Nationalen Hafenstrategie für die See- und Binnenhäfen verdeutlicht, dass sämtliche Nutzungsoptionen hier Berücksichtigung finden und damit offenkundig einen wichtigen **Beitrag zur Energiewende** leisten. Theoretisch kann zwar hinterfragt werden, ob der Beitrag einzelner Nutzungsoptionen höher ist als bei anderen. Zusammenfassend ist aber festzustellen, dass sich hieraus keine Rückwirkungen im Hinblick auf eine weiterführende Priorisierung der einzelnen Nutzungsoptionen ableiten lassen.

Anders stellt sich die Situation bei den **regional- und volkswirtschaftlich-en Effekten** dar. Hier zeigen sich z. T. signifikante Unterschiede im Hinblick auf die Einkommens- und Beschäftigungseffekte sowie die Wertschöpfung. Die wichtigste Kenngröße sind dabei die direkten Beschäftigungseffekte. Diese bilden den Aufsetzpunkt für eine Reihe weiterführender Berechnun-gen und werden daher als zentrale Bewertungsgröße herangezogen. Die nachfolgende Tabelle zeigt die direkten Beschäftigungseffekte der einzelnen Nutzungsoptionen sowie eine entsprechende Kategorisierung. Analog zur Vorgehensweise in AP1 wurde eine Skala von 0-5 gewählt.

Abbildung: Übersicht Beschäftigungseffekte

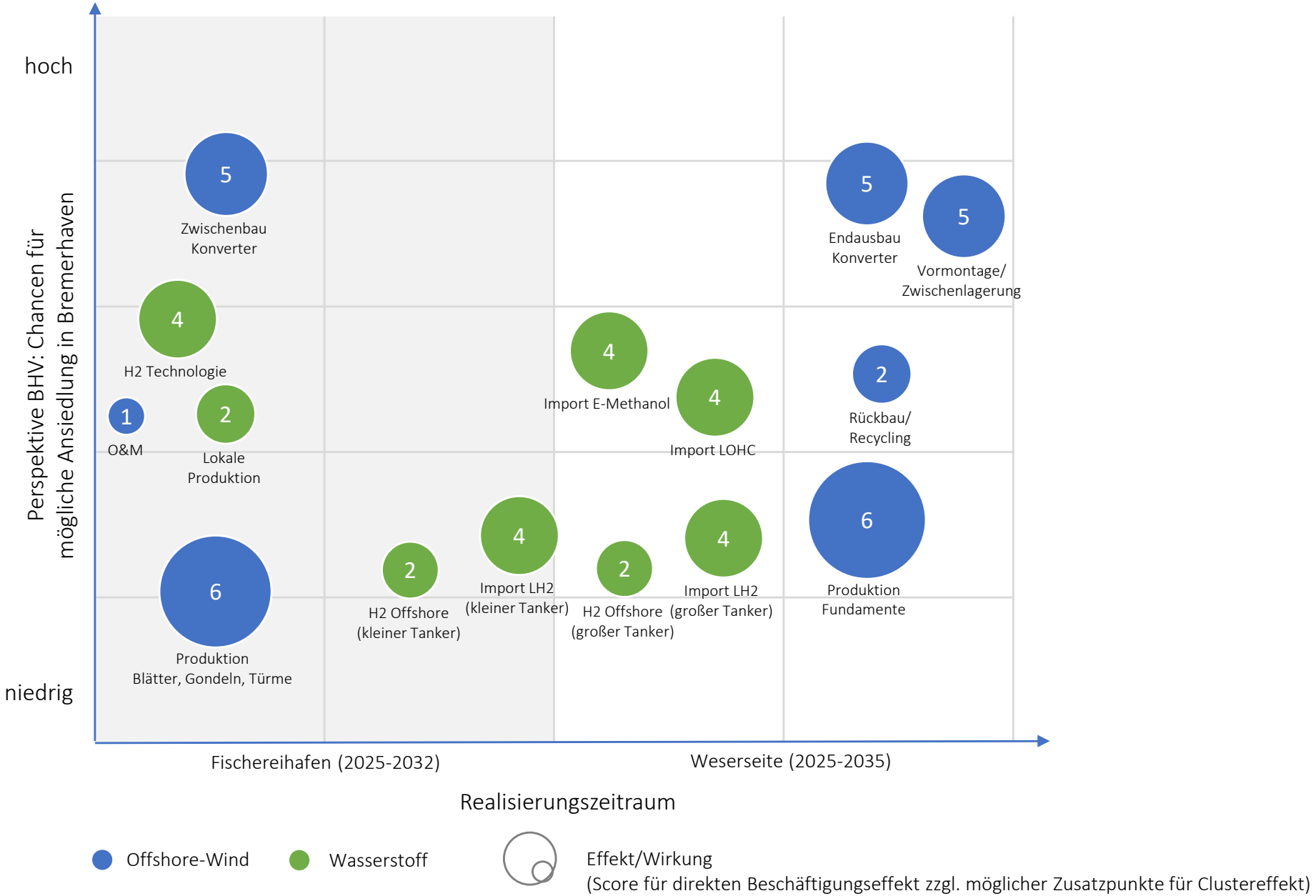
Nutzungsoption	Direkt Beschäftigte		
Produktion Rotorblätter	600	Kategorie 400-999 Beschäftigte -> 4	●●●●○
Produktion Gondeln	800	Kategorie 400-999 Beschäftigte -> 4	●●●●○
Produktion Türme	400	Kategorie 400-999 Beschäftigte -> 4	●●●●○
Produktion Fundamente	400	Kategorie 400-999 Beschäftigte -> 4	●●●●○
Vormontage, Zwischenlager	100	Kategorie 100-399 Beschäftigte -> 3	●●●○○
O&M	4	Kategorie 0-49 Beschäftigte -> 1	●○○○○
Rückbau / Recycling	90	Kategorie 50-99 Beschäftigte -> 2	●●○○○
Konverter	1.000	Kategorie > 1.000 Beschäftigte -> 5	●●●●●
Seekabel	550	Kategorie 400-999 Beschäftigte -> 4	●●●●○
LH2	50	Kategorie 50-99 Beschäftigte -> 2	●●○○○
LOHC	50	Kategorie 50-99 Beschäftigte -> 2	●●○○○
E-Methanol	50	Kategorie 50-99 Beschäftigte -> 2	●●○○○
Offshore H2	40	Kategorie 0-49 Beschäftigte -> 1	●○○○○
H2-Technologie	400	Kategorie 400-999 Beschäftigte -> 4	●●●●○
Lokale Produktion	75	Kategorie 50-99 Beschäftigte -> 2	●●○○○

Darüber hinaus konnte im Zuge der Evaluation der Agglomerations- und Clustereffekte herausgearbeitet werden, dass sowohl durch die Vernetzung innerhalb des Clusters als auch durch die Außenwirkung des Clusters positive Effekte entstehen. Dabei ist davon auszugehen, dass die Nutzungsoptionen Installation (Vormontage, Zwischenlagerung), Produktion und H2-Import aufgrund ihrer Einbindung in regionale und überregionale Supply Chains größere Effekte auslösen, als andere Optionen.

Ausgehend von den vorstehenden Überlegungen erhalten die genannten Nutzungsoptionen mit vsl. höherer Clusterwirkung (fett markiert) jeweils zwei zusätzliche Punkte. Am Ende ergeben sich auf Basis der o. g. Tabelle und der Zuschläge Scores für die einzelnen Nutzungsoptionen, die im Zuge der bekannten Matrixdarstellung als zusätzliche Dimension einfließen können. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Matrix im Überblick.

ZUSAMMENFASSUNG

Abbildung: Bewertung der Nutzungsoptionen im Kontext der Realisierungszeiträume und Effekte



ZUSAMMENFASSUNG

Einen weiteren wichtiger Schritt der Bewertung bildet die Prüfung alternativer Standorte. Dieser Schritt umfasst die Untersuchung, ob bestimmte Nutzungsoptionen an anderer Stelle gleichermaßen realisiert werden könnten. Die eingehende Bewertung zeigt, dass die Nutzungsoption Operations & Maintenance (O&M) an verschiedenen Standorten umgesetzt werden könnte. Dies lässt sich hauptsächlich damit begründen, dass die Flächenanforderungen für O&M vergleichsweise gering sind und die nautische Erreichbarkeit keine wesentliche Herausforderung darstellt. Aus diesem Grund stellt O&M zwar eine interessante ergänzende Nutzung für einen EnergyPort dar, ist jedoch nicht als primärer Treiber der Standortwahl zu betrachten. Auch bei den Nutzungsoptionen Rückbau, Recycling und Produktion gibt es theoretisch mögliche Flächenalternativen. Diese Alternativen erweisen sich jedoch bei genauerer Betrachtung als nur bedingt umsetzbar. Die Ansiedlung eines Recyclingbetriebs in unmittelbarer Umgebung eines Kreuzfahrtterminals erscheint aufgrund der potenziellen Emissionsbelastung weitgehend ausgeschlossen. Ebenso ist die Nutzung der ABC-Halbinsel für die Ansiedlung von Produktions- und/oder Recyclinganlagen aufgrund der bestehenden Nutzungsrechte der US-Army kritisch zu betrachten. Damit bleibt als einzige „echte“ Alternative lediglich der Bereich CT Süd / CT 1 übrig. Eine Umnutzung von einem Containerterminal zu einem Produktionsstandort erscheint aus verschiedenen Gründen kritisch. Aufgrund der fehlenden Expansionsflächen für den Containerverkehr ist zum heutigen Zeitpunkt nicht davon auszugehen, dass eine dauerhafte Umwidmung der Flächen für Offshore-Windenergie erfolgt. Dies würde Nutzungsoptionen mit baulichen Maßnahmen wie zum Beispiel den Aufbau von Produktionshallen ausschließen. Die Lage einer Produktionshalle auf einem Containerterminal würde vsl. mit weiteren Einschränkungen einhergehen. Vor diesem Hintergrund bleibt nur die Vormontage als überbleibende Option übrig. Diese erscheint tatsächlich als valide Option, allerdings hat sich gezeigt, dass Agglomerations- und Clustereffekte bei einer Ansiedlung im EnergyPort deutlich höher ausfallen würden.

Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, den Bereich CT 1 als wichtige Option anzusehen, um das Offshore-Geschäft zu befördern. Sollte sich der Markt wie erwartet entwickeln, ist es wahrscheinlich, dass nach Fertigstellung des EnergyPorts auf der Weserseite beide Flächen dauerhaft genutzt werden. Eine Ansiedlung von Wasserstoffaktivitäten erscheint in diesem Bereich hingegen unrealistisch. Auch die anderen Standortoptionen erscheinen aufgrund der bereits beschriebenen Nutzungseinschränkungen eher ungeeignet. Im Ergebnis zeigt sich, dass lediglich für die Nutzungsoption O&M verschiedene Standortalternativen bestehen.

Abbildung: Bewertung der alternativen Standorte

	CT	ABC	CI	LBD-H
Produktion: Rotorblätter (R)	o	X	X	X
Produktion: Gondeln (G)	o	X	X	X
Produktion: Türme (T)	o	X	X	X
Produktion: Fundamente (F)	X	X	X	X
Vormontage: R, G, T	✓	o	X	X
Vormontage: R, G, T, F	o	o	X	X
O&M	✓	✓	✓	✓
Recycling	o	X	X	X
Konverter	o	X	X	X
Seekabel	o	X	X	X
LH2	o	X	X	X
E-Methanol	o	X	X	X
LOHC	o	X	X	X
H2-Offshore	o	X	X	X
H2-Technologie	o	X	✓	X
Lokale Produktion	o	X	X	X



INHALT

ZUSAMMENFASSUNG

Aggregation und Bewertung der wesentlichen Erkenntnisse S. 193

UMSETZUNG

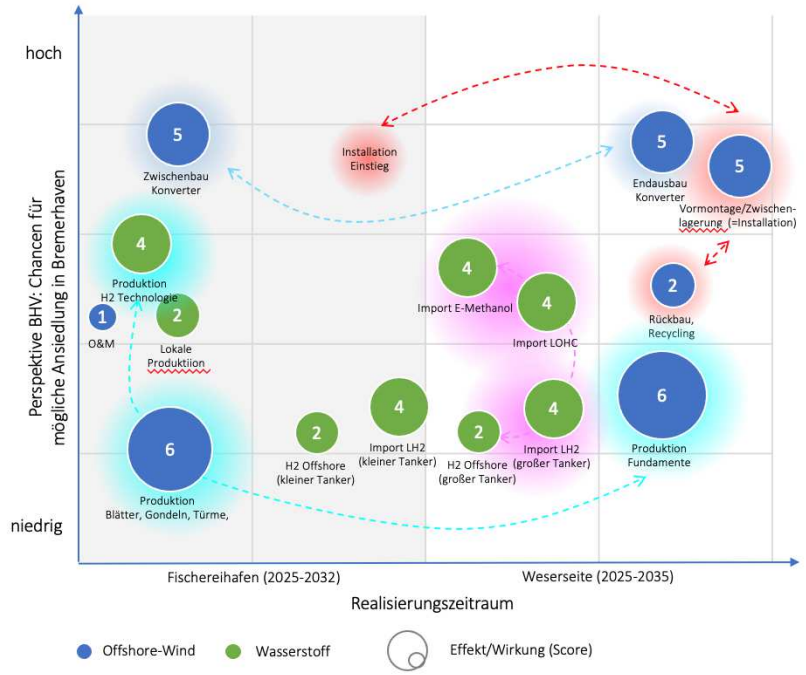
Überführung der Erkenntnisse in konkrete Umsetzungsschritte S. 203

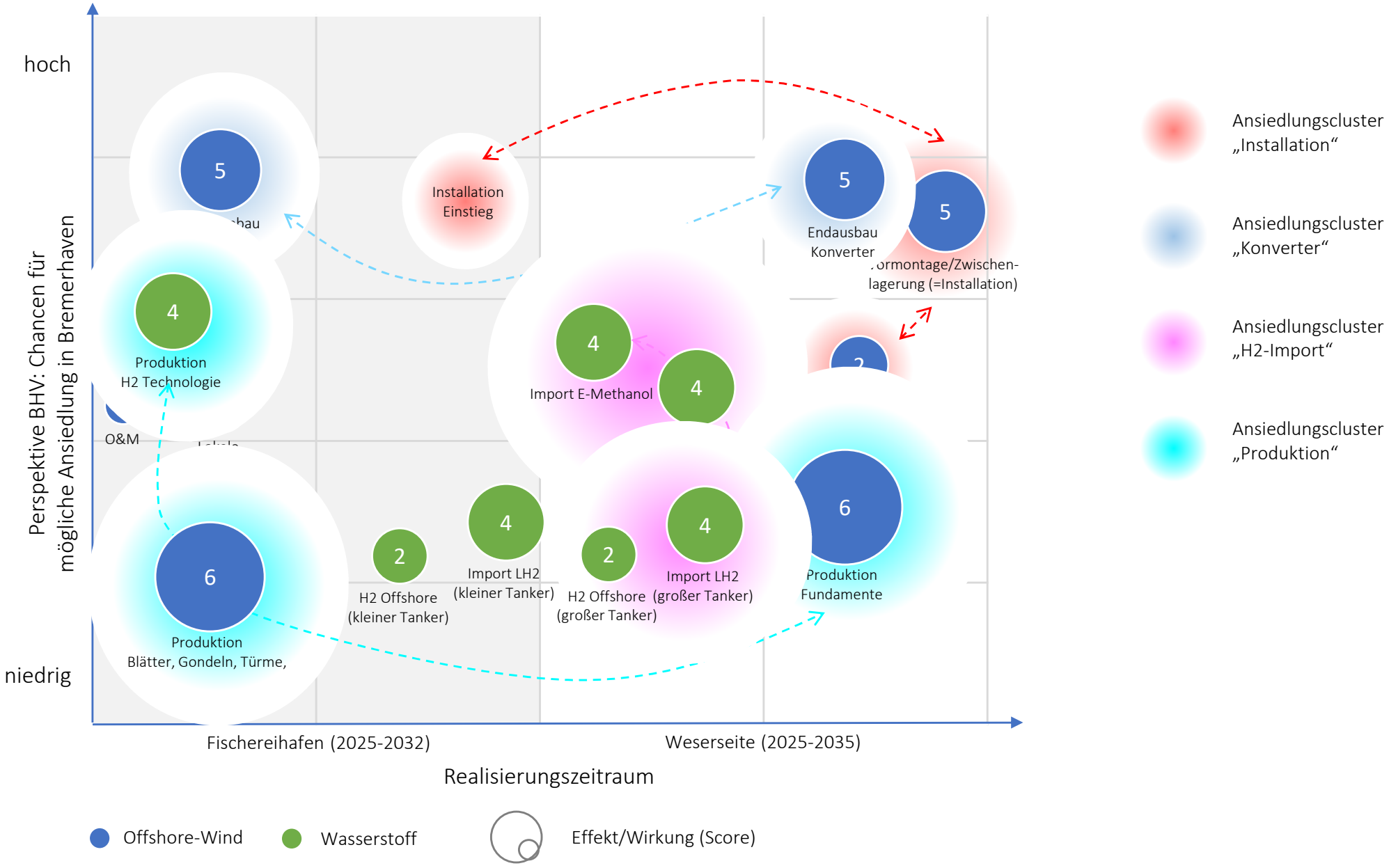
Auf Basis der bisherigen Vorüberlegungen lassen sich konkrete Schwerpunkte für die Entwicklung des EnergyPort ableiten. Diese finden sich in den folgenden Bereichen (nachfolgend Ansiedlungscluster):

- Standort für die **Vormontage und Zwischenlagerung** von Offshore-Wind-Komponenten (= **Installation**): Diese Nutzungsoption verfügt über ein hohes Marktpotenzial, erfordert im Zielzustand allerdings einen weserseitigen Zugang. Aufgrund vergleichbarer infrastruktureller Anforderungen erscheint es zielführend, diese Nutzungsoption mit dem Bereich **Rückbau, Recycling** zu kombinieren, um eine möglichst flexible und langfristige Nutzung sicherzustellen. Beide Nutzungsoptionen entfalten moderate Beschäftigungswirkungen, die Nutzungsoption „Installation“ hat hingegen das Potenzial sich als Nukleus für ein Offshore-Cluster zu entwickeln und weitere Ansiedlungen nach sich zu ziehen. Eine Option „Einstieg“ mit Zugang über die Fischereihafenseite sollte daher zwingend Berücksichtigung finden (-> Inwertsetzung CT 1)
- Standort für den Bau von **Konverterplattformen:** Prinzipiell besteht sowohl Bedarf für einen Zwischenbauplatz (Zugang über die Fischereihafenseite) als auch für einen Platz zum Endausbau (Zugang über die Weserseite notwendig). Der Bau von Konverterplattformen bietet ein hohes Potenzial für Bremerhaven bei zugleich hohen Beschäftigungseffekten. Eine Ansiedlung sollte unabhängig von der genauen Ausgestaltung in jedem Fall angestrebt werden.
- Standort für den Import von **Wasserstoff und Wasserstoffderivaten**: Ein weiteres potenzielles Ansiedlungscluster zeigt sich im Bereich H2-Import. Mit Blick auf die „Sweetspots“ E-Methanol und LOHC und die diesbzgl. erforderlichen Schiffsgrößen wird ein Zugang über die Weserseite empfohlen. Dieser bietet zudem die Flexibilität für die Anlandung weiterer H2-Derivate. Erstgenannte Optionen verfügen über ein vergleichsweise hohes Potenzial (z. B. Bebunkerung von Containerschifffen, Verfügbarkeit grüner Energie für potenzielle neue Ansiedler) trotz moderater Beschäftigungswirkungen über eine hohe Standortrelevanz.
- Standort für die **Produktion** von Offshore-Wind-Komponenten und/oder Komponenten für die Wasserstoffwirtschaft: Ungeachtet der vergleichsweise geringen Potenziale der einzelnen Nutzungsoptionen im Bereich Produktion wird dennoch empfohlen, einzelne Flächen für mögliche Ansiedlungen in diesem Bereich vorzusehen. Dies liegt u. a. in den hohen Beschäftigungswirkungen und Clustereffekten begründet. Dabei ist davon auszugehen, dass im Fall einer erfolgreichen Realisierung der Option „Installation“ weitere Ansiedlungen folgen. Außerdem sind Ansiedlungen aus nachgelagerten Industrien denkbar, die im Zuge dieser Studie nur am Rande betrachtet wurden (z. B. Getriebe, Generatoren).

Die nachfolgende Abbildung zeigt die beschriebenen Ansiedlungscluster in einer gesamthaften Darstellung (siehe auch Folgeseite).

Abbildung: Mögliche Ansiedlungscluster für den EnergyPort




hoch
niedrig
Perspektive BHV: Chancen für mögliche Ansiedlung in Bremerhaven
5
Installation Einstieg
5
Endausbau Konverter
5
ormontage/Zwischen-lagerung (=Installation)
4
Produktion H2 Technologie
O&M
4
Import E-Methanol
4
6
Produktion Blätter, Gondeln, Türme,
2
H2 Offshore (kleiner Tanker)
4
Import LH2 (kleiner Tanker)
2
H2 Offshore (großer Tanker)
4
Import LH2 (großer Tanker)
6
Produktion Fundamente
Fischereihafen (2025-2032)
Weserseite (2025-2035)
Realisierungszeitraum
Offshore-Wind
Wasserstoff
Effekt/Wirkung (Score)
Ansiedlungscluster „Installation“
Ansiedlungscluster „Konverter“
Ansiedlungscluster „H2-Import“
Ansiedlungscluster „Produktion“

UMSETZUNG

Die Matrix auf der vorherigen Seite bildet die Grundlage für die Definition einer Vorzugsvariante für den EnergyPort. Für dessen Ableitung wird ein modularer Ansatz empfohlen, der sowohl die Anforderungen von der Marktseite als auch die jeweiligen Realisierungszeiträume berücksichtigt. Ziel muss es dabei sein, möglichst verschiedene Nutzungsoptionen im Sinne einer Diversifizierung zu kombinieren, ohne hierbei die identifizierten Wirkungen/ Effekte der einzelnen Nutzungsoptionen zu vernachlässigen (Beschäftigung, Wertschöpfung, Clustereffekte).

Ein modulares Vorgehen stellt dabei sicher, dass eine hohe Flexibilität gewahrt bleibt, um auf sich vollziehende Marktveränderungen reagieren zu können. Ungeachtet dessen ist es von hoher Relevanz, die Planungen für die einzelnen Module möglichst gleichförmig voranzutreiben. Wird die Entscheidung für ein Modul erst zu einem späteren Zeitpunkt getroffen, läuft das betreffende Genehmigungsverfahren auch dann erst an. Eine mögliche bauliche Realisierung verschiebt sich entsprechend nach hinten.

Ansiedlungscluster



Ansiedlungscluster „Installation“



Ansiedlungscluster „Konverter“



Ansiedlungscluster „H2-Import“



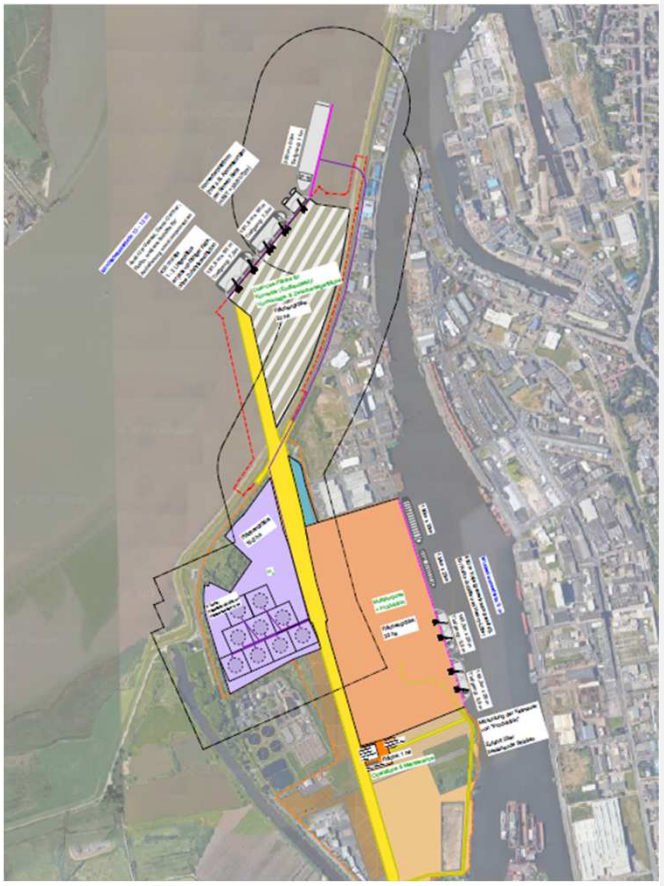
Ansiedlungscluster „Produktion“

Module

- Ausbau / Ertüchtigung CT1
- Vorbereitung Gewerbeflächen im westlichen Fischereihafen (Aufsandung)
- Entwicklung westlicher Fischereihafen (innerhalb des B-Plans)
- Weserseitiger Zugang
- Jetty Weserseite
- Entwicklung Kaje Fischereihafen

Details zu den einzelnen Modulen auf den Folgeseiten

Vorzugsvariante



Ausbau/Ertüchtigung CT 1

Dieser Schritt betrifft nur indirekt den Fischereihafen. Mit Blick auf die Marktanforderungen und Zeitachse für die Realisierung im Bereich des Fischereihafens, ist es erforderlich, möglichst zeitnah entsprechende Kapazitäten für die Offshore-Windindustrie bereit zu stellen und Bremerhaven als attraktiven Standort zu positionieren. Das CT 1 kann aufgrund der verfügbaren Kajen und Flächen eine Schlüsselrolle übernehmen.

✓ Installation Einstieg



UMSETZUNG

Entwicklung Fischereihafen: Gewerbeflächen (A) + 450 m Kaje

Dieser Schritt bildet den Einstieg in die Entwicklung des EnergyPort. Ziel ist es, auf zunächst 20 ha eine Art Nukleus für den neuen Energiehafen zu entwickeln, der Bremerhaven als attraktiven Standort für Projektentwickler im Bereich (Offshore)Windindustrie positioniert und Bremerhaven als Standort für den Bau von Konverter-Plattformen stärkt.
Entwicklung einer max. 450 m langen, schwerlastfähigen Kaje im Fischereihafen mit einer Solltiefe von max. 7,3 m.

- Erschließung einer bis zu 20 ha großen Fläche u. a. durch Aufschüttung/ Verfüllung bis zur neuen Kaje
- Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße

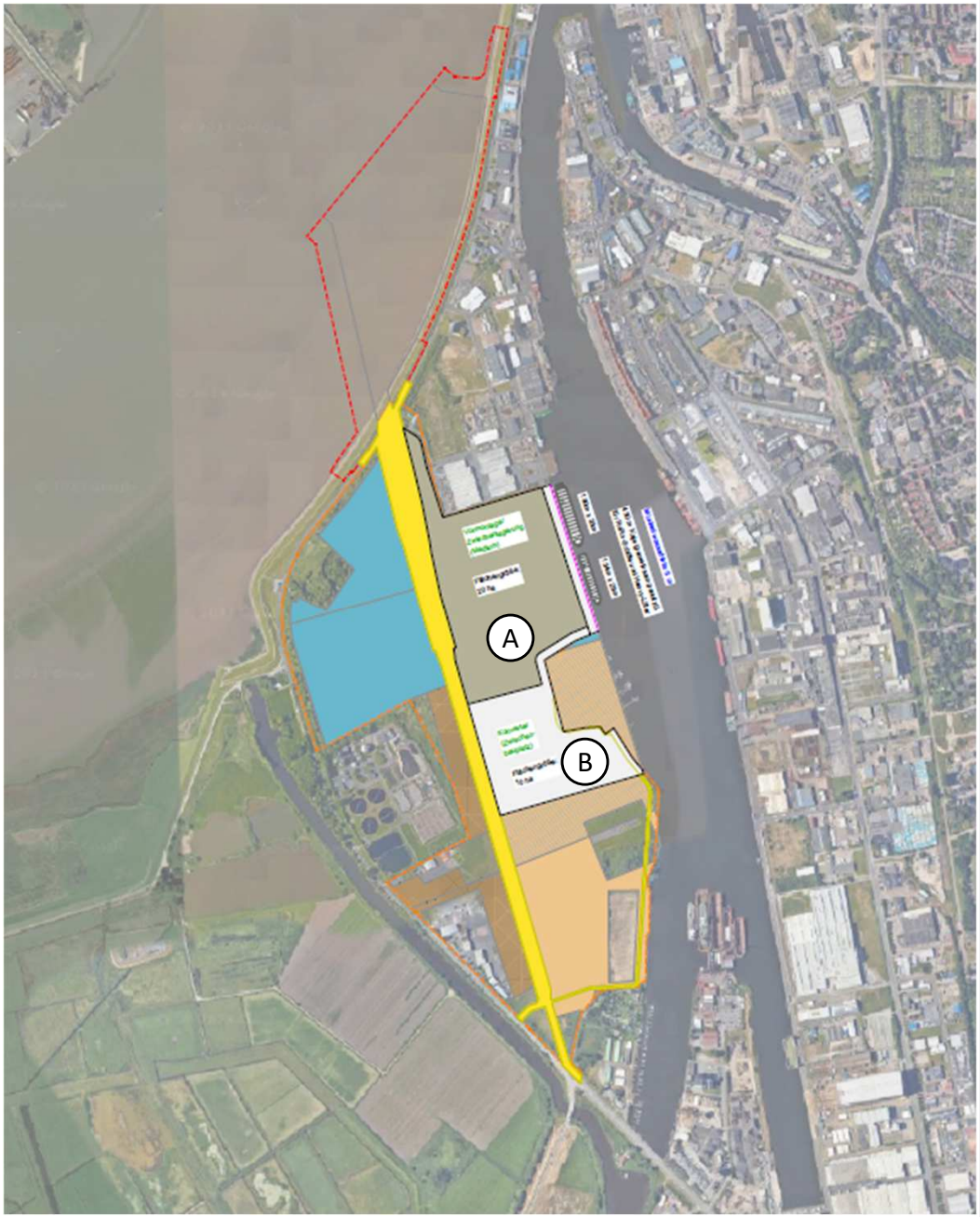
✓ Installation Einstieg

✓ Konverter Zwischenbauplatz

Entwicklung Gewerbeflächen (Aufsandung) (B)

- Erschließung/Bereitstellung weiterer 10 ha Fläche (zunächst ohne Kaje) z. B. für die Erweiterung der Lager- und Aufstellflächen
- Flächenlasten und Verkehrsflächen sollten so dimensioniert ein, dass eine Mitnutzung der bestehenden Kaje möglich ist
- Vorbelastung weiterer benachbarter Flächen, um diese kurzfristig entwickeln zu können

✓ Produktion (S)



Weserseitiger Zugang

Teil der Entwicklung auf der Weserseite bildet die Erschließung von Flächen und der Bau einer Kaje für den Bereich Offshore-Windenergie. Ziel sollte es dabei sein, die Kaje so zu entwickeln, dass unterschiedliche Nutzungsoptionen hierüber abgewickelt werden können.

- Entwicklung einer 500 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje in der Weser. Der Liegebereich vor dem weserseitigen Umschlagbereich liegt im Mittel bei ca. -12 m NHN. Bei einem Ausbau auf eine Gewässersohlhöhe von -14,1 m NHN wären Baggerarbeiten (inkl. Sohlertüchtigung) in diesem Bereich notwendig.
- Mögliche Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/Kompensationsplanung. Bau der weserseitigen Erschließung im FFH und Natura 2000-Gebiet.

✓ Vormontage, Zwischenlagerung, (Rückbau, Recycling)

✓ Konverter (Endausbau)



UMSETZUNG

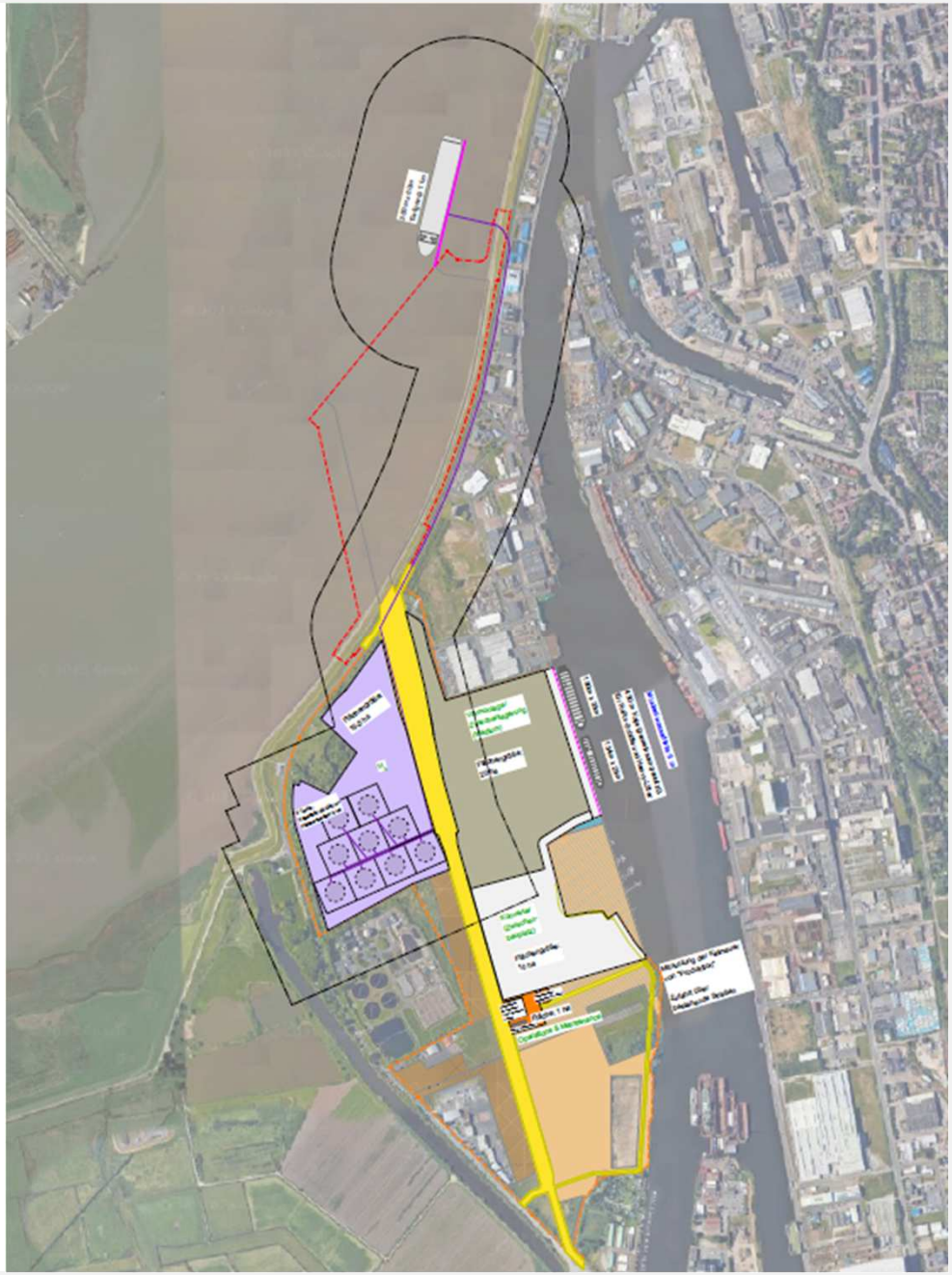
Jetty Weserseite

Teil der weserseitigen Erschließung bildet weiterhin die Errichtung eines Anlegers für den Umschlag von H2/H2-Derivaten. Diese erfolgt im nördlichen Bereich, um mögliche Wechselwirkungen mit den Offshore-Aktivitäten zu vermeiden.

Bau eines weserseitigen Anlegers von 350 m Länge. Der Liegebereich vor der Jetty liegt im Mittel bei ca. -9,5 m NHN. Hierfür sind vsl. weiterführende Baggerarbeiten notwendig.

- Flächenentwicklung und Bau eines Tanklagers für die Wasserstoff-Lagerung und Bau einer Pipelineverbindung zwischen Jetty und Tanklager.
- Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße. Überprüfung der Möglichkeiten einer schienenseitigen Anbindung. Perspektivisch: Anschluss an das im Aufbau befindliche nationale Pipelinenetz.
- Genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen eines Standortes für den Umschlag und die Lagerung von H2/H2-Derivaten sind abhängig von der Größe der Anlage und der Stoffspezifika zu prüfen. Bau des weserseitigen Jettys im FFH und Natura 2000-Gebiet. Potenzielle Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/ Kompensationsplanung.

✓ Import von H2/H2-Derivaten



UMSETZUNG

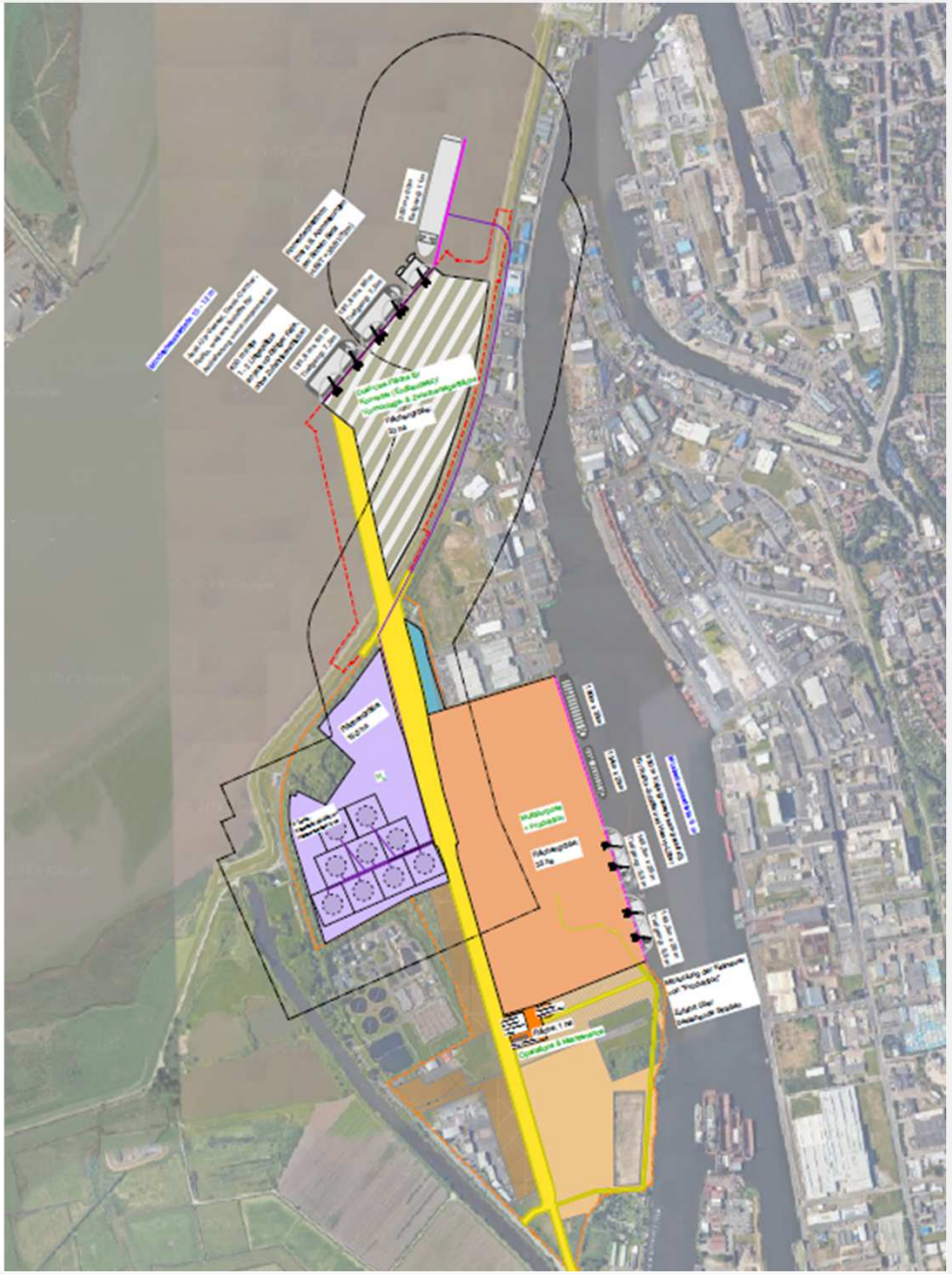
Entwicklung Kaje Fischereihafen: 850 m

Dieser Schritt beinhaltet die weitere Entwicklung im Fischereihafen. Abhängig vom Ansiedlungserfolg und den spezifischen Anforderungen der potenziellen Ansiedler bietet der weitere Ausbau die Möglichkeit, zusätzliche Kajen für den Umschlag von Offshore-Komponenten zu schaffen.

- Entwicklung einer bis zu 850 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje im Fischereihafen
- Die Solltiefe für die erwarteten, anlegenden Schiffe im Fischereihafen beträgt laut Voruntersuchung ca. 7,3 m (zzgl. untergrundabhängiger Faktoren) und liegt damit unter der Wassertiefe im Hafen von 7,6 m
- Aufschüttung/Verfüllung bis zur neuen Kaje, Vorbelastung der Gewerbeflächen zur Erreichung der erforderlichen Konsolidierungsstufen.
- Bau von Produktionshallen sofern notwendig. Schaffung weiterer Abstell-/Lagerflächen.

✓ Produktion (M, L)

weitere, komplementäre Nutzungen wie O&M



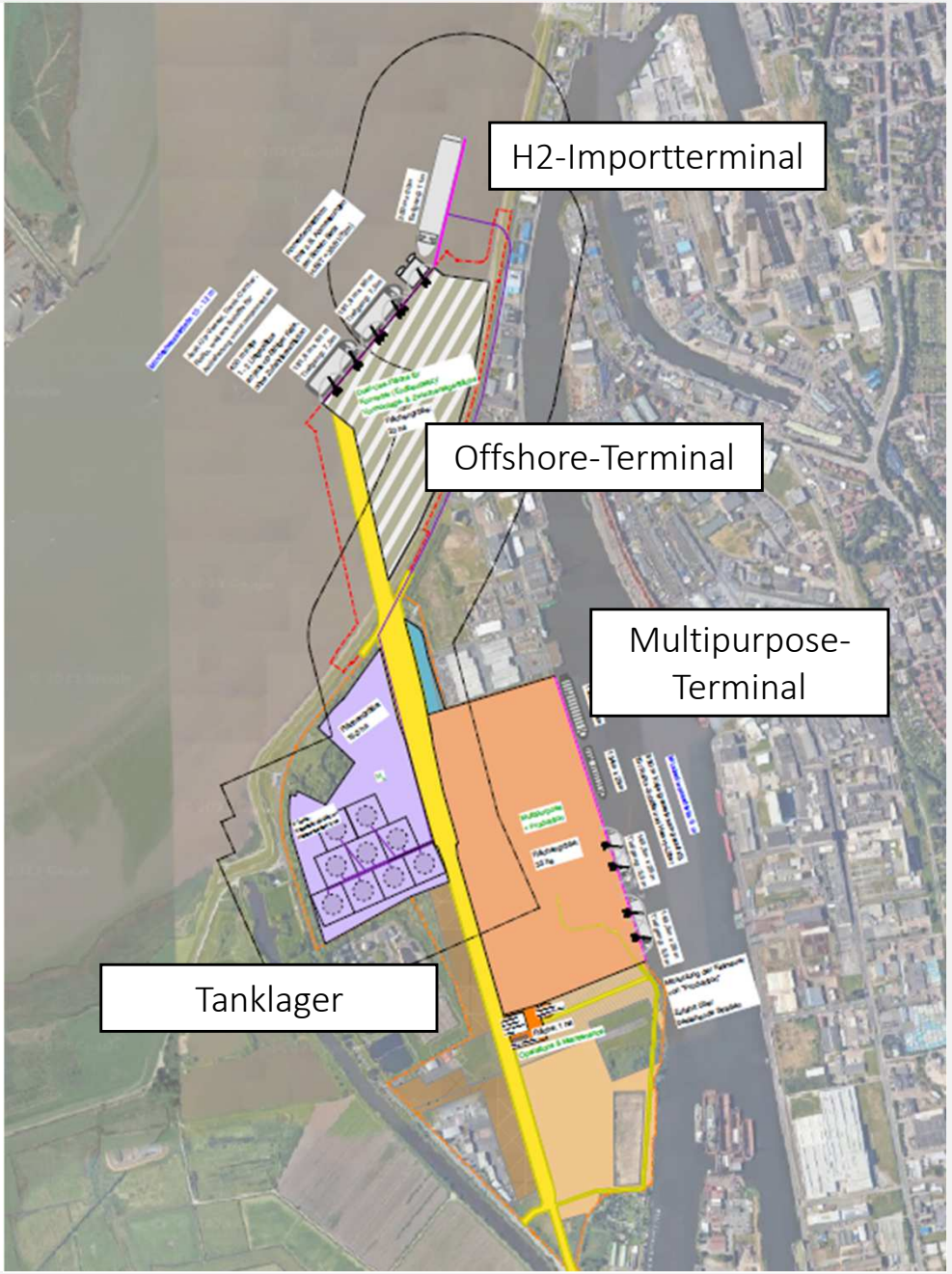
UMSETZUNG

Mögliches Zielszenario

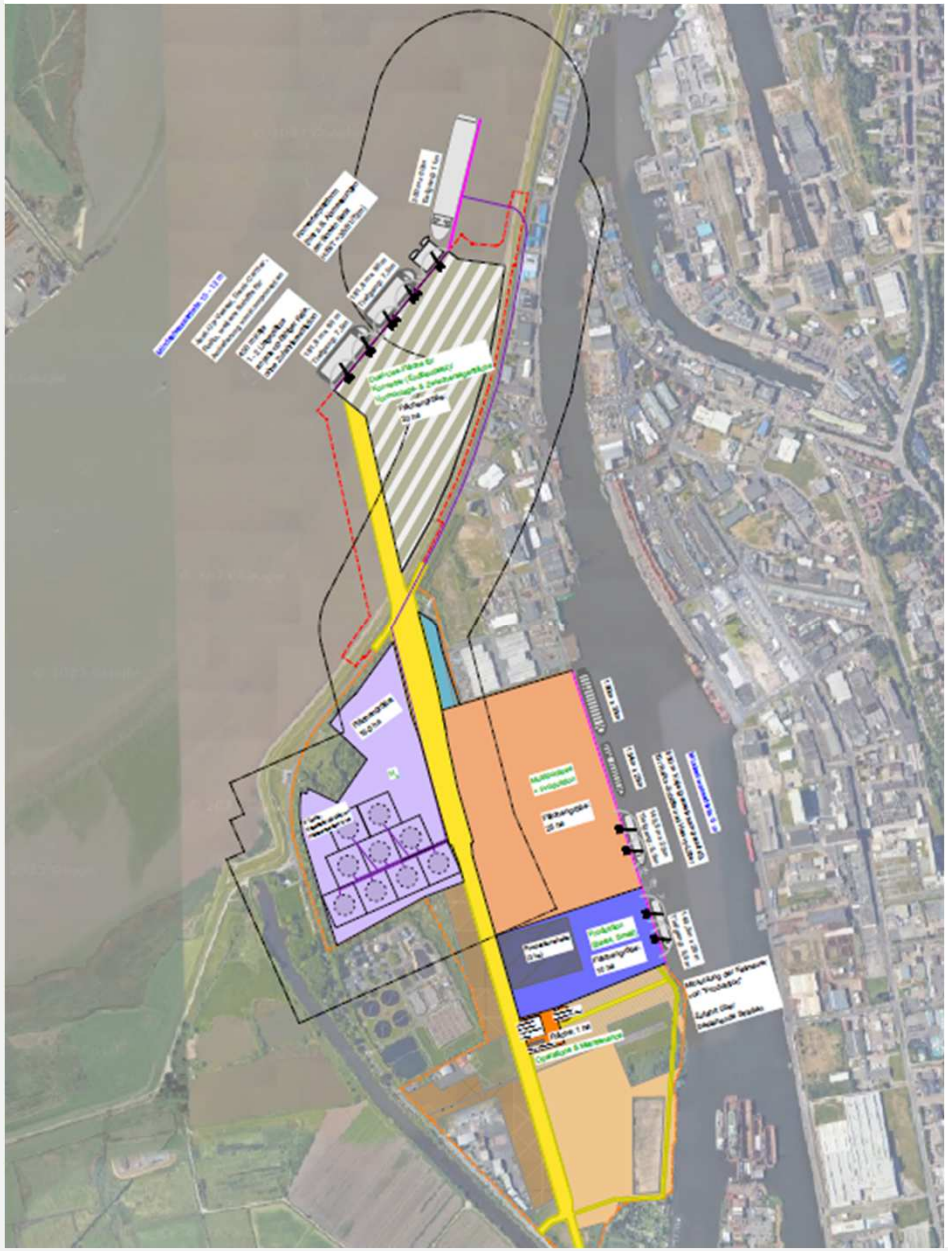
Bausteine (Reihenfolge von Nord nach Süd ohne Priorisierung)

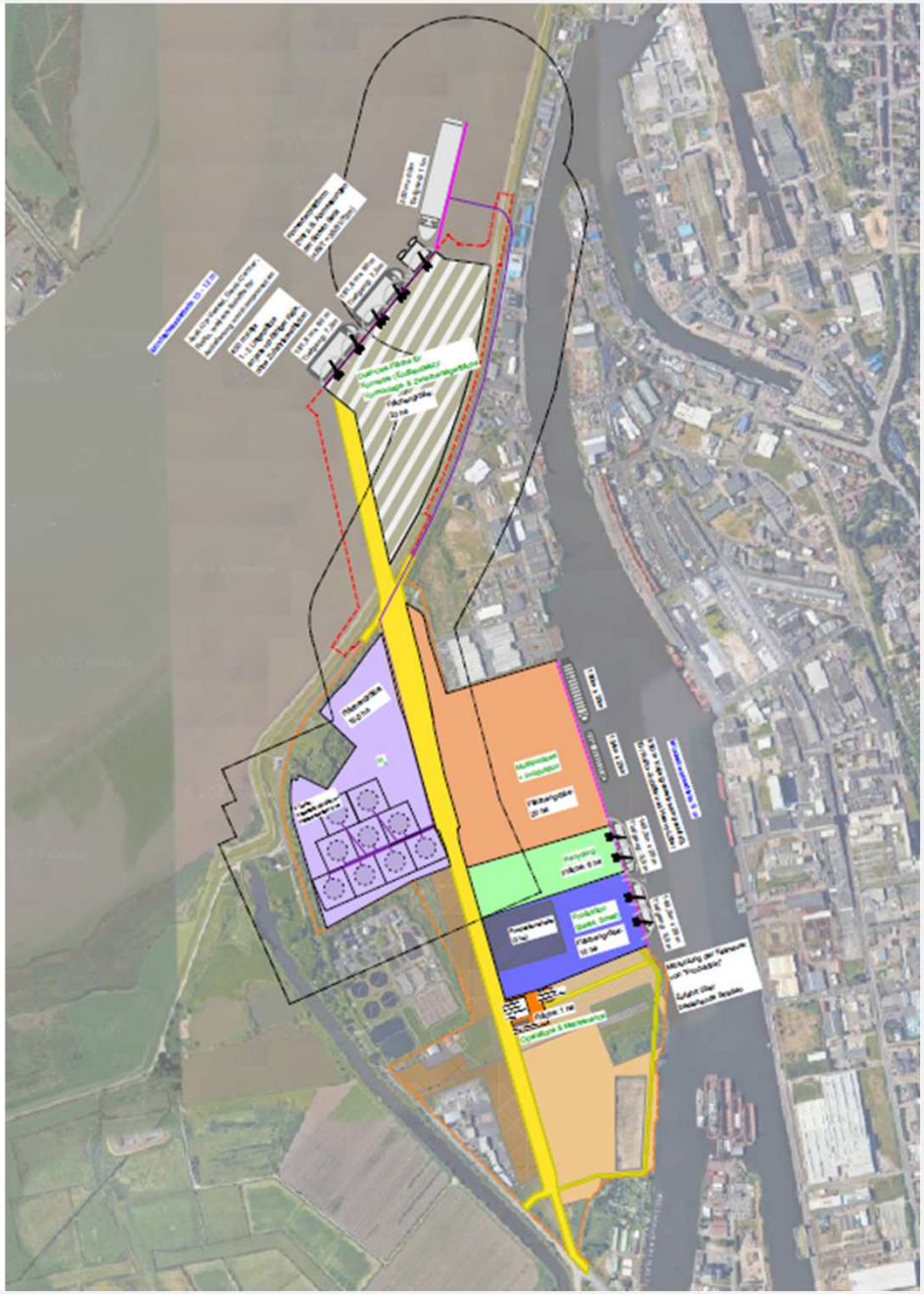
- Multipurpose-Terminal (Fischereihafen bis zu 35 ha)
  - Multi-User Kaje (schwerlastfähig)
  - Fläche für die Zwischenlagerung eingehender Komponenten für die Offshore-Windindustrie
  - Fläche für die flexible Ansiedlung von Produktionsbetrieben und Servicebetrieben für die Offshore-Windindustrie (z. B. Produktion von Rotorblättern, Gondeln, Türmen etc., H2-Technologie, Wartung/Reparatur großer Offshore-Komponenten) ggf. mit dediziertem Zugang zur Kaje
  - Optional: Fläche für das Recycling von Windenergieanlagen
  - Optional: Fläche für die Ansiedlung von O&M-Aktivitäten
- Offshore-Terminal (Weserseite, ca. 20 ha)
  - Multi-User Kaje (jack-up- und schwerlastfähig)
  - Fläche für die Zwischenlagerung und Vormontage von Komponenten für die Offshore-Windindustrie
  - Optional: Zwischenlagerung und den Rückbau von Anlagenteilen
  - Optional: Endausbau von Konverterplattformen
- Importterminal für H2/H2-Derivate (Weserseite, ca. 20 ha)
  - Jetty
  - Tanklager (z. B. für die Lagerung von E-Methanol, LOHC oder LH2)
  - Freiflächen für die Umwandlung/Produktion (Cracker, Elektrolyseur)

Wie beschrieben bietet das modulare Vorgehen im Rahmen der EnergyPort-Entwicklung den Vorteil, flexibel auf Marktveränderungen reagieren zu können. Die nachfolgende Darstellung (Folgeseite) zeigt mögliche Varianten des Zielszenarios.



Mögliches Zielszenario (Alternativen)





Minimierungsmöglichkeiten

Die nachhaltige Entwicklung des EnergyPort stellt eine Herausforderung dar, insbesondere wenn es um die Minimierung der Umweltauswirkungen und die effiziente Nutzung von Ressourcen geht. Dies erfordert eine effiziente Planung und Gestaltung, um die Flächennutzung zu minimieren und so Eingriffe in die Umwelt bestmöglich zu reduzieren. In diesem Zusammenhang lassen sich verschiedene Maßnahmen identifizieren, die im Zuge der Entwicklung der Vorzugsvariante soweit möglich Berücksichtigung gefunden haben. Eine weiterführende Spezifizierung und Ausgestaltung der Minimierungsmöglichkeiten bedarf hingegen einer vertieften Planung.

Minimierung der Flächennutzung durch kompaktes Layout: Ein kompaktes Layout des EnergyPort kann wesentlich dazu beitragen, den Flächenverbrauch zu reduzieren. Dies konnte erreicht werden, indem Anordnung und Umfang der Flächen für die einzelnen Nutzungsoptionen optimiert wurden. Zudem können durch den Einsatz moderner Technologien interne Wege verkürzt und somit die Flächennutzung weiter minimiert werden.

Nutzung der Kajen und sonstiger Infrastrukturen durch mehrere Anlieger: Die gemeinschaftliche Nutzung von Infrastrukturen ist ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Minimierung der Umweltauswirkungen. Ein Multi-User Ansatz trägt hier dazu bei, den Bedarf an Kajenmetern soweit möglich zu reduzieren. Dies führt nicht nur zu einer Verringerung der Flächeninanspruchnahme, sondern auch zu einer Senkung der Investitions- und Unterhaltskosten, was die Wirtschaftlichkeit des Hafens steigert.

Ferner wurden im Kontext der Layoutplanung Aspekte der Zuwegung und der sich daraus ergebenden Minimierungsmöglichkeiten untersucht. Aufgrund der Abmessungen einzelner Offshore-Komponenten ergeben sich komplexe Transportanforderungen, die sich in Art und Umfang der Schleppkurven widerspiegeln (siehe Abbildung). Hieraus wird ersichtlich, dass eine Verlegung der Zufahrt und/oder die Minimierung von Flächen im Bereich der Zufahrt nicht möglich ist, ohne die Betriebsabläufe auf einem zukünftigen Terminal einzuschränken.

Abbildung: Flächenbedarf, Zufahrt und Schleppkurve



UMSETZUNG

Fazit

- Entwicklung des EnergyPort wirkt als Treiber für eine nachhaltige und zukunftsgerichtete Entwicklung des Hafen- und Gewerbestandorts Bremerhaven
- Schaffung anforderungsgerechter Importstrukturen für alternative Energieträger ist von hoher Relevanz für die Energiesicherheit Deutschlands
- Bereitstellung von - vor dem Hintergrund der ambitionierten Ausbauziele - dringend benötigten Installationskapazitäten für den Ausbau der Offshore-Windenergie leistet einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele
- Realisierung des EnergyPort schafft Anreize für die Ansiedlung bzw. Stärkung energieintensiver Branchen bzw. Unternehmen in der Region
- Realisierung des EnergyPort leistet einen wichtigen Beitrag zur Stärkung der Rolle der Bremischen Häfen als Universalhäfen (Diversifizierung)
- Ansiedlung von produzierenden Unternehmen und Dienstleistern im EnergyPort schafft Wertschöpfung und Beschäftigung in der Region (knapp 10.000 Beschäftigte, davon 2.000-2.5000 direkt, Wertschöpfung > 200 Mio. Euro p. a.)
- Entwicklung des EnergyPort stärkt die Position des Standorts Bremerhaven als Cluster für die Offshore-Windenergie
- Modulare Entwicklung des EnergyPort und flexible Nutzung einzelner Flächen und Kajen erlaubt es, bestmöglich auf sich vollziehende Marktveränderungen zu reagieren
- Infrastruktur hat grdsl. eine lange Lebensdauer; ggf. ist zu einem späteren zukünftigen Zeitpunkt eine Nutzung möglich, die heute noch gar nicht absehbar ist

Beispiele



Installation: Positionierung als Installationshafen für die Offshore-Windindustrie als Enabler langfristig an der Entwicklung im Offshore-Segment zu partizipieren und von neuen Trends und Entwicklungen zu profitieren



Konverter: Ausweisung von Flächen für den Bau von Konverterplattformen als Schlüssel, um Bremerhaven als Zentrum für den Bau von Konverterplattformen zu etablieren



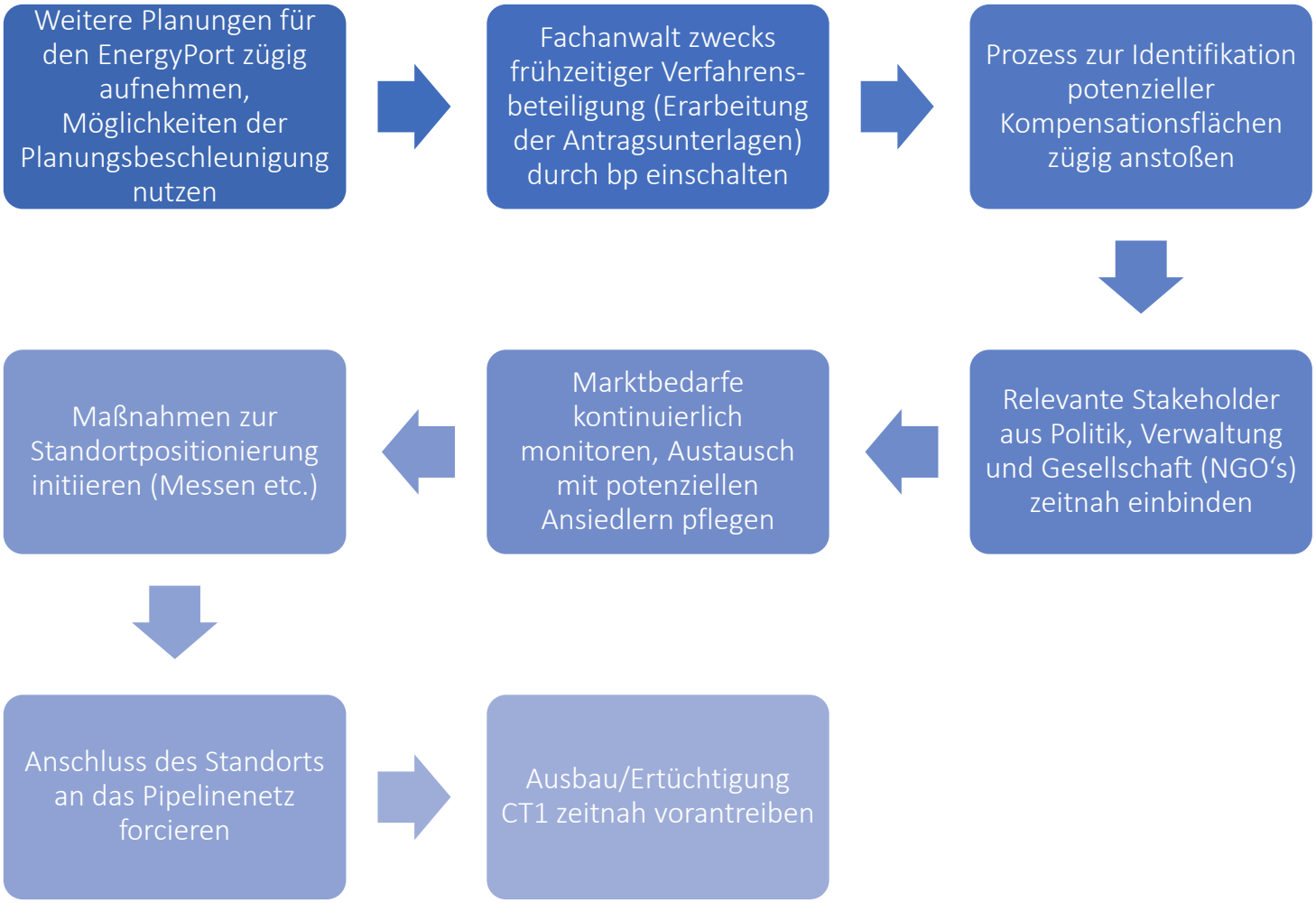
E-Methanol: Schaffung von Bunkermöglichkeiten für alternative Treibstoffe mit Beitrag zur Stärkung der Rolle Bremerhavens als Hafen- und Schifffahrtsstandort



Rückbau: Vorhaltung von Infrastrukturen für den Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen als Chance für Bremerhaven, sich als First Mover in diesem Bereich zu positionieren

UMSETZUNG

Ausgehend von der Ableitung der Vorzugsvariante ergeben sich nachfolgende, übergeordnete Handlungsempfehlungen:



AUTOREN



PROF. DR. JAN NINNEMANN
Geschäftsführer I HTC

+49 (0)40 - 1817 5408
ninnemann@htc-consultancy.de



NORBERT PEETZ
Geschäftsführer | Sellhorn

+49 (0)40 - 3612 0129
norbert.peetz@sellhorn-hamburg.de



TORSTEN TESCH, MBA
Senior Consultant I HTC

+49 (0)40 - 1817 5407
tesch@htc-consultancy.de



DR. JOACHIM SOERGEL
External Specialist I HTC

+49 (0)173- 5229114
info@htc-consultancy.de



DENISE JANSSEN
External Specialist I HTC



SEBASTIAN KARBAN
External Specialist I HTC



VANESSA SOHRT
Projektingenieurin I Sellhorn



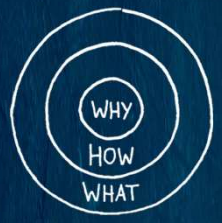
CARSTEN FRITSCHE
External Specialist I HTC

HANSEATIC TRANSPORT CONSULTANCY

Management- und Strategieberatung für Corporates und Start-Ups - Fachberatung für öffentliche Hand, Politik und Verbände

IHR PARTNER

FÜR LOGISTIK, MOBILITÄT UND INFRASTRUKTUR



Digitale Transformation und Dekarbonisierung verändern unser Transportsystem radikal. Logistik, Mobilität und Infrastruktur werden zunehmend vernetzt - neue, autonome und multimodale Systeme entstehen.

Wir lieben es, diesen Prozess aktiv mitzugestalten und gemeinsam mit unseren Kunden und Partnern innovative Lösungen zu entwickeln, um die Bewegung von Gütern und Personen intelligent zu organisieren, Ressourcen effizient zu nutzen und die Lebensqualität zu erhöhen.



Das Leistungsspektrum von HTC reicht von der (strategischen) Analyse und Konzeption bis hin zur Implementierung. Die Kombination aus Unabhängigkeit, Qualität und Flexibilität, wissenschaftlicher Methodenkompetenz und profundem Verständnis des Verkehrs- und Logistiksektors machen uns zu einem starken Partner für nationale und internationale Kunden.

Der Mix aus bewährten Methoden und kreativen Tools wie Design Thinking und Co-Creation hilft uns dabei, auch komplexe Problemstellungen innerhalb kurzer Zeit zu lösen und in innovative Konzepte zu überführen.

Was können wir für Sie tun?

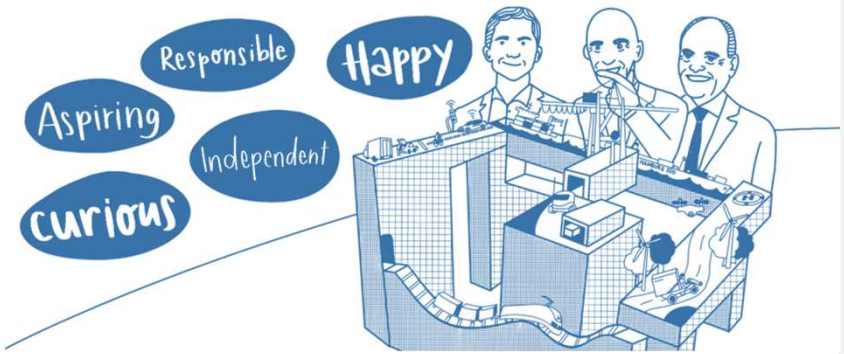
HTC

#WeQ-LAB

IN NETZWERKEN DENKEN, AGIL ARBEITEN

In Netzwerken zu denken bildet seit über 10 Jahren einen zentralen Bestandteil der DNA von HTC. Die Digitalisierung und der damit einhergehende Wandel in unseren Beratungsthemen haben uns 2018 inspiriert, Netzwerkdenken noch einmal neu zu definieren.

Mit dem Umbau unserer Büroräume zum neuen WeQ-Lab sind agiles Arbeiten, vernetztes Denken und die co-kreative Entwicklung innovativer Lösungen nicht nur wichtige Elemente unseres Beratungsansatzes, sondern gelebter Bestandteil unserer täglichen Arbeit. Offenheit für Neuerungen, Kooperation, Agilität und das Aufbrechen von Silostrukturen bilden dabei Schlüsselelemente in unserer Denkweise.



SELLHORN INGENIEURGESELLSCHAFT

Von Hafen- bis Hochbau, von Flächenplanung bis Verkehrsbauwerke: Wir planen die Zukunft.



ERFOLGREICH SEIT 1962

1962 fing mit der Leitungsübernahme eines Ingenieurbüros durch Bodo Sellhorn die Geschichte unseres Unternehmens an. Seit über fünf Jahrzehnten und nunmehr in zweiter Generation werden durch die Sellhorn Ingenieurgesellschaft anspruchsvolle Projekte geplant und verwirklicht. Mit unseren Ingenieuren, Architekten und technischen Mitarbeitern verfügen wir über umfassendes Knowhow und Potenzial, um alle Aufgaben der klassischen Architektur- und Ingenieurdisziplinen, des Projektmanagements und des schlüsselfertigen Bauens erfolgreich lösen zu können.

UNSERE KOMPETENZ

Die angebotene Beratungs- und Planungsleistungen decken das gesamte Leistungsprofil des Beratenden Ingenieurs ab. Dazu gehören sämtliche ingenieurtechnischen Leistungen, insbesondere im Bereich der Hafenplanung und Entwicklung von Industrieflächen, von der Grundlagenermittlung über alle Planungsstufen bis hin zur örtlichen Bauüberwachung und Projektmanagement. Nach Erfordernis werden Gutachten, Vorinvestitions- und Machbarkeitsstudien sowie Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen erstellt.

LEISTUNGSSPREKTRUM

- Vorinvestitions- und Machbarkeitsstudien, Prozessen
- Konzeptplanung, Vorplanung, Entwurf bis Ausführungsplanung
- Vorbereitung und Beantragung von Genehmigungsverfahren
- Vorbereitung von Ausschreibungsunterlagen
- Ausschreibungsprozesse und Auswertung
- Vertragsmanagement, Nachtragungsmanagement und Bauleitung
- Projektmanagement, Projektsteuerung und Qualitätssicherung

Sellhorn
INGENIEURGESELLSCHAFT



IMPRESSUM

UNTERNEHMEN

HTC Hanseatic Transport Consultancy
Dr. Ninnemann & Dr. Rössler GBR
Schopenstehl 15 (Miramar-Haus)
20095 Hamburg

Tel +49 (0)40 18175408
Web www.htc-consultancy.de

Alle Rechte vorbehalten.
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung von HTC.

GESCHÄFTSFÜHRUNG

Prof. Dr. Jan Ninnemann, Dr. Thomas Rössler

Registriert beim Finanzamt Hamburg-Mitte
Ust-Id-Nr. DE261423842

Bei allen Projekten gilt es die unterschiedlichen Sichtweisen und Lebenssituationen aller Geschlechter zu berücksichtigen. In der Wortwahl des Angebotes wurden deshalb geschlechtsneutrale Formulierungen bevorzugt oder alle Geschlechter gleichberechtigt erwähnt. Wo dies aus Gründen der Lesbarkeit unterbleibt, sind ausdrücklich stets alle Geschlechter angesprochen.

Dokument / Referenz: DOC-BrePo-EPB-Report-final-REV05-20241230

Dokument / Titel:

Bericht

Potenziale, Anforderungen und Layout für die Installation von Offshore-Windkraftanlagen

EnergyPort Bremerhaven

Dieses Dokument enthält streng vertrauliche Informationen und ist ausschließlich für den vorgesehenen Empfänger bestimmt. Wenn Sie nicht der richtige Empfänger sind oder dieses Dokument irrtümlich erhalten haben, vernichten Sie bitte sofort dieses Dokument. Das unerlaubte Kopieren sowie die unbefugte Weitergabe dieses Dokumentes oder darin enthaltener Information ist nicht gestattet.

Dokument im Auftrag von bremenports

Revision	Datum	Begründung	Erstellt	Geprüft	Freigegeben
01	22.10.2024	Entwurf	DMA	JMA	
02	28.10.2024	Kommentierung des Kunden	DMA	JMA	
03	06.11.2024	Finaler Bericht zur Kommentierung	DMA	JMA	CBO
04	22.11.2024	Finaler Bericht	DMA	JMA	CBO
05	30.12.2024	Finaler Bericht 2	DMA	JMA	CBO

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 4
1.1 Abkürzungsverzeichnis 5
1.2 Referenzen 6
1.3 Verteiler 6
1.4 Verwendete Software 6

2 Grundlagen 7
2.1 Leistungsbeschreibung 7
2.2 Methodenbeschreibung 9
2.3 WKA-Komponenten 10
2.4 Layout Varianten 14
2.5 Verwendete Schiffe 19
2.6 Verwendete Krane 21
2.7 Transportequipment – SPMTs 23

3 Flächen-Layout 3D-Modell 24
3.1 Basisdaten 24
3.2 3D-Modell 26

4 Berechnungen & geometrische Ermittlungen 29
4.1 Ermittlung der Kielfreiheit – Keel Clearance 29
4.2 Flächenermittlung 29
4.3 Wegstrecken und Transportzeiten 32
4.4 Kurven- und Wegbreiten 34
4.5 Krankapazitäten 35
4.6 SPMT Kapazitäten 39
4.7 Erforderliche Flächenkapazitäten 41
4.8 Nettolagerflächenbedarf der WKA-Komponenten 51

5 Logistikprozesse Installationshafen – Lageplan Variante 2 53
5.1 Anlieferung – Entladung – Einlagerung 53
5.2 Layout-Beispiel: Lagerung Komponenten für 20 WKAs 79
5.3 Vorstau – Verladung zur Installation 81
5.4 Parallel-Operationen 93

DOC in Auftrag von bremenports

5.5 Logistikprozesse Produktionshafen - Lageplan Variante 2 95

6 Bewertung der Lageplan Varianten 1c / 3.1 / 3.2 97

7 Resümee 102

8 Anhänge 106

8.1 Anhang A – Komponenten Gewichte und Dimensionen 106

8.2 Anhang B – Nomenklatur 108

8.3 Anhang C – Spezifikationen verwendeter Schiffe 117

8.4 Anhang D – Spezifikationen verwendeter Kräne 121

8.5 Anhang E – Spezifikationen von verwendetem Equipment 130

8.6 Anhang F – Übersicht Hafen Lageplan Varianten 131

DOC im Auftrag von bremenports

1 Einleitung

bremenports GmbH & Co. KG (BrePo) ist die Hafenmanagementgesellschaft für die bremischen Häfen mit u.a. Sitz in Bremerhaven und zuständig für die Entwicklung, den Ausbau und die Instandhaltung der Bremischen Häfen.

Das Projekt EPB (Energy Port Bremerhaven) ist ein Hafenentwicklungsprojekt, welches aufgrund der aktualisierten Ausbauziele für Offshore Windenergie in der Nordsee neu bewertet wird. Hierzu hat BrePo die Firma Hanseatic Transport Consultancy (HTC) beauftragt eine Studie zu erstellen (Ref. /9/), welche die Markpotentiale und Anforderungen an ein zukünftiges Terminal beschreibt. Für spezifische, Offshore-Wind betreffende Sachverhalte hat BrePo die TRACTEBEL DOC OFFSHORE GmbH (DOC) für die Prüfung unterschiedlicher Hafenlayouts und Abbildung der logistischen Prozesse inkl. der daraus resultierenden Anforderungen an die Hafenanlagen beauftragt.

Auftraggeber:	Das Sonstige Sondervermögen Fischereihafen des Landes Bremen, vertreten durch die bremenports GmbH & Co. KG
Projekt:	Logistische Anforderungen EnergyPort Bremerhaven

Das Projekt ist in drei Arbeitspakete unterteilt wie folgt:

1. Grundlagenermittlung
2. Logistische Anforderungen und Leistungsfähigkeit EnergyPort für die Funktion als Installationshafen
3. Logistische Anforderungen und Leistungsfähigkeit EnergyPort für die Funktion als Produktionshafen

DOC im Auftrag von bremenports

1.1 Abkürzungsverzeichnis

BSW	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BWO	Bundesverband Windenergie e.V.
HLV	Heavy Lift Vessel
HTC	Hanseatic Transport Consultancy
JUV	Jack Up Vessel
MP	Monopile
MHW	Mittleres Hochwasser
MNW	Mittleres Niedrigwasser
MW	Megawatt
NHN	Normalhöhe Null
OEM	Original Equipment Manufacturer – Hersteller von Windkraftanlagen oder Anlagen Komponenten
OSS	Offshore Substation
RoRo	Roll-On Roll-Off
SGRE	Siemens Gamesa Renewables (OEM)
SKN	Seekarten Null
SPMT	Self Propelled Modular Transport Unit
t	Tonne (1.000kg)
TP	Transition Piece
WKA	Windkraftanlage
WSA	Wasserstraßen- und Schifffahrtsamt

DOC in Auftrag von bremenports

1.2 Referenzen

/1/ Leistungsverzeichnis: „Logistische Anforderungen EnergyPort Bremerhaven_004-20240929.pdf“

/2/ Layout Konzeptstudie: „2024 – 160 – Lageplan Variante 1 c“

/3/ Layout Konzeptstudie: „2024 – 160 – Lageplan Variante 2“

/4/ Layout Konzeptstudie: „2024 – 160 – Lageplan Variante 3.1“

/5/ Layout Konzeptstudie: „2024 – 160 – Lageplan Variante 3.2“

/6/ Flächennutzungsübersicht: „export_EGP-2 Basis B.dwg“

/7/ Verzeichnis für Komponenten & Schiffe: „BrePO-OWEA_Schiffe Daten-20240925“

/8/ Dimensionierungsübersicht: „WKA Objects-Vergleich-20240924“

/9/ Bedarfs- und Nutzeranalyse für den südlichen Fischereihafen:
„20240725 Report Energyport_final_v7.pdf“

/10/ Seekartennull – Wikipedia

/11/ https://www.bsh.de/DE/DATEN/Vorhersagen/Gezeiten/gezeiten_node.html

/12/ https://bwo-offshorewind.de/en/mp-files/offshore-flaechenpotenziale-analyse-der-energieerzeugungseffizienz-in-der-deutschen-awz-vom-6-12-2022.pdf/

/13/ https://github.com/IEAWindTask37/IEA-22-280-RWT

/14/ DNVGL-ST-N001 Marine Operations and Marine Warranty Survey

/15/ BSH-392_23_GT_Inhalt_gesamt_2024-Pegelstand

1.3 Verteiler

- *bremenports* GmbH & Co. KG (BrePo)
- BIS Bremerhavener Gesellschaft für Investitionsförderung und Stadtentwicklung mbH (BIS)

1.4 Verwendete Software

Die 3D-CAD Analyse wurde durchgeführt mit der cloudbasierten Softwarelösung

AUTODESK® FUSION 360™

DOC im Auftrag von bremenports

2 Grundlagen

2.1 Leistungsbeschreibung

Die Leistungsbeschreibung wurde von BrePo definiert und gemeinsam mit DOC abgestimmt (siehe Ref /1/). Die Leistung ist in drei Arbeitspakete wie folgt aufgeteilt:

2.1.1 Grundlagenermittlung

Das Arbeitspaket Grundlagen ist die Basis für die zu erstellenden Prüfungen und Analysen und beinhaltet folgende Arbeitsschritte:

- Ermittlung und finale Festsetzung der jeweiligen Gewichte und Dimensionen für die im LV vereinbarten Komponenten.
- Dimensionierung der im LV vereinbarten erforderlichen Transport- und Umschlagmittel auf Basis der definierten Komponentengrößen.
- Festlegung der einzusetzenden Schiffstypen.
- Erstellung einer Nomenklatur als Übersicht über die Komponenten, die Umschlag- und die Transportmittel.

2.1.2 Logistische Anforderungen und Leistungsfähigkeit EnergyPort für die Funktion als Installationshafen

In diesem Arbeitspaket werden die Prozesse und Anforderungen an einen Installationshafen untersucht. Das Arbeitspaket ist in folgende Schritte aufgeteilt:

- Erstellung eines 3D Models auf Basis der übermittelten Hafen- und Flächenplänen
- Erstellung eines operativen Standardhafenmodels inkl. Transport- und Hebemittel
- Berechnungen und geometrische Ermittlungen
- Logistik Prozesse Installationshafen

2.1.3 Logistische Anforderungen und Leistungsfähigkeit EnergyPort für die Funktion als Produktionshafen

In diesem Arbeitspaket werden die Anforderungen an einen Produktionshafen untersucht. Das Arbeitspaket ist in folgende Schritte aufgeteilt:

- Vergleich der Logistik Prozesse Produktionshafen zum Installationshafen.
- Prüfung der Hafenlayouts auf Eignung zum Produktionshafen

DOC im Auftrag von bremenports

2.1.4 Leistungsabgrenzung dieser Studie

Das Ziel dieser Untersuchung ist die Prüfung und Bewertung unterschiedlicher, von BrePo zur Verfügung gestellter Hafenlayouts (siehe ref /2/ bis /5/ und Anhang D) und ggf. Erstellung eines eigenen Layouts, sofern die zu Verfügung gestellten Layouts, die Anforderungen nicht erfüllen. Zur Prüfung und Bewertung werden die logistischen Prozesse abgebildet und die, daraus resultierenden Anforderungen an die Hafenanlagen aufgezeigt. Für die Umsetzung dieser Analyse wurden auf Basis der von BrePo und BIS übermittelten Referenzen / Annahmen getroffen, welche als Grundlage für diese Studie verwendet werden. Die dargestellten Transportabläufe und Berechnungen sind erste Prüfungen für diese Konzeptanalyse und können zu einem späteren Zeitpunkt bei Bedarf im Rahmen von detaillierten Ausarbeitungen (detailed Engineering) weiter vertieft werden.

Getroffene Annahmen:

- Darstellung Platzbedarf für ein Windkraftprojekt: 60 Windkraftanlagen (WKA) auf Basis einer angenommenen Windparkgröße von ~2GW bei einer Leistung von 30MW pro Anlage
- Darstellung Platzbedarf für aufgeteiltes Windkraftprojekt: Gründungskomponenten für 20 WKA und Anlagenkomponenten für 20 WKA
- Tragfähigkeit der Verkehrsflächen 20t/m²
- Tragfähigkeit Kranflächen 50t/m²
- Kajenhöhe 6,5m NHN, etc.
- Mindestabstand zur Kaje bei Jacking-Prozessen 10m Vorderkante Kaje zur Schiffsseitenwand
- Voraussetzung zur wirtschaftlichen Nutzung des EnergyPorts ist die Nutzung im Parallelbetrieb der zwei Liegeplätze.

Für die Untersuchung wurden aktuell die derzeit größten verfügbaren Fahrzeuge und Equipment (Krane, SPMTs) verwendet.

Ein detailliertes Transportengineering, Berechnungen für Transportrahmen, Anschlagmittel, sowie detaillierte Tragfähigkeitsberechnungen sind nicht Bestandteil dieser Untersuchung.

Abschätzungen und Überschläge: Umschlags- und Transportzeiten werden überschlägig auf Basis von Erfahrungswerten für Geschwindigkeiten der eingesetzten Geräte bei aktuellen Verladungen und Transporten ermittelt.

Anmerkung: Basierend auf den Erfahrungen der letzten Dekaden ändern sich die Umschlags- und Transportgeschwindigkeiten in Abhängigkeit zur Größenentwicklung bei vergleichbaren Transportobjekten nicht wesentlich. Lediglich die Rüstzeiten erhöhen sich durch die Gewichtszunahmen und Dimensionen der Anschlag- und Transportmittel.

DOC im Auftrag von bremenports

Detailtiefe: Transportrahmen und Lagerböcke werden als vereinfachte Körper dargestellt. Ein Vergleich zu konkurrierenden Hafenstandorten ist nicht Gegenstand dieser Studie.

2.2 Methodenbeschreibung

In den nachfolgenden Absätzen wird die Ermittlung und Zusammenstellung der Grundlagen beschrieben. Es wird dabei kurz erläutert, auf welcher Basis die Festsetzung der Grundlagen erfolgte und wie die ermittelten Grundlagen bei der Erstellung der Analysen berücksichtigt werden.

Für die Analysen sind die Prozesse in Umschlag, Transport und Lagerung aufgeteilt. Der Prozess Umschlag ist wiederum in das Entladen und die Verladung aufgeteilt. Für den Umschlag werden die Krangrößen für die jeweilige Komponente ermittelt. Für den Transport werden die Flächenlasten und die Kurvenradien entlang der geplanten Transportwege untersucht. Für die Lagerung und den Vorstau werden die Flächenlasten unter Berücksichtigung von Lagerstellen und die mögliche Flächenausnutzung ermittelt.

Als erster Schritt wird die zu erwartende Größe der zukünftigen Windkraftanlagen definiert. Diese ist bestimmend für die zu berücksichtigenden Dimensionen und Gewichte der einzelnen Komponenten, siehe Ref. /7/ und /8/. Im Anschluss erfolgt die Festlegung der einzusetzenden Schiffe auf Basis der zu erwartenden Komponentengröße. Darauffolgend wird ein erstes 3D Modell als Standardhafenmodell aus den übermittelten digitalen Zeichnungen der Hafenflächen, den Komponenten und den Schiffen zusammengestellt. Für das Standardhafenmodell wird der Lageplan Variante 2 (Ref. /2/) als Basis verwendet.

Anmerkung: Die Variante 2 (Ref. /2/) wurde als Grundlage für das Standardhafenlayout gewählt, weil davon ausgegangen wird, dass sich bei diesem Layout alle Prozesse für einen Installationshafen und für einen Produktionshafen abbilden lassen und die Eingriffe in die Umwelt für den Bau des Hafens so gering wie möglich sind. Diese Annahme wird im Folgenden im Rahmen dieser Untersuchung eingehend überprüft.

Anhand dieses Modells können erste 3D Analysen in Bezug auf Staupläne, Position des Schiffes an der Kaje, die Position der Krane unter Berücksichtigung der Auslage und die Position der SPMTs durchgeführt werden. Es erfolgt im Zuge der Analyse die Überprüfung der Kranlastkurven und die Definition der erforderlichen Kran-Konfigurationen sowie die Festlegung der Transportkonfigurationen unter Berücksichtigung der angenommenen Flächenlasten.

Nach den Festlegungen der Krangrößen und den Transportkonfigurationen wird für jede Komponente eine Umschlagsplanung, eine Transportwegprüfung und eine Lagerplanung erstellt.

DOC im Auftrag von bremenports

Für den Prozess Umschlag / Verladung / Installation mittels Floating Crane Vessel und Jack Up Installation Vessel werden die Schiffe im Modell vor der Kaje positioniert. Im 3D Model wird dann die mögliche Vorstauung der Komponenten vor dem Schiff in Abhängigkeit von den vorhandenen Kranen auf der Kaje und der Kranauslage der eingesetzten Schiffe geprüft und festgelegt.

Nachdem alle Prozesse für das Standardhafenlayout dargestellt und geprüft wurden, werden die verschiedenen Hafenlayouts mit den Flächenanforderungen für die jeweiligen Prozesse für den Einsatz als Installationshafen und als Produktionshafen abgeglichen und bewertet.

2.3 WKA-Komponenten

Die Leistung zukünftiger Offshore-Windkraftanlagen ist der treibende Faktor für die schnell fortschreitende Entwicklung von WKA-Komponenten und deren Dimensionen und Gewichte mit den daraus resultierenden extrem hohen Anforderungen an die Hafeninfrastruktur und die zugehörige Ausrüstung.

In einer Studie des Fraunhofer IWES erstellt für das BSH (Ref.: /12/) wurden Anlagengrößen von 22MW ab 2030 und ab 2035 mit Anlagengrößen bis zu 30MW analysiert. Auf Basis dieser Planungsdaten und in Bezug auf die Markt- und Potentialstudie (Re. /9/), welche BrePo als mitgeltende Auftragsgrundlage zur Verfügung gestellt hat, wurde gemeinsam mit BrePo unter Berücksichtigung der zeitlichen Entwicklung eines Hafenbauprojektes eine 30MW Anlage als Grundlage für die beauftragten Analysen festgesetzt. Dabei wird von einer frühestmöglichen Inbetriebnahme eines Hafens nicht vor 2035 ausgegangen, siehe Ref.: /9/..

Aktuell sind im Markt keine Informationen zu den Gewichten und Dimensionen einer 30MW Windkraftanlage verfügbar. Aus diesem Grund mussten die Gewichte und Dimensionen der einzelnen Anlagenkomponenten empirisch ermittelt werden, siehe Ref. /8/.
Für die empirische Ermittlung wurden die Dimensionen und Gewichte für die Anlagengrößen 15, 20, 22, 25 und 30MW zusammengestellt. Angaben von verschiedenen Windkraftanlagen-Herstellern wurden anonymisiert, die Ergebnisse einer Designstudie für eine 22MW Anlage als Referenz (Ref. /13/) verwendet. Fehlende Angaben wurden auf Basis von Skalierungen ermittelt. Zum Vergleich zwischen den Anlagengrößen und zur Validierung der Ergebnisse wurden das Verhältnis der nominalen Anlagen Leistung zur Rotorfläche (ca. 330kW/m²) und der nominalen Anlagenleistung zum Komponentengewicht (kW/t) verglichen. Auf Basis dieser Vorgehensweise konnten die Gewichte und Dimensionen nachvollziehbar abgeschätzt werden.

DOC im Auftrag von Bremenports

Anmerkung: Die Angaben zu den Gewichten und Dimensionen von WKA-Komponenten von den OEM werden nur stark eingeschränkt und streng vertraulich zur Verfügung gestellt. Aus diesem Grund wurden die Herstellerinformationen anonymisiert. In den einzelnen Leistungsklassen weichen die Gewichte und Dimensionen der Komponenten Design bedingt voneinander ab.

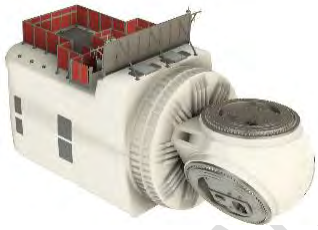
Die finale Festlegung der Dimensionen und Gewichte erfolgte gemeinsam mit BrePo auf Basis der ermittelten Dimensionen und Gewichte (siehe Ref: /8/) und unter Berücksichtigung der neuesten Markterkenntnisse, welche im Rahmen der Messe „WindEnergy 2024“ in Hamburg in zahlreichen Gesprächen gewonnen werden konnten (siehe Ref: /7/). Der führende Lastfall für die Prüfung der Layout-Planungen ist der Monopile. Aktuell bereiten sich die Monopile-Hersteller auf neue Fertigungskapazitäten ab 2035 von Bauteilen mit Stückgewichten von bis zu 4.000t, einer Länge von 140m und einem Durchmesser von bis zu 15m vor. Auf Basis dieser neuen Fabrikationsanforderungen werden die Hafenlayouts gegen die Angaben der final festgelegten Gewichtstabelle geprüft.

Anmerkung: Die vorangehend beschriebenen Komponenten Dimensionen und Gewichte sind maximale mögliche Fertigungsgrößen, welche die OEM voraussichtlich ab dem Jahr 2035 als Fertigungsgrenzen in ihrer Zukunftsplanung für den Markt bereitstellen wollen. Das heißt nicht, dass Anlagenkomponenten dieser Größenordnungen ab dem Zeitpunkt auch vom Markt bestellt und abgerufen werden, sondern, dass Komponenten bis zu den vorgenannten Grenzen ab dem Jahr 2035 gefertigt werden können.

DOC im Auftrag von Kromer Kran

2.3.1 Komponentenbeschreibung

Nachfolgende Komponenten werden für die Analysen mit den gezeigten Gewichten und Abmessungen berücksichtigt (Referenz: Nomenklatur, Anhang A):

Bild	Name	Details
	Monopile	Länge: 140m Ø: 15m Gewicht: 4.000t
	Transition Piece	Länge: 30m Ø: 16m Gewicht: 950t
	Nacelle & Nabe	Länge: 30m Breite: 12m Höhe: 14m Gewicht: 1.500t
	Rotorblatt	Länge: 165m Ø Wurzel: 8m Gewicht: 120t
	Turm (in 4 Sektionen)	Länge: 170m Ø unten: 11m Ø oben: 6,5m Gewicht: 1.950t

Auftrag von bremenports

2.3.2 Größenvergleich

Um ein Gefühl für die Dimensionen einer 30MW Windkraftanlage zu bekommen ist nebenstehend einmal die zusammengesetzte Anlage gemäß der definierten Dimensionen der Einzelkomponenten in Relation zum Pariser Eiffelturm dargestellt.



Während der Eiffelturm auf ein Gewicht von ca. 10.000t und eine Höhe von ca. 330m kommt, liegt das Gesamtgewicht der 30MW Windkraftanlage bei ca. 8.760t. Die Gesamthöhe von Unterkante Transition Piece bis zur Blattspitze beträgt ca. 371m.

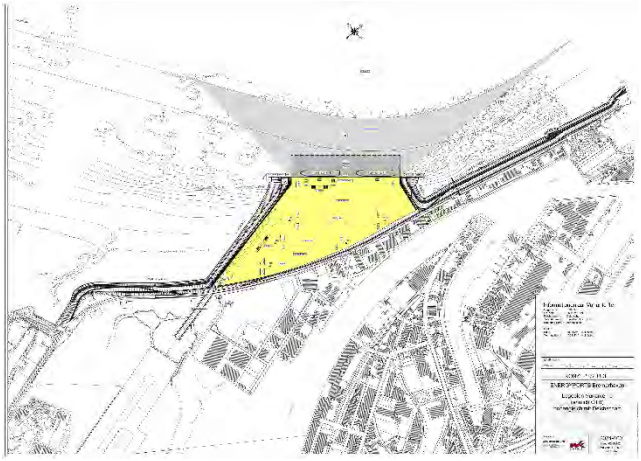
Die Gesamthöhe der WKA inklusive des Fundaments, des Monopiles, beträgt ca. 502m.

DOC in Au

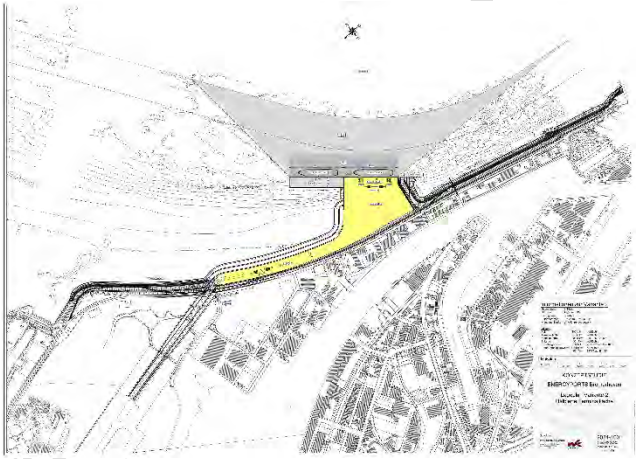
2.4 Layout Varianten

2.4.1 Übersicht

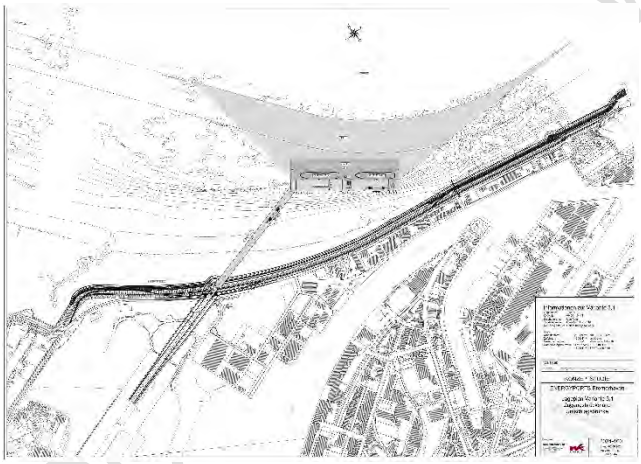
Nachstehend aufgelistet ist die Übersicht über die vier zur Verfügung gestellten Lageplan Varianten (Ref. /2/ bis /5/).



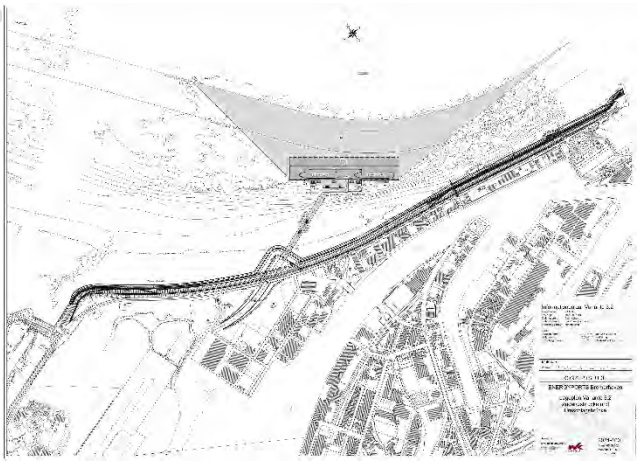
Lageplan Variante 1c



Lageplan Variante 2

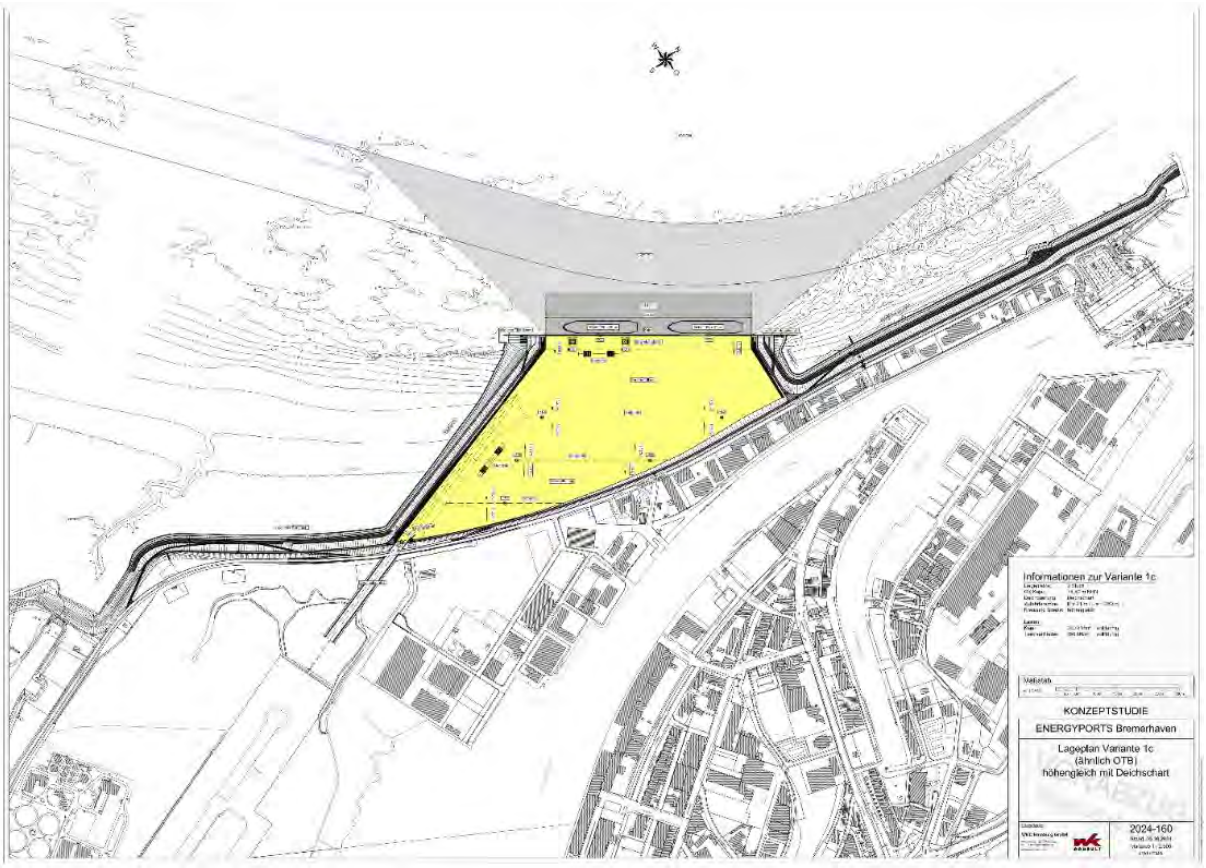


Lageplan Variante 3.1



Lageplan Variante 3.2

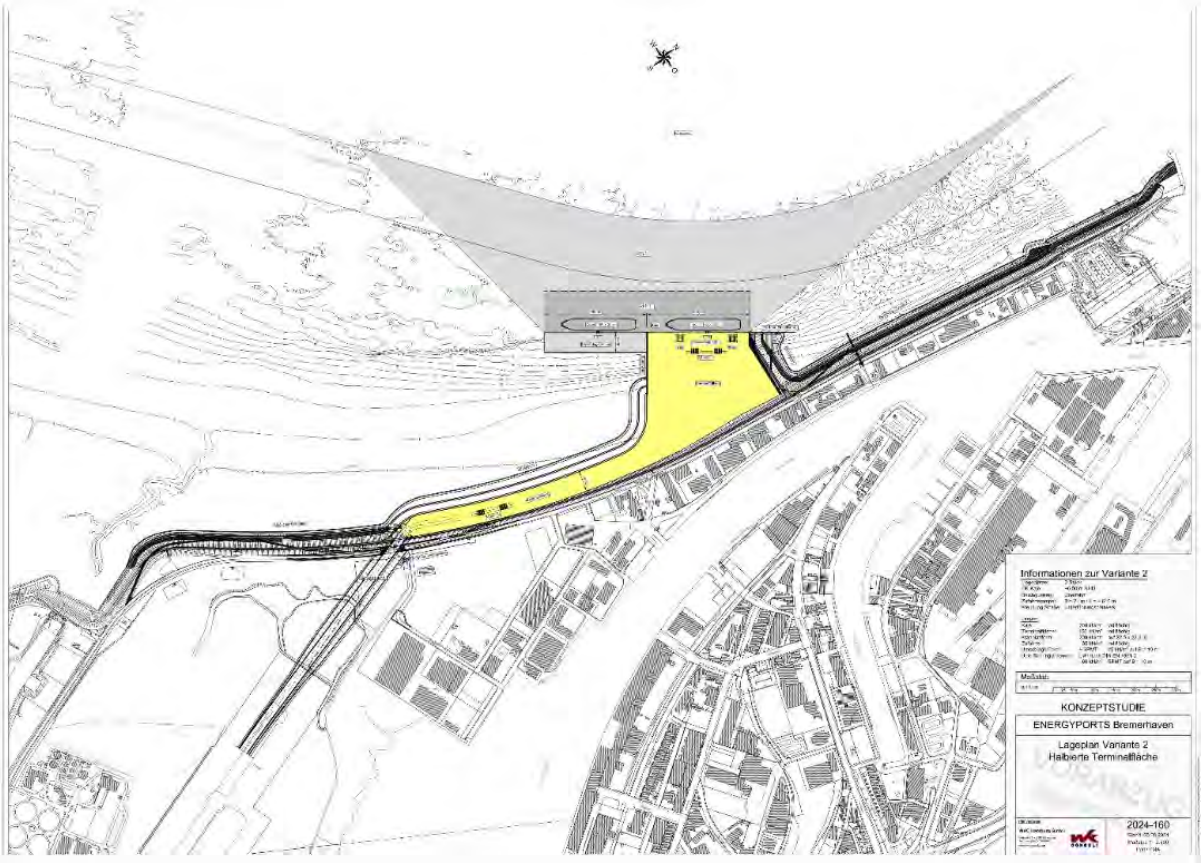
2.4.2 Lageplan Variante 1c



Die Variante 1c Ref. /2/ besteht aus einer großen aufgeschütteten Vorstaufläche und einer Kaje mit einer Länge von 500m für zwei Liegeplätze. Die Vorstaufläche steht über eine Deichrampe in direkter Verbindung zu den angrenzenden Lagerflächen.

DOC im Auftrag

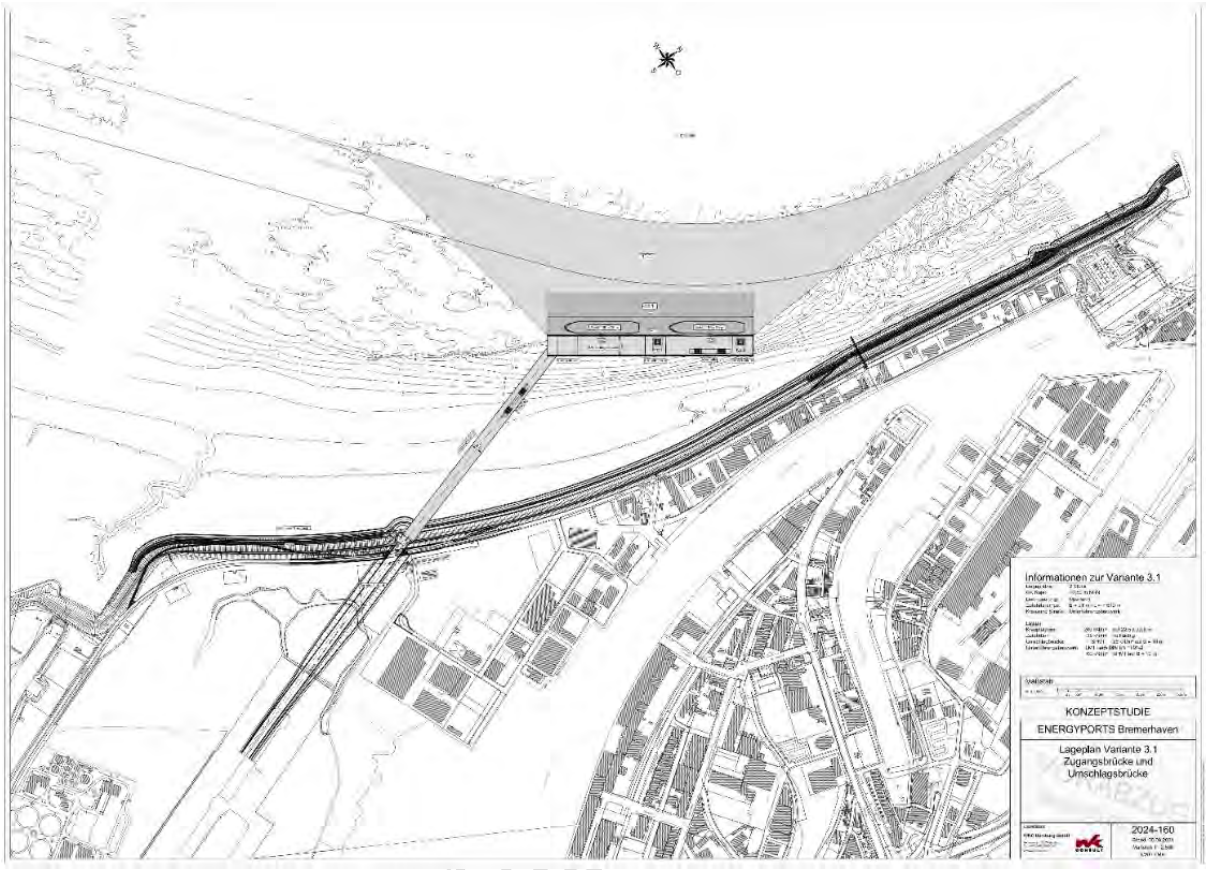
2.4.3 Lageplan Variante 2



Die Variante 2 (Ref. /3/) besteht aus einer aufgeschütteten Zuwegung entlang der Deichlinie, einer aufgeschütteten Vorstaufläche und einer Kaje mit einer Länge von 500m für 2 Liegeplätze. Die Zuwegung grenzt mit einer weiten Kurve an die Deichrampe zu den Lagerflächen an. Es wird angenommen, dass diese Lageplan Variante ebenfalls sämtliche gestellten Anforderungen an einen Installationshafen und einen Produktionshafen erfüllen kann, bei gleichzeitigem reduzierten baulichen Aufwand. Dieses soll im Rahmen der Studie verifiziert werden Aus diesem Grund wurde die Variante 2 als Grundlage für ein Standard-Hafenlayout gewählt und stellt somit den Mittelpunkt dieser Studie dar. Alle Details zur Analyse dieses Layouts werden im Laufe dieses Berichts detailliert erörtert.

Die Eignung des zweiten Liegeplatzes für die Be- und Entladungen im Rahmen des Betriebes als Installationshafen und als Produktionshafen und daraus mögliche resultierende Einschränkungen werden im Rahmen der nachfolgenden Analysen gesondert geprüft.

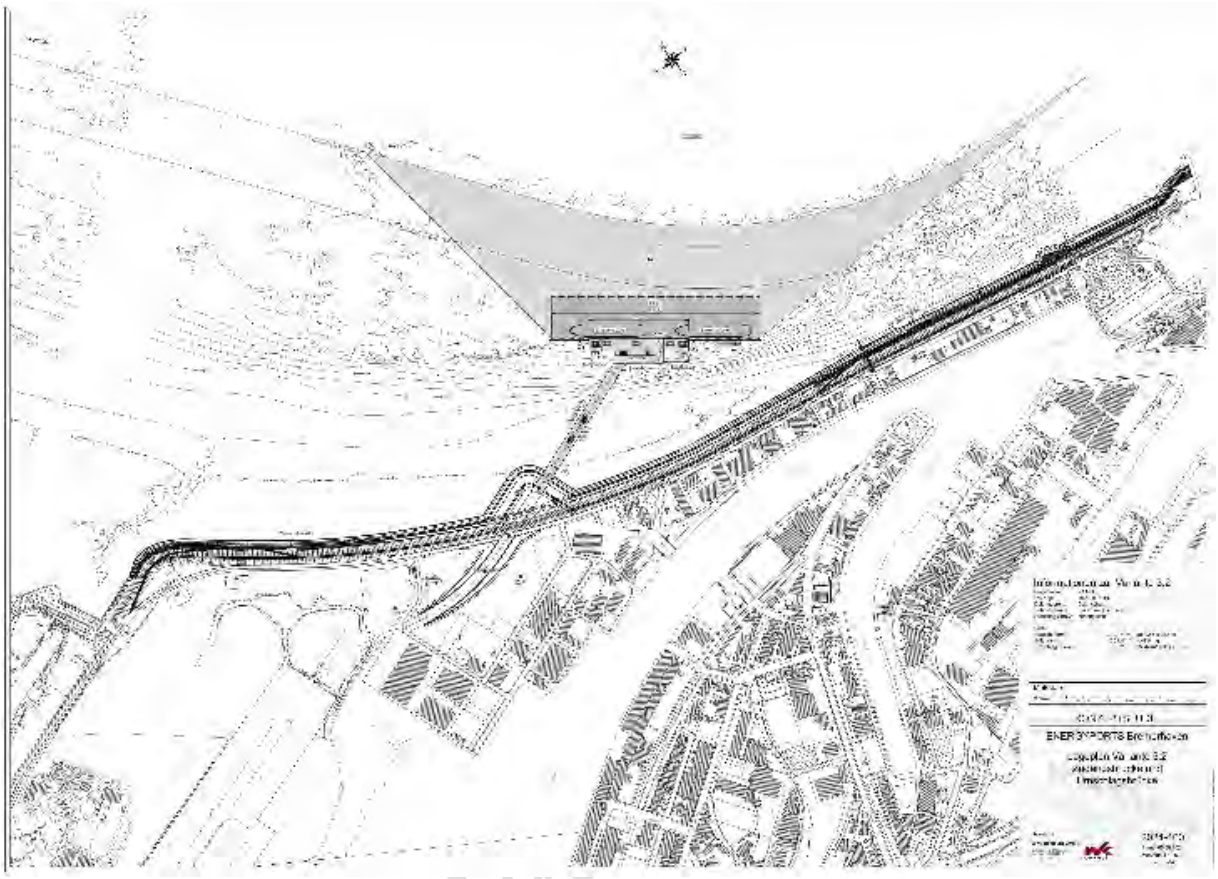
2.4.4 Lageplan Variante 3.1



Die Variante 3.1 (Ref. /4/) besteht aus einer 30m breiten Brückenkonstruktion in Verlängerung zur Deichrampe mit Anbindung an eine 500m lange und 50m breite Kaje. Die Eignung als Installationshafen und als Produktionshafen werden hinsichtlich der Kajenflächen und dem Radius an der Zuwegung zur Kaje im Rahmen der nachfolgenden Analysen gesondert geprüft.

DOC im Auftrag

2.4.5 Lageplan Variante 3.2

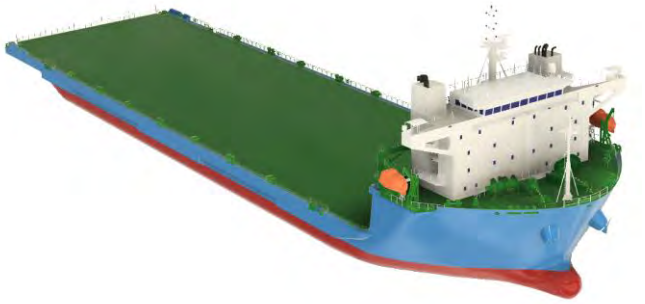


Die Variante 3.2 (Ref. /5/) besteht aus einer 25m breiten Brückenkonstruktion in Verlängerung zur Deichrampe mit Anbindung an einen Liegeplatz mit einer 250m langen und an der breitesten Stelle 60m breiten Kaje. Die Eignung als Installationshafen und als Produktionshafen werden hinsichtlich der Kajenflächen und der Zuwegung zur Kaje im Rahmen der nachfolgenden Analysen gesondert geprüft.

DOC intern

2.5 Verwendete Schiffe

2.5.1 Deck Carrier „GIANT 7“

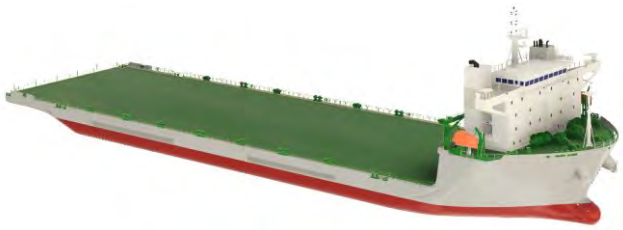


Zur Anlieferung von Komponenten kommt in dieser Studie der Deck Carrier „GIANT 7“ zum Einsatz.

Länge ü.a.	166m
Breite	42m
Tiefgang	6m
Tragfähigkeit	19.400t

(Vergleichbar mit MV Zhi Xian Zhi Xing siehe Ref. /9/ Seite 32)

2.5.2 Deck Carrier „BRAVEWIND“



Optional wird die Möglichkeit betrachtet, Komponenten mit einem kleineren Deck Carrier im Fischereihafen zu entladen. Die Größe des Schiffes wird dabei im Wesentlichen durch die Schleusendurchfahrt begrenzt (Schleusenkammergröße 181m x 32,5m). Angelehnt wird das Schiffsmodell an die „BRAVEWIND“. Die Modellgröße beträgt für diese Studie:

Länge ü.a.	120m
Breite	30m
Tiefgang	<6m
Tragfähigkeit	~10.000t

(In Anlehnung an MV BRAVEWIND siehe Ref. /9/ Seite 32)

DOC im Auftrag ... bremen

2.5.3 Deck Carrier “BOLDWIND”



Optional wird auch die Möglichkeit betrachtet, Monopiles über den Binnenhafen anzuliefern. Die Entladung würde bei dieser Option im RoRo-Verfahren erfolgen. Das nebenstehende Beispielschiff ist der „BOLDWIND“ angelehnt, allerdings in Länge und Breite für die Schleuse Bremerhaven hoch skaliert.

Länge ü.a.	160m
Breite	30m
Tiefgang	<6m
Tragfähigkeit	~10.000t

2.5.4 Heavy Lift Vessel “LES ALIZES”



Im Rahmen dieser Studie wird eine Windkraftanlage betrachtet, deren Komponentengrößen und -Gewichte, für die derzeit auf dem Markt befindlichen größten Installationsfahrzeuge im Grenzbereich der Kapazitäten liegen, sofern kein Halbtaucher zum Einsatz kommen soll. Zur Installation von Monopiles und Transition Pieces wird das Kranschiff „LES ALIZES“, aktuell eines der größten am Markt verfügbaren Floating Installation Vessel, als Referenz verwendet.

Länge ü.a.	236m
Breite	52m
Tiefgang (max.)	10,5m
Tragfähigkeit	61.000t
Krankapazität	5.000t @ 36m

(Siehe Ref. /7/ - Vessels)

DOC in Auftrag brem

2.5.5 Jack Up Vessel „VOLTAIRE“

Zur Installation der Komponenten der Windkraftanlage (Turm, Nacelle, Rotorblätter) wird in dieser Studie das Jack Up Installationschiff „VOLTAIRE“ zugrunde gelegt.

Länge ü.a.	169m
Breite	60m
Tiefgang (max.)	7,5m
Tragfähigkeit	21.500t
Krankapazität	3.200t

(Ref. /9/ Seite 39, Ref. /7/ - Vessels)



2.6 Verwendete Krane

2.6.1 Ring Kran Sarens SGC-250

Zur Entladung der schwersten Komponenten (Monopiles, Transition Pieces, Nacellen) sind hohe Krankapazitäten erforderlich, welche sich nicht mit den derzeit auf dem Markt befindlichen Raupenkränen allein abbilden lassen. In dieser Studie wird daher ein Ring Kran betrachtet, welcher die hohen Kapazitätsanforderungen erfüllen kann.

Typ	Sarens SGC-250
Kapazität	5.000t
Ringdurchm.	52,8m
Baumhöhe	118m



DOC in Auftrag

2.6.2 Liebherr LR13000

Der LR 13000 ist der weltweit derzeit stärkste Raupenkran konventioneller Bauart. Um den Hohen Anforderungen durch die betrachteten Komponentengewichte zu erfüllen, wird dieser Kran in der Studie in verschiedenen Konfigurationen verwendet wie unten dargestellt.



Konfiguration: PDB	**Konfiguration: SDB0**	**Konfiguration: SDWB**
Baumhöhe: 66m	Baumhöhe: 96m	Baumhöhe: 96m
Kap.@12m: 2.661t	Kap.@16m: 1.372t	Ausleger: 30m
Kap.@60m: 732t	Kap.@60m: 212t	Kap.@26m: 749t
Entladung Monopiles	Entladung Turmsektionen,	Turmaufrichtung,
Hilfskran zum Ring Kran	Rotorblätter	Turmvormontage

2.6.3 Liebherr LR1500-1

Für die Turmaufrichtung ist der Einsatz eines Nachführkrans erforderlich. Hierfür ist eine geringe Baumhöhe nötig, die Kapazität lehnt sich an das Gewicht der schwersten Turmsektion.



Konfiguration: SDBW

Kap.@8m: 400t

Kap.@12m: 396t

Baumhöhe: 42m

2.7 Transportequipment – SPMTs

In dieser Studie werden für den Land-Transport von Komponenten Self Propelled Modular Transportunits (SPMT) verwendet, im Speziellen werden SPMTs von Scheuerle betrachtet. Diese Fahrzeuge sind modular aufgebaut und können für den gewünschten Einsatzzweck innerhalb der technischen Parameter kombiniert werden. Durch die vielseitige Manövrierbarkeit sind mit diesen Fahrzeugen auch komplizierte Wegstrecken befahrbar.



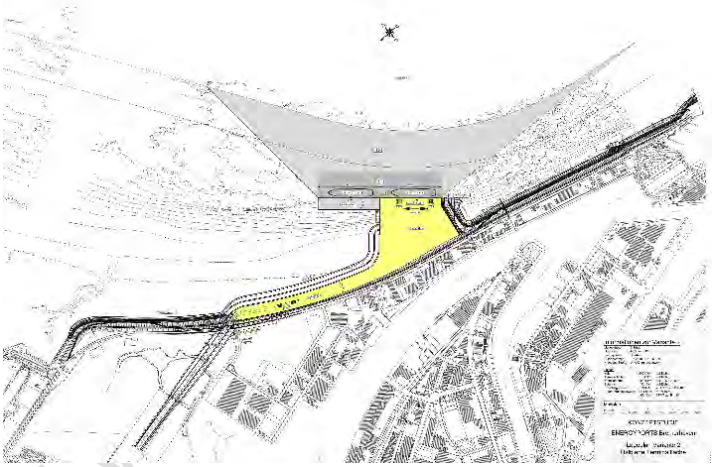
DOC in Auftrag von

3 Flächen-Layout 3D-Modell

Für die graphischen Analysen als Teil dieser Studie wurde anhand der übermittelten Basisdaten (siehe Referenzen) ein 3D-Flächenmodell erstellt. Gemäß Eingangsinformation wurde die Lageplan-Variante 2 (Ref. /3/) für das Standardhafenlayout als zentrales Layout zugrunde gelegt. Ergänzend wurden Bilddaten aus Google Earth zugrunde gelegt, um die verschiedenen Basisdaten miteinander zu verknüpfen.

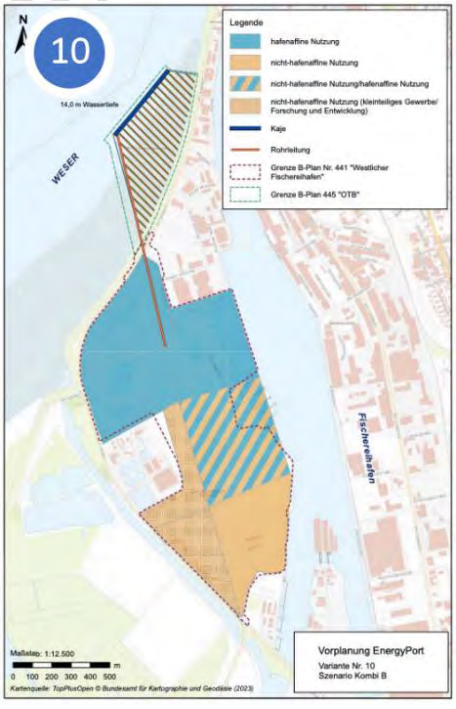
3.1 Basisdaten

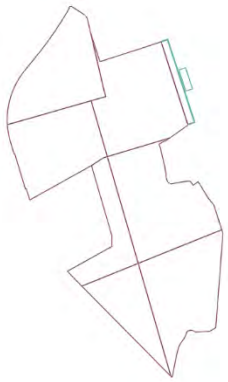
Der Lageplan Variante 2 (Ref. /3/) zeigt im Wesentlichen das zentral geplante Layout der Aufschüttung und der Kaje. Zudem beinhaltet er die geplante Rampe zur Deichüberquerung und die geplante Wassertiefe vor der Kaje.



Aus der Bedarfs- und Nutzeranalyse für den südlichen Fischereihafen (Ref. /9/) wurde die Flächennutzungszuordnung entnommen.

Die genaue Flächenabgrenzung wiederum wurde aus der Zeichnung Ref. /6/ entnommen. Zudem beinhaltet diese Zeichnung die Information zu einer geplanten Kaje im Fischereihafen als Option zur RoRo Entladung.





DOC im Auftrag von EnergyPorts

Zur Zusammenführung aller verfügbarer Daten wurde ergänzend hochauflösendes Bildmaterial aus Google Earth verwendet.

Innerhalb der CAD Software wurden die Daten schließlich überlagert und anhand einer Google Earth Referenzmessung skaliert.

Auf Basis dieser skalierten 2D-Daten wurde dann ein 3D-Flächenmodell erstellt. Mithilfe der Google Earth Bilddaten wurden umgebende Flächen mit „Aufklebern“ versehen, um einen Überblick der Einbindung geplanter Flächen zur Umgebung zu geben.



3.2 3D-Modell

Das Hauptmodell beinhaltet den von BrePo übermittelten Lageplan Variante 2.

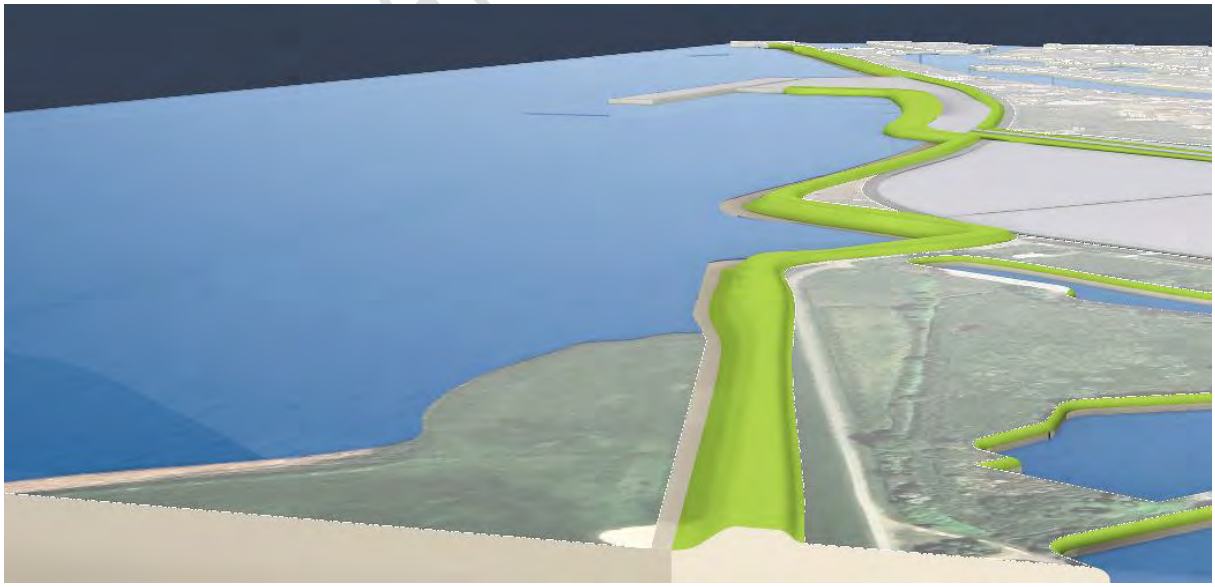


DOC INTERNAL

Die Kajenlänge und – breite wurde gemäß der Lageplan-Zeichnung übernommen.

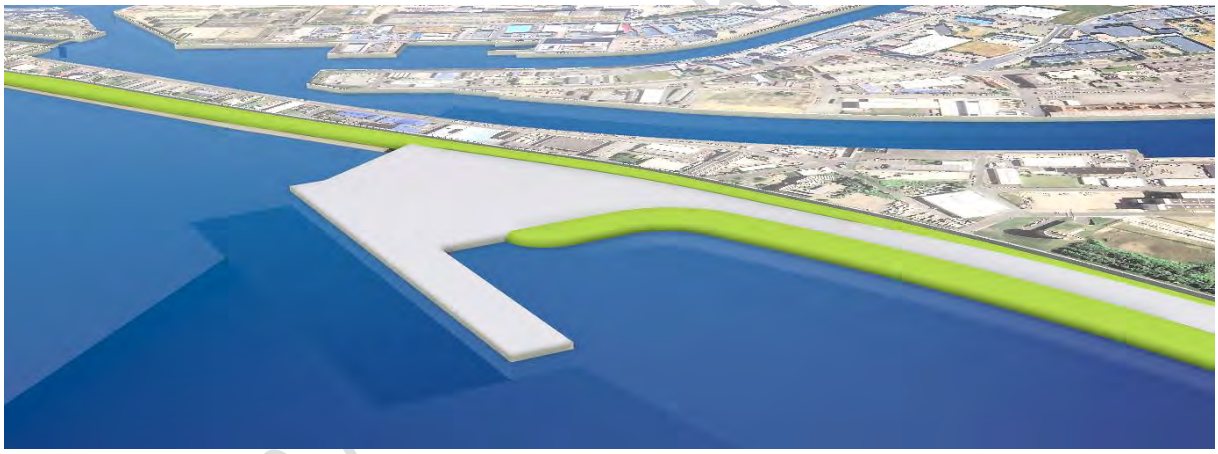


Höhenunterschiede und Deichhöhe wurden gemäß der Lageplan-Zeichnung übernommen.

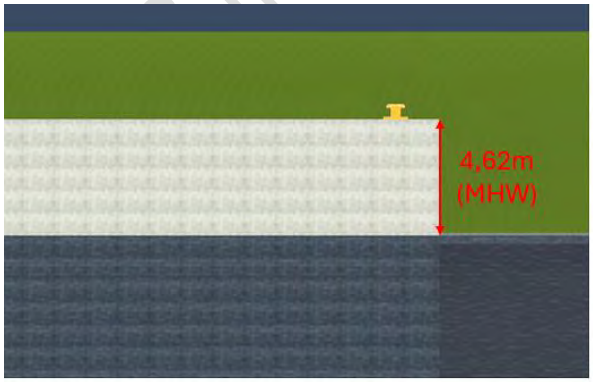


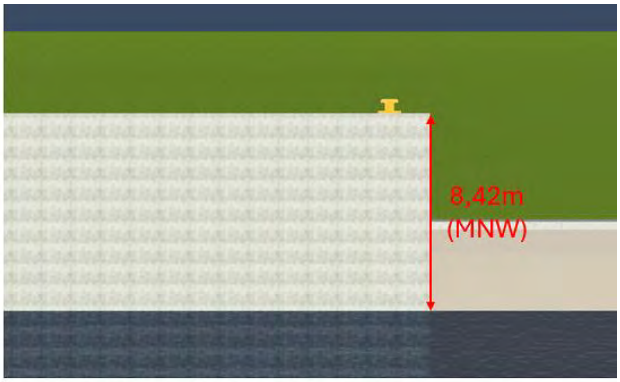
Die Kajenhöhe wurde mit 6,5m gemäß Lageplan-Zeichnung bezogen auf NHN übernommen.





Es ergeben sich folgende Höhenbezüge zum mittleren Hoch- und Niedrigwasser:





4 Berechnungen & geometrische Ermittlungen

4.1 Ermittlung der Kielfreiheit – Keel Clearance

Für die Eignung der eingesetzten Schiffe ist die Mindestkielfreiheit in m wichtig. Dieser Wert legt fest, ob die Schiffe den Hafen sicher anlaufen und dort anlegen können. Der DNV setzt als Grenzwert den Wasserstand bezogen auf die Lowest Astronomical Tide (LAT) von 0,5m fest und 1m bezogen auf das Mittlere Niedrigwasser (MNW)
Vor der Kaje wurde ein ausgebaggerter Bereich mit einer Wassertiefe von 14,10m bezogen auf NHN gemäß Lageplan-Zeichnung übernommen. Gemäß Peilstandtabelle vom BSH für Bremerhaven, Weser, alter Leuchtturm als Bezugspunkt ist NHN 2,64m über Seekartennull (SKN). SKN entspricht dem Pegel Lowest Astronomical Tide (LAT). Daraus ergibt sich ein Maximal erlaubter Tiefgang an der Kaje von 14,10m – 2,64m = 11,46m -> o.k.
Deck Carrier „GIANT 7“ – Tiefgang (max.): 6m – Kielfreiheit = 5,46m -> o.k.
Heavy Lift Vessel “LES ALIZES” – Tiefgang (max.): 10,5m – Kielfreiheit = 0,96m -> o.k.
Jack Up Vessel „VOLTAIRE“ – Tiefgang (max.): 7,5m – Kielfreiheit = 3,96m -> o.k.

4.2 Flächenermittlung

4.2.1 Lager- & Produktionsflächen

Gemäß der Flächennutzungsübersicht (Ref. /6/) ergeben sich nebenstehende zur Verfügung stehende Flächen. Von diesen Flächen sind je nach Lageplan Variante Abzuge für eine Auffahrrampe zur Deichüberquerung abzuziehen.

Es ergibt sich eine Gesamtfläche von:

$A_{L_{ges}} \approx \mathbf{72ha}$



DOC in Auftrag von bremenports

4.2.2 Lageplan Variante 1c – Vorstaufläche und Kaje

Durch den großen Bereich der Aufschüttung in dieser Lageplan Variante ergibt sich ein großes Flächenangebot zum Vorstau und zur Vormontage.

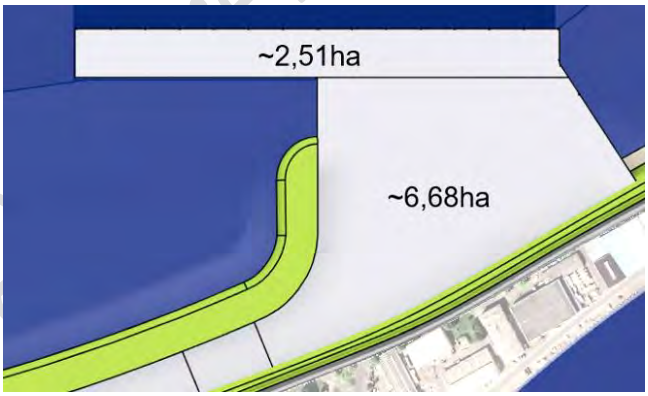


Es ergibt sich mit der Lagergesamtfläche eine zur Verfügung stehende Gesamtfläche von:

$A_{1c_{ges}} \approx \mathbf{94,5}\boldsymbol{ha}$

4.2.3 Lageplan Variante 2 – Vorstaufläche und Kaje

Der Bereich der Aufschüttung in dieser Lageplan Variante ergibt sich ein ausreichendes Flächenangebot zum Vorstau und zur Vormontage.

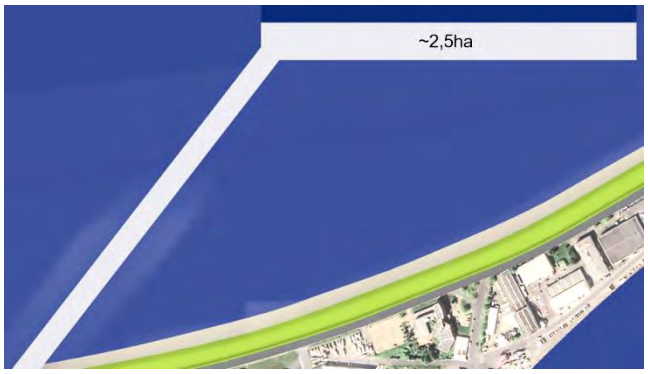


Es ergibt sich mit der Lagergesamtfläche eine zur Verfügung stehende Gesamtfläche von:

$A_{1c_{ges}} \approx \mathbf{81,2}\boldsymbol{ha}$

4.2.4 Lageplan Variante 3.1 – Kaje

In dieser Lageplan Variante ist keine Aufschüttung vorgesehen, somit steht nur die Kajenfläche zur Verfügung, von der Abzüge für Transportwege gemacht werden müssen. Der Zuweg wurde nicht berücksichtigt.



Es ergibt sich mit der Lagergesamtfläche eine zur Verfügung stehende Gesamtfläche von:

$A_{3.1_{ges}} \approx \mathbf{74,5}\boldsymbol{ha}$

DOC in Auftrag genommen

4.2.5 Lageplan Variante 3.2 – Kaje

In dieser Lageplan Variante ist ebenfalls keine Aufschüttung vorgesehen, somit steht nur die Kajenfläche zur Verfügung, von der auch hier Abzüge für Transportwege gemacht werden müssen. Der Zuweg wurde nicht berücksichtigt.



Es ergibt sich mit der Lagergesamtfläche eine zur Verfügung stehende Gesamtfläche von:

$$A_{3.1_{ges}} \approx \mathbf{73,1}\boldsymbol{ha}$$

DOC im Auftrag von bre

4.3 Wegstrecken und Transportzeiten

Zur Ermittlung der benötigten Transportzeiten zwischen der Kaje und den Flächen wurden folgende Messwerte verwendet:



Minimale Wegstrecke MP: $a_{MPmin} \approx 1.874m$

Maximale Wegstrecke MP: $a_{MPmax} \approx 2.170m$

Mittlere Wegstrecke MP: $\boldsymbol{a_{MP} \approx 2.022m}$

Minimale Wegstrecke TP: $a_{TPmin} \approx 1.724m$

Maximale Wegstrecke TP: $a_{TPmax} \approx 2.030m$

Mittlere Wegstrecke TP: $\boldsymbol{a_{TP} \approx 1.877m}$

Minimale Wegstrecke Turmsektion: $a_{TSmin} \approx 1.724m$

Maximale Wegstrecke Turmsektion: $a_{TSmax} \approx 2.147m$

Mittlere Wegstrecke Turmsektion: $\boldsymbol{a_{TS} \approx 1.936m}$

Minimale Wegstrecke Nacelle: $a_{Nmin} \approx 1.724m$

Maximale Wegstrecke Nacelle: $a_{Nmax} \approx 2.030m$

Mittlere Wegstrecke Nacelle: $\boldsymbol{a_{N} \approx 1.877m}$

Minimale Wegstrecke Rotorblatt: $a_{Rmin} \approx 1.874m$

Maximale Wegstrecke Rotorblatt: $a_{Rmax} \approx 2.352m$

Mittlere Wegstrecke Rotorblatt: $\boldsymbol{a_{R} \approx 2.114m}$

Für den Transport der Komponenten auf SPMTs wird eine konservative Geschwindigkeit gemäß Herstellerangaben für die entsprechende Belastungskategorie angenommen:

SPMT Geschwindigkeit beladen: $\boldsymbol{v_{SPMT} \approx 3\,\frac{km}{h}}$

DOC im Auftrag von bremenports

Damit ergeben sich folgende mittlere Transportzeiten der Komponenten zwischen der Kaje und den Flächen (und andersherum):

Mittlere Transportdauer MP: $t_{MP} \approx 41min$

Mittlere Transportdauer TP: $t_{TP} \approx 38min$

Mittlere Transportdauer Turmsektion: $t_{TS} \approx 39min$

Mittlere Transportdauer Nacelle: $t_N \approx 38min$

Mittlere Transportdauer Rotorblatt: $t_R \approx 43min$

Hinzuzurechnen sind entsprechende Rüstzeiten zur Positionierung der SPMTs und zur Transportsicherung. Erfahrungsgemäß wird hier pro Komponente folgendes zusätzliches, konservativ angenommenes Zeitvolumen berücksichtigt:

Rüstzeit pro Komponente: $t_{Rüst} \approx 30min$

Gesamt-Transportdauer MP: $t_{MP} \approx 71min$

Gesamt-Transportdauer TP: $t_{TP} \approx 68min$

Gesamt-Transportdauer Turmsektion: $t_{TS} \approx 69min$

Gesamt-Transportdauer Nacelle: $t_N \approx 68min$

Gesamt-Transportdauer Rotorblatt: $t_R \approx 73min$

4.4 Kurven- und Wegbreiten

Die Wegbreite der Rampe in Lageplan Variante 2 ist mit 21,00m ausreichend breit bemessen, um die definierten Komponenten verfahren zu können.

In der Lagevariante Version 2 stellt die Kurve nach der Deichüberquerung die komplizierteste Stelle auf dem Transportweg zwischen der Kaje und den Flächen dar. Im Kapitel zu den Logistikprozessen werden die Durchquerungen dieser Kurve für die einzelnen Komponenten im Detail graphisch dargestellt. Zwar stellt diese Kurve eine deutliche Engstelle dar, aber nach der graphischen Analyse wird dieser Streckenabschnitt als machbar angenommen.

DOC im Auftrag von bremenports

4.5 Krankapazitäten

Zur Ermittlung der Krankapazitäten werden gemäß Ref. /14/ Sicherheitsfaktoren berücksichtigt:

Table 5-2 Unweighed object weight margin factors

Weight Class (as defined by ISO 19901-5, /99/)	γ_{Weight}
A	1.05
B and C	1.10

Für Monopiles: Weight Contingency Factor = 1,03

Table 16-1 Dynamic amplification factors (DAF) in air (excluding elevated Jack-ups)

Static Hook Load (SHL) (tonnes)			*DAF*		
			Onshore [2), 3)]	Inshore [4), 6)]	Offshore [5), 6)]
3 [1)]	< *SHL* ≤	100	1.10	$1.07+0.05\sqrt{100/SHL}$	$1+0.25\sqrt{100/SHL}$
100	< *SHL* ≤	300	1.05	1.12	1.25
300	< *SHL* ≤	1000	1.05	1.10	1.20
1000	< *SHL* ≤	2500	1.03	1.08	1.15
SHL > 2500			1.03	1.05	1.10

Für Tandem Lifts: Yaw Factor = 1,05

Damit ergeben sich folgende dynamische Hakenlasten (inkl. Grillages / Transportrahmen):

MP: $m_{H_{MP}} = 4.000 \cdot 1{,}03 \cdot 1{,}03 \cdot 1{,}05 = \mathbf{4.456}\boldsymbol{t}$

Anmerkung: Das MP wird ohne Transportrahmen gehoben, daher ist nur das Komponentengewicht relevant

TP: $m_{H_TP} = (950 + 68) \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}05 = \mathbf{1.123}\boldsymbol{t}$

Turmsektion schwerste: $m_{H_TS1} = (650 + 36) \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}05 = \mathbf{794}\boldsymbol{t}$

Turmsektion leichteste: $m_{H_TS2} = (300 + 36) \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}05 = \mathbf{389}\boldsymbol{t}$

Nacelle: $m_{H_N} = (1.500 + 110) \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}03 = \mathbf{1.741}\boldsymbol{t}$

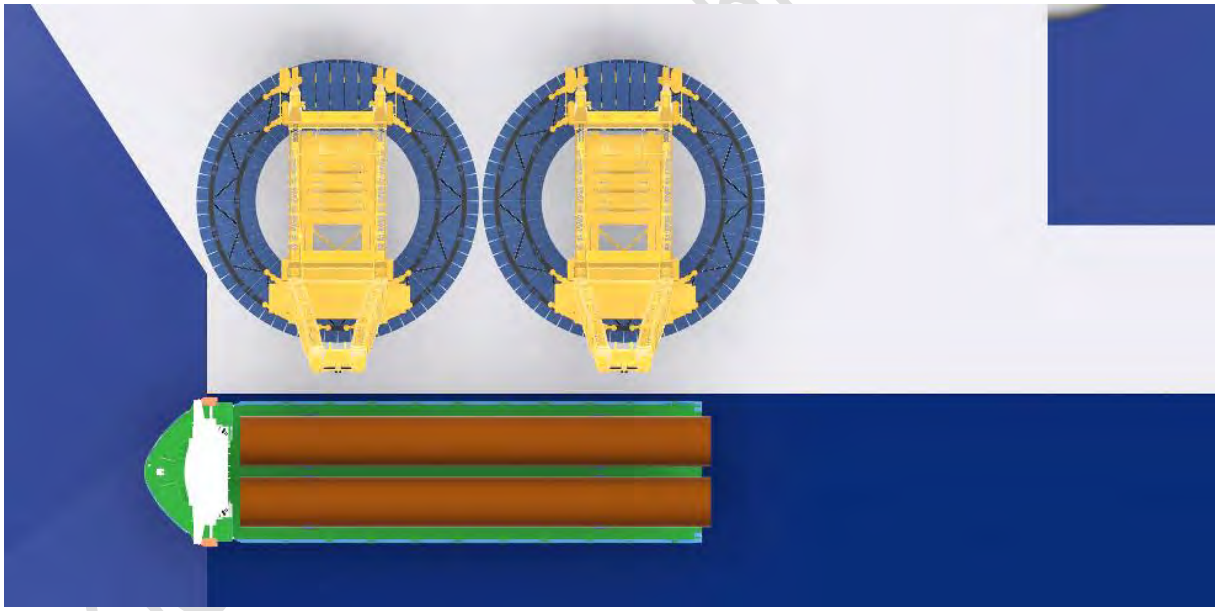
Rotorblatt: $m_{H_R} = (120 + 30) \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}05 = \mathbf{155}\boldsymbol{t}$

DOC im Auftrag von

4.5.1 MP Entladung

Für die Entladung von MP, welche auf einem Deck Carrier angeliefert werden, wird in dieser Analyse von einem Tandem Lift ausgegangen. Die Hauptlast wird dabei von einem 5.000t Ring Kran getragen und ein Liebherr LR13000 in der Konfiguration PDB (66m Main Boom) wirkt entsprechend der verfügbaren Kapazität auf dem benötigten Radius mit. Bei dieser Konfiguration wird der LR13000 stabilisierend und zur präzisen Steuerung und Ausrichtung der Monopiles eingesetzt. In dieser Kombination ist die Entladung von 4.000t schweren MPs nur in erster Reihe des Schiffes möglich, sodass das Schiff zur Entladung des zweiten MPs gedreht werden muss.

Um ein 4.000t schweres Monopile im Tandem Lift auch aus der zweiten Reihe des Decks des Schiffs entladen zu können, wäre ein zweiter 5.000t Ring Kran erforderlich. Neben den hohen Kosten eines solchen Krans würde ein zweiter Ring Kran zu einer großen Flächenblockierung im Lageplan Variante 2 führen, sodass das Transportieren von Komponenten (insbesondere von Rotorblättern) an der entstehenden Engstelle nicht mehr uneingeschränkt möglich ist.



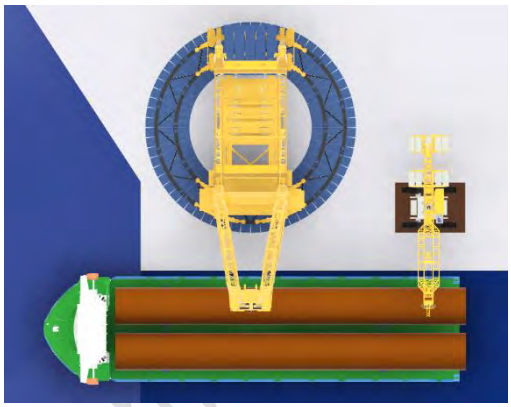
DOC Offshore Bremerhaven

Am Beispiel des in dieser Studie verwendeten Deck Carriers und in Verbindung der geometrischen Anforderungen an der Kaje, ergeben sich folgende Radien und Kapazitäten:

Ring Kran Sarens SGC-250

Radius: $r_{SGC-250} = \mathbf{50}\boldsymbol{m}$

Kapazität: $K_{50m} = \mathbf{4.362}\boldsymbol{t}$



LR 13000 PDB 66m

Radius: $r_{LR13000} = \mathbf{37}\boldsymbol{m}$

Kapazität: $K_{37m} = \mathbf{1.006}\boldsymbol{t}$

Damit ergibt sich eine Gesamtkapazität der Tandem Konfiguration von:

Gesamtkapazität: $K_{ges} = \mathbf{5.368}\boldsymbol{t}$

Unter Berücksichtigung des mit Sicherheitsfaktoren beaufschlagten Gewichts der Komponente beträgt die Kranauslastung im Tandem:

Kranauslastung Tandem: $U_{MP} = \frac{100}{5.368t} \cdot 4.456t = \mathbf{83\%} \rightarrow \boldsymbol{OK}$

4.5.2 TP Entladung

Die Entladung von TPs von Deck einer Deck Carriers ist gemäß dieser Studie mit dem 5.000t Ring Kran vorgesehen. In diesem Fall ist die Entladung aus der zweiten Reihe entsprechend der verfügbaren Kapazität des Krans problemlos möglich. Auch kann der Kran entsprechend schwenken und Komponenten aus weiterer Distanz aufnehmen. Ein Verholen des Schiffes längsseits ist sehr wahrscheinlich nicht erforderlich.

Der maximale Radius zum Anheben des entferntesten TPs vom Deck wurde ungefähr ermittelt:

Radius: $r_{SGC-250} = \mathbf{90}\boldsymbol{m}$

Der Kran hat auf diesem Radius eine Kapazität von:

Kapazität: $K_{90m} = \mathbf{2.321}\boldsymbol{t}$

Doc im Auftrag von brem

Unter Berücksichtigung des mit Sicherheitsfaktoren beaufschlagten Gewichts der Komponente beträgt die Kranauslastung:

Kranauslastung: $U_{TP} = \frac{100}{2.321t} \cdot 1.123t = \mathbf{49\%} \rightarrow \boldsymbol{OK}$

4.5.3 Nacelle Entladung

Bezüglich der Entladung von Nacellen vom Deck eines Deck Carriers verhält es sich geometrisch wie bei der Entladung von TPs.

Radius: $r_{SGC-250} = \mathbf{90m}$

Der Kran hat auf diesem Radius eine Kapazität von:

Kapazität: $K_{90m} = \mathbf{2.321t}$

Unter Berücksichtigung des mit Sicherheitsfaktoren beaufschlagten Gewichts der Komponente beträgt die Kranauslastung:

Kranauslastung: $U_N = \frac{100}{2.321t} \cdot 1.741t = \mathbf{75\%} \rightarrow \boldsymbol{OK}$

4.5.4 Turmsektion Entladung

Zur Entladung von Turmsektionen vom Deck eines Deck Carriers ist in dieser Studie ein Tandem Lift zugrunde gelegt, bestehend aus zwei identischen Kränen Liebherr LR 13000 in der Konfiguration SDB0 (96m Main Boom). Diese Konfiguration wurde gewählt, da auf der schmalen Kaje die Positionierung von Super Lift Gewicht nicht möglich wäre. Das Deck Layout des Schiffes wurde so angenommen, dass die schwersten Turmsektionen auf einer Seite des Schiffes liegen. Eine ausreichende Ballastierungskapazität des Schiffes wird angenommen.

Der Radius zum Anheben der schwersten Turmsektion vom Deck (in Reihe 1) wurde anhand des verwendeten Beispielschiffs ermittelt:

Radius: $r_{LR13000} = \mathbf{26m}$

Die Kräne haben auf diesem Radius im Tandem eine Kapazität von:

Kapazität: $K_{26m} = \mathbf{1.572t}$

Kranauslastung im Tandem: $U_N = \frac{100}{1.572t} \cdot 794t = \mathbf{51\%} \rightarrow \boldsymbol{OK}$

DOC im Auftrag von bremenports

Der maximale Radius zum Anheben der entferntesten (leichtesten) Turmsektion vom Deck wurde anhand des verwendeten Beispielschiffs ermittelt:

Radius: $r_{LR13000} = \mathbf{60m}$

Die Kräne haben auf diesem Radius im Tandem eine Kapazität von:

Kapazität: $K_{60m} = \mathbf{424t}$

Kranauslastung im Tandem: $U_N = \frac{100}{424t} \cdot 389t = \mathbf{92\%} \rightarrow \boldsymbol{OK}$

4.5.5 Rotorblatt Entladung

Die Entladung von Rotorblättern, welche mittels eines Deck Carriers angeliefert werden, wird in dieser Studie mit derselben Kran-Konfiguration wie für Turmsektionen angenommen.

Der maximale Radius zum Anheben des entferntesten Rotorblatts vom Deck wurde anhand des verwendeten Beispielschiffs ermittelt:

Radius: $r_{LR13000} = \mathbf{56m}$

Die Kräne haben auf diesem Radius im Tandem eine Kapazität von:

Kapazität: $K_{56m} = \mathbf{488t}$

Kranauslastung im Tandem: $U_N = \frac{100}{488t} \cdot 155t = \mathbf{32\%} \rightarrow \boldsymbol{OK}$

4.6 SPMT Kapazitäten

4.6.1 MP Transport

MP Gewicht inkl. Lagerschalen: $m_{MPges} = \mathbf{4.100t}$

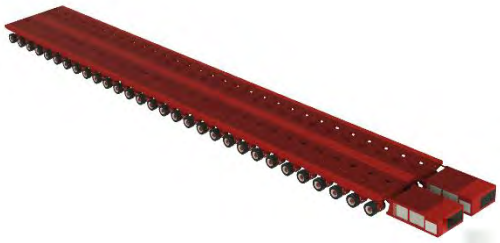
SPMT Payload pro Achslinie: $m_P = \mathbf{36t}$

Benötigte Anzahl Achslinien: $n_P = \frac{4{,}100t}{36t} = 114$

Anzahl Achsen im gewählten Setup: $n_S = 120$

Kapazität: $K_{120} = \mathbf{4.320t}$

Auslastung: $U_{SPMT} = \frac{100}{4.320t} \cdot 4.100t = \mathbf{95\%} \rightarrow \boldsymbol{OK}$



2x Gezeigte Konfiguration verwendet

DOC in Auftrag von bremenports

4.6.2 TP Transport



2x Gezeigte Konfiguration verwendet

TP Gewicht inkl. Grillage: $m_{TPges} = \mathbf{1.073t}$

SPMT Payload pro Achslinie: $m_P = \mathbf{36t}$

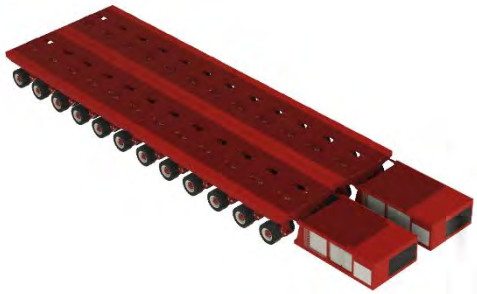
Benötigte Anzahl Achslinien: $n_P = \frac{1.073t}{36t} = 30$

Anzahl Achsen im gewählten Setup: $n_S = 36$

Kapazität: $K_{36} = \mathbf{1.296t}$

Auslastung: $U_{SPMT} = \frac{100}{1.296t} \cdot 1.073t = \mathbf{93\%} \rightarrow \boldsymbol{OK}$

4.6.3 Turmsektion Transport (schwerste)



Turmsektion Gewicht inkl. Rahmen: $m_{TSges} = \mathbf{794t}$

SPMT Payload pro Achslinie: $m_P = \mathbf{36t}$

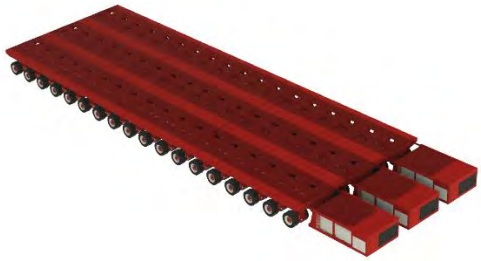
Benötigte Anzahl Achslinien: $n_P = \frac{794t}{36t} = 22$

Anzahl Achsen im gewählten Setup: $n_S = 24$

Kapazität: $K_{24} = \mathbf{864t}$

Auslastung: $U_{SPMT} = \frac{100}{864t} \cdot 794t = \mathbf{92\%} \rightarrow \boldsymbol{OK}$

4.6.4 Nacelle Transport



Nacelle Gewicht inkl. Grillage: $m_{Nges} = \mathbf{1.610t}$

SPMT Payload pro Achslinie: $m_P = \mathbf{36t}$

Benötigte Anzahl Achslinien: $n_P = \frac{1.610t}{36t} = 45$

Anzahl Achsen im gewählten Setup: $n_S = 54$

Kapazität: $K_{54} = \mathbf{1.944t}$

Auslastung: $U_{SPMT} = \frac{100}{1.944t} \cdot 1.610t = \mathbf{83\%} \rightarrow \boldsymbol{OK}$

DOC im Auftrag von Transports

4.6.5 Rotorblatt Transport



2x Gezeigte Konfiguration verwendet

Rotorblatt Gewicht inkl. Rahmen: $m_{Rges} = \mathbf{150}\boldsymbol{t}$

SPMT Payload pro Achslinie: $m_P = \mathbf{36}\boldsymbol{t}$

Benötigte Anzahl Achslinien: $n_P = \frac{150t}{36t} = 5$

Anzahl Achsen im gewählten Setup: $n_S = 24$

Kapazität: $K_{24} = \mathbf{864}\boldsymbol{t}$

Auslastung: $U_{SPMT} = \frac{100}{864t} \cdot 150t = \mathbf{18}\% \rightarrow \boldsymbol{OK}$

4.7 Erforderliche Flächenkapazitäten

4.7.1 Lagerflächen & Vorstaufläche

MP Lagerung:

Gewicht Komponente: $m_{MP} = 4.000t$

Gewicht Lagerschalen: $m_L = 150t$

Gesamtgewicht: $m_{ges} = 4.150t$

Auflagerfläche Lagerschale: $A_L = 104{,}00m^2$

Anzahl Lagerschalen: $n_L = 2$

Auflagerfläche gesamt: $A_{Lges} = 208{,}00m^2$

Flächenlast: $\boldsymbol{G_{FL}} = \mathbf{19{,}95}\,\frac{\boldsymbol{t}}{\boldsymbol{m^2}}$

DOC im Auftrag von bremenports

TP Lagerung:

Gewicht Komponente: $m_{MP} = 950t$

Gewicht Lagerböcke: $m_L = 210t$

Gewicht Grillage: $m_G = 68t$

Gesamtgewicht: $m_{ges} = 1228t$

Auflagerfläche Beton-Lagerbock: $A_L = 10{,}80m^2$

Anzahl Beton-Lagerböcke: $n_L = 6$

Auflagerfläche gesamt: $A_{Lges} = 64{,}80m^2$

Flächenlast: $\boldsymbol{G_{FL} = 18{,}95 \frac{t}{m^2}}$

Turmsektion Lagerung:

Gewicht Komponente: $m_{MP} = 650t$

Gewicht Lagerrahmen: $m_{L1} = 36t$

Gewicht Beton-Lagerböcke: $m_{L2} = 96t$

Gesamtgewicht: $m_{ges} = 782t$

Auflagerfläche Beton-Lagerböcke: $A_L = 10{,}20m^2$

Anzahl Lagerschalen: $n_L = 4$

Auflagerfläche gesamt: $A_{Lges} = 40{,}80m^2$

Flächenlast: $\boldsymbol{G_{FL} = 19{,}17 \frac{t}{m^2}}$

DOC im Auftrag von bremenports

Turmsektion Vormontage S1+S2:

Gewicht Komponente: $m_{S1+S2} = 1.250t$

Gewicht Grillage: $m_{G1} = 28t$

Gesamtgewicht: $m_{ges} = 1.278t$

Auflagerfläche Grillage: $A_L = 121m^2$

Flächenlast: $\boldsymbol{G_{FL} = 10,56 \frac{t}{m^2}}$

Turmsektion Vormontage S2+S3:

Gewicht Komponente: $m_{S1+S2} = 700t$

Gewicht Grillage: $m_{G1} = 18t$

Gesamtgewicht: $m_{ges} = 718t$

Auflagerfläche Grillage: $A_L = 81m^2$

Flächenlast: $\boldsymbol{G_{FL} = 8,86 \frac{t}{m^2}}$

Nacelle Lagerung:

Gewicht Komponente: $m_{MP} = 1.500t$

Gewicht Grillage: $m_G = 110t$

Gesamtgewicht: $m_{ges} = 1610t$

Auflagerfläche Grillage: $A_L = 82{,}80m^2$

Flächenlast: $\boldsymbol{G_{FL} = 19,44 \frac{t}{m^2}}$

DOC im Auftrag von bremenports

Rotorblatt Lagerung:

Gewicht Komponente: $m_{MP} = 120t$

Gewicht Lagerrahmen: $m_{L1} = 30t$

Gewicht Beton-Lagerböcke: $m_{L2} = 72t$

Gesamtgewicht: $m_{ges} = 222t$

Auflagerfläche Beton-Lagerböcke: $A_L = 4{,}50m^2$

Anzahl Lagerschalen: $n_L = 4$

Auflagerfläche gesamt: $A_{Lges} = 18{,}00m^2$

Flächenlast: $\boldsymbol{G_{FL} = 6{,}67 \frac{t}{m^2}}$

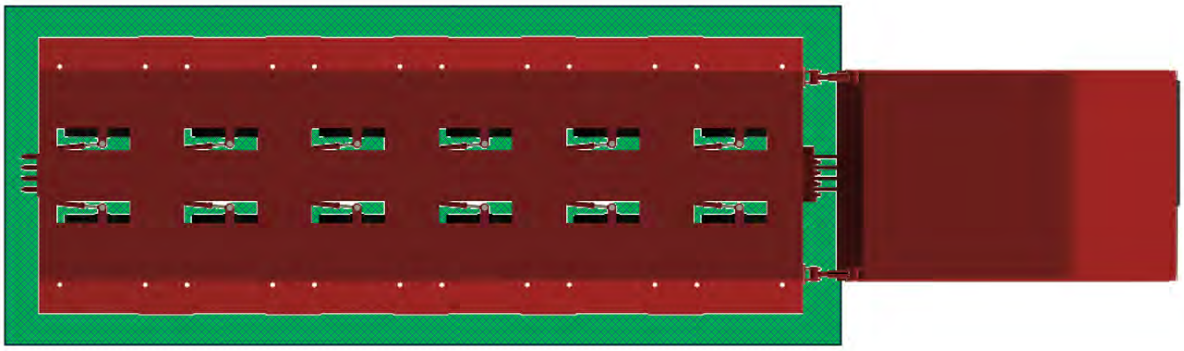
Die maximal erwartete Flächenlast, welche durch die Lagerung der Komponenten auf dem Terminal eingeleitet wird, bewegt sich bei maximal **ca. 20t/m²**.

DOC im Auftrag von bremenports

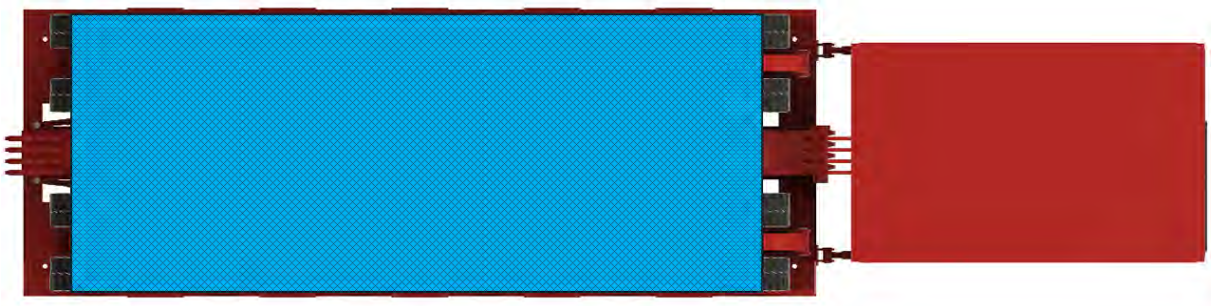
4.7.2 Transportwege

Zur Berechnung der potenziell auftretenden Flächenlasten auf den Transportwegen wird folgend die Lasteinleitung durch das Befahren der Flächen mit beladenen SPMTs untersucht. Berücksichtigt wird dabei die jeweilige SPMT-Konfiguration für die einzelnen WKA Komponenten inkl. des Eigengewichts der SPMTs in der jeweiligen Konfiguration.

In Europa ist es gängig, die Lasteinleitungsfläche der SPMTs über die „Schattenfläche“ des Fahrzeugs zu bestimmen. Dabei wird häufig zudem ein Öffnungswinkel von 45° berücksichtigt, welcher ab der Kante der Trailerfläche bis 0,50m abwärts die Krafteinleitungsfläche (grün schraffiert) entsprechend erhöht.



In dieser Analyse wird allerdings ein konservativer Ansatz verfolgt, wobei ausschließlich die umrahmende Kontaktfläche der Räder (blau schraffiert, Sicht von unten) berücksichtigt wird. Im Ergebnis sind die resultierenden Flächenlasten dann etwas höher, was einen gewissen Sicherheitsfaktor erzeugt.



MP SPMT Transport:

Gewicht Komponente inkl. Lagerschalen: $m_{MP} = 4.100t$

Gewicht SPMT Konfiguration: $m_{SPMT} = 346{,}80t$

Gesamtgewicht: $m_{ges} = 4.446{,}80t$

Anzahl Achsen Einzelkonfiguration: $n_{AE} = 30$

Achsabstand: $L_A = 1{,}40m$

Radkontaktlänge: $L_K = (30 - 1) \cdot 1{,}40m = 40{,}60m$

Radkontaktbreite: $L_B = 2{,}43m$

Radkontaktfläche: $A_K = 40{,}60m \cdot 2{,}43m = 98{,}66m^2$

Anzahl Konfiguration: $n_K = 4$

Kontaktfläche gesamt: $A_{Kges} = 394{,}63m^2$

Flächenlast: $\boldsymbol{G_{FL} = 11{,}27 \frac{t}{m^2}}$

TP SPMT Transport:

Gewicht Komponente inkl. Grillage: $m_{MP} = 1018t$

Gewicht SPMT Konfiguration: $m_{SPMT} = 54{,}70t$

Gesamtgewicht: $m_{ges} = 1.072{,}70t$

Anzahl Achsen Einzelkonfiguration: $n_{AE} = 18$

Achsabstand: $L_A = 1{,}40m$

Radkontaktlänge: $L_K = (18 - 1) \cdot 1{,}40m = 23{,}80m$

Radkontaktbreite: $L_B = 2{,}43m$

Radkontaktfläche: $A_K = 23{,}80m \cdot 2{,}43m = 57{,}83m^2$

Anzahl Konfiguration: $n_K = 2$

Kontaktfläche gesamt: $A_{Kges} = 115{,}67m^2$

Flächenlast: $\boldsymbol{G_{FL} = 9{,}27 \frac{t}{m^2}}$

DOC im Auftrag von bremenports

Turmsektion (schwerste) SPMT Transport:

Gewicht Komponente inkl. Lager- & Transportrahmen: $m_{MP} = 716t$

Gewicht SPMT Konfiguration: $m_{SPMT} = 77{,}40t$

Gesamtgewicht: $m_{ges} = 793{,}40t$

Anzahl Achsen Einzelkonfiguration: $n_{AE} = 12$

Achsabstand: $L_A = 1{,}40m$

Radkontaktlänge: $L_K = (12-1) \cdot 1{,}40m = 15{,}40m$

Radkontaktbreite: $L_B = 2{,}43m$

Radkontaktfläche: $A_K = 15{,}40m \cdot 2{,}43m = 37{,}42m^2$

Anzahl Konfiguration: $n_K = 2$

Kontaktfläche gesamt: $A_{Kges} = 74{,}84m^2$

Flächenlast: $\boldsymbol{G_{FL} = 10{,}60 \frac{t}{m^2}}$

Nacelle SPMT Transport:

Gewicht Komponente inkl. Grillage: $m_{MP} = 1610t$

Gewicht SPMT Konfiguration: $m_{SPMT} = 154{,}40t$

Gesamtgewicht: $m_{ges} = 1764{,}40t$

Anzahl Achsen Einzelkonfiguration: $n_{AE} = 18$

Achsabstand: $L_A = 1{,}40m$

Radkontaktlänge: $L_K = (18-1) \cdot 1{,}40m = 23{,}80m$

Radkontaktbreite: $L_B = 2{,}43m$

Radkontaktfläche: $A_K = 23{,}80m \cdot 2{,}43m = 57{,}83m^2$

Anzahl Konfiguration: $n_K = 3$

Kontaktfläche gesamt: $A_{Kges} = 173{,}50m^2$

Flächenlast: $\boldsymbol{G_{FL} = 10{,}17 \frac{t}{m^2}}$

DOC im Auftrag von bremenports

Rotorblatt SPMT Transport:

Gewicht Komponente: $m_{MP} = 150t$

Gewicht SPMT Konfiguration: $m_{SPMT} = 13{,}40t$

Gesamtgewicht: $m_{ges} = 163{,}40t$

Anzahl Achsen Einzelkonfiguration: $n_{AE} = 6$

Achsabstand: $L_A = 1{,}40m$

Radkontaktlänge: $L_K = (6-1) \cdot 1{,}40m = 7{,}00m$

Radkontaktbreite: $L_B = 2{,}43m$

Radkontaktfläche: $A_K = 7{,}00m \cdot 2{,}43m = 17{,}01m^2$

Anzahl Konfiguration: $n_K = 4$

Kontaktfläche gesamt: $A_{Kges} = 68{,}04m^2$

Flächenlast: $\boldsymbol{G_{FL} = 2{,}40\,\frac{t}{m^2}}$

Die maximal erwartete Flächenlast, welche durch den Transport der Komponenten auf SPMTs eingeleitet wird, bewegt sich bei **ca. 11t/m²**.

4.7.3 Load Out Fläche (Kaje)

Die benötigte Flächenkapazität an der Kaje wird dominiert durch die eingeleiteten Lasten der Kräne. Der Ring Kran erfordert laut Sarens eine Flächenkapazität von **30t/m²**.

Der Liebherr 13000 Kran wird in der schwersten Konfiguration ein Gesamtgewicht von ca. 5.000t inkl. Ballast erreichen. Während des Hebevorgang kommt dann die entsprechende Last im Haken hinzu, welche mit 1.300t angenommen wird. Das resultierende Gesamtgewicht von 6.300t wird dabei als konservativ angenommen. Für den Raupenkran ist ein Kiesbett mit Matte erforderlich, das Umrissmaß wird mit 28x20m angenommen (gemäß Hersteller). Die Auflagefläche ergibt sich somit zu 560m² und die daraus resultierende Flächenlast zu **11,25t/m²**.

Die maximal erwartete Flächenlast, welche durch die Kräne auf der Kaje eingeleitet wird, beträgt **30t/m²**.

DOC in Auftrag von bremenports

Folgend gezeigt ist die Konfiguration des LR 13000 für eine Monopile Verladung in Rostock.







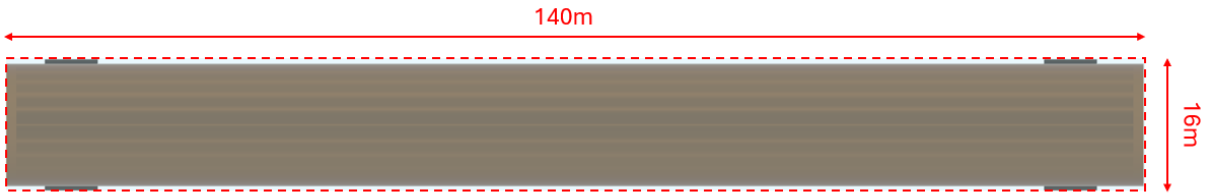
DOC im Auftrag von

4.8 Nettolagerflächenbedarf der WKA-Komponenten

Anhand der angenommenen Komponentendimensionen und der überschlagmäßig dimensionierten Lagerrahmen / Grillages ergeben sich folgende ungefähr benötigte Nettolagerflächen:

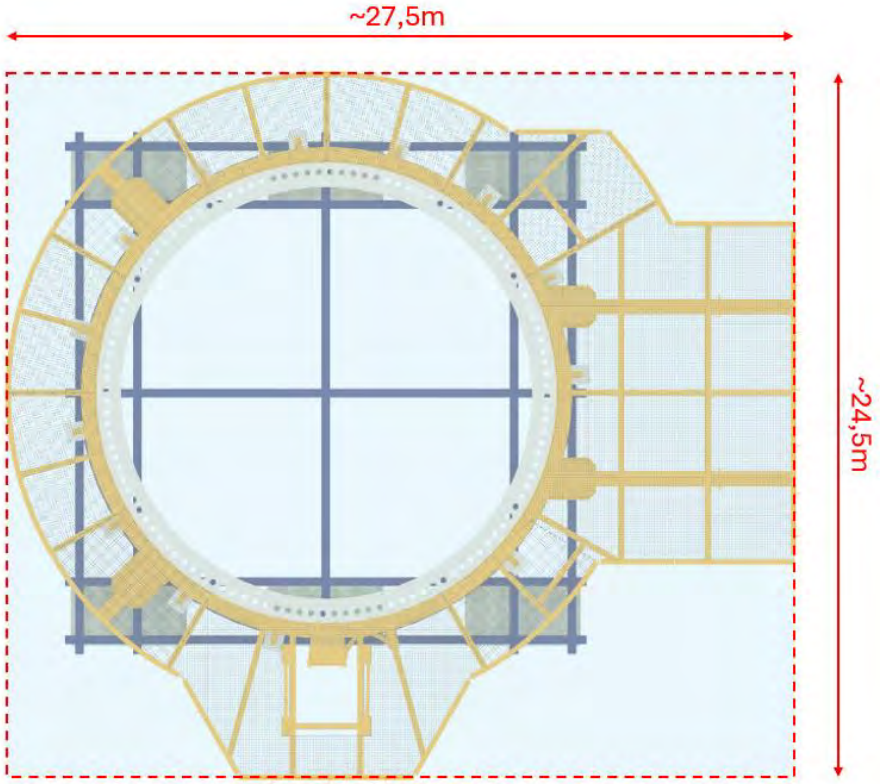
MP Lagerung:

Benötigte Nettolagerfläche: $A_{L_MP} \approx 2.240 m^2$



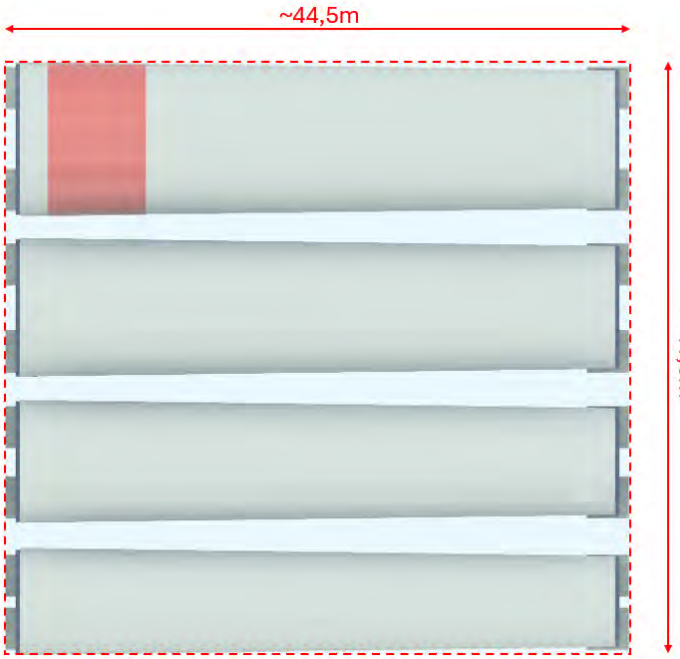
TP Lagerung:

Benötigte Nettolagerfläche: $A_{L_TP} \approx 674 m^2$



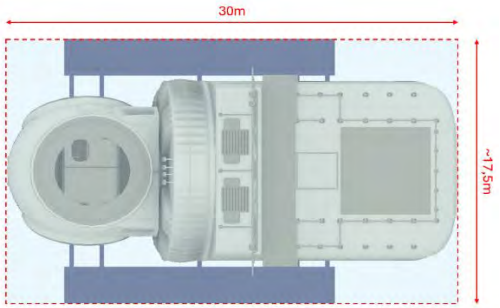
Turmsektion Lagerung:

Benötigte Nettolagerfläche: $A_{L_TS} \approx 1.847 m^2$



Nacelle Lagerung:

Benötigte Nettolagerfläche: $A_{L_N} \approx 525 m^2$



Rotorblatt Lagerung:

Benötigte Nettolagerfläche: $A_{L_N} \approx 1.759 m^2$



DOC im Auftrag von ...ports

5 Logistikprozesse Installationshafen – Lageplan Variante 2

In diesem Kapitel werden graphisch die möglichen Logistikprozesse vorgestellt, welche hinsichtlich der Funktion als Installationshafen für Offshore-Windkraftanlagen erforderlich sind. Diese Prozesse sind grundsätzlich in zwei Abschnitte unterteilt:

1. Anlieferung, Entladung, Transport zur Lagerfläche
2. Transport von der Lagerfläche zur Vorstaufläche, Verladung auf Installationsfahrzeuge

5.1 Anlieferung – Entladung – Einlagerung

5.1.1 Monopiles

Die Anlieferung von Monopiles erfolgt auf einem Deck Carrier. Aufgrund der Dimensionen passen auf das gezeigte Schiff nur zwei Monopiles. Die Entladung erfolgt dann im Tandem Lift, wobei der Ring Kran die Hauptlast trägt und der Liebherr LR 13000 als Hilfskran auf dem benötigten Radius nur eine geringe Last mitträgt. Insbesondere ist hierbei auch die Stabilisierung des Monopiles beabsichtigt, um einen kontrollierten Lift und ein kontrolliertes Absetzen auf SPMTs zu ermöglichen.

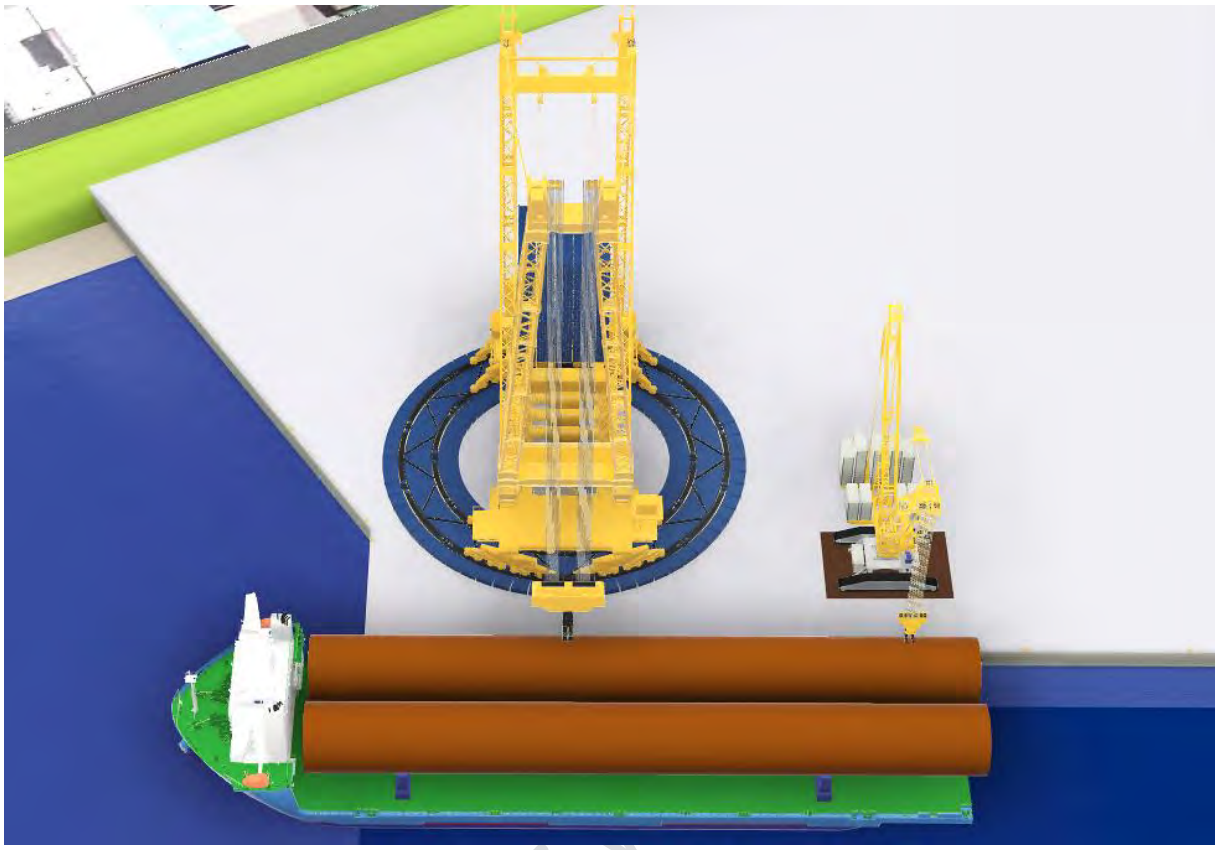


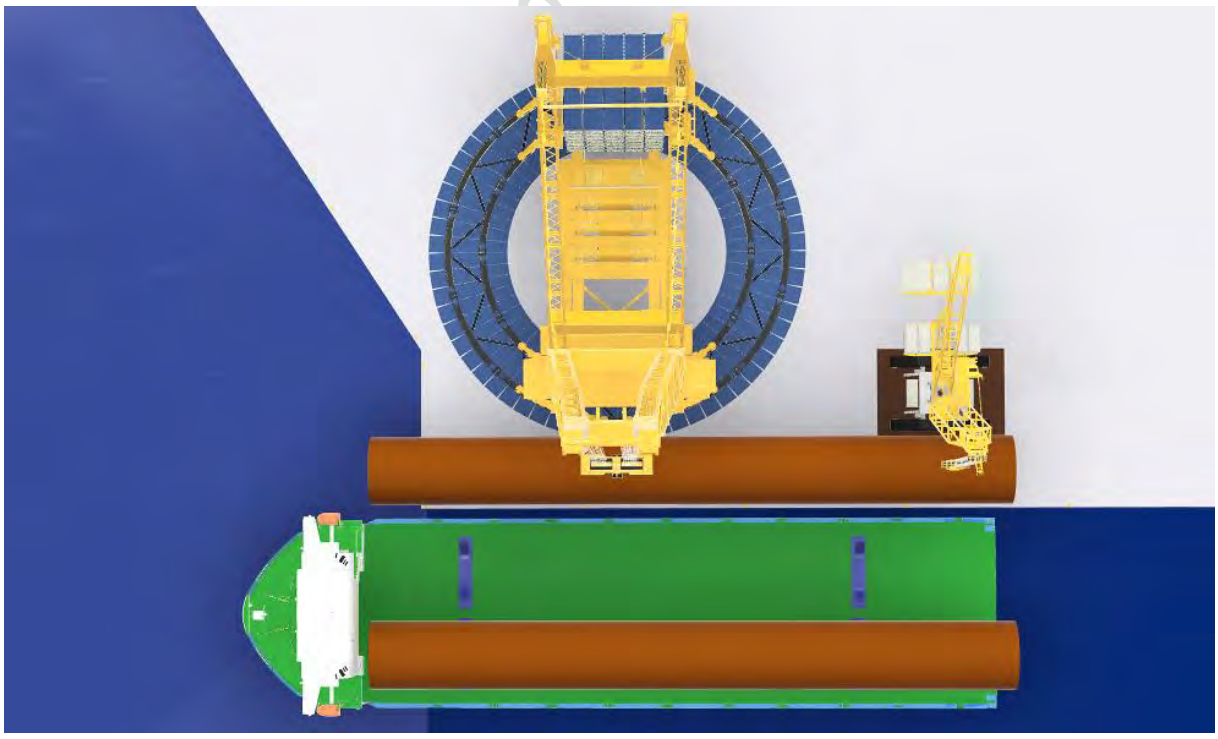
Version Rostocker Überseehafen

Die Krane wurden so platziert, dass ausreichend Platz zwischen Kaje und Kränen besteht, um das Monopile dazwischen auf SPMTs abzusetzen.

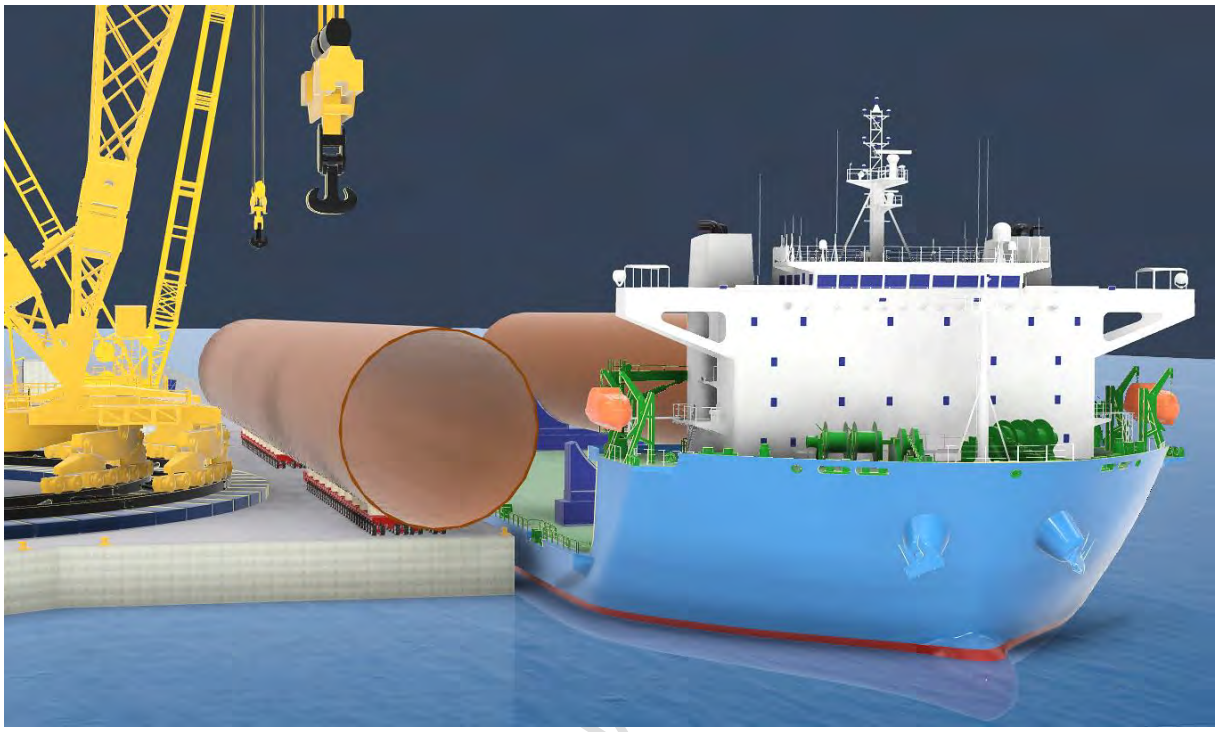


Die beiden Krane wurden so weit wie möglich an die Außenseite der Kaje gesetzt, um daneben möglichst viel Platz für die Durchfahrt von anderen Komponenten zu ermöglichen, welche am Liegeplatz daneben möglicherweise parallel angeliefert werden und anschließend auf SPMTs zur Lagerfläche verbracht werden sollen. Aufgrund der Dimensionen und Gewichte der Monopiles ist eine Entladung der Monopiles nur am nördlichen Liegeplatz möglich.



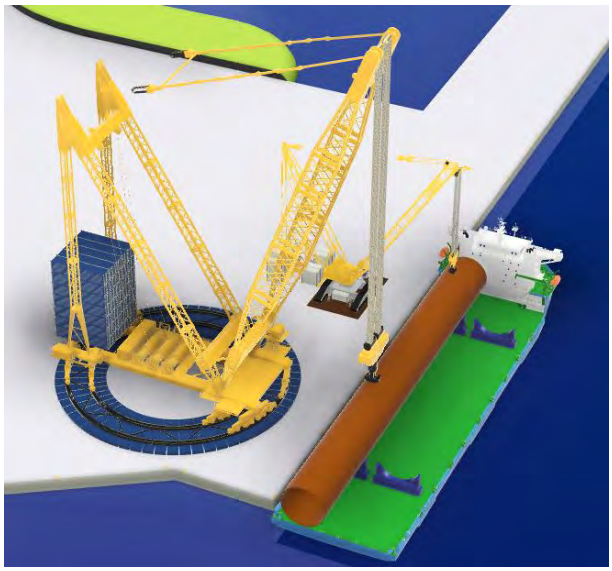


Der bemessene Platz an der Kaje wird als ausreichend betrachtet, um das Monopile auf SPMTS abzusetzen und das Lifting Gear abzuschlagen.





Aufgrund des hohen angenommenen Gewichts der Monopiles von 4.000t ist bei dieser Krankombination das Drehen des Schiffes erforderlich, um das zweite Monopile entladen zu können.





Bei der Verwendung von zwei Ring Kranen wäre dieser Schritt vermeidbar, da in dieser Kombination ausreichend Kapazität verfügbar wäre, um auch aus der zweiten Reihe zu entladen.

Mit der Positionierung von zwei Ring Kranen würde allerdings sehr viel Fläche an der Kaje eingenommen werden, sodass die Durchfahrt mit Komponenten nicht mehr gewährleistet wäre. Diese Option wäre von Interesse, sofern die Lageplan Variante 1c zum Einsatz käme, sodass durch die größere Aufschüttung wesentlich mehr Platz entstünde.

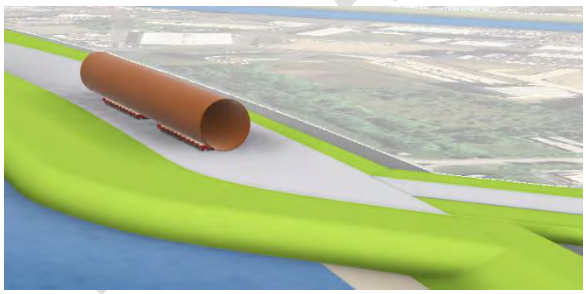
Empfehlung: Eine Verbreiterung der Kaje des südlichen Liegeplatzes auf mindestens 100m sollte geprüft werden. Diese Verbreiterung ermöglicht mehr Freiraum für den Transport von Komponenten, insbesondere für den Transport der Monopiles und der Rotorblätter. Dies ist die Voraussetzung dafür, dass zwei Windparkprojekte parallel über den EnergyPort abgefertigt werden können. Ergänzend besteht bei einer Verbreiterung die Möglichkeit zwei Ring-Krane zum Einsatz zu bringen.

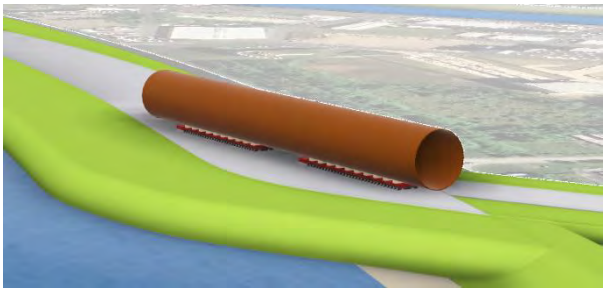
DOC in Auftrag von Bremenports

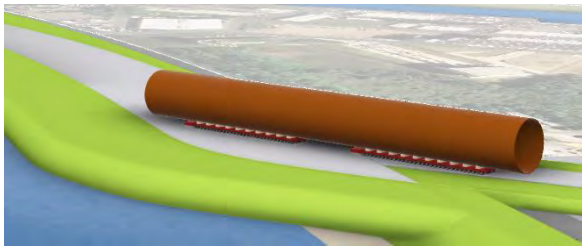
Im Folgenden ist der Transportweg des Monopiles von der Entladeposition an der Kaje zur Lagerfläche aufgezeigt.

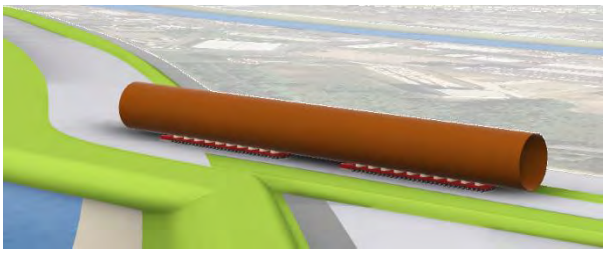


Von besonderem Interesse ist die enge Kurve bei der Deichüberquerung. Nach der graphischen Analyse wird davon ausgegangen, dass diese Kurve mithilfe der SPMTs mit dem 140m langen Monopile durchfahren werden kann. Die Steigung der Rampe wird im Rahmen der graphischen Prüfung als ausreichend flach bewertet.

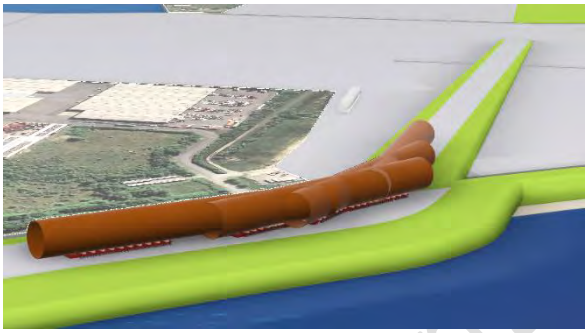




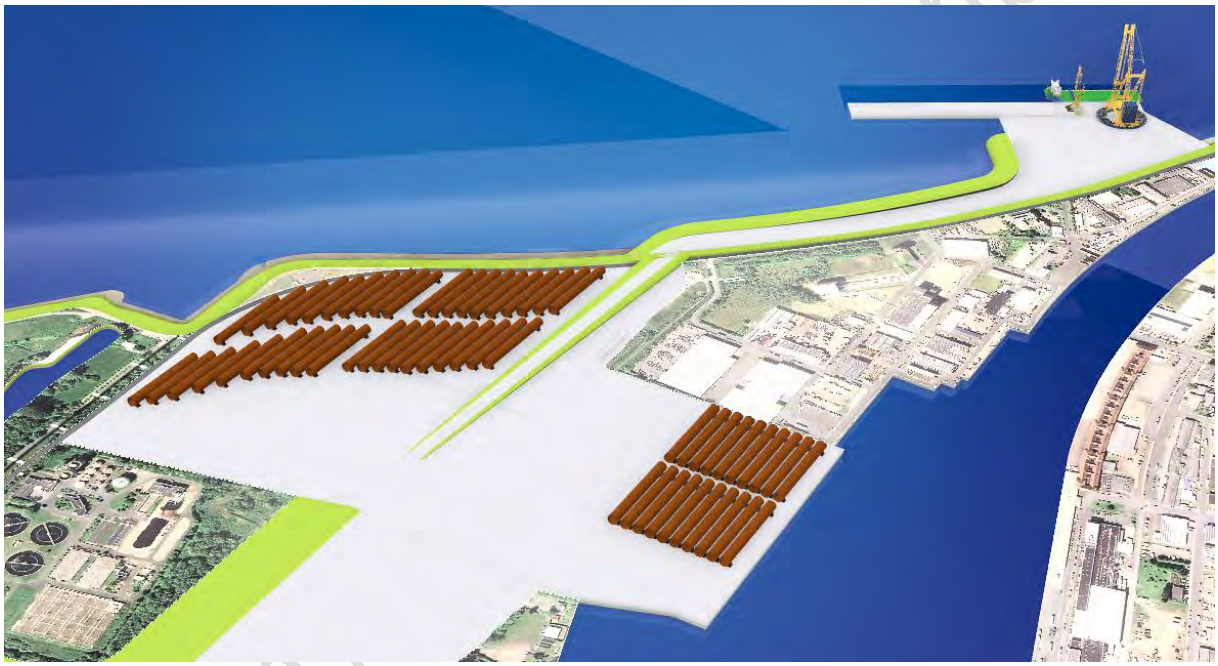




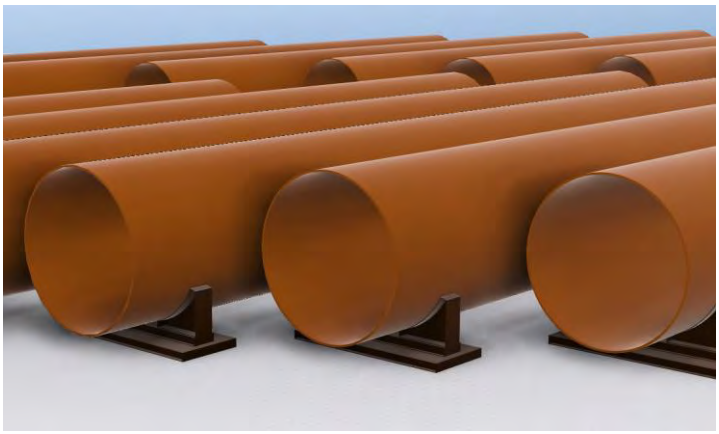




Im Folgenden ist ein mögliches Layout zur Einlagerung der angelieferten Monopiles gezeigt. In dieser Ansicht sind 60 Monopiles positioniert.



Die Monopiles sind in Lagerschalen abgelegt, welche eine möglichst große Auflagefläche bieten, um den Flächendruck zu reduzieren. Aufgrund des hohen Komponentengewichts sind hier gewisse Grenzen der vernünftigen Dimensionierung der Auflagerfläche gegeben, sodass entsprechende Anforderungen an die Flächenkapazität entstehen.



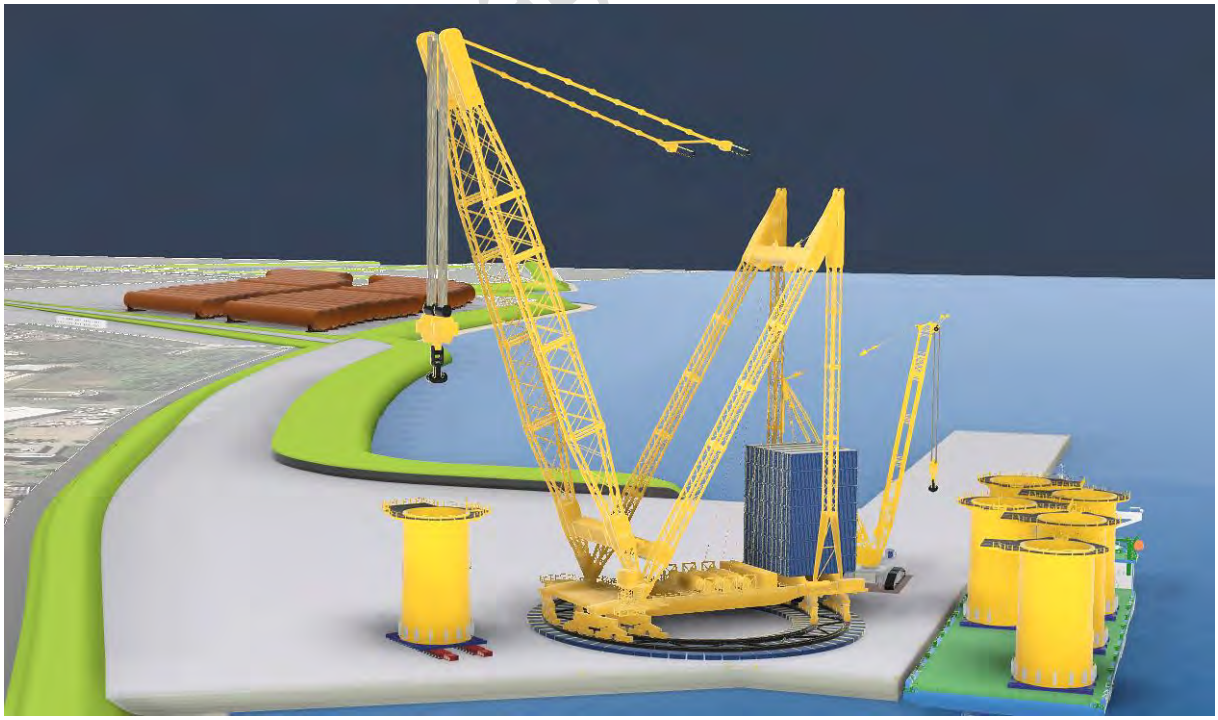
5.1.2 Transition Pieces

Die Anlieferung von Transition Pieces erfolgt ebenso wie bei den Monopiles auf einem Deck Carrier. Die Entladung kann im Einzellift mit dem Ring Kran erfolgen.

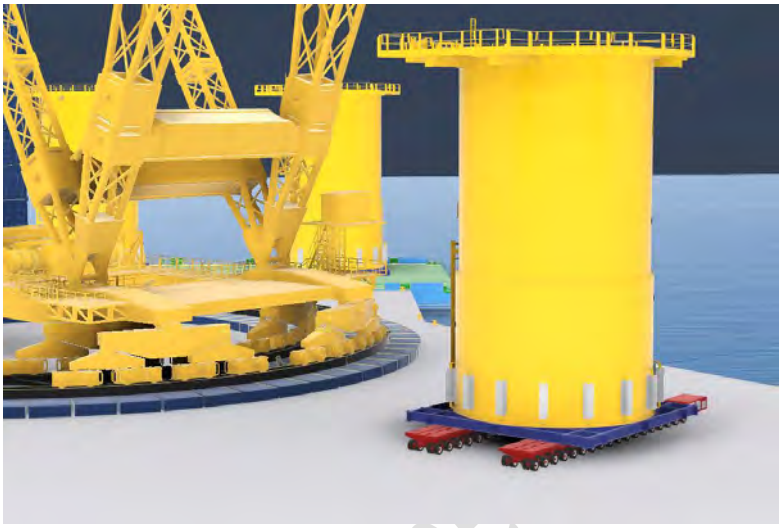




Da der Liebherr LR 13000 Kran nach wie vor neben dem Ring Kran positioniert ist, wird angenommen, dass der Ring Kran im Uhrzeigersinn dreht und das Transition Piece an der im Folgenden gezeigten Position auf SPMTs absetzt.



Wie im Laufe dieser Analyse ersichtlich wird, ist dieser Bereich auch später bei der Nutzung der Vorstaufläche zugänglich, sodass hier immer Transition Pieces und, wie nachfolgend gezeigt, auch Nacellen abgesetzt werden können.

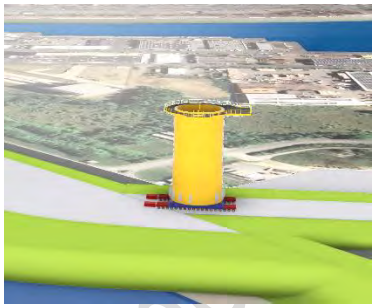


Folgend ist die Transportroute der Transition Pieces von der Kaje zur Lagerfläche aufgezeigt.

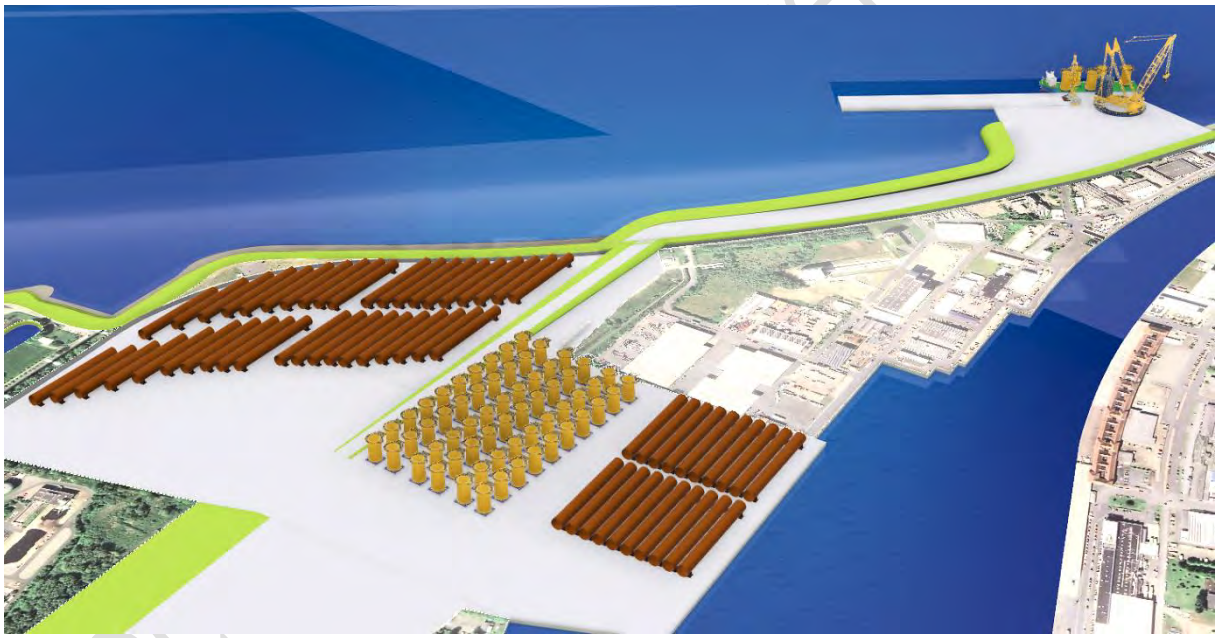


Bei den Transition Pieces ist die Durchquerung der engen Kurve der Deichüberquerung nicht kritisch.





Im Folgenden ist ein mögliches Layout zur Einlagerung der angelieferten Transition Pieces und Monopiles gezeigt. In dieser Ansicht sind jeweils 60 Transition Pieces und Monopiles positioniert.



Die Lagerung der Transition Pieces wird hier auf Betonblöcken angenommen, sodass das Anheben und Absetzen mit SPMTs ermöglicht wird. Zur Lagerung sind hier jeweils sechs Betonblöcke angenommen, um die Last auf eine möglichst große Fläche zu verteilen. Ebenso wie bei den Monopiles gibt es auch hier aufgrund des hohen Komponentengewichts gewisse Grenzen der vernünftigen Dimensionierung der Auflagerfläche, sodass entsprechende Anforderungen an die Flächenkapazität entstehen.



5.1.3 Turmsektionen

Die Anlieferung von Turmsektionen erfolgt ebenso wie die bisher abgehandelten Komponenten auf einem Deck Carrier. Die Entladung findet am zweiten Liegeplatz statt, wo zwei Liebherr LR 13000 Kräne in der Konfiguration SDB0 die Entladung im Tandem Lift durchführen. Aufgrund der hohen Komponentengewichte müssen die schwersten Turmsektionen jeweils kajenseitig geladen sein, damit ausreichend Krankapazität zur Entladung verfügbar ist.





Es wird davon ausgegangen, dass diese unsymmetrische Beladung innerhalb der Ballastkapazität des Schiffes problemlos abgebildet werden kann.



Die Kräne sind wiederum so positioniert, dass ausreichend Platz zwischen der Kaje und den Kränen vorhanden ist, um die Turmsektionen auf SPMTs abzusetzen und aus dem Entladebereich herauszufahren. Folgend ist die Transportroute der Turmsektion von der Kaje zur Lagerfläche aufgezeigt.



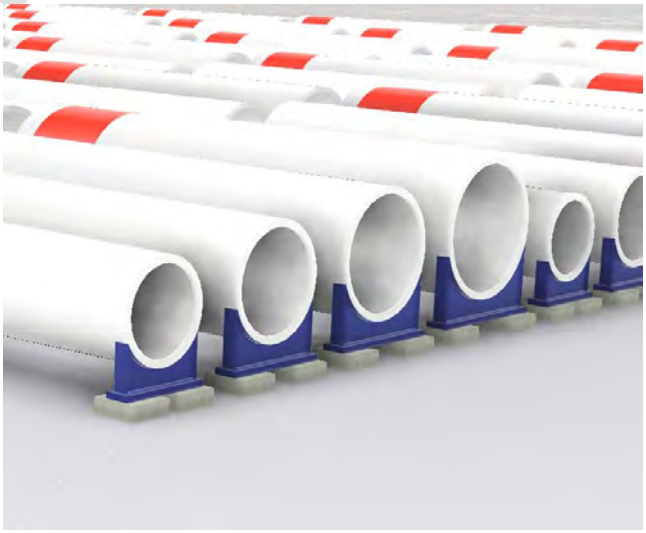
Wie auch bei den Transition Pieces ist die Durchquerung der engen Kurve der Deichüberquerung für die Turmsektionen nicht kritisch.



Folgend ist ein mögliches Layout zur Einlagerung der angelieferten Turmsektionen gezeigt. In dieser Ansicht sind 60 Türme in jeweils vier Sektionen positioniert. An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass davon ausgegangen wird, dass die Fundament-Installationskampagne bereits abgeschlossen ist, bzw. sich nur noch die letzten Sätze auf der Lagerfläche befinden, sodass die Fläche nun für die WKA-Komponenten genutzt werden kann.

DOC im Auftrag von brem





Wie auch bei den Transition Pieces erfolgt die Lagerung auf Betonblöcken, sodass das Anheben und Absetzen mit SPMTs ermöglicht wird. Zur Lagerung sind hier jeweils vier Betonblöcke mit einer größeren Auflagefläche angenommen, um die Last auf eine möglichst große Fläche zu verteilen. Ebenso wie bei den anderen Komponenten kommt man auch hier aufgrund des hohen Komponentengewichts an gewisse Grenzen der vernünftigen Dimensionierung der Auflagerfläche, sodass entsprechende Anforderungen an die Flächenkapazität entstehen

DOC in Auftrag

5.1.4 Nacelle

Die Anlieferung von Nacellen erfolgt ebenso wie bei den Monopiles und Transition Pieces auf einem Deck Carrier. Die Entladung kann wie bei den Transition Pieces im Einzellift mit dem Ring Kran erfolgen, der Entladevorgang ist quasi identisch.





Da nun der Liebherr LR 13000 Kran für die Turmaufrichtung und Turm-Vormontage nebst dem Liebherr LR1500-1 als Nachführkran neben dem Ring Kran positioniert ist, wird auch hier angenommen, dass der Ring Kran im Uhrzeigersinn dreht und die Nacelle an der gezeigten Position auf SPMTs absetzt.

Wie bereits für das Transition Piece beschrieben, ist dieser Bereich auch später bei der Nutzung der Vorstaufläche zugänglich, sodass hier immer Komponenten abgesetzt werden können.



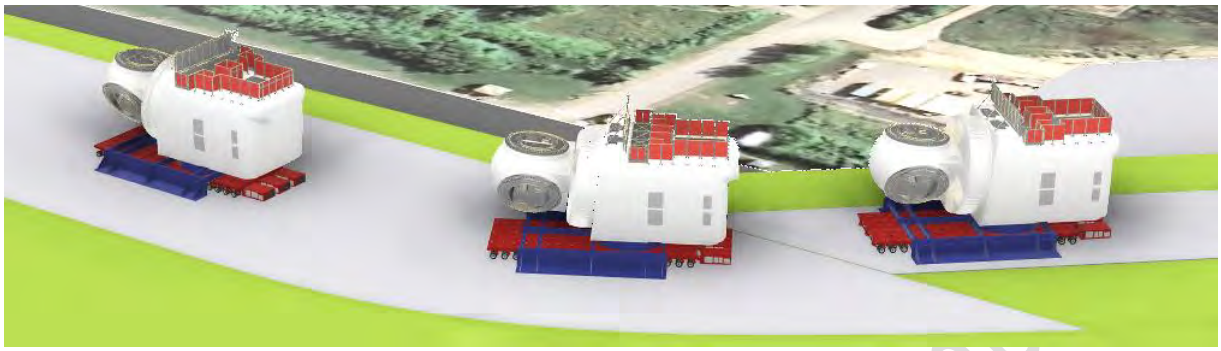
DOC in Auftrag von

Folgend ist der Transportweg der Nacelle von der Entladeposition an der Kaje zur Lagerfläche aufgezeigt.

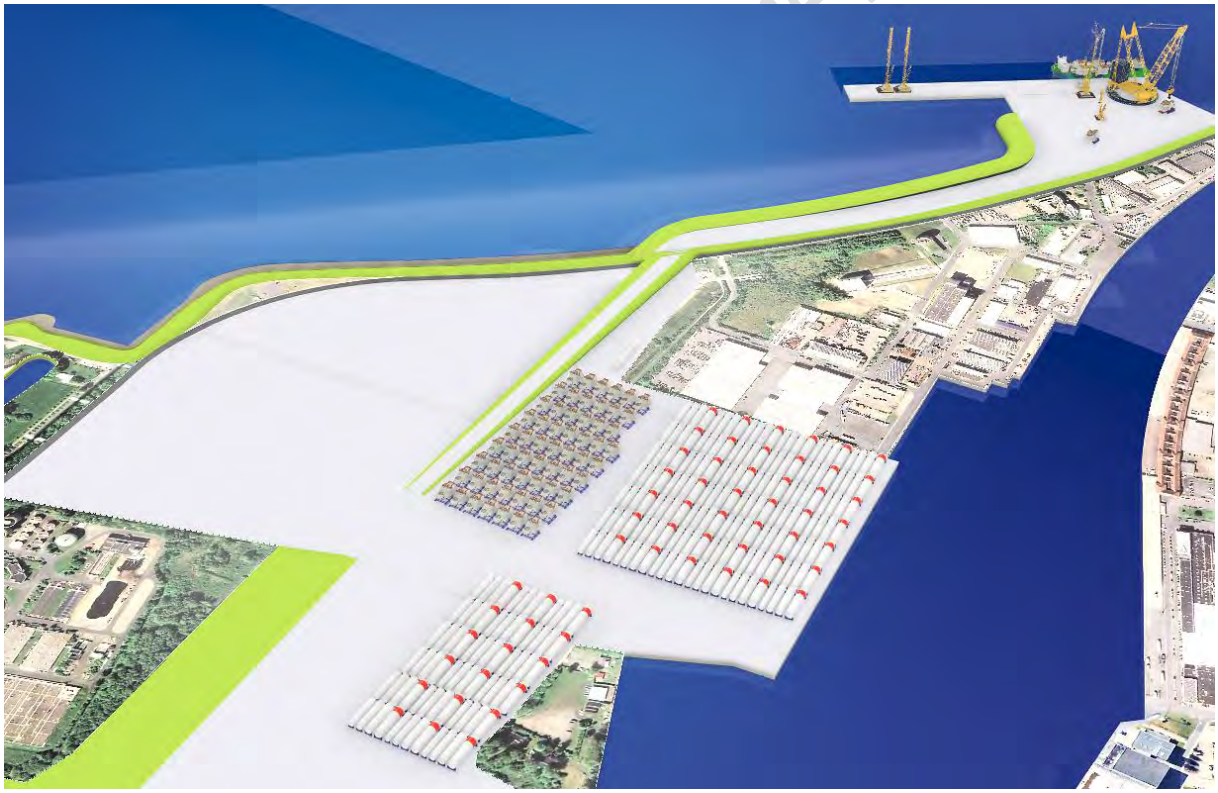


DOC im Auf

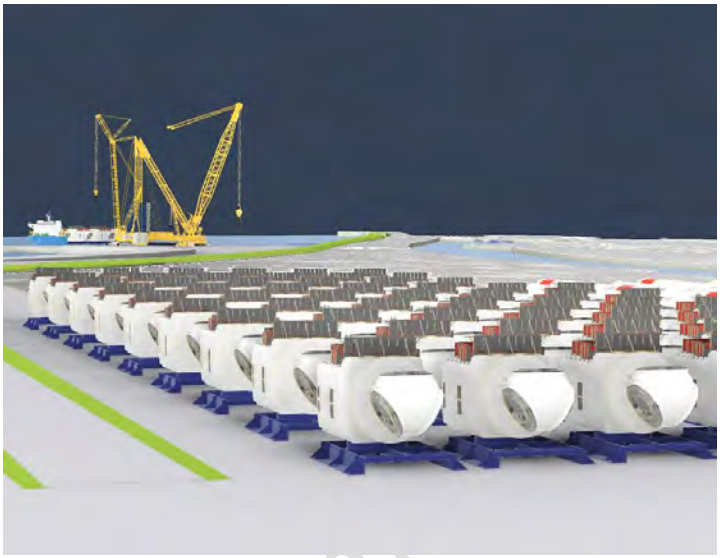
Auch bei den Nacellen die Durchquerung der engen Kurve der Deichüberquerung nicht kritisch.



Folgend ist ein mögliches Layout zur Einlagerung der angelieferten Nacellen und Turmsektionen gezeigt. In dieser Ansicht sind jeweils 60 Türme (in vier Sektionen) und Nacellen positioniert.



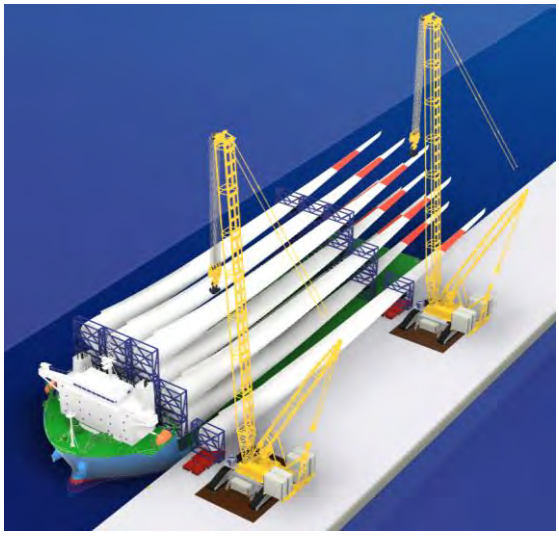
Gemäß gängiger Praxis sind die Nacellen hier auf einem Transport- und Lager-Grillage positioniert, sodass man die Komponente per SPMT anheben und absetzen kann. Ebenso wie bei den anderen Komponenten kommt man auch hier aufgrund des hohen Komponentengewichts an gewisse Grenzen der vernünftigen Dimensionierung der Auflagerfläche, sodass entsprechende Anforderungen an die Flächenkapazität entstehen.



5.1.5 Rotorblätter

Die Anlieferung von Rotorblättern erfolgt ebenfalls auf einem Deck Carrier. Die Entladung findet, wie bei den Turmsektionen, am zweiten Liegeplatz statt, wo die zwei Liebherr LR 13000 Kräne in der Konfiguration SDB0 positioniert sind. Die Entladung findet dann im Tandem Lift statt.





Diese Krankonfiguration ermöglicht die Entladung bis hin zur abgewandten Seite, sowohl geometrisch als auch hinsichtlich der Krankapazität auf dem gezeigten Radius.

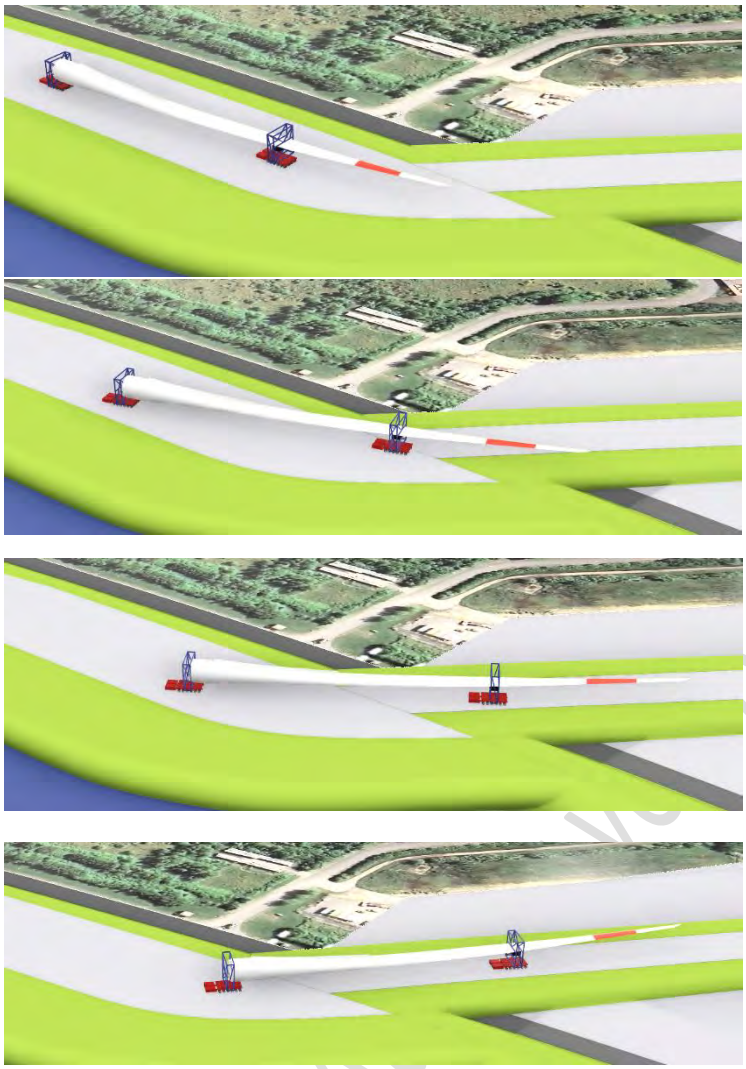


An dieser Stelle sei noch vermerkt, dass bewusst eine Krankonfiguration ohne Superlift-Gewicht für diese Position gewählt wurde, damit die Kräne auf die schmale Kaje passen.

Anmerkung: Durch eine Verbreiterung der Kaje, könnte diese Limitation aufgehoben werden, so dass ein bedarfsorientierter Betrieb möglich ist.

Folgend ist der Transportweg des Rotorblatts von der Entladeposition an der Kaje zur Lagerfläche aufgezeigt. In dieser Darstellung wird auch ersichtlich, weshalb die Positionierung eines zweiten Ring Krans in der Lageplan Variante 2 den Transportweg behindern würde.





Aufgrund der Gesamtlänge der Transportkonfiguration ist die enge Kurve bei der Deichüberquerung wie auch bei den Monopiles von besonderem Interesse.

Nach der graphischen Analyse wird davon ausgegangen, dass diese Kurve mithilfe der SPMTs mit dem 165m langen Rotorblatt durchfahren werden kann.

Anmerkung: Das Lichtraumprofil der Blätter beim Transport, insbesondere in den Kurven, ist deutlich größer als der Kurvenradius. Das heißt das Teile eines Blattes über die Umgebung hinweg ausscheren. Die betroffenen Bereiche sind von Laternen oder Masten freizuhalten. Dieses gilt es bei der Planung des Hafens zu berücksichtigen.

Folgend ist ein mögliches Layout zur Einlagerung der angelieferten WKA-Komponenten gezeigt. In dieser Ansicht sind 60 Türme (in vier Sektionen), 60 Nacellen und 45 Sätze Rotorblätter positioniert. Da entsprechende Rangierflächen freigehalten werden müssen, ist es nicht möglich, alle 60 Sätze der Rotorblätter vorzustauen.

Anmerkung: Im Rahmen der Anlieferungs- und Installationslogistik ist diese Voraussetzung allerdings auch nicht erwartbar. Es befinden sich nicht alle WKA-Komponenten vor Installationsstart auf der Lagerfläche, sondern werden in der Regel sequentiell nach Projektstatus angeliefert und zwischengelagert, siehe auch 5.2. Das gezeigte Layout dient somit der Verdeutlichung, welche Auslastung auf den Lagerflächen theoretisch möglich ist.

Zu erwähnen ist noch, dass an der Binnenkaje ein Bereich freigehalten ist, um dort eine RoRo-Entladung zu ermöglichen. Dies wird im Folgenden noch genauer gezeigt.





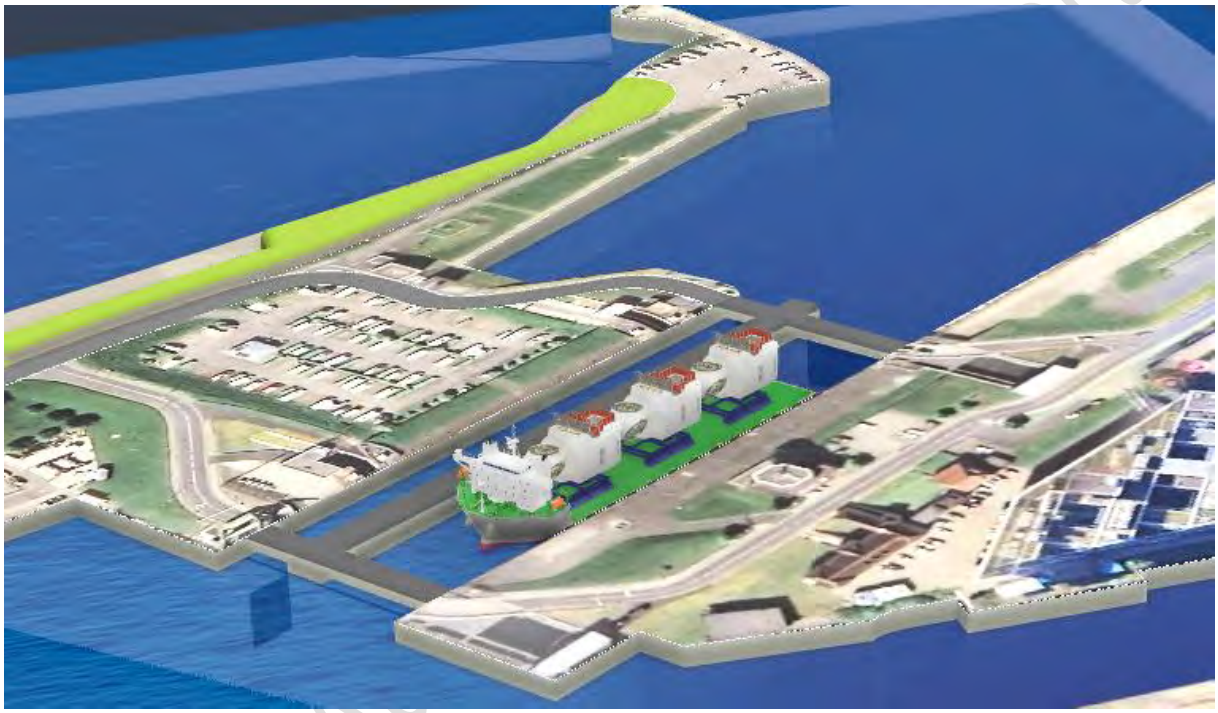
Die Blattrahmen sind hier auf Betonblöcken gelagert, sodass man die Rotorblätter per SPMT anheben und absetzen kann. Ebenso wie bei den anderen Komponenten kommt man auch hier aufgrund des hohen Komponentengewichts an gewisse Grenzen der vernünftigen Dimensionierung der Auflagerfläche, sodass entsprechende Anforderungen an die Flächenkapazität entstehen

DOC INTERN

5.1.6 Optional: Anlieferung Komponenten Innenhafen

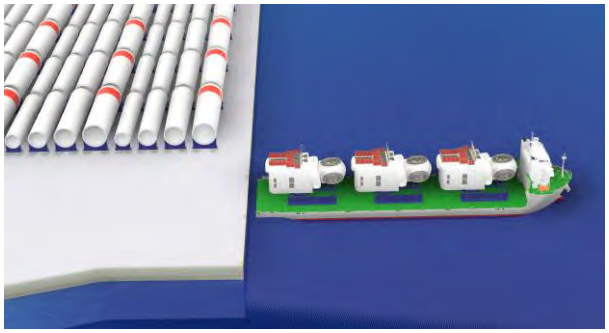
Wie im vorigen Abschnitt erwähnt, wird optional mit der Anlieferung von Komponenten über den Fischereihafen gerechnet. Die Entladung würde hierbei idealerweise mittels RoRo erfolgen, sodass keine zusätzlichen Krane erforderlich sind.

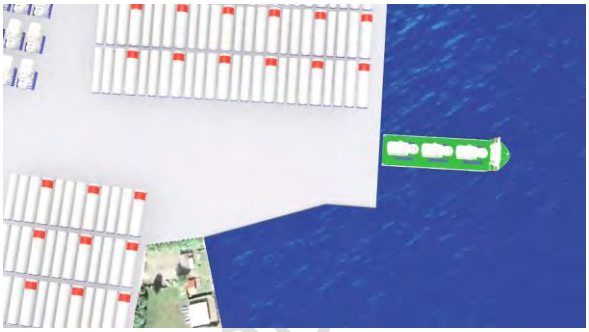
Wie eingangs zu dieser Studie beschrieben kämen zur Anlieferung Deck Carrier zum Einsatz, welche mit ihren Dimensionen in die Schleuse passen. Hier einmal exemplarisch gezeigt mit drei Nacellen beladen.



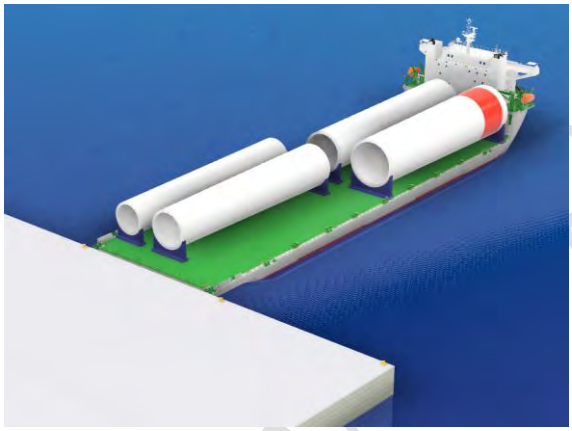
DOC im Auftrag

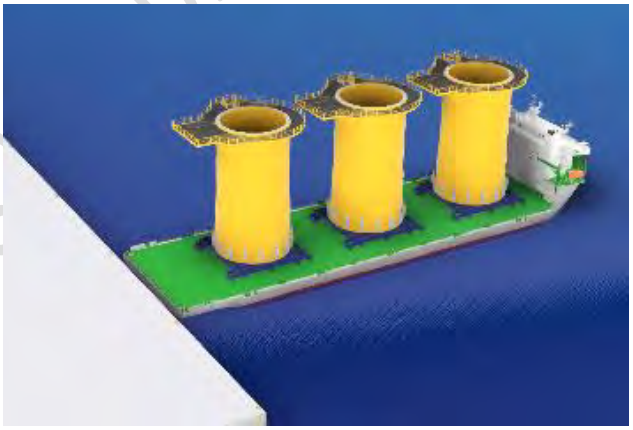
Für die Entladung mittels RoRo müssen entsprechende Anforderungen von der Kaje erfüllt werden. So muss die Kajenhöhe an dieser Stelle mit dem Freibord der erwarteten Schiffe im jeweiligen Ladefall korrespondieren. Ggf. müsste hier eine Rampe eingeplant werden, um den Höhenunterschied zu den übrigen Flächen zu überbrücken





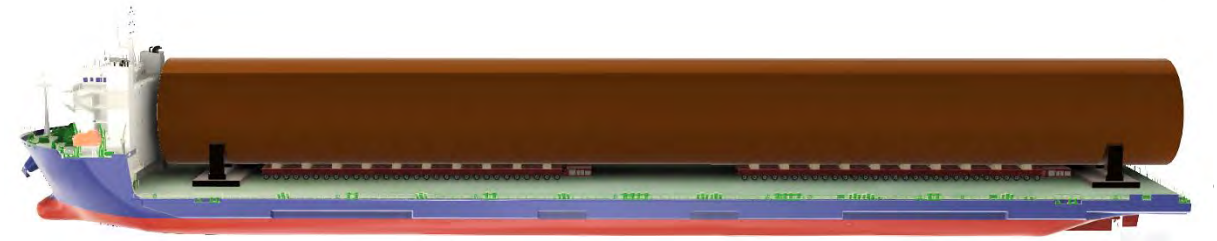
Denkbar als Möglichkeit zur Anlieferung über den Fischereihafen sind vordergründig Transition Pieces, Turmsektionen und Nacellen. Rotorblätter werden für diesen Anlieferungsweg als zu lang betrachtet, um von der Länge her auf einem Schiff in die Schleuse zu passen.

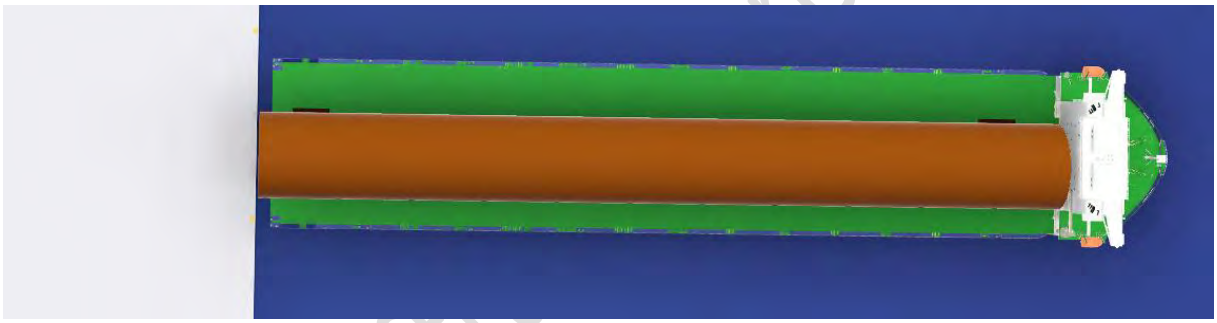




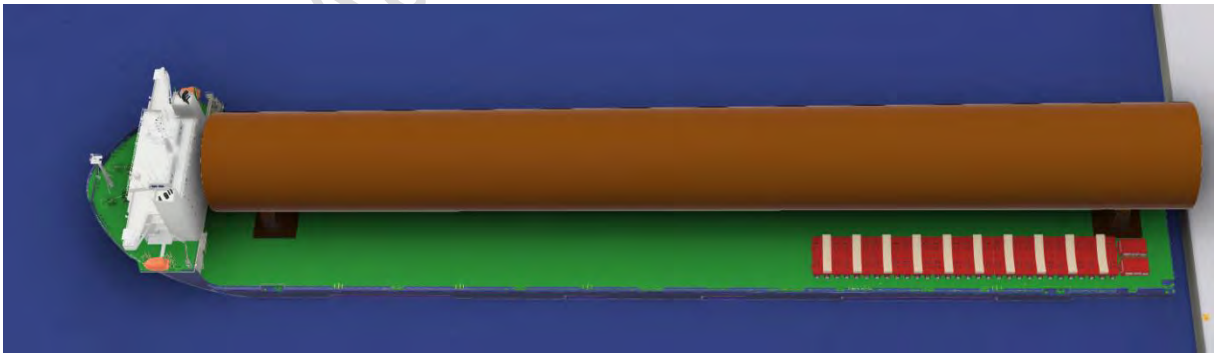
DOC intern

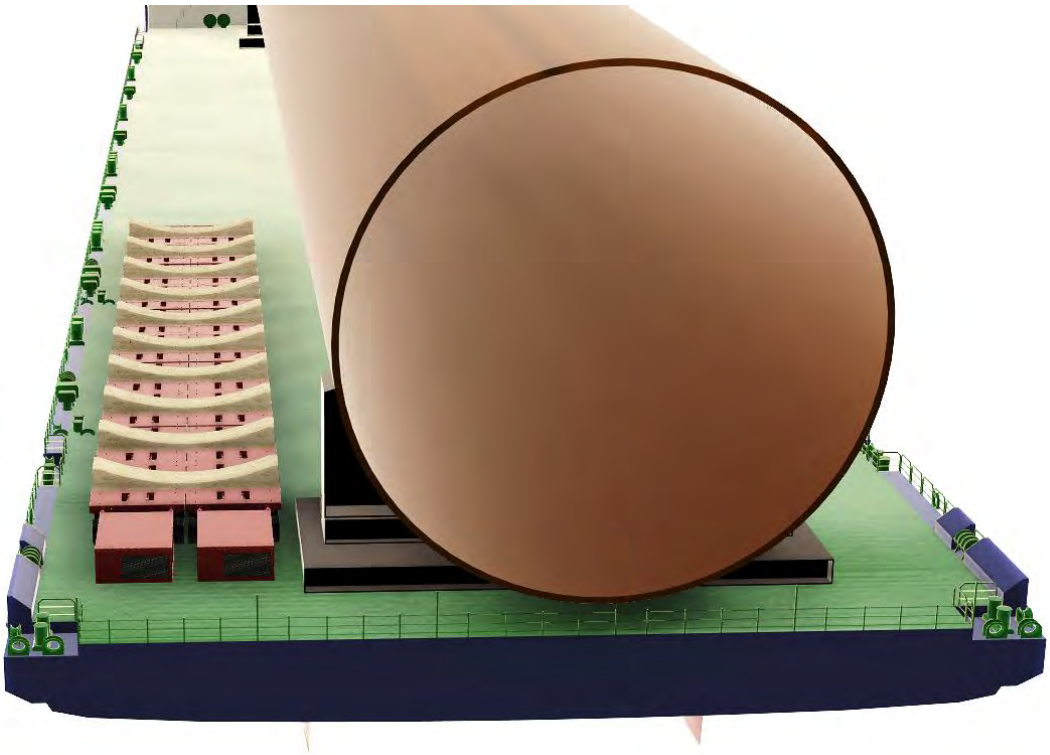
Die Anlieferung von Monopiles über den Binnenhafen im RoRo-Verfahren erfordert von der Detailplanung, insbesondere für die Ausgestaltung der lastverteilenden Transportrahmen und den Anforderungen an den Entladeprozess einen deutlich höheren Aufwand als bei den anderen Komponenten. Der zu verwendende Deck Carrier müsste zum Transport von 140m langen Monopiles eine nahezu ebenso lange Deckfläche aufweisen, damit die Lagerschalen entsprechend so gesetzt werden können, dass zum einen die Lasten gleichmäßig in den Schiffsrumpf eingeleitet werden können und dass eine Platzierung mit dem benötigten SPMT Setup unterhalb des Monopiles noch erfolgen kann.





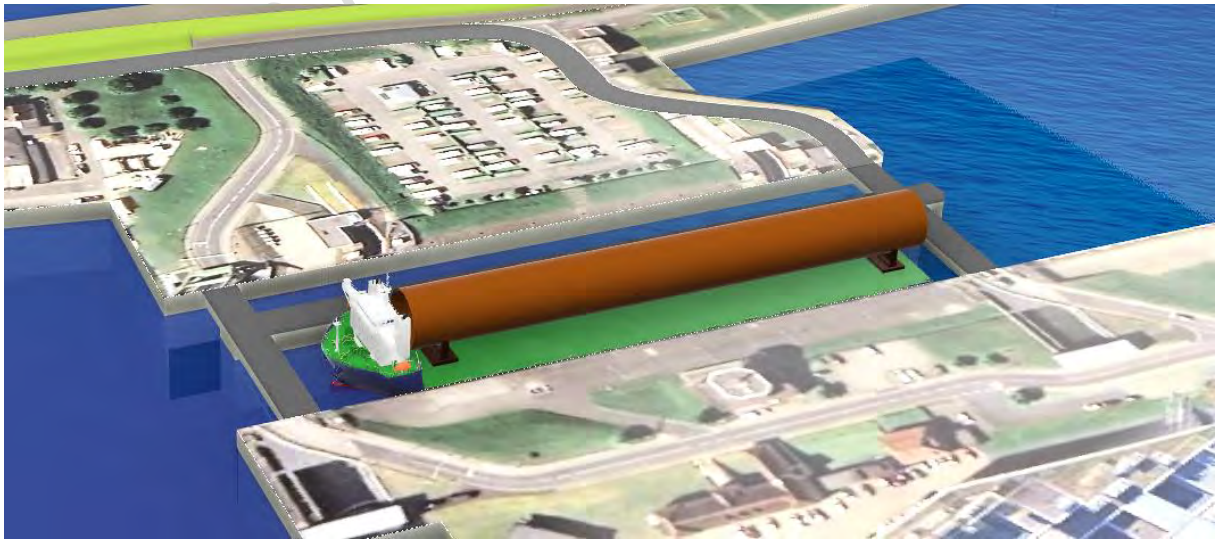
Folgend ist gezeigt, wie die SPMTs an der Seite auf das Deck auffahren müssten, um sich anschließend unter dem Monopile zu positionieren.

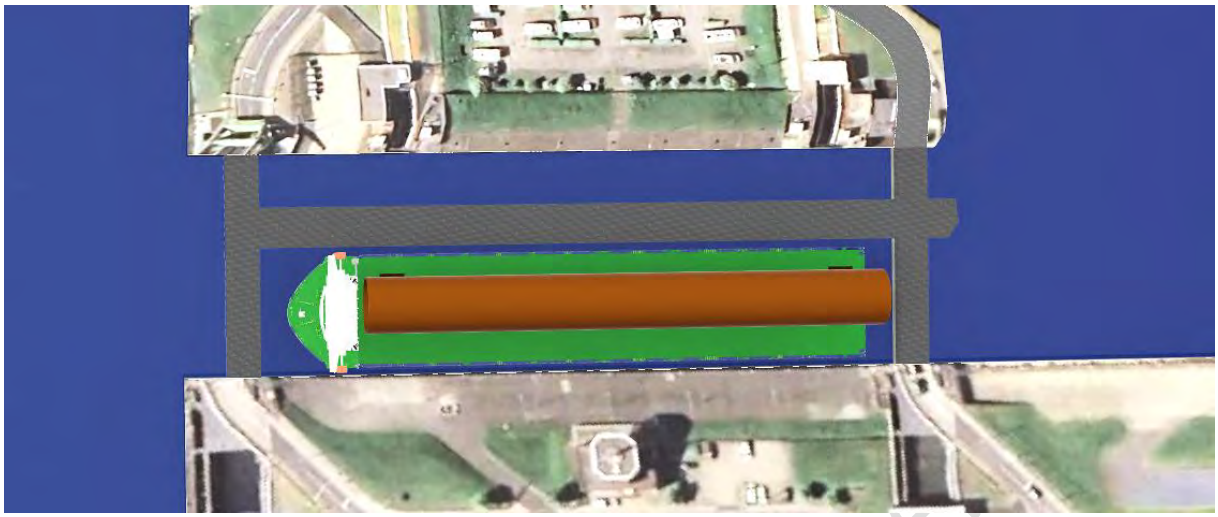




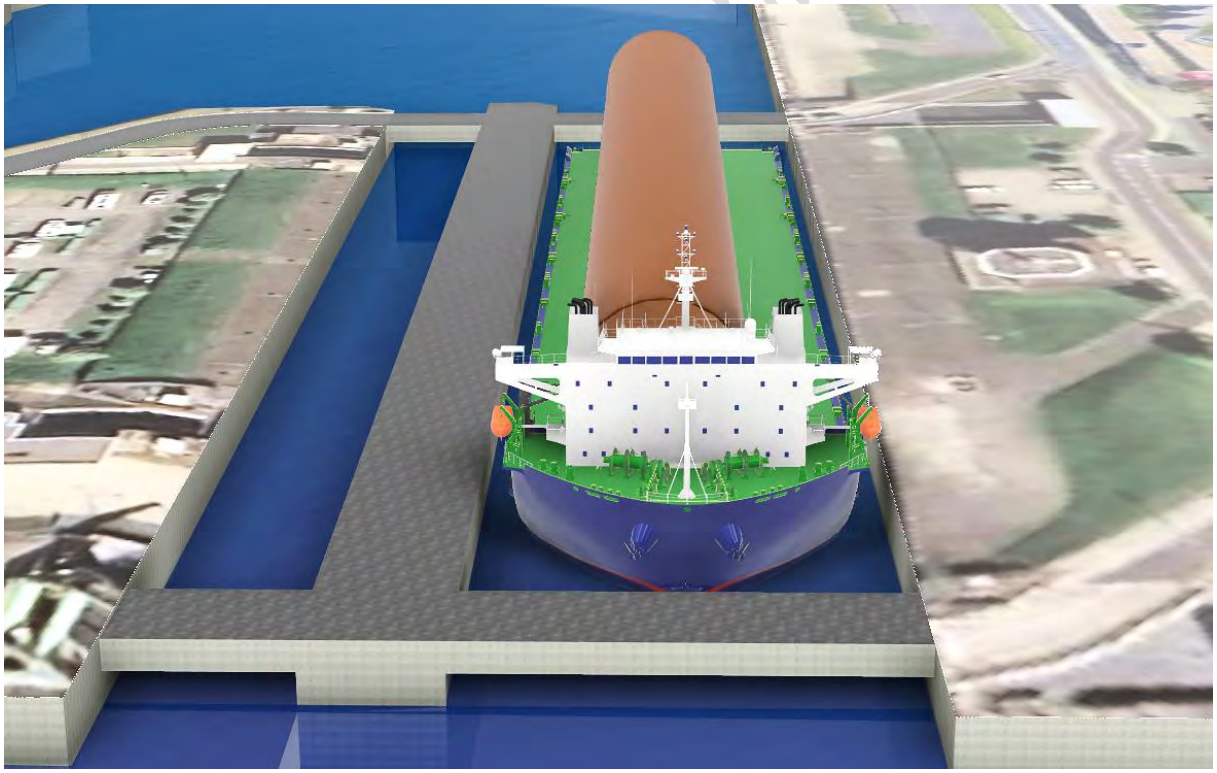
Das Entfernen oder Unterfahren der hinteren und mittleren Lagerschale vor Entladung per RoRo wäre dann ein Thema für das Detail-Engineering für diesen Prozess.

Anmerkung: Der in diesem Beispiel gezeigte Deck Carrier existiert in diesen Dimensionen nach unserer Information zurzeit nicht auf dem Markt, sondern wurde nur zu Darstellungszwecken passend für diesen Einsatz skaliert. Ein Schiff mit diesen Dimensionen würde mit einem Monopile belade in die Schleuse passen.



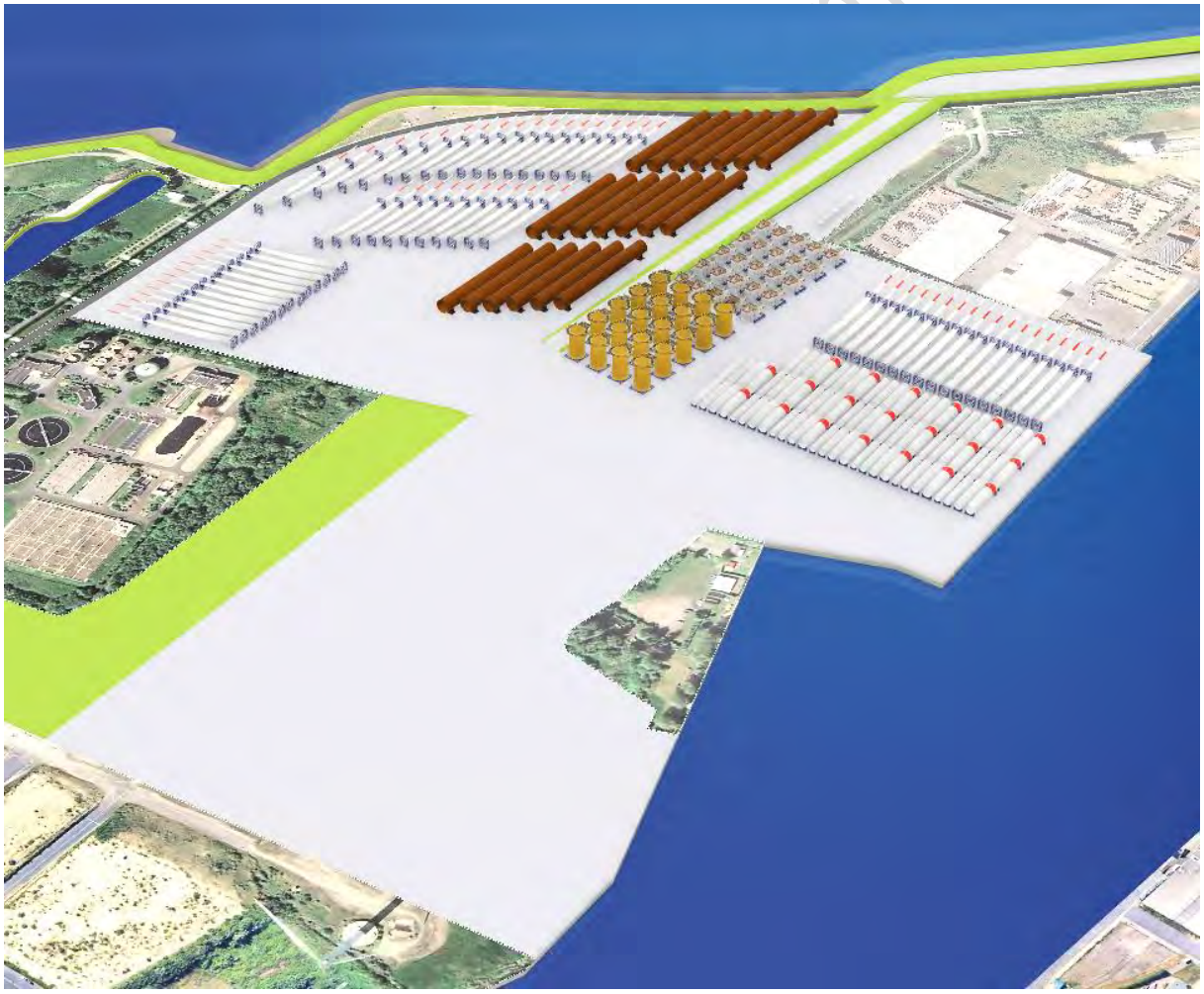


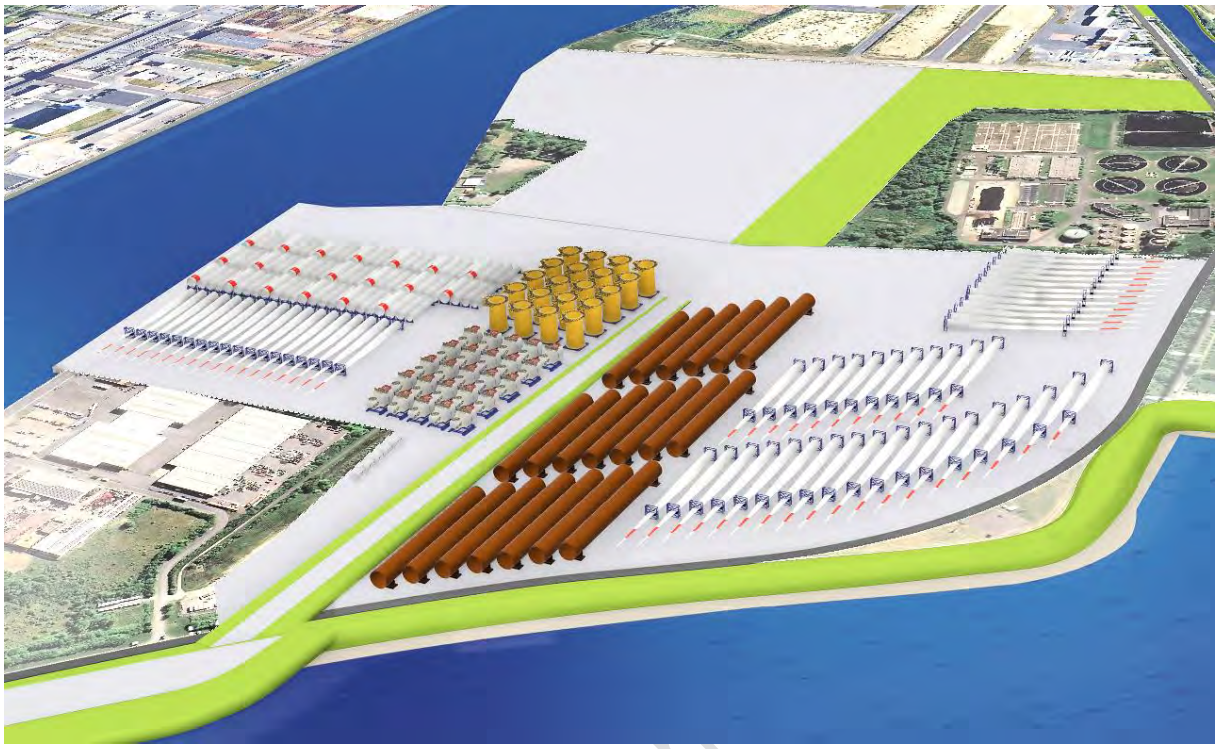
Aufgrund der Limitierung in der Breite durch die Schleusendurchfahrt und durch das Erfordernis des seitlichen Auffahrens der SPMTs zur Entladung, ist nur ein Monopile pro Transport möglich.

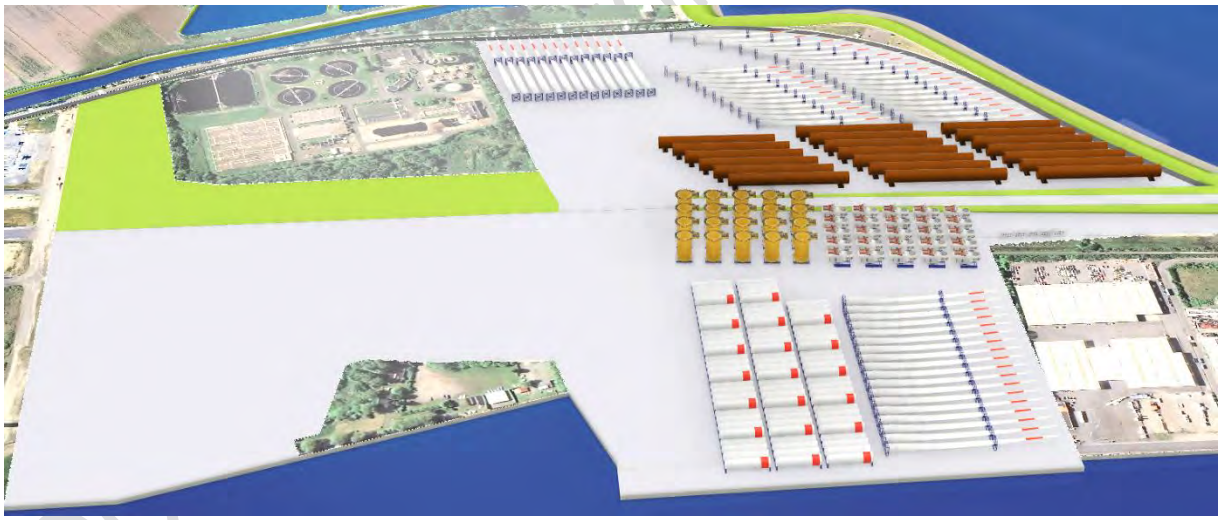


5.2 Layout-Beispiel: Lagerung Komponenten für 20 WKAs

Im vorangegangenen Teil ist von einer Projektgröße von 60 Windkraftanlagen ausgegangen worden und es wird auch im weiteren Verlauf dieser Studie so angenommen, um die Verwendung der zur Verfügung stehenden Lagerflächen und Transportwege zu visualisieren. Die Komponenten eines solchen Projekts werden i.d.R. nicht gleichzeitig eingelagert, sondern im Ablauf der Installationskampagnen für die Fundamente und die WKAs über die verschiedenen Projektphasen sequenziell eingelagert und zeitnah wieder abgerufen zur Verladung auf das Installationsfahrzeug. Im Folgenden wird zur Übersicht ein Layout mit den Komponenten für 20 komplette Anlagen auf der Lagerfläche positioniert. Diese Darstellung zeigt die Möglichkeit mindestens 2 Projekte in unterschiedlichen Projektphasen zu beliefern. Dabei wäre noch ausreichend ergänzend Platz, um weitere Komponenten auf den vorhandenen Lagerflächen einzulagern.







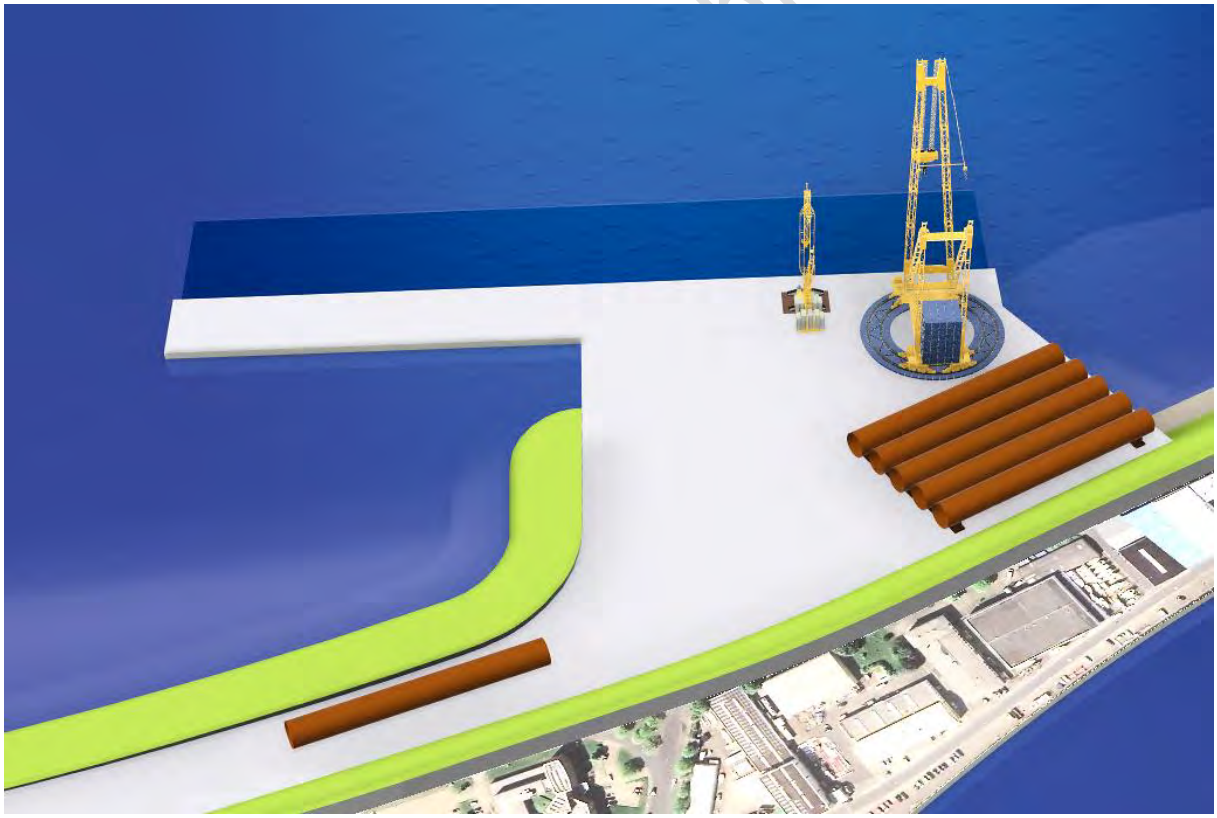
Für die Anlieferung über den Binnenhafen wurde ein Bereich an der Binnenkaje freigehalten, um Komponenten optional per RoRo anliefern und entladen zu können.

5.3 Vorstau – Verladung zur Installation

In diesem Kapitel wird nun auf die logistischen Prozesse im Rahmen der Installationskampagne eingegangen. Hierfür müssen zunächst die jeweiligen Komponenten von der Lagerfläche zur Vorstaufläche verbracht werden, um die Bereitstellung für die Ladevorgänge zu gewährleisten und den Zeitbedarf der Liegezeiten der Schiffe auf ein Minimum zu reduzieren.

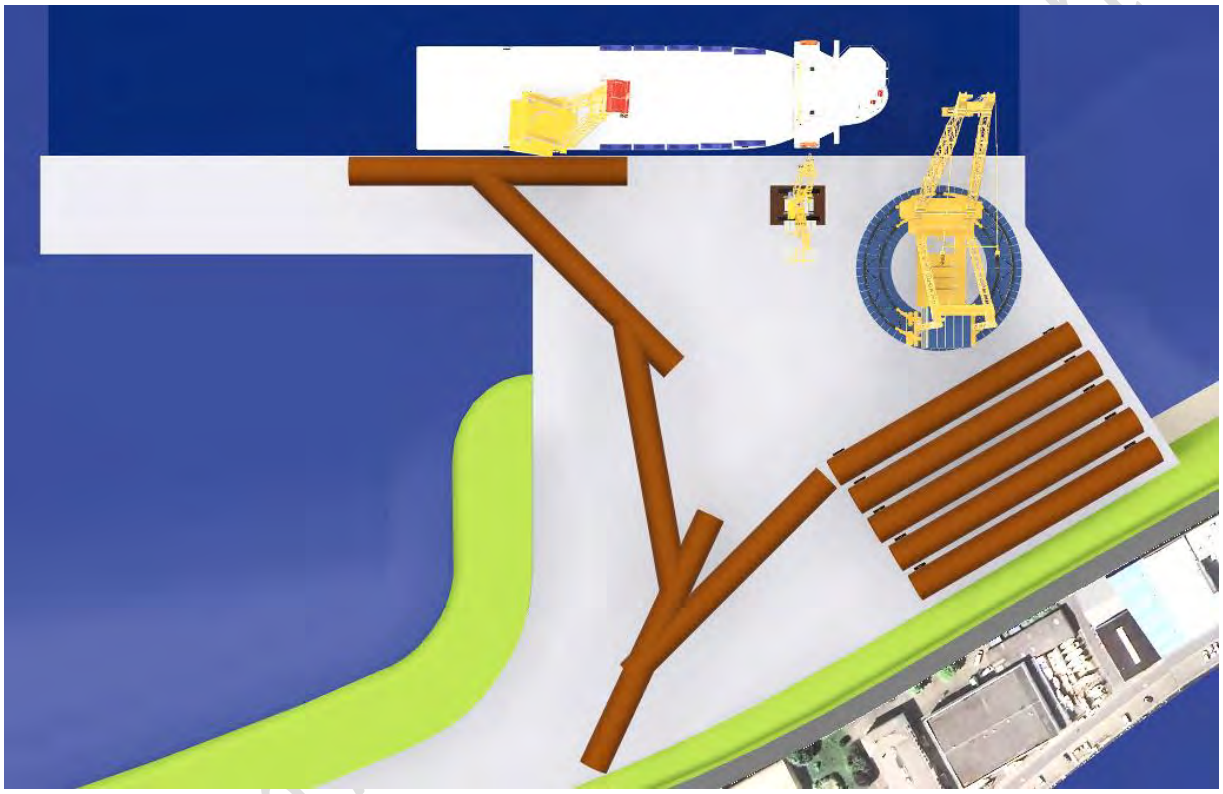
5.3.1 Monopiles

Folgend ist ein mögliches Vorstau-Layout für Monopiles gezeigt. Es wäre auch möglich, die zwei Monopiles neben dem Ring Kran an den Deich vor die übrigen Monopiles zu platzieren, sofern die Fläche nicht zur Entladung von Transition Pieces oder Nacellen benötigt wird. Dies müsste nach den Gegebenheiten im Logistikprozess individuell entschieden werden. Wie im Laufe dieses Kapitels ersichtlich wird, wird von einer maximalen Ladekapazität von fünf Monopiles für das Kranschiff „LES ALIZES“ ausgegangen, worauf die gezeigte Vorstau-Menge beruht.



Die Liegeposition des Kranschiffs muss so gewählt werden, dass die später über die Kaje stehenden Monopiles nicht mit den in dieser Phase wie gezeigt positionierten Kranen kollidieren. Aufgrund der Länge des Kranschiffs ist für die Ladezeit davon auszugehen, dass kein zweites Schiff an der Kaje Platz findet. Folgend ist der Transportweg der Monopiles von der Vorstaufläche zur Verladeposition gezeigt.

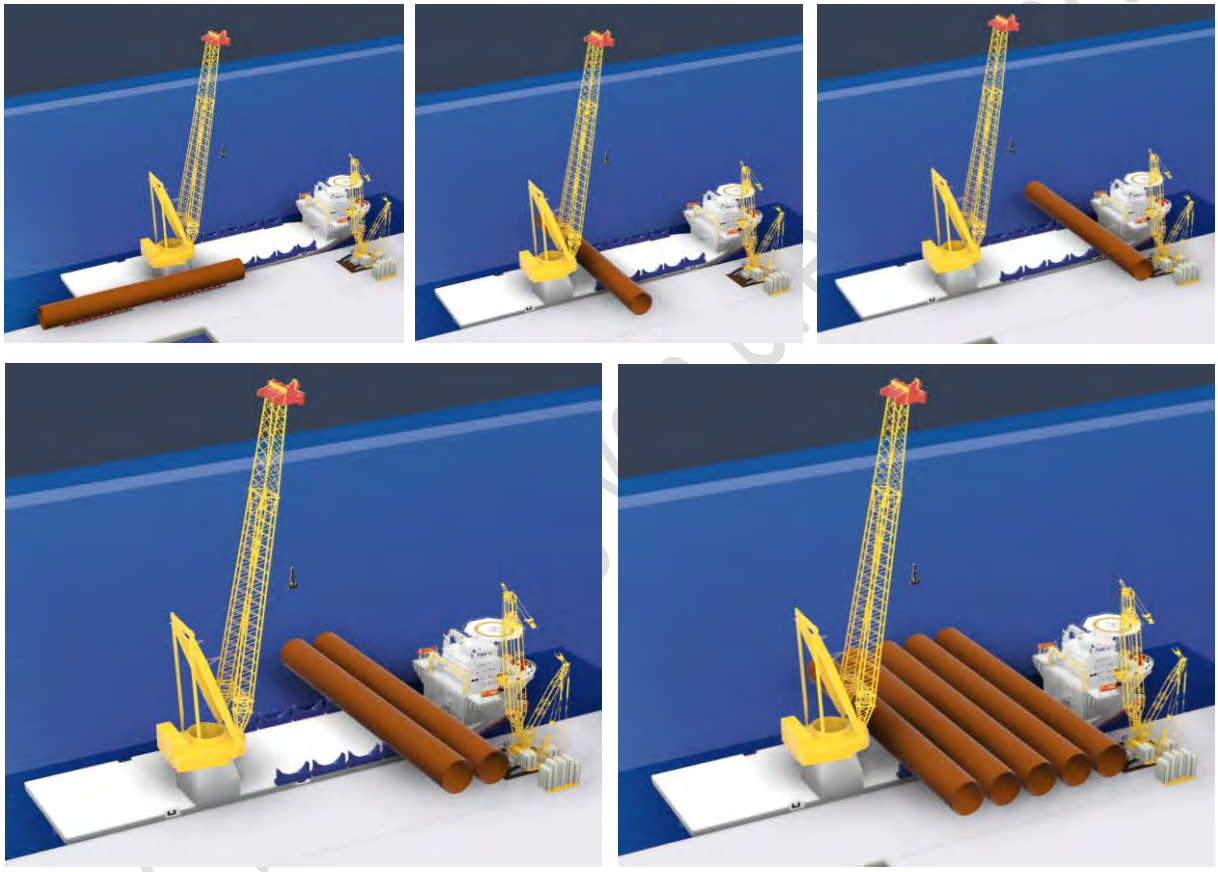
Anmerkung: Bei einer Verbreiterung der Südkaje auf mindestens 100m kann diese Einschränkung aufgehoben werden.



Die Verladeposition des Monopiles muss so dicht wie möglich am Bordkran des Kranschiffs liegen, da die 4.000t Komponentengewicht dicht an der Kapazitätsgrenze des Bordkrans liegt.



Aufgrund des hohen Komponentengewichts wird das Kranschiff Monopiles nur an die achtere Position an Deck verladen können, wo sich auch die Upending-Struktur für die spätere Installation befinden wird. An Deck ist ein Skidding-System vorzusehen (Industrieller Standard), um Monopiles an die vorderen Positionen zu verbringen und im Sea Fastening abzulegen. Eine Übersicht dieses Ladeprozesses ist nachfolgend dargestellt.



Die Transportschalen (Sea Fastening) an Deck des Kranschiffs müssen vom Design her den in Bremerhaven erwartbaren Tidenhub in der Höhe berücksichtigen. Zudem muss der Ladefall des Schiffes mit dem erwartbaren Freibord mit in diese Ermittlung einfließen. Ein Sicherheitsabstand gemäß gängiger technischer Standards muss eingeplant werden.

Folgend ist der Ladezustand des Kranschiffs mit den über die Kaje überstehenden Monopiles gezeigt.



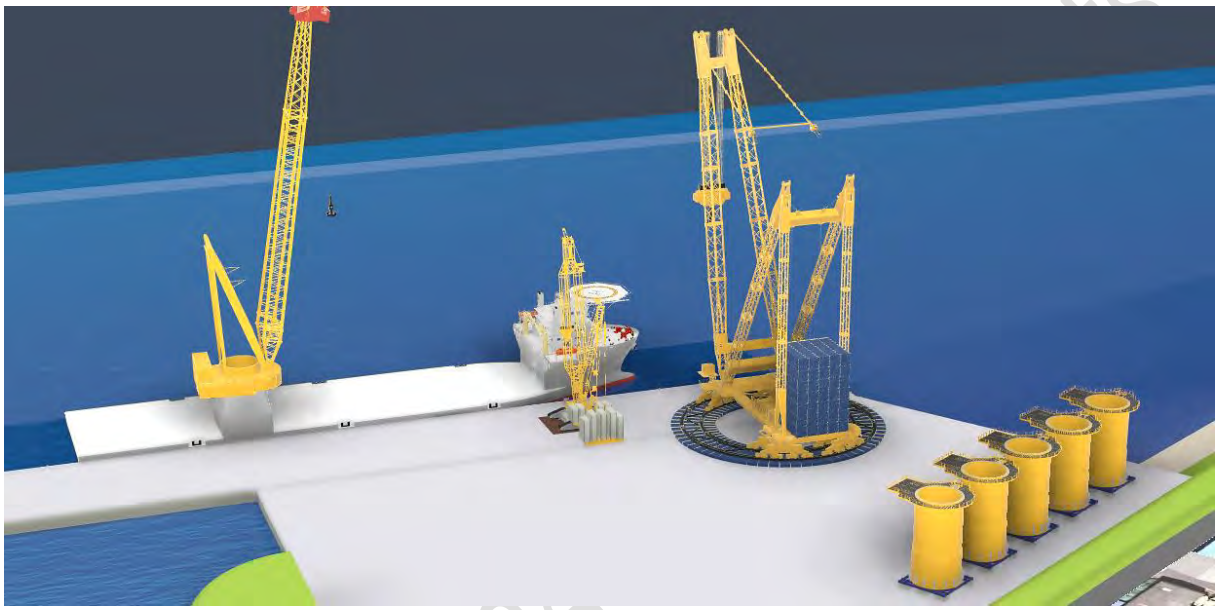
Anmerkung: Der Transport der Monopiles quer zur Schiffslängsrichtung über die Weser ist mit einer Ausnahmegenehmigung möglich. Eine solche Genehmigung hat es bereits in den Jahren 2012 ff. für den liegenden Transport von Rotorsternen mit einem Durchmesser von 130m gegeben.

Empfehlung: Der Transport der Blätter quer zur Schiffslängsrichtung, welche zu einer Transportbreite von mindestens 140m führt, sollte so früh wie möglich mit der zuständigen Wasserstraßen- und Schifffahrtsamt (WSA) durchgesprochen werden, um die Maßnahmen zur Erlangung von späteren eine Ausnahmegenehmigungen bereits beim Bau des Terminals berücksichtigen zu können.

DOC im Auftrag von bremenports

5.3.2 Transition Pieces

Nachfolgend ist ein mögliches Vorstau-Layout für Transition Pieces gezeigt. Es wird von einer maximalen Ladekapazität von fünf Transition Pieces für das Kranschiff „LES ALIZES“ ausgegangen, worauf die gezeigte Vorstau-Menge beruht. Wie hier ersichtlich wird, ist die Fläche für die Entladung von Transition Pieces und Nacellen neben dem Ring Kran frei, sodass der Vorstau von Transition Pieces erfolgen kann, ohne ohne eine Entladung zu behindern.



Nachfolgend ist der Transportweg der Transition Pieces von der Vorstaufläche zur Verladeposition gezeigt.



Die Verladung des Transition Pieces erfolgt mithilfe des Bordkrans.





5.3.3 WKA-Komponenten

Zur Installation der Windkraftanlagen wird das Jack Up Installationsschiff (hier angenommen die „VOLTAIRE“) eine bestimmte Anzahl von Komponentensätzen laden (Türme bzw. Turmsektionen, Nacellen, Rotorblätter). Zur Vorbereitung muss zunächst eine Vormontage der Türme erfolgen. Basierend auf der Annahme, dass die „VOLTAIRE“ zur Installation zum Einsatz kommt, ist es nicht möglich, die Türme komplett vorzumontieren, da die Baumhöhe des Schiffes diese Höhe nicht abbilden kann. Derzeit gibt es nach unserem Kenntnisstand kein Jack Up Installationsschiff, welches die Kapazität aufweist, 170m hohe Türme zu laden. Daher wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass die Türme nur zur Hälfte vormontiert werden. Aus den vier Turmsektionen werden zwei Sektionen vormontiert und offshore zu einem Turm installiert. Dafür kann das Jack Up Installationsschiff die benötigte Höhe durch das Aufjacken erreichen. Folgend ist ein mögliches Vorstau-Layout für Turmsektionen gezeigt.



Auftrag von bremenports

Für den Aufrichtungsvorgang der Turmsektionen ist ein Nachführkran erforderlich. In dieser Studie wurde hierfür ein Liebherr LR 1500-1 angenommen, welcher die nötige Kapazität für die schwerste Turmsektion aufweist. Des Weiteren kommt als Hauptkran ein Liebherr LR 13000 in der Konfiguration SDWB mit einem 30m langen Ausleger zum Einsatz. In dieser Konfiguration weist der Kran sowohl die benötigte Hebekapazität, die benötigte Höhe, als auch den benötigten Wirkradius auf, um die Turmsektionen aufzurichten und an verschiedenen Positionen vorzumontieren.



Aus logistischen Gesichtspunkten ist die Position zur Vormontage der Turmsektionen in der Lageplan Variante 2 eine wichtige Betrachtung. Zum einen sollten die vormontierten Turmsektionen dicht an der Kaje stehen, um mit dem Bordkran des Jack Up Installationsschiffes geladen werden zu können. Des Weiteren ist an der Kaje nur ein begrenzter Platz vorhanden, und es sollte immer ausreichend Durchfahrtsbreite zur Verfügung stehen, um weiterhin Komponenten am zweiten Liegeplatz entladen und zur Lagerfläche transportieren zu können (insbesondere für Rotorblätter entscheidend).

Die folgend gezeigte Position zur Vormontage der Turmsektionen wird für die Lageplan Variante 2 als beste Option angesehen. Die Durchfahrtsbreite für Komponenten zur Entladung ist gegeben, allerdings ist die Position zur Entladung von Monopiles durch die vorinstallierten Turmsektionen besetzt. Dieser Punkt ist bei der Planung zu berücksichtigen, falls ein Parallelprojekt in dieser Phase solche Komponenten entladen müsste.

Sofern nur ein Projekt zurzeit abgewickelt wird, stellt diese Situation kein Hindernis dar, weil die Fundament-Installationskampagne zum Zeitpunkt der WKA-Installation bereits abgeschlossen wurde oder zumindest in der letzten Phase ist, sodass keine regelmäßigen Anlieferungen von Monopiles zu erwarten sind.

Dieses Layout stellt somit eine nennenswerte Einschränkung des Lageplans der Variante 2 bei der Verladung von WKA parallel zum Entladen von Monopiles dar.

In der Variante 1c ist am zweiten südlichen Liegeplatz ausreichend Fläche (Kajentiefe) vorhanden, um die Kräne zur Turmaufrichtung so zu platzieren, dass es keine Einschränkung im Parallelbetrieb zwischen der Entladung von Monopiles und der Beladung von WKA-Komponenten im Rahmen der Installation (Load out) geben wird.

Anmerkung: Bei einer Kajenverbreiterung des südlichen Liegeplatz 2 der Lageplan Variante 2 auf mindestens 100m können die vorgenannten Einschränkungen aufgehoben werden.

Empfehlung: Es wird empfohlen die Südliche Kaje, des südlichen Liegeplatzes auf mindestens 100m zu verbreitern, um an beiden Liegeplätzen alles Verladearten unabhängig voneinander durchführen zu können.

DOC im Auftrag von bremenports

Nachfolgend sind die vormontierten Turmsektionen zur Beladung auf dem Jack Up Installationsschiff gezeigt. Hier ist daneben die vorhandene Durchfahrtsbreite ersichtlich, um weiterhin Rotorblätter entladen und transportieren zu können.



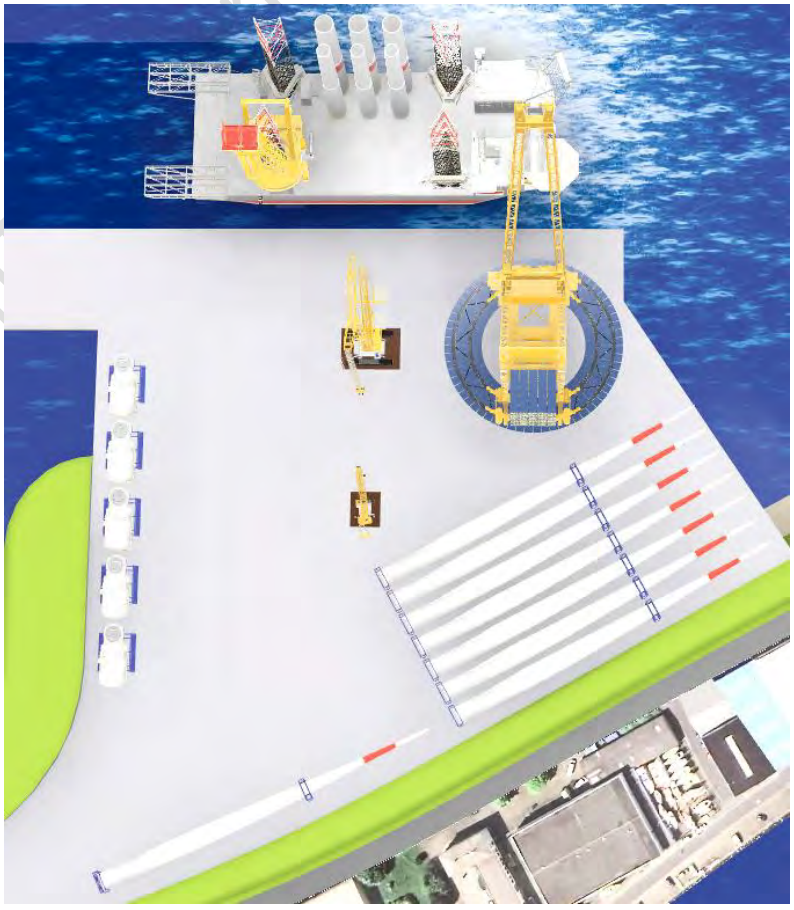
DOC im Auftrag

Aus logistischen Gründen sind die Turmsektionen als erste Komponenten zu laden. Das Jack Up Installationsschiff wurde hier in einem Abstand von ca. 10m zur Kaje positioniert. Die geplante Breite der Seebodenvorbereitung gemäß dem Lageplan wird als ausreichend betrachtet.





Im nächsten Schritt würden dann die Nacellen und schließlich die Rotorblätter auf das Installationsschiff geladen werden. Nebenstehend ist ein mögliches Vorstau-Szenario für diese Komponenten gezeigt, welches bereits parallel zur Bereitstellung der vormontierten Turmsektionen umgesetzt werden kann. Somit können in der Lageplan Variante 2 alle benötigten Komponentensätze für einen Installationszyklus vorgestaut werden, während weiterhin die benötigte Durchfahrtsbreite für Komponenten zur Entladung und zum Transport zur Lagerfläche besteht.



Nachfolgend ist die Beladung von Nacellen auf das Jack Up Installationsschiff mithilfe des Bordkrans gezeigt.





Zuletzt werden die benötigten Sätze der Rotorblätter zur Installation verladen. Nachfolgend ist der Transportweg zur Verladungszuführung und der Verladeprozess gezeigt.









Das Jack Up Installationsschiff hat wie oben gezeigt nun drei Sätze von Offshore Windkraftanlagen zur Installation geladen. Der in diesem Kapitel gezeigte Vorstau- und Beladungsprozess wiederholt sich entsprechend, bis alle Anlagen des Projekts installiert wurden.
Anmerkung: Der Transport der Blätter quer zur Schiffslängsrichtung über die Weser ist mit einer Ausnahmegenehmigung möglich, siehe auch Monopile Transport.

Empfehlung: Der Transport der Blätter quer zur Schiffslängsrichtung, welche zu einer Transportbreite von mindestens 170m führt, sollte so früh wie möglich mit dem zuständigen WSA durchgesprochen werden, um die Maßnahmen zur Erlangung von späteren eine Ausnahmegenehmigungen bereits beim Bau des Terminals berücksichtigen zu können.

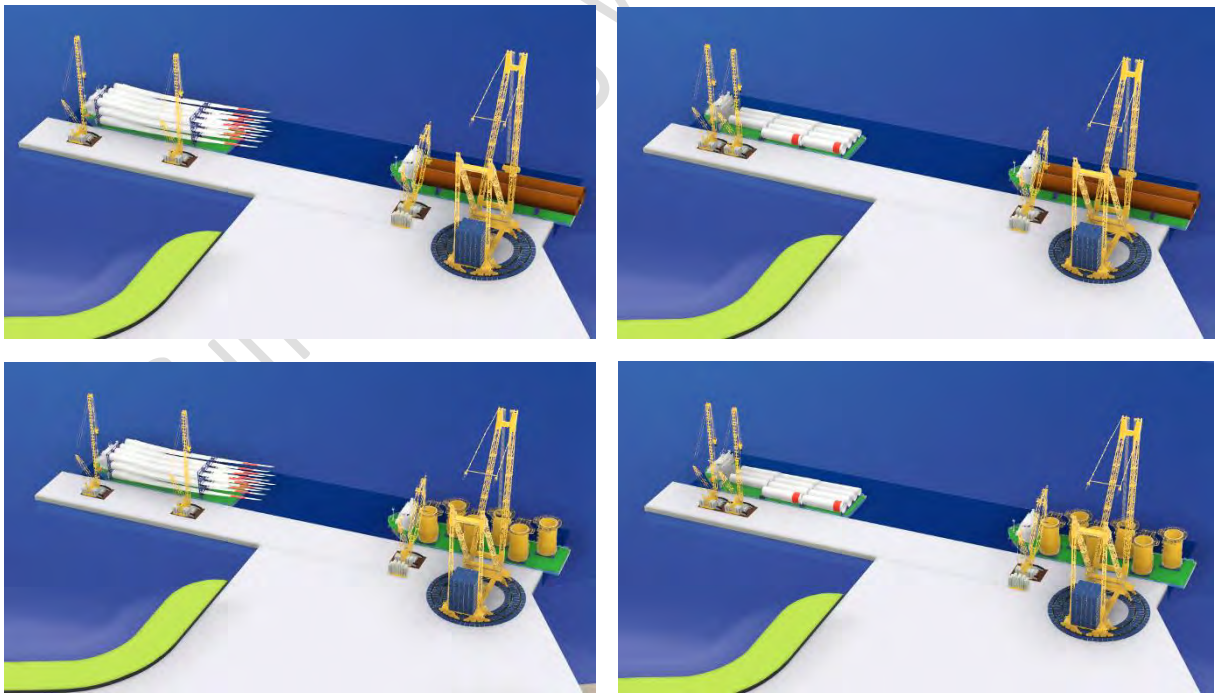
5.4 Parallel-Operationen

Der Logistik-Ablauf zur Installation eines Offshore-Windparks ist gewöhnlich grob in vier Installations-Kampagnen unterteilt:

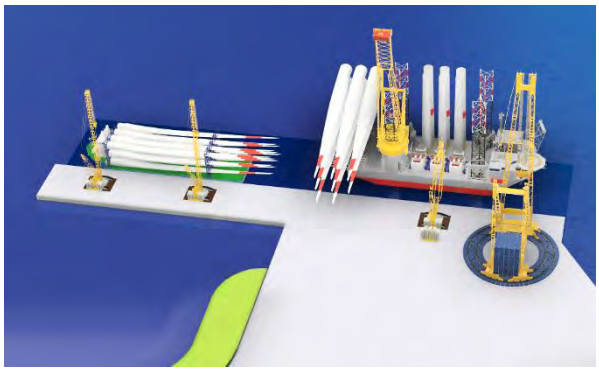
1. Fundamente (Monopiles, Transition Pieces)
2. WKA (Türme, Nacellen, Rotorblätter
3. Seekabel (Infield, Export)
4. OSS

In dieser Studie werden nur die Abläufe zu den Punkten 1 und 2 betrachtet.

Sofern am EnergyPort Bremerhaven zukünftig zeitgleich zwei (bzw. mehrere) Projekte abgewickelt werden sollen, wird es zu Parallel-Operationen kommen. Hierbei führt dies zu einem parallelen Ablauf von Entlade- und Verlade-Vorgängen aus verschiedenen Installationskampagnen (Fundamente, WKAs). Diese parallelen Operationen haben einen entscheidenden Einfluss auf das mögliche Kajen Layout hinsichtlich der Krannutzung und -positionierung und der Nutzung der zwei Liegeplätze an der Kaje. Im Folgenden sind einige mögliche Setups aufgezeigt, wie Paralleloperationen abgebildet werden können, ohne dabei auf alle möglichen Optionen im Detail einzugehen.



Kopie von Kranreports





Die angenommene Kajenlänge von 500m ermöglicht die zeitgleiche Abfertigung diverser Schiffskombinationen, sogar die „VOLTAIRE“ und die „LES ALIZES“ könnten zeitgleich operieren. Hierbei ist allerdings eine detaillierte Logistikplanung vorauszuzusetzen, welche Kran-Setups positioniert sind (positioniert sein müssen) und welche Komponenten zeitgleich bewegt werden sollen. Wenn die „LES ALIZES“ Monopiles lädt, so ist hierfür bei der Lageplan Variante 2 nur die folgend gezeigte Position möglich, sofern die nebenstehenden Kräne weiterhin benötigt werden und daher und an dieser Stelle verbleiben.



Anhand der o.a. Darstellungen wird deutlich, dass bei der Lageplan Variante 2 auch Parallelprojekte bis zu einem gewissen Umfang zeitgleich abgefertigt werden könnten.

Anmerkung: Die parallele Durchführung von Projekten ist durch die geringe Breite der südlichen Kaje deutlich eingeschränkt. So können z.B. nur Turmsegmente und Blätter mit Kranen auf der Kaje entladen werden. Somit ist auch ein Parallelbetrieb als Installations- und Produktionshafen bis auf die vorgenannten Komponenten nicht möglich.

In der Lageplan Variante 1 c ist maximale Flexibilität möglich, da hier keine Einschränkungen hinsichtlich der Kajenbreite vorhanden sind.

5.5 Logistikprozesse Produktionshafen - Lageplan Variante 2

Die Umschlags- und Transportprozesse für die jeweiligen Komponenten sind beim Produktionshafen identisch zu den Prozessen bei einem Installationshafen. Es entfällt die Verladung auf Installationsschiffe, sofern keine direkte Offshore-Installation stattfindet. Der Unterschied zwischen beiden Hafenvarianten besteht darin, dass in einem Produktionshafen der Schwerpunkt auf eine der definierten Komponenten gelegt werden kann. Für die Prozesse im Rahmen der Prüfungen für den Hafen im Einsatz als Produktionshafen unterscheiden sich die Krananforderungen dahin gehend, dass bis auf die Verladung von Monopiles gegebenenfalls auf einen Ring Lift Kran verzichtet werden kann. Diese Vorgehensweise reduziert die Anforderungen zumindest an die Flächenbedarfe im Vorstau.

Für die logistischen Prozesse als Produktionshafen wird auf die Prozesse im Kapitel zum Installationshafen siehe 5.1 Anlieferung – Entladung - Einlagerung verwiesen. Die Verladevorgänge von Komponenten entsprechen den Entladevorgängen, welche detailliert aufgezeigt sind. Somit eignet sich die Lageplanvariante 2 sowohl als Installationshafen als auch als Produktionshafen. Durch die Breitenbeschränkung des südlichen Kajenbereiches können in diesem Bereich lediglich Turmsektionen und Blätter verladen werden. Aus diesem Grund ist aus unserer Sicht ein Parallelbetrieb als Installations- und Produktionshafen nicht oder nur sehr stark eingeschränkt möglich.

Anmerkung: In der Funktion als Produktionshafen wäre zur Reduktion von Krankosten zum einen die RoRo Verladung im Binnenhafen und die Verwendung von „Self-Geared Vessels“ mit eigenem Bordkran / -kränen an der weserseitigen Kaje zu berücksichtigen.

Hinsichtlich der Flächennutzung für einen Produktionshafen ist diese abhängig davon, welche Komponenten gefertigt werden sollen und ob verschiedene OEM für die Ansiedlung gewonnen werden können. Die Lagerflächen, wie am Beispiel für den Installationshafen aufgezeigt wurde, können als ausreichend bezeichnet werden. Hier ist es letztendlich entscheidend, welche Komponente(n) produziert und bis zur Verladung eingelagert werden sollen. Mit der zur Verfügung stehenden Fläche ist unserer Ansicht nach der Betrieb eines Produktionsstandorts möglich. Ergänzend ist auch der parallele Einsatz als Produktions- und Installationshafen möglich.

DOC im Auftrag von bremenports

Die Bewertung der weiteren Lageplan Varianten für die Eignung zum Produktionshafen erfolgt im nachfolgenden Kapitel 6. Bewertung der Lageplanvarianten 1c / 3.1 / 3.2.

DOC im Auftrag von bremenports

6 Bewertung der Lageplan Varianten 1c / 3.1 / 3.2

In den vorangegangenen Kapiteln zur Darstellung der möglichen Logistikprozesse am Standort EnergyPort Bremerhaven wurde die Lageplan Variante 2 (Ref. /3/) als Grundlage verwendet, da sich diese bereits in unserer Zeichnungsvorprüfung zu dieser Studie als das Minimum hinsichtlich der zur Verfügung stehenden Vorstaufläche und der Transportwege darstellte. Folgend soll nun die Eignung der übrigen Lageplan Varianten als Installationshafen und als Produktionshafen dargestellt werden.

6.1.1 Lageplan Variante 1c

Die Lageplan Variante 1c (Ref. /2/) eignet sich gemäß dieser Analyse zum Betrieb als Installationshafen und zum Betrieb als Produktionshafen für alle Komponenten.

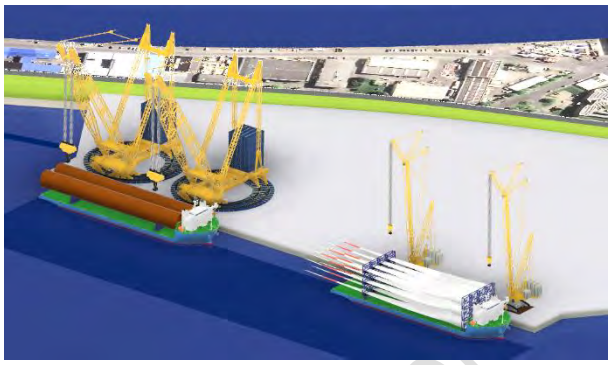




Es besteht die Möglichkeit an beiden Liegeplätzen uneingeschränkt Be- und Entladungen vorzunehmen. Die Vorstauflächen sind ausreichend groß dimensioniert, um an beiden Liegeplätzen verschiedene Projekte uneingeschränkt zu bedienen. Dies betrifft sowohl die Vormontage von Turmsektionen als auch alle Vorbereitungen für die Verladung auf Installationsschiffe.

Des Weiteren ist bei dieser Lageplan Variante die Positionierung von zwei Ring Kränen möglich, sodass bei der Entladung von 4.000t schweren Monopiles kein Drehen des Deck Carriers mehr nötig wäre, um aus der zweiten Reihe zu entladen.

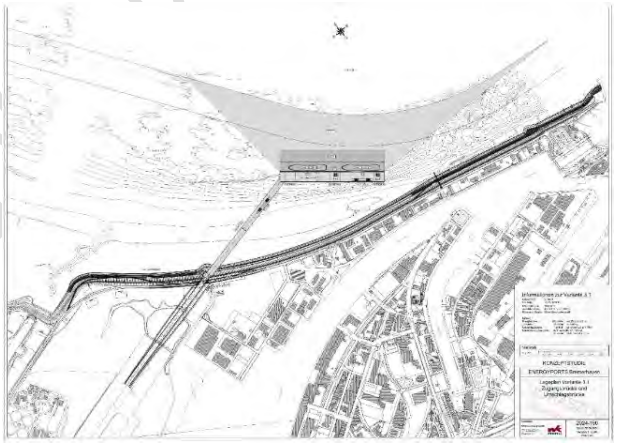
DOC Auftrag

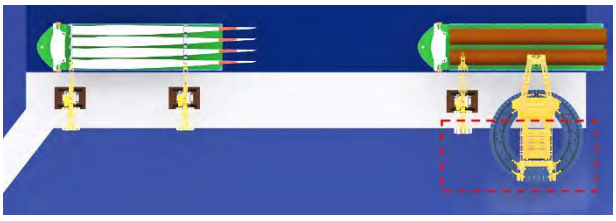


Trotz der zwei Ring Kräne ist weiterhin ausreichend Platz für die Transportwege von Komponenten an beiden Liegeplätzen vorhanden. Somit sind beide Liegeplätze vollwertig nutzbar. Damit gewährleistet diese Lageplan Variante die größte Flexibilität, insbesondere zur zeitgleichen Abwicklung mehrerer Projekte. Die Variante 1c stellt die optimalen Bedingungen für die logistischen Abläufe bei den geplanten Komponentengrößen dar.

Anmerkung: Die erforderlichen logistischen Prozesse eines Installations- und Produktionshafens, entsprechend Kapitel 2, würden sich ebenfalls mit einer Fläche gem. Variante 2 bei einer Verbreiterung der Kaje des südlichen Liegeplatzes auf mindestens 100m abbilden lassen.

6.1.2 Lageplan Variante 3.1





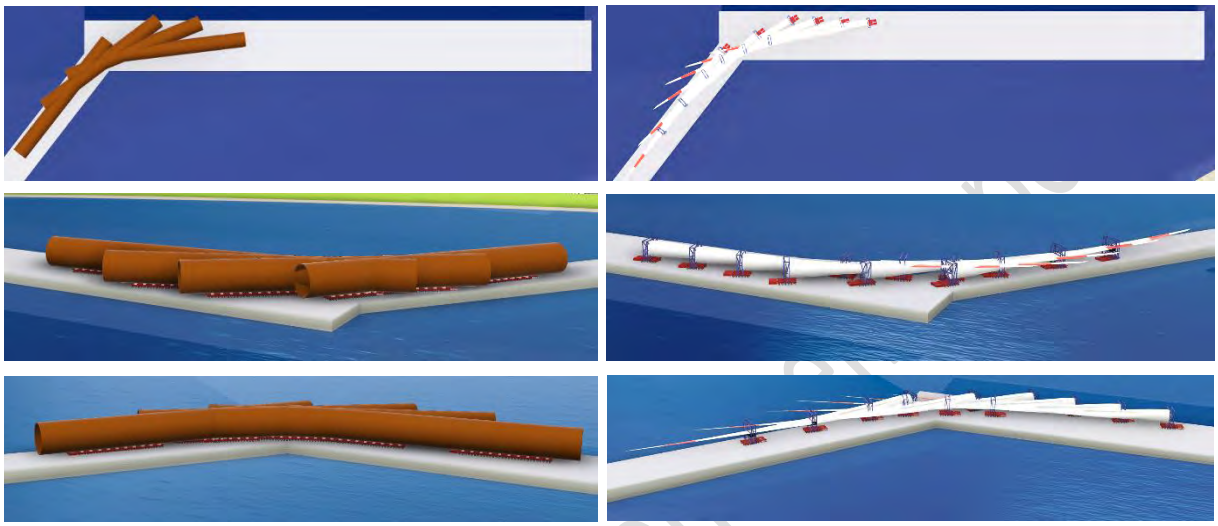
Die Lageplan Variante 3.1 (Ref. /4/) eignet sich gemäß dieser Analyse **nicht** zum Betrieb als Installationshafen und nur eingeschränkt als Produktionshafen

Aufgrund der Basisdefinitionen dieser Studie, insbesondere der Komponentengewichte und -Dimensionen, ist ein Kran-Setup erforderlich, welches sich auf der gezeigten Kaje nicht positionieren lässt.
Die Kajenlänge ist für zwei Liegeplätze ausgelegt. Auf der Kaje können weder ein Ring Kran noch ein Raupenkran LR13000 mit Superlift positioniert werden Somit entfallen die Möglichkeiten für die Beladung von Monopiles, Nacellen und Transistion Pieces. Bei der Positionierung von kleineren Kranen sind die Transportwege zum nördlichen Liegeplatz blockiert. Aus diesem Grund ist diese Lageplan Variante für den Einsatz von Schiffen mit dem eigenen Bordkranen für die Verladung zu empfehlen.

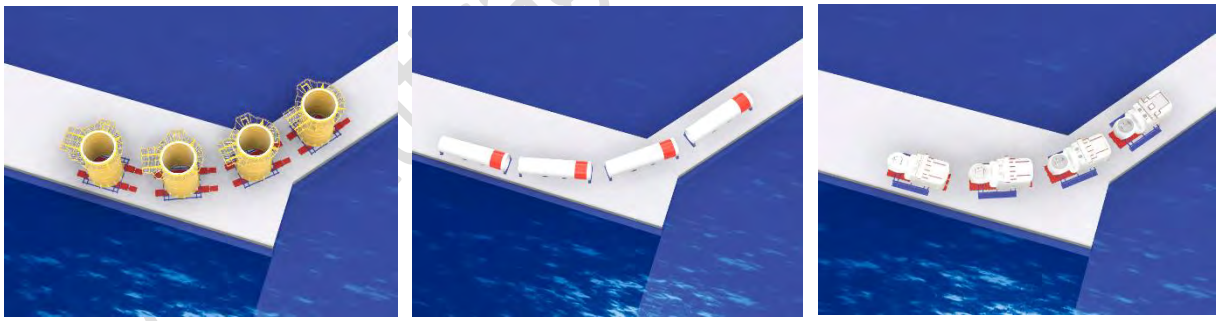
Es besteht kein ausreichender Platz zum Vorstau und für die Vormontage von Komponenten (z.B. Turmsektionen), um eine effektive Beladung von Installationsschiffen zu gewährleisten.

DOC im Auftrag von bremenports

Ergänzend ist bei diesem Layout das Manövrieren mit großen (insbesondere langen) Komponenten wie Monopiles und Rotorblättern als kritisch zu bewerten. Die Abwicklung von Serientransporten zwecks der Installation eines Offshore Wind Parks wird für solche Komponenten wird als ineffizient betrachtet, zumal diese, wie bereits beschrieben, auch nicht in ausreichender Menge vorgestaut werden können, um eine zügige Verladung zu gewährleisten.



Abgesehen von den bereits aufgeführten Einschränkungen hinsichtlich der Positionierung von Kränen, wäre bei dieser Lageplan Variante die Abfertigung Transition Pieces, Nacellen und Turmsektionen möglich.

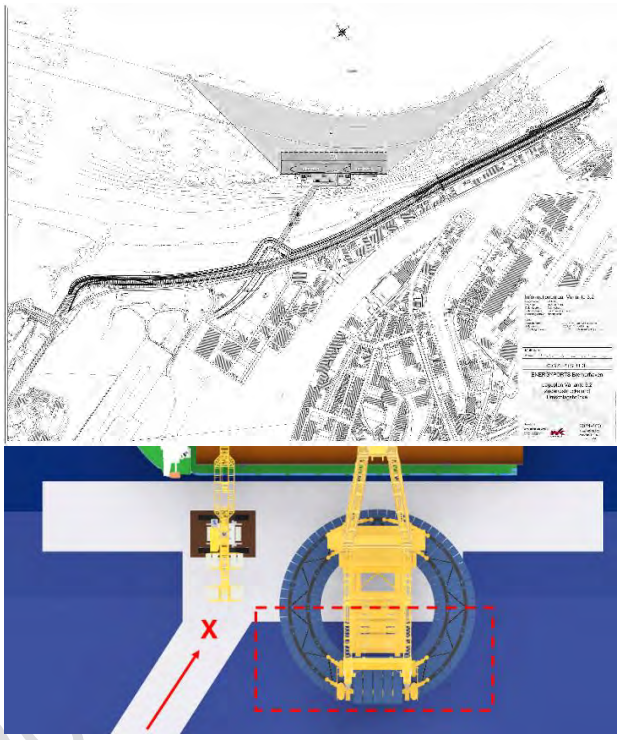


Dabei ist folgendes zu beachten:

- Eine Vorstaufläche in Schiffsnähe für die kurzfristige Zwischenlagerung von Komponenten ist nur sehr stark limitiert vorhanden.
- Bei einer parallelen Verladung auf 2 Schiffe gleichzeitig würden sich die Anlieferungen für das jeweilige Schiff gegenseitig blockieren.
- Die Verladung ist nur durch Schiffe mit eigenen Bordkranen möglich.

Aus diesem Grund ist diese Lageplanvariante nur sehr eingeschränkt für dein Einsatz als Produktionshafen geeignet.

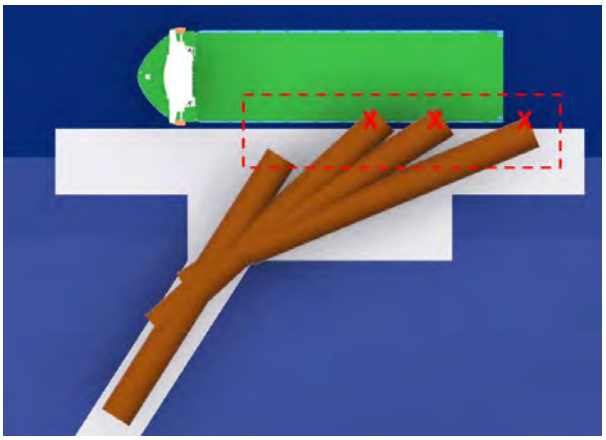
6.1.3 Lageplan Variante 3.2



Die Lageplan Variante 3.2 (Ref. /5/) eignet sich nach unserer Analyse, wegen der gegenüber Variante 3.1 noch einmal deutlich verstärkten dimensionalen Einschränkungen, eindeutig **nicht** zum Betrieb eines Installationshafens. Die Eignung als Produktonshafen ist begrenzt auf Transitionpieces, Turmsektionen und Nacellen.
Die Positionierung von großen Kranen auf der Kaje für die Be- und Entladung von schwergewichtigen Komponenten ist durch die sehr geringe Kajenfläche nicht möglich. Somit könnte dies bei solchen von Komponenten nur von mit Schiffen mit eigenen Bordkränen durchgeführt werden.

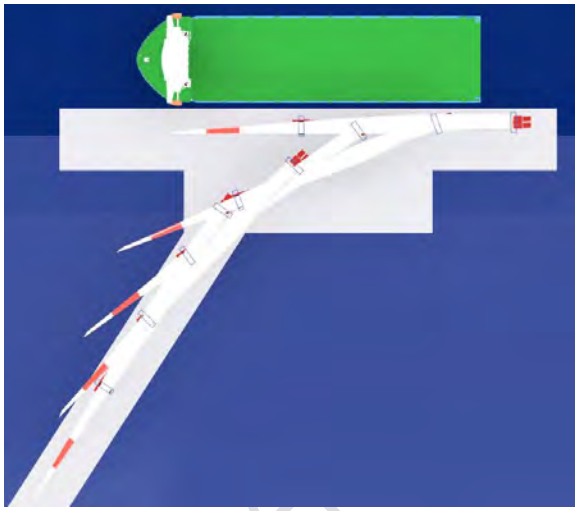
Jegliche Positionierung von landseitigen Kränen blockiert entweder komplett (wie gezeigt) oder zumindest erheblich die Transportwege auf der Kaje. Die Fingerkajen sind von der Tiefe mit 30m nicht ausreichend für die Positionierung von Kränen von ausreichender Kapazität.

Das Manövrieren mit großen (insbesondere langen) Komponenten und eine Bereitstellung derer an der Kaje wird als hoch ineffizient und riskant eingeordnet. Diese Lageplan Variante eignet sich daher nach unseren Analysen nicht für Serientransporte großer Komponenten.



Auch wenn das Manövrieren mit großen Komponenten wie mit einem 140m langen Monopile auf die Kaje mit Mühe möglich wäre, so dürfte zu diesem Zeitpunkt kein Schiff an dem Liegeplatz liegen, weil die Komponente über die Kaje hinweg scheren würde.

DOC im Auftrag



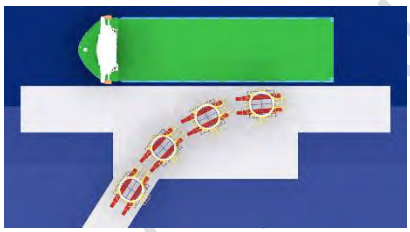
Im Beispiel des Transports eines 165m langen Rotorblatts wird deutlich, dass durch die Fläche, welche zum Manövrieren auf der Kaje nötig ist, die Positionierung von landseitigen Kränen nicht möglich ist, insbesondere nicht im nötigen Abstand zur Kaje, sodass die Kräne die nötige Kapazität für diese Last erbringen würden.

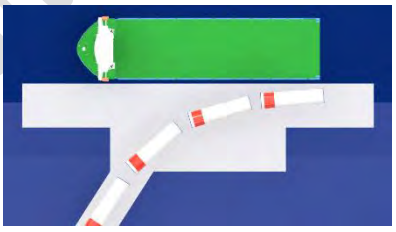
Der Vorstau und die Vormontage von einzelnen Komponenten (z.B. von Turmsektionen) ist in dieser Lageplan Variante nicht möglich.

Diese erheblichen Einschränkungen schließen nach dem Ergebnis dieser Analyse den Betrieb eines Installationshafens für Offshore Wind Park Projekte aus.

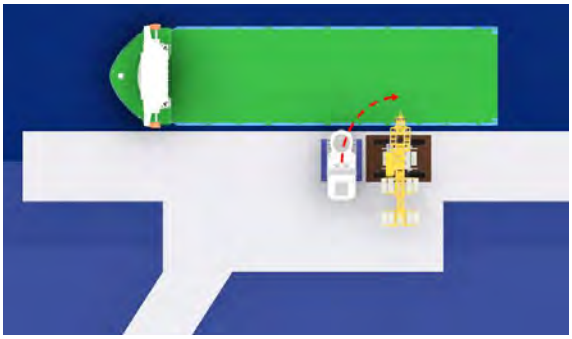
Für diese Lageplan Variante wäre nur der Umschlag kleinerer Komponenten in der Funktion eines Produktionshafens möglich. Die Kajen Fläche ist für Krane mit größerer Kapazität zu gering bemessen. Es kann maximal ein LR13000 mit Superlift zum Einsatz kommen. Ein zweiter Stellplatz für einen Tandemlift ist möglich jedoch im Detail zu prüfen. Aus diesen Gründen sollte die Be- und Entladung vorzugsweise mit Schiffen mit eigenen Bordkranen durchgeführt werden.

Das Manövrieren auf die Kaje und die Bereitstellung wäre für Nacellen, TP und Turmsektionen möglich:









Durch die mittig breitere Kaje in dieser Lageplan Variante wäre die Positionierung eines LR 13000 Raupenkrans direkt an der Kaje möglich, sodass Komponenten bis zur Kapazitätsgrenze dieses Kranes neben dem Kran angehoben und um 90° auf das Deck eines Schiffes gehoben werden können. Hierfür wäre eine detaillierte Prüfung vonnöten, sollte diese Variante genauer untersucht werden.

DOC Auftrag von Bremen

7 Resümee

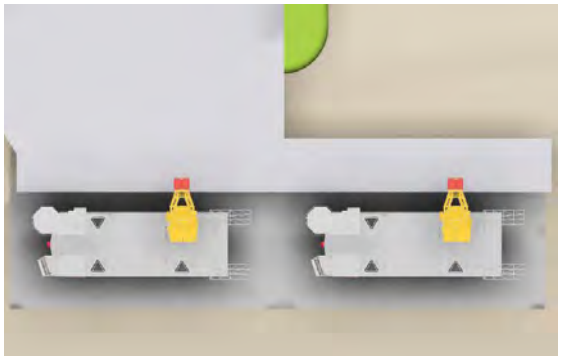
Die Lageplan Variante 1c erfüllt alle Anforderungen zum Betrieb eines Installationshafens und zum Betrieb eines Produktionshafens für alle Komponenten einer Offshore Windkraftanlage und gewährleistet die größte Flexibilität zur Abwicklung mehrerer Projekte im parallelen Betrieb. Ergänzend wäre ausreichend Platz vorhanden, um einen zweiten Ring Kran zu positionieren, sodass Monopiles auch aus der zweiten Reihe vom Schiff entladen werden könnten.

Die Lageplan Variante 2 erfüllt ebenfalls alle Anforderungen zum Betrieb eines Installationshafens und die Anforderungen zum Betrieb eines Produktionshafens für Offshore-Windkraftanlagen. Es sind allerdings folgende Einschränkungen gegeben:

- Das Aufstellen von 2 Ring Kranen zur durchgängigen Entladung eines Schiffes mit Monopiles ist nicht möglich. Beide Krane blockieren dann die Transportwege von Monopiles und Blättern
- Die gewählte Krankonfiguration wurde bestmöglich an die räumlichen Vorgaben angepasst, erfordert jedoch das Drehen des Schiffes zwischen den Entladevorgängen
- Sobald die Vormontage von Turmsektionen auf der Kaje als Vorbereitung auf die Installation beginnt ist eine Entladung von Monopiles nicht mehr möglich. Dieses ist bei einer parallelen Abwicklung von Projekten im Vorfeld im Detail zu prüfen.
- Durch die geringe Kajenbreite des südlichen Liegeplatzes ist die Nutzung der Kaje für das Entladen von Monopiles, Nacellen und TP nicht und das Entladen von Turmsektionen nur eingeschränkt möglich. Die Verladung von Komponenten auf die Installationsschiffe am südlichen Liegeplatz ist deutlich eingeschränkt.
- Sobald die Turmvormontage am ersten Liegeplatz begonnen hat, ist die parallele Entladung von Monopiles nicht mehr möglich.

Die Größe des geplanten Bereichs zur Seebodenvorbereitung vor der Kaje wird grundsätzlich als ausreichend dimensioniert angenommen, um auch für große Jack-Up Schiffe den erforderlichen Platzbedarf zu gewährleisten. Hierbei wurde ein Abstand von ~10m zwischen Kaje und Jack-Up Schiff angenommen. Das Aufjacken von zwei Schiffen voreinander ist in beiden Varianten möglich, wie die folgende Grafik zeigt.

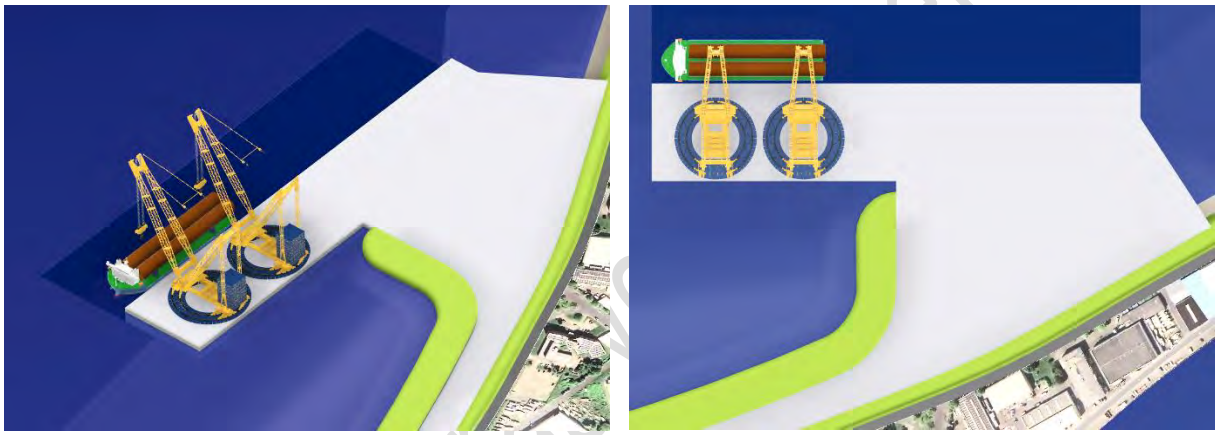




DOC im Auftrag von Bremenports

Durch eine Verbreiterung der südlichen Kaje der Lageplan Variante 2 von 50 auf mindestens 100m können zudem die vorgenannten Restriktionen aufgehoben und ein paralleler Betrieb von mehreren Projekten als Installationshafen oder auch als Produktionshafen parallel zu einem Installationsprojekt ermöglicht werden.

Diese Option würde u.a. deutliche Verbesserungen hinsichtlich der Positionierung von Kränen bedeuten, um die Abwicklung von parallel verlaufenden Projekten zu optimieren. Folgend ist ein mögliches Setup dargestellt, wo zwei Ring Krane auf der Fingerkaje zum Einsatz kommen. Wie bereits früher erwähnt, würde mit dieser Kran-Kombination das Drehen des Deck Carriers entfallen, um Monopiles in der zweiten Reihe zu entladen.



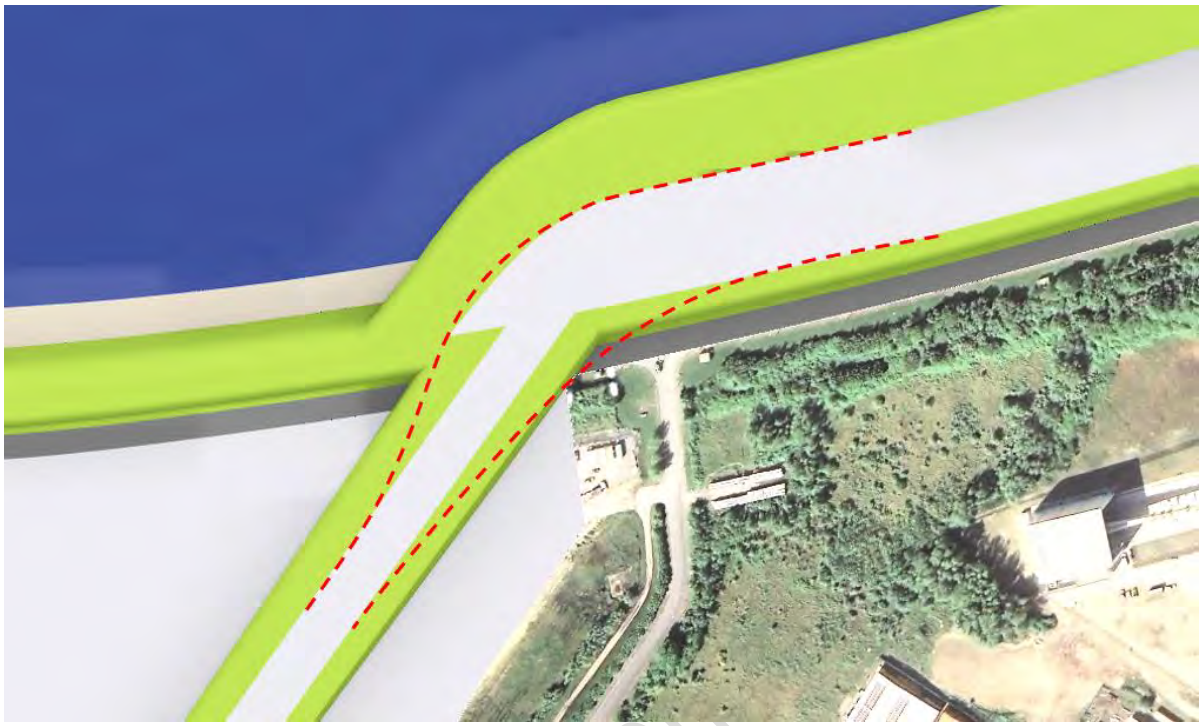
Empfehlung: Es wird empfohlen die Kaje auf mindestens 100m zu verbreitern. Bei der Verbreiterung der Kaje um 50m auf 100m entsteht ein zweiter vollwertiger Liegeplatz.

Ermittelte Flächenlasten.
Aufgrund der hohen Komponentengewichte, welche als Grundlage für diese Analyse definiert wurden, resultieren folgende Anforderungen an die Flächenkapazitäten:

- Lagerflächen: $\mathbf{20}\,\frac{\boldsymbol{t}}{\boldsymbol{m^2}}$
- Transportwege: $\mathbf{11,3}\,\frac{\boldsymbol{t}}{\boldsymbol{m^2}}$
- Kaje (Bereiche der Kräne): $\mathbf{30}\,\frac{\boldsymbol{t}}{\boldsymbol{m^2}}$

Es wird zudem empfohlen, die Fahrbahnführung der Kurve bei der Deichüberquerung etwas großzügiger zu gestalten, um das Manövrieren mit großen Komponenten zu vereinfachen. Eine mögliche Anpassung könnte wie folgt aussehen:

DOC im Auftrag von ...



DOC im Auftrag von

Die Lageplan Varianten 3.1 und 3.2 erfüllen dieser Analyse nach **nicht** die Anforderungen zum Betrieb eines Installationshafens. Aufgrund der erwarteten Komponentengewichte und der daraus resultierenden Kranauswahl, sind die erforderlichen Kajenbreiten nicht gegeben, um diese Kräne aufzustellen. Ergänzend sind keine (bzw. nicht ausreichende) Vorstauflächen gegeben und die Vormontage von Turmsektionen ist in diesen Varianten nicht möglich. Die Kurven an der Kaje sind mit den langen Komponenten entweder nicht oder nur sehr stark eingeschränkt passierbar bzw. bei Variante 3.2 für die langen Komponenten gar nicht zu bewerkstelligen.

Beide Varianten eignen sich nur deutlich eingeschränkt für den Betrieb als Produktionshafen.

Anmerkung: Mit steigenden Komponentengrößen und Gewichten setzten die Hersteller zunehmend auf kostengünstige Roll-On Roll-Off Lösungen. Das heißt die Komponenten werden auf die Schiffe bei der Verladung mittels SPMT rollend transportiert und an Deck abgesetzt. Siemens Gamesa Renewables (SGRE) verschifft alle Nacellen Europaweit im RoRo Verfahren. Insbesondere die extrem schweren Monopiles werden ebenfalls zunehmend im RoRo Verfahren be- und entladen.

Empfehlung: Aufgrund der Zunahme des RoRo Anteils bei Schwertransporten wird empfohlen die Möglichkeit von RoRo Verlademöglichkeiten im Binnenhafen eingehend zu prüfen.

DOC im Auftrag von bremenports

8 Anhänge

8.1 Anhang A – Komponenten Gewichte und Dimensionen

8.1.1 Gewichtsermittlung DOC

Datei: WKA Objects-Vergleich-20240924

Datum: 06.11.2024

WKA-Vergleich

#	OEM	Anlagen Typ	Komponente	Leistung	Rotor Durchmesser	Äussere Abmessungen				Gewicht	Quelle	Bemerkung
				[MW]	[m]	Länge [m]	Breite [m]	Höhe [m]	Volume [m³]	[to]		
1.0.	0	30-MW-340	Leistungskennzahl	30	340						Skalierung	
1.1.	0	30-MW-340	Gondel inkl. Nabe	30	340	30	12	14	5040	1334,0	Skalierung	
1.2.	0	30-MW-340	Einzelblatt	30	340	165	9	12	17820	120,0	Skalierung	
1.3.	0	30-MW-340	Turm komplett	30	340	170	10	10	17000	1950,0	Skalierung	Anzahl Turmsektionen 4
1.4.	0	30-MW-340	Transition Piece	30	340	30	11	16	5280	950,0	Skalierung	Abhängig vom Standort, Annahme 5m breite Service Plattform
1.5.	0	30-MW-340	Monopile	30	340	120	13	13	20280	3000,0	Skalierung	Abhängig vom Standort
2.0.	0	25-MW-310	Leistungskennzahl	25	310				0		Skalierung	
2.1.	0	25-MW-310	Gondel inkl. Nabe	25	310	29	11	13	4147	1150,0	Skalierung	
2.2.	0	25-MW-310	Einzelblatt	25	310	150	8	10	12000	103,0	Skalierung	
2.3.	0	25-MW-310	Turm komplett	25	310	155	9	9	12555	1625,0	Skalierung	Anzahl Turmsektionen 4
2.4.	0	25-MW-310	Transition Piece	25	310	30	11	16	5280	800,0	Skalierung	Abhängig vom Standort, Annahme 5m breite Service Plattform
2.5.	0	25-MW-310	Monopile	25	310	110	12	12	15840	2500,0	Skalierung	Abhängig vom Standort
3.0.	2	22-MW 285	Leistungskennzahl	22	285				0		OEM Data	
3.1.	2	22-MW 285	Gondel inkl. Nabe	22	285	28	10	12	3360	765,0	OEM Data	
3.2.	2	22-MW 285	Einzelblatt	22	285	138	7	8,5	8211	90,0	OEM Data	
3.3.	2	22-MW 285	Turm komplett	22	285	141	9	9	11421	1115,0	OEM Data	Anzahl Turmsektionen 4
3.4.	2	22-MW 285	Transition Piece	22	285	30	10	15	4500	700,0	Estimation	Abhängig vom Standort, Annahme 5m breite Service Plattform
3.5.	2	22-MW 285	Monopile	22	285	100	11	11	12100	2150,0	OEM Data	Abhängig vom Standort
4.0.	0	22-MW 284	Leistungskennzahl	22	284				0		Studie	DTU-Design Studie
4.1.	0	22-MW 284	Gondel inkl. Nabe	22	284	28	10	12	3360	941,0	Studie	DTU-Design Studie
4.2.	0	22-MW 284	Einzelblatt	22	284	137,8	7	8,5	8199,1	82,3	Studie	DTU-Design Studie
4.3.	0	22-MW 284	Turm komplett	22	284	141	9	9	11421	974,0	Studie	DTU-Design Studie Turmgewicht der Studie - TP Gewicht
4.4.	0	22-MW 284	Transition Piece	22	284	30	10	15	4500	600,0	Estimation	DTU-Design Studie
4.5.	0	22-MW 284	Monopile	22	284	100	11	11	12100	2097,0	Studie	DTU-Design Studie
5.0.	0	20-MW 290	Leistungskennzahl	20	290				0		Skalierung	
5.1	0	20-MW 290	Gondel inkl. Nabe	20	290	28	10	12	3360	950,0	Skalierung	
5.2	0	20-MW 290	Einzelblatt	20	290	142	7	8,5	8449	90,0	Skalierung	
5.3	0	20-MW 290	Turm komplett	20	290	145	9	9	11745	1000,0	Skalierung	Anzahl Turmsektionen 4
5.4	0	20-MW 290	Transition Piece	20	290	30	10	15	4500	600,0	Skalierung	Abhängig vom Standort, Annahme 5m breite Service Plattform
5.5	0	20-MW 290	Monopile	20	290	80	11	11	9680	2000,0	Skalierung	Abhängig vom Standort
6.0.	1	15-MW 245	Leistungskennzahl	15	245				0		OEM Data	
6.1.	1	15-MW 245	Gondel inkl. Nabe	15	245	27	9	12	2916	741,0	OEM Data	
6.2.	1	15-MW 245	Einzelblatt	15	245	120	5,7	6,5	4446	70,0	OEM Data	
6.3.	1	15-MW 245	Turm komplett	15	245	125	8	8	8000	1000,0	OEM Data	Anzahl Turmsektionen 4
6.4.	1	15-MW 245	Transition Piece	15	245	30	9	14	3780	500,0	Estimation	Abhängig vom Standort, Annahme 5m breite Service Plattform
6.5.	1	15-MW 245	Monopile	15	245	70	9	9	5670	1500,0	OEM Data	Abhängig vom Standort
7.0.	2	15-MW 236	Leistungskennzahl	15	236				0		OEM Data	
7.1.	2	15-MW 236	Gondel inkl. Nabe	15	236	27	9	12	2916	620,0	OEM Data	
7.2.	2	15-MW 236	Einzelblatt	15	236	115	5,7	6,5	4260,75	62,0	OEM Data	
7.3.	2	15-MW 236	Turm komplett	15	236	125	8	8	8000	800,0	OEM Data	Anzahl Turmsektionen 4
7.4.	2	15-MW 236	Transition Piece	15	236	30	9	14	3780	500,0	Estimation	Abhängig vom Standort, Annahme 5m breite Service Plattform
7.5.	2	15-MW 236	Monopile	15	236	70	9	9	5670	1500,0	OEM Data	Abhängig vom Standort bei 40m Wassertiefe +/-200

Register: Gewichte + Abmessungen

Seite: 1 von 1

A company of TRACTEBEL ENGIE

8.1.2 BrePo Finale Gewichtsfestlegung

Datei: BrePO-OWEA_Schiffe Daten-20240925.xlsx Projekt: BrePo-EPB-Logistische Anforderungen Datum: 27.09.2024

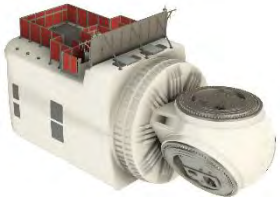
	Length [m]	Width [m]	Height [m]	Weight [t]	DOC	Grundlage Studie
Nacelle inkl. Hub						
15 MW	20-27	10-12	10-12	600-850		
20 MW	22-26	12-13	12-13	1.000-1.200	28x12x12m, 950t	
30 MW					30x12x14, 1334t	30x12x14, 1500t
Rotorblades	**Length [m]**		**Diameter blade root [m]**	**Weight [t]**		
15 MW	105-120		4,5-5,5	50-65		
20 MW	120-135		6,0-7,5	70-85	L142m, 7-8,5m, 90t	
30 MW					L165m,9-12m, 120t	L165, D12m, 120t
Towers	**Length [m]**		**Diameter [m]**	**Weight [t]**		
15 MW	110-125		7,0-8,0	750-950		
20 MW	125-140		7,5-8,0	1.000-1.400	L145,D9m, 1000t	
30 MW					L170, D10m,1950t	L170,D10m,1950t
Monopiles	**Length/Height [m]**		**Diameter [m]**	**Weight [t]**		
15 MW	100		10	2.480		
20 MW	105		11	3.240	L80m, D11m,2000t	
	120		12	3.000		
30 MW			14	4.000	L120, D13m, 3000t	L140,D15m,4000t
Transition Pieces	**Length/Height [m]**		**Diameter [m]**	**Weight [t]**		
15 MW	25		7,5	400		
20 MW	25		8	500	L30m, 10x15m,600 t	
30 MW					L30, 11x16m,950t	L30,11x16m,950t

Flächengrößen		
Fundamentkampagne	15-25 ha	
WEA-Kampagne	20-30 ha	
Windparkgröße ab 2030	2 GW	100 Anlagen a 20 MW

Register: components Seite: 1 von 1

8.2 Anhang B – Nomenklatur

8.2.1 Komponenten Windkraftanlage (WKA)

Nr.	Bild	Name	Details	Kommentar
1.1		Gondel & Nabe	Länge: 30m Breite: 12m Höhe: 14m Gewicht: 1.500t	
2.1		Rotorblatt	Länge: 165m Ø Wurzel: 8m Gewicht: 120t	
3.1		Turm	Länge: 170m Ø unten: 11m Ø oben: 6,5m Gewicht: 1.950t	
3.2		Turmsektionen	Länge: 42,5m Gewicht S1: ~ 650t Gewicht S2: ~ 600t Gewicht S3: ~ 400t Gewicht S4: ~ 300t	Turm (170m) aufgeteilt in 4 gleichlange Sektionen

DOC Auftrag von bremenports

8.2.2 Komponenten Fundament

Nr.	Bild	Name	Details	Kommentar
4.1		Monopile	Länge: 140m Ø: 15m Gewicht: 4.000t	
5.1		Transition Piece	Länge: 30m Ø: 16m Gewicht: 950t	

8.2.3 Krane & Krankonfigurationen

Nr.	Bild	Name	Details	Kommentar
6.1		Ring Kran	Kap.@40m: 5.000t Kap.@60m: 3.831t Baumhöhe: 118m	Angelehnt an SGC-250 von Sarens Entladung MP's, TP's, Nacellen

DOC Auftrag von bremenports

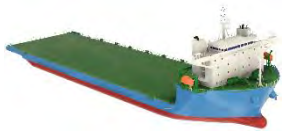
7.1		Liebherr LR13000	Konfig.: PDB Kap.@12m: 2.661t Kap.@60m: 732t Baumhöhe: 66m	Entladung MP's, Hilfskran zum Ring Kran
7.2		Liebherr LR13000	Konfig.: SDB0 Kap.@16m: 1.372t Kap.@60m: 212t Baumhöhe: 96m	Entladung Turmsektionen und Rotorblätter im Tandem-Lift

DOC Auftrag von bremenports

7.3		Liebherr LR13000	Konfig.: SDWVB Kap.@26m: 749t Kap.@48m: 709t Baumhöhe: 96m Ausleger: 30m	Turm-Vormontage inkl. Aufrichtung Turm-Sektionen
8.1		Liebherr LR1500	Konfig.: SDBW Kap.@8m: 400t Kap.@12m: 396t Baumhöhe: 42m	Nachführkran zur Aufrichtung Turm-Sektionen

DOC im Auftrag von Bremenports

8.2.4 Schiffe

Nr.	Bild	Name	Details	Kommentar
9.1		Deck Carrier “GIANT 7”	Länge ü.a.: 166m Breite: 42m Tiefgang: 6m Tragfähigk.: 19.400t	Anlieferung MP’s, TP’s, Nacellen, Turmsektionen, Rotorblätter
9.2		Deck Carrier In Anlehnung „BRAVEWIND“	Länge ü.a.: 120m Breite: 30m Tiefgang: <5m Tragfähigk.: ~10.000t	Anlieferung TP’s, Nacellen, Turmsektionen zum Innenhafen (RoRo)
9.3		Heavy Lift Vessel In Anlehnung „LES ALIZES“	Länge ü.a.: 236m Breite: 52m Tiefgang: 10,5m Tragfähigk.: 61.000t Krankap.: 5.000t	Installation Fundamente (MP’s, TP’s)
9.4		Jack Up Vessel „VOLTAIRE“	Länge ü.a.: 169m Breite: 60m Tiefgang: 7,5m Tragfähigk.: 21.500t Krankap.: 3.200t	Installation WKA Komponenten (Türme, Nacellen, Rotorblätter)

DOC im Auftrag von bremenports

8.2.5 SPMT & -Konfigurationen

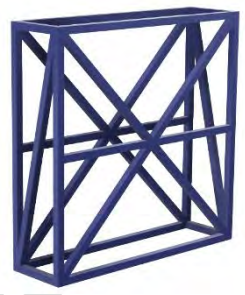
Nr.	Bild	Name	Details	Kommentar
10.1		SPMT (Scheuerle)	Länge 6er: 8,4m Gew. 6er: 16t Länge PPU: 4,38m Gew. PPU: 6,7t Breite: 2,43m Achskapaz.: 40t Min. Höhe: 1,2m Max. Höhe: 1,8m	PPU ausgelegt für max. 40 Achsen
10.2		SPMT MP Transport	Achsen: 2x30 Kapazität: 2.400t Gewicht: 173,4t	2x diese Konfiguration pro MP (Kapazität 4.800t)
10.3		SPMT TP Transport	Achsen: 18 Kapazität: 720t Gewicht: 54,7t	2x diese Konfiguration pro TP (Kapazität 1.440t)
10.4		SPMT Turmsektion Transport	Achsen: 2x12 Kapazität: 960t Gewicht: 77,4t	
10.5		SPMT Nacelle Transport	Achsen: 3x18 Kapazität: 2.160t Gewicht: 154,4t	
10.6		SPMT Rotorblatt Transport	Achsen: 2x6 Kapazität: 480t Gewicht: 13,4t	2x diese Konfiguration pro Rotorblatt (Kapazität 960t)

Auftrag von bremenports

8.2.6 Lager- und Transport-Equipment

Nr.	Bild	Name	Details	Kommentar
11.1		MP Lager- und Transport-Gestell	Länge: 16m Breite: 6,5m Höhe: 5,8m Auflage-Fl.: 104m² Gewicht: ~50t	
11.2		MP Transport-Gestell HLV	Länge: 16m Breite: 3m Höhe: 7m Auflage-Fl.: 48m² Gewicht: ~70t	
11.3		MP Holz-Lagerschale SPMT Transport	Länge: 6m Breite: 1,2m Höhe: 0,75m Auflage-Fl.: 7m² Gewicht: ~1,9t	Hartholz
12.1		TP Lager- und Transport-Grillage	Länge: 18m Breite: 18m Höhe: 0,8m Auflage-Fl.: 324m² Gewicht: ~68t	
12.2		TP Transport-Grillage RoRo	Länge: 20m Breite: 18,3m Höhe: 2,2m Gewicht: ~95t	
13.1		Turmsektion Lager- und Transportrahmen	Länge: 10,8m Breite: 1,6m Höhe: 4,3m Auflage-Fl.: 17m² Gewicht: ~18t	Verschiedene Durchmesser für Turmsektionen

Nicht Auftrag von bremenports

13.2		Turmsektion SPMT Trans-portschale	Länge: 8m Breite: 2,5m Höhe: 2,2m Auflage-Fl.: 20m² Gewicht: ~15t	Verschiedene Durchmesser für Turmsektionen
13.3		Turmsektionen Vormontage Grillage S1+S2	Länge: ~11m Breite: ~11m Höhe: 0,8m Auflage-Fl.: 121m² Gewicht: ~28t	Vormontage der unteren beiden Turmsektionen
13.4		Turmsektionen Vormontage Grillage S3+S4	Länge: ~9m Breite: ~9m Höhe: 0,8m Auflage-Fl.: 81m² Gewicht: ~18t	Vormontage der oberen beiden Turmsektionen
14.1		Nacelle Lager- und Transport-Grillage	Länge: 18m Breite: 17,5m Höhe: 3,1m Auflage-Fl.: 82,8m² Gewicht: ~110t	
15.1		Rotorblatt La-ger- und Trans-portrahmen Wurzel	Länge: 10m Breite: 2,8m Höhe: 10m Auflage-Fl.: 28m² Gewicht: ~15t	

Dieser Auftrag von bremenports

15.2		Rotorblatt Lager- und Transportrahmen Blattmitte	Länge: 10m Breite: 2,8m Höhe: 10m Auflage-Fl.: 28m² Gewicht: ~15t	
16.1		Beton Lagerblock TPs	Länge: 4m Breite: 2,7m Höhe: 1,5m Auflage-Fl.: 10,8m² Gewicht: ~35t	
16.2		Beton Lagerblock Turmsektionen	Länge: 3m Breite: 3,4m Höhe: 1m Auflage-Fl.: 10,2m² Gewicht: ~24t	
16.3		Beton Lagerblock Rotorblätter	Länge: 3m Breite: 1,5m Höhe: 1,5m Auflage-Fl.: 4,5m² Gewicht: ~18t	

DOC im Auftrag von bremenports

8.3 Anhang C – Spezifikationen verwendeter Schiffe

8.3.1 GIANT 7

M/V DONGBANG GIANT NO.7

19,400TON DEADWEIGHT HEAVY-CARGO CARRIER



Class	KR
Registry	Panama
Date built	Dec. 2016
IMO Number	9786580
Call sign	3E3849
Dead Weight	19,400 Ton
(ITC) Gross / Net	17,346 / 5,203 Ton
Suez Tonnage	19,268 Ton
L.O.A	166m
Breadth	42m
Depth	9.5m
Draft	6m
Free Deck Space	139.2 x 40m
Main Engine	5,230BHP x 2 sets
Ballast Capacity	2,500m^3/h x 3 sets
Generator	900KW x 3 sets 320KW x 1 set

8.3.2 BRAVEWIND



LONG-TERM BUSINESS RELATIONSHIPS THROUGH CUSTOMER SATISFACTION

GENERAL INFORMATION			
VESSEL NAME	MV BRAVEWIND	CLASSIFICATION TYPE	1A GENERAL DRY CARGO SHIP STRENGTHENED (DK) BWM(T) | CLEAN (TIER III) | DG(P) | EO TMON
BUILT	2020		
IMO NO.	9886330	TYPE	HEAVY LIFT MODULE CARRIER
CALL SIGN	CQEE9	CLASS	DNV GL
FLAG	PORTUGAL		

MAIN DATA		TONNAGE	
LOA	148.5 M	GT	8,604
BEAM	28 M	NT	2,582
DESIGN DRAFT	5.6 M	DWT	10,532 TONS
MAX SPEED	ABOUT 13 KNOTS AT 85% MCR		

FLOOR SPACE / DECK		CARGO CAPACITY	
OPEN DECK AREA	128.1 M X 28 M (3,586 SQM)	BALLAST CAPACITY	11,694 CBM
DECK STRENGTH	20 MT / SQM		

SPECIAL EQUIPMENT / FEATURES	
TRADING AREA	WORLD WIDE
BOWTHRUSTER	2 X 605 KW
STERNTHRUSTER	1 X 370 KW

8.3.3 LES ALIZES



Les Alizés.

DP2 Heavy Lift Crane Vessel

Classification	Offshore Construction Vessel - Lifting DYNAPOS-AM/AT-R (DP Class 2) Unrestricted navigation Clean Ship ND07 - Green passport EU
Flag	Luxembourg
Length Overall	236.8 m
Breadth	52 m
Maximum Draft	10.5 m
Moulded Depth	16 m
DWT	61,000 t



CRANE SYSTEM	
Crane Make	Huisman
Max. Lifting Capacity	Main block 5,000 t at 36 m Active Heave Compensated
Auxiliary Block	2,650 t at 46 m
Lift above Deck	Main block: 125 m at 21.5 m Auxiliary block 167 m at 29.5 m
Depth Range	Auxiliary block 600 t at 100 m water depth Auxiliary block 380 t at 440 m water depth
Cargo Deck	9,300 m2
Max. Deck Load:	30t/m2

ACCOMMODATION	
Accommodation	120 single, 15 double cabins
Heli Deck	D 22.8 m, MTOW 14.6 t, Sikorsky S-61N, S-92 and Agusta-Westland EH-101

MACHINERY - PROPULSION	
Main Gen. Sets	Diesel engines 6 x 7,200 kW 3 x 11 kV, 60 Hz
Emergency Gen. Set	600 kW
Harbour Gen. Set	1,700 kW
Emissions	ULEv (Ultra Low Emission vessel) IMO Tier III Euro stage V Inland Waterway (using DPF)
Main Propulsion	4 x azimuth thrusters 3,000 kW
Retractable Thrusters	2 x 3,250 kW
Bow Thrusters	2 x 2,600 kW
Max. Speed	13 kn

8.3.4 VOLTAIRE



Voltaire.

Offshore Jack-up Installation Vessel

Category	Jack-up vessel, Heavy Maintenance and Construction
Classification	Self-elevating Wind Turbine Installation DYNAPOS-AM/AT-R (DP Class 2) Clean Ship ND07, Green Passport EU
Flag	Luxembourg
Length Overall	169.3 m 181.78 m (incl. helideck)
Breadth	60 m
Maximum Draft	7.5 m
Moulded Depth	14.6 m
DWT max	21,500 t
Built in	2022
CRANE AND JACK-UP SYSTEM	
Crane Make	Huisman
Max. Crane Lifting Capacity	3,200 t
Lifting Height Above Deck	162.5 m
Aux. Hoist	250 t at 135 m
Cargo Deck	7,000 m²
Max. Deck Load	20 t/m²
Max. Payload	16,000 t
Jack-up System	Rack and pinion
Max. Water Depth	abt 80 m
Leg Length	abt 130 m
Area of Spud Cans	4 x 250 m²
MACHINERY - PROPULSION	
Main Gen. Sets	Diesel engines: 4 x 3,535 kW, 4 x 2,650 kW, 3 x 6,600 V, 50 Hz
Emergency Gen. Set	600 kW
Emissions	ULEv (Ultra Low Emission vessel) IMO Tier III, Euro stage V Inland Waterway (using DPF)
Main Propulsion	4 x azimuth thrusters 3,000 kW
Retractable thrusters	2 x 2,600 kW
Bow Thrusters	2 x 2,600 kW
Max. Speed	11.5 kn
ACCOMMODATION	
Accommodation	110 single cabins
Heli Deck	D 22.8 m, MTOW 14.6 t, Sikorsky S-61N, S-92 and Agusta-Westland EH-101





8.4 Anhang D – Spezifikationen verwendeter Kräne

8.4.1 Ring Kran Sarens SGC-250



SGC-250
MAIN BOOM CONFIGURATION


48,5m


5200T

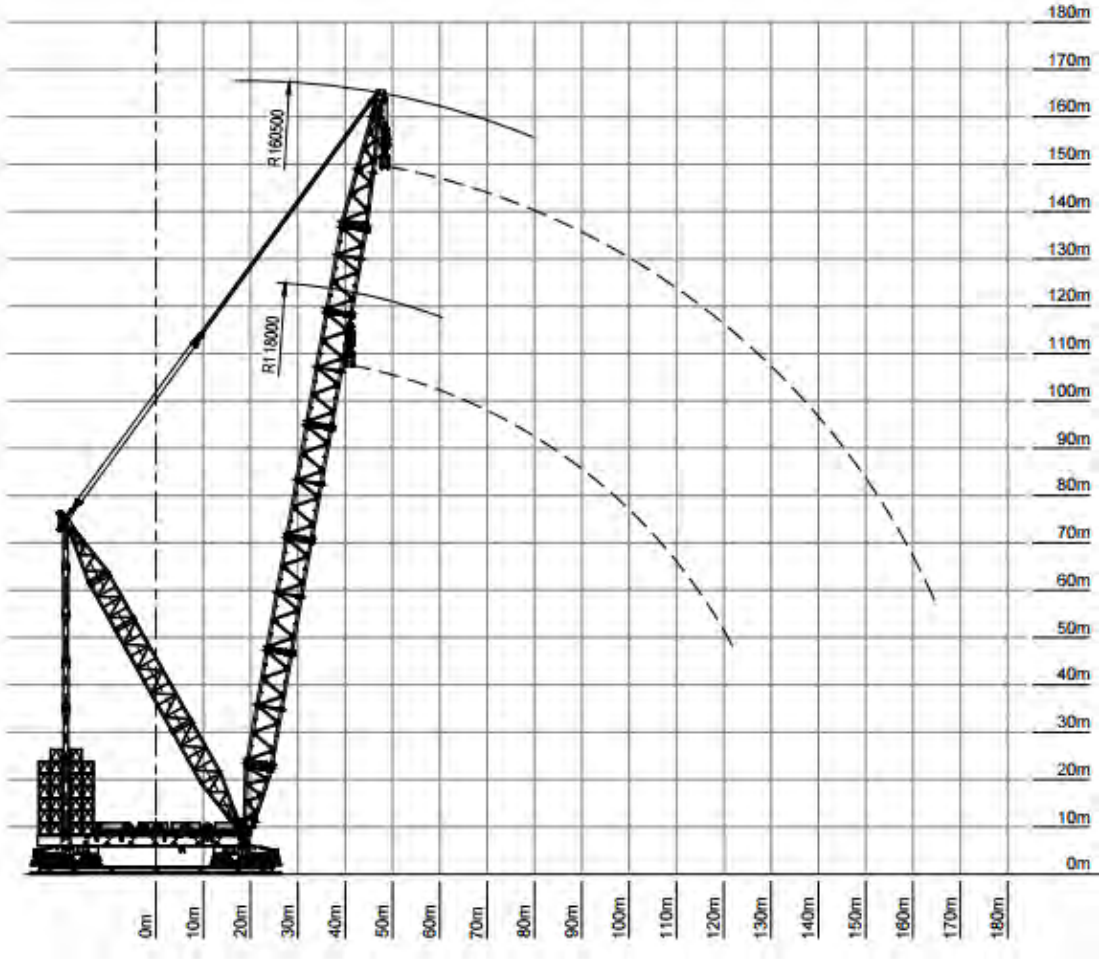

14m/s



ISO

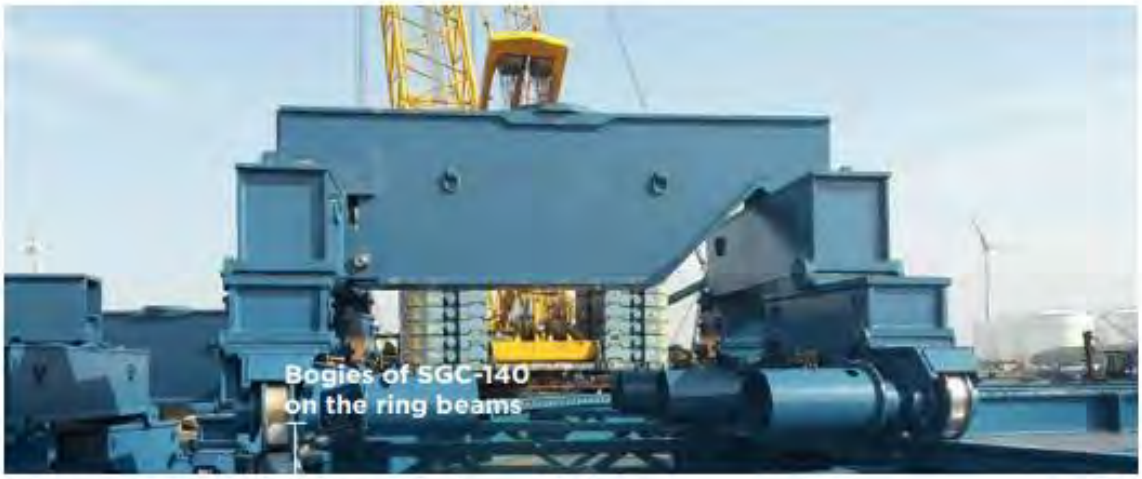
Radius [m]

	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170
Capacity MB 118m [T]	-	5000	4362	3831	3327	2746	2321	2001	1756	1554	-	-	-	-	-
Capacity MB 160,5m [T]	(45m)	3114	3017	2850	2694	2349	2089	1866	1621	1424	1260	1126	1009	913	838



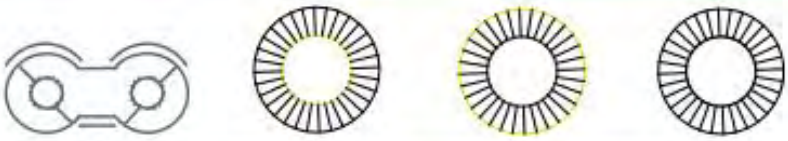
GROUND PRESSURES

The Sarens Giant Cranes are ring-based. The crane is slewing on a high number of wheels divided on two ring beams. The wheel bogies are equally loaded and are allowing for easy spreading of the wheel load on the ring beams.



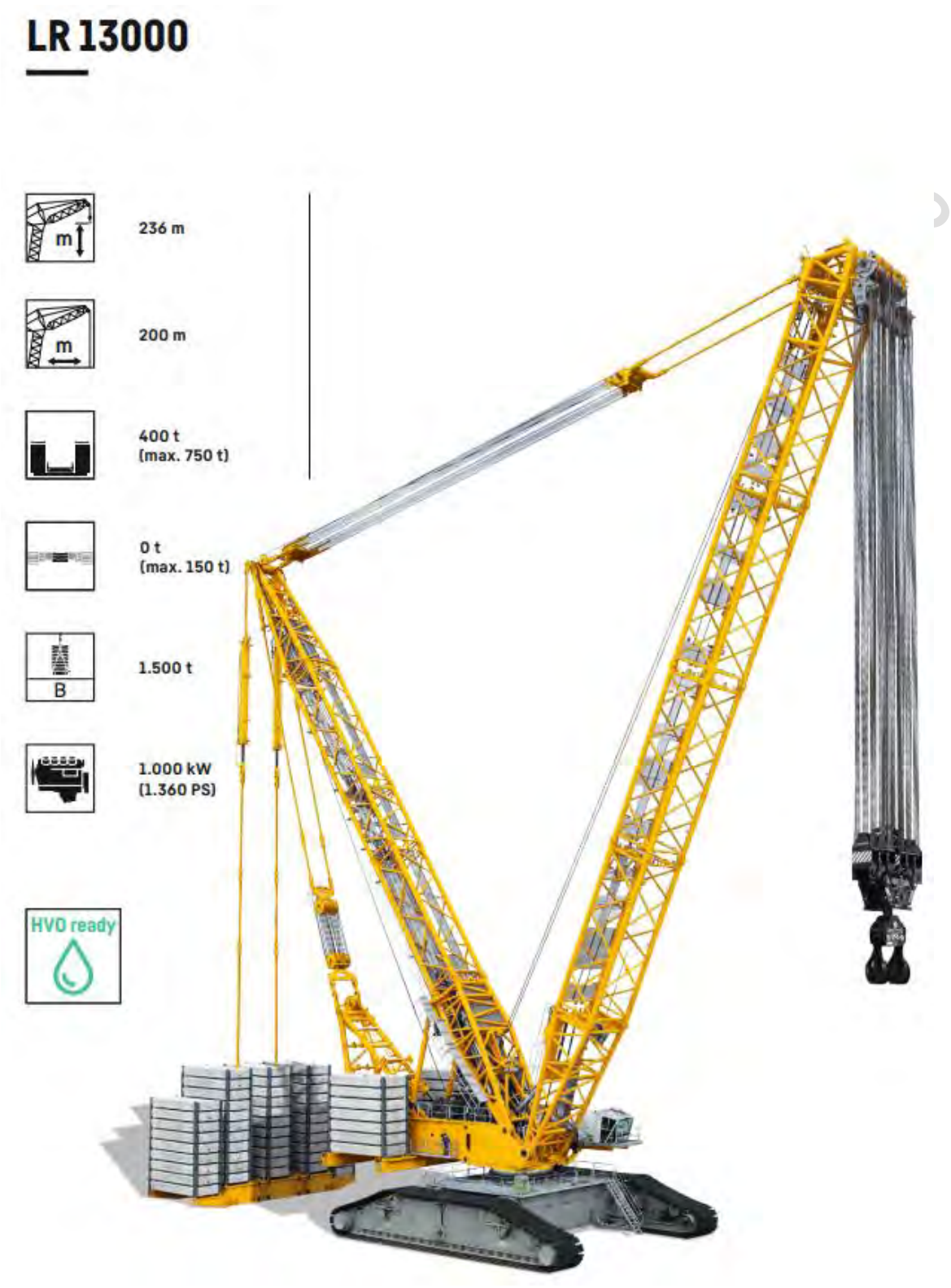


THE RING SPREADER MATS BELOW THE BASE OF THE SGC ARE STANDARD SUPPLIED WITH THE CRANE.



SGC-90	32	22,5m	45,9m	20T/m^2
SGC-120	96	20,4m	43,6m	20T/m^2
SGC-140	96	20,4m	43,6m	25T/m^2
SGC-250	128	29,5m	52,8m	30T/m^2

8.4.2 Liebherr LR13000



PDB

P 60 – 132



m	P 60 - 132 m													m
	60	66	72	78	84	90	96	102	108	114	120	126	132	
12	2928,2	2661,2												12
14	2902,1	2707,9	2507	2311,6	2122,3									14
16	2783,4	2640,9	2471,4	2299,7	2132,7	1967,4	1859,2	1732,7						16
18	2636,6	2586,5	2426,6	2261,3	2087,3	1967,4	1852,8	1737,3	1615,5	1489,3	1376,4			18
20	2521,9	2467,9	2416,1	2252	2083,9	1932,3	1815,9	1734,5	1615,8	1491,7	1383,7	1274,5	1174,8	20
22	2377,1	2334,1	2292,2	2182	2060,4	1932,3	1815,9	1695,5	1587,7	1488,1	1385,9	1277,6	1177,6	22
24	2213,9	2192,1	2163,2	2093,8	2005,8	1906,7	1802,9	1695,5	1587,7	1469,3	1353,6	1267,1	1176,7	24
26	2057,9	2043,7	2026,9	1999,6	1930,7	1852,3	1768	1669,3	1579,6	1469,3	1353,6	1246,8	1156	26
28	1915,3	1902,2	1887,7	1877,3	1850,2	1789	1718,8	1638,7	1549,7	1453,8	1352,1	1246,8	1156	28
30	1781,3	1775	1757,5	1749,4	1736,2	1713,7	1664,4	1594,7	1521,2	1437,3	1338,2	1240,2	1156	30
32	1663,6	1652,8	1648,2	1629,5	1622,1	1612,4	1593,5	1548,3	1485,4	1414	1335,6	1233,3	1140,2	32
34	1553,8	1548,9	1539,5	1530,9	1514,4	1510,9	1502,8	1482,1	1445,7	1387,3	1317,2	1229,8	1134,5	34
36	1452,5	1455,1	1447,7	1433,3	1426,1	1414,5	1412,1	1401,4	1382,4	1354,7	1298,5	1219,8	1129,3	36
38	1353,9	1366,4	1364,2	1349,9	1338,7	1335,6	1325	1320,6	1309,6	1290,7	1271,2	1205,7	1120,4	38
40	1261,4	1284,7	1285,3	1276,3	1260,9	1256,9	1253	1242,4	1236,9	1221,8	1206,3	1177,8	1107,5	40
44	1100,6	1136,7	1146,1	1142,7	1132,5	1121,5	1111,5	1111,5	1106,9	1086	1076,5	1060,9	1029,4	44
48	964,5	1006,2	1028,4	1020,8	1020	1015,7	1004,9	994,3	988,9	981,7	967,7	945,4	930,8	48
52	851,8	891,3	919,9	923	916,7	918,5	912,3	904,1	893	883,5	877,4	863,3	845,7	52
56	746,2	793	819,1	834,3	830,9	830,6	827,8	823,1	817	806,7	799	782,6	773,8	56
60	630,3	700,1	732,3	755,5	758,6	756,2	752,4	748,7	746,5	739,9	735,4	718,9	708,2	60
64		608,2	653,2	683,9	692,6	692,4	687,5	685,3	680,7	678,8	676,7	665,6	654,4	64
68		474,4	584,9	614,2	629,5	634,4	631,8	630,4	626,8	620,3	622,1	614	606,5	68
72			501,6	549	567,3	581,4	582,3	581,4	578,2	573,3	569,3	565,7	560	72
76				485,9	512,3	533,3	537,3	537	534,2	528,8	526,4	519,6	514,9	76
80				389,7	460,8	484,3	492,9	496,8	494,1	488,5	485,7	480,1	473,7	80
84					395,3	433,8	449	460,7	457,9	451,9	449,2	443,2	438,1	84
88						387,2	408,7	424,6	427,5	419,5	415,9	410,7	405,5	88
92						309,3	369,3	390,2	397,5	390,1	386,7	380,9	377	92
96							322,7	354,7	363,7	361,5	361,6	355,7	350,1	96
100								306,8	326,6	333,8	338,6	332,2	325,4	100
104								251,4	294,8	307,9	315,4	310,2	302,8	104
108									259,7	281,4	291,8	288,2	282,8	108
112										252,3	268	263	263,1	112
116										193,7	241,9	236,8	242,5	116
120											204,9	212,9	221,2	120
124												190,4	193,5	124
128												145,6	149,6	128
132													100,1	132

t_195_012_00001-00013_00_000

A company of TRACTEBEL ENGIE

SDBO, SLDBO

S(L) 60 – 132



m	S(L) 60 - 132 m														m
	60		66		72		78		84		90		96		
	SDBO	SLDBO	SDBO	SLDBO	SDBO	SLDBO	SDBO	SLDBO	SDBO	SLDBO	SDBO	SLDBO	SDBO	SLDBO	
12	2146	2030,6	1927,9	1983,8											12
14	1785,9	1822,9	1791	1776,2	1797	1725,6	1785,5	1550,3	1733,5	1484,2					14
16	1508,8	1540,1	1511,1	1544,2	1501,7	1536,2	1509,9	1500,8	1502,2	1423,7	1448,9	1361,9	1372,2	1279,7	16
18	1291,5	1330,6	1285,2	1316,6	1293,5	1325,1	1301,4	1340	1289,4	1326,2	1280,8	1298,8	1245,6	1239,5	18
20	1124,9	1158,6	1126,2	1160,8	1114,3	1152,4	1126,4	1162,3	1129,1	1163,7	1132,9	1163,9	1122,3	1160,1	20
22	982,7	1020,6	984,5	1014,6	991,4	1025,6	995,8	1032,7	984	1017,3	989,8	1021,2	993,8	1029	22
24	877,6	911,8	872,7	905,7	870,8	901,2	888,4	921,6	884	919,9	877,7	910,7	874	908,5	24
26	784,7	819,8	783,3	813,8	782,4	814,4	784,3	813,7	791,1	822,7	795	824,5	786,1	822,5	26
28	714,5	744,5	703,5	735,7	707,7	734,9	711,2	745,2	702,3	735,4	712,2	738,6	711,7	745,6	28
30	654	684,4	644,2	672,5	639,4	667,9	643,8	676,8	642,8	677,4	638,7	667	638,1	674,1	30
32	610,6	643,7	589,4	617,9	586,2	615,6	582,1	618,3	583,2	619,4	585,9	615,7	576,4	614,5	32
34	571,9	606,4	549,9	580	533,4	566,7	535,9	572,7	528,3	568	533	564,3	529,3	566,8	34
36	530,9	564,5	518	549,6	498,2	530,5	490,3	528,1	488,1	526,3	483,9	518,5	482,2	519,1	36
38	489,1	523,2	485,5	517	471,4	503	457,1	495,7	448,3	485,5	448,2	481,7	438,3	476,7	38
40	456,9	489,4	452	482,2	444,3	474,8	432,2	469,6	415,8	454	413	445,7	407,5	443,7	40
44	397,3	427,1	390	420,1	382,8	414,9	386,5	421	370,8	409,1	358,4	392,1	347,5	382,4	44
48	346,7	377,6	340,2	370,3	334,2	366,6	332,3	370,8	329,1	366,5	323,9	357,9	309,9	344,3	48
52	308,7	337,2	300,7	328	294	324,3	292,4	328,1	286,4	323,5	286,7	319,4	278,7	312,9	52
56	276,4	301,7	266,3	293,5	257,5	287,7	255,6	291,7	248,8	285,2	249,8	282,5	244,4	276,5	56
60	246,8	273,4	236,1	263,6	228,2	258,9	224,8	261,5	218,4	254,9	216,5	251,2	212,2	245,3	60
64			213,1	239,7	203,3	233,6	200,3	236,8	193,5	229,1	190,4	223,9	183,7	219,9	64
68			196,1	221,7	182,7	212,5	178,2	214,4	172,1	206,4	167,8	200,5	160,6	196	68
72					166	195,3	159,8	194,6	151,6	185,3	147,7	180,3	139,9	174,5	72
76							144,1	177,9	133,5	167,6	129,7	161,8	121,3	155,7	76
80							132,9	166	117,9	152,8	113,4	145,2	106,7	140,5	80
84									106,4	141	101,3	131,7	92,4	125,7	84
88											90,3	121,5	80,4	113	88
92											82,5	114,4	69,6	101,8	92
96													61	93	96

DOC im Auftr

SDWB, SDWB0

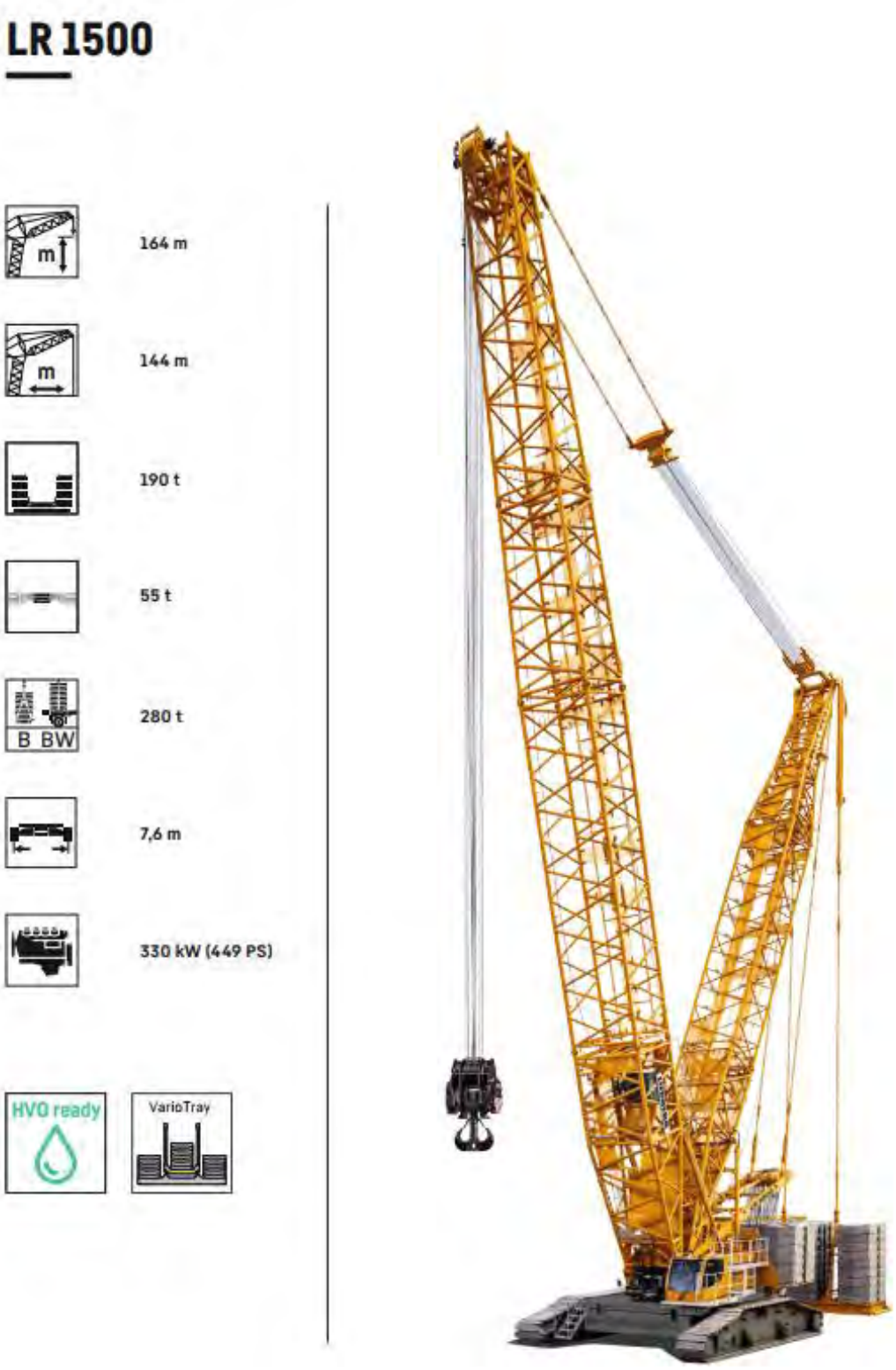
S 96



S 96 m

		W 18 m				W 24 m				W 30 m				W 36 m				W 42 m			
m		85°	75°	65°	WV	85°	75°	65°	WV	85°	75°	65°	WV	85°	75°	65°	WV	85°	75°	65°	WV
20	B	961,9																			
	B0	957,7																			
22	B	921,5			941,6	851,8															
	B0	883,3			883,4	853,1															
24	B	882,8			941,2	822,6			834,7	769,8				710,5							
	B0	820,1			818,2	795,6			799,6	773,7				713,1							
26	B	848,3			940,9	789,1			834,1	744,6			749,1	689,5				638,9			
	B0	767,3			756,4	738,2			743,6	746,4			742	693,7				641,7			
28	B	819,3			940,6	759,6			833,4	717,4			749	669			669,2	622			
	B0	738,8			694,7	690,6			688,4	700,8			689,4	669,8			669,5	625,5			
30	B				940,3	730,7			832,7	687,5			748,9	646,9			668,8	604,9			
	B0				633	651,8			635	656,7			636,9	636			624	607,8			
32	B				924	705,8			832,1	665,2			748,7	623,2			668,4	586,6			601,8
	B0				580,3	637,3			581,7	630,6			587,9	599,6			578,8	586,4			571,7
34	B				904	683,7			830	642,8			748,6	601,4			667,9	568,3			601,3
	B0				531,8	596,4			531,6	595,9			540,6	569,6			535,8	560,7			531,9
36	B				885,5				822,6	622,3			748,6	580			667,5	549,2			600,8
	B0				483,4				490,3	556,6			493,3	543,5			494,5	532,2			493,9
38	B				866,9				815,7	600,8			743,9	561,7			667,1	528,7			600,2
	B0				435				449,1	518,6			456	511,3			453,3	505,4			457,2
40	B		853,5		848,3				808,8	580			738,2	542,1			665,1	510,9			599,7
	B0		385		386,5				407,9	484,1			420,5	477,5			416,7	475,8			421,5
44	B		835,7		820,6		789,5		792,5		751,1		726,9	506,1			655,6	477,8			596
	B0		336,7		335,1		331,3		331,3		328		349,3	419,8			354,9	418			358,5
48	B				793,2		737		761,8		705,2		709,7		659,3		646,1	444,2			588,3
	B0				285,2		292,4		287,7		289,8		289,1		278,9		293	370,6			303,3
52	B				765,7		694,3		731,1		662,7		683,4		621,4		629,1	379,8	587,2		580,6
	B0				235,3		258,3		244		257,6		260,7		247,5		245,7	330,2	241,6		248,1
56	B				738,3				700,3		627,1		657		587,3		608,7		556,9		564,2
	B0				185,4				200,4		229,8		212,4		218,4		212,1		213,4		210,4
60	B				702,5				669,6				630,7		554		588,2		526		547,9
	B0				148,2				156,8				174		195		178,4		192		180,2
64	B				656,6			634	635,6				604,4		444,1		567,7		496,6		531,7
	B0				126,2			127,9	123,9			123,3	135,7		176,5		144,8		171,9		150
68	B				611,1			606,7	597,3			577,6	575,1			549,6	547,3		417,3		515,5
	B0				104,1			110,1	104,9			107,4	106,1			95,5	111,1		154,1		119,8
72	B				565,3				558,9			550,3	541,6			526	523,7			501,6	499,3
	B0				82,1				85,9			94,8	89,3			84,7	84,9			76,8	89,6
76	B				521,9				520,6				508,1			503,7	495,3			479,1	479,8
	B0				62,5				66,9				72,5			74,4	70,4			66,8	65,9
80	B				482,3				483				474,6			459,3	466,9			457,5	454,5
	B0				47,1								55,7			65	55,9			57,8	53,5
84	B				442,7				449,3				441,1				438,4			436,1	429,3
	B0				31,7								38,9				41,4			51,8	41,1
88	B				403,1				415,6				410,1				410				404
	B0				16,3												26,9				28,7
92	B								381,9				379,1				382,4				378,8
	B0																				16,3
96	B												348,2				356,1				354,2
	B0																				
100	B																327,8				330,1
	B0																				
104	B																300,5				306
	B0																				
108	B																				281,8
	B0																				

8.4.3 Liebherr LR1500-1



SDB/BW

S 36 – 114



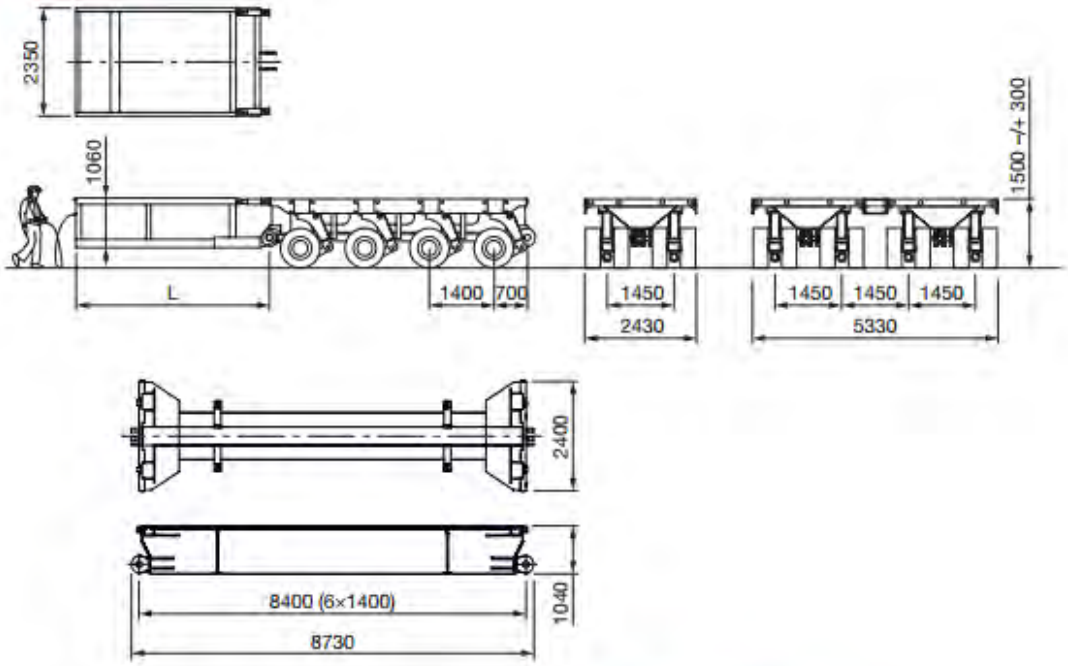
m		S 36 - 114 m												
		36 m	42 m	48 m	54 m	60 m	66 m	72 m	78 m	84 m	90 m	96 m	102 m	108 m	114 m
7	Ot	358													
	B	400													
	BW	400													
8	Ot	308	286												
	B	400	400												
	BW	400	400												
9	Ot	272	254	242	230										
	B	400	398	400	371										
	BW	400	400	400	371										
10	Ot	238	224	215	204	222	209								
	B	400	398	398	371	342	299								
	BW	400	399	398	371	343	299								
12	Ot	190	182	173	165	186	179	170	165	157					
	B	400	395	388	369	340	298	264	230	202					
	BW	400	396	395	369	341	298	268	233	204					
14	Ot	158	151	145	139	160	154	149	144	136	131	127	122		
	B	376	366	370	354	335	300	262	227	201	174	150	134		
	BW	399	391	381	361	337	297	265	231	203	172	147	126		
16	Ot	134	128	124	119	138	134	129	124	121	117	113	110	106	100
	B	346	344	338	329	319	296	257	226	199	172	148	133	116	100
	BW	358	354	348	338	324	296	261	230	201	169	143	124	104	90
18	Ot	114	111	107	103	120	117	113	109	106	103	99,5	96,8	93,1	91,1
	B	313	311	307	303	309	288	257	223	195	169	145	133	115	99,6
	BW	319	317	314	310	303	285	257	227	196	165	139	123	101	88,5
20	Ot	97,3	95,8	93,9	90,4	106	103	100	96,6	94	91,1	88,6	85,4	83,4	80,1
	B	286	283	279	277	284	278	250	219	194	165	141	132	115	98,7
	BW	287	284	284	280	277	263	242	220	192	160	134	122	99,8	87,1
22	Ot	84,8	83,4	82,3	80,5	94,4	92,4	89,2	86,3	83,9	81,5	79,4	76,6	74,4	71,7
	B	260	258	255	254	258	257	247	216	189	162	138	131	113	97,9
	BW	260	258	257	256	253	246	225	208	185	155	130	122	99	86,1
24	Ot	75,1	73,5	72,1	71,1	85	82,7	79,9	77,7	75,5	73,3	71,5	68,4	66,7	64,5
	B	235	236	234	232	238	235	231	213	187	157	134	130	113	96,9
	BW	239	236	235	233	232	230	212	196	179	150	125	122	98,4	85,1
26	Ot	66,9	65,4	64,2	63,1	76,2	75	72,7	69,9	68,3	66,3	64,1	62	60,1	58,3
	B	212	217	216	214	218	218	215	206	180	153	130	127	112	95,9
	BW	217	218	216	215	213	213	202	186	172	146	120	122	97,7	84,1
28	Ot	59,9	58,6	57,3	56,2	68,3	67,7	66	63,7	62,2	60,3	58,3	56	54,4	52,3
	B	191	201	199	198	202	201	200	196	179	148	125	126	110	94,5
	BW	195	202	200	199	197	196	192	178	165	142	116	122	97	83
30	Ot	54,1	52,9	51,5	50,3	61,3	61	59,7	57,9	56,4	54,6	53,3	51,1	49,3	47,6
	B	171	185	186	184	187	187	185	183	174	146	122	123	109	93,4
	BW	177	187	186	184	183	182	181	171	158	140	113	122	96,6	82,1
32	Ot	49,4	47,9	46,6	45,4	55,8	55	54,1	52,9	51,7	50	48,4	46,5	44,9	43,4
	B	153	168	173	172	175	174	173	171	167	142	119	121	108	92,3
	BW	160	174	174	172	171	170	169	163	152	137	111	121	96,3	81,2

DOC im Auftrag

8.5 Anhang E – Spezifikationen von verwendetem Equipment

8.5.1 SPMT Scheuerle

Dimensions



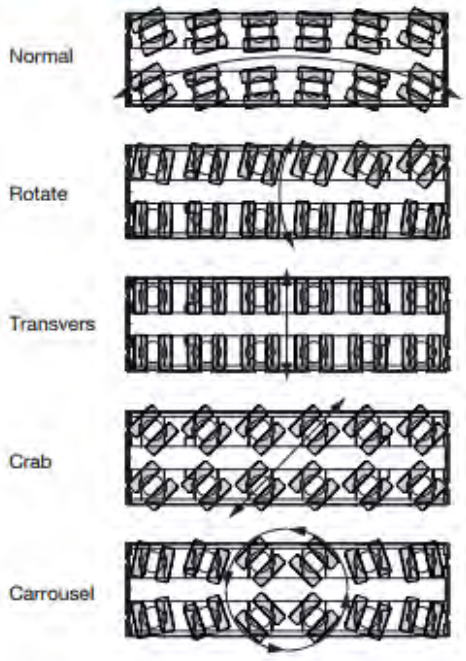
SPECIFICATIONS SPMT GENERATION 2004

	4 lines	5 lines	6 lines
Gross capacity	160 t	200 t	240 t
Weight	16 t	20 t	24 t
Max. axle load	40 t	40 t	40 t
Payload	144 t	180 t	216 t
Pulling force	22 t	22 t	22 t
Spacer, weight	10 t		

SPECIFICATIONS PPU

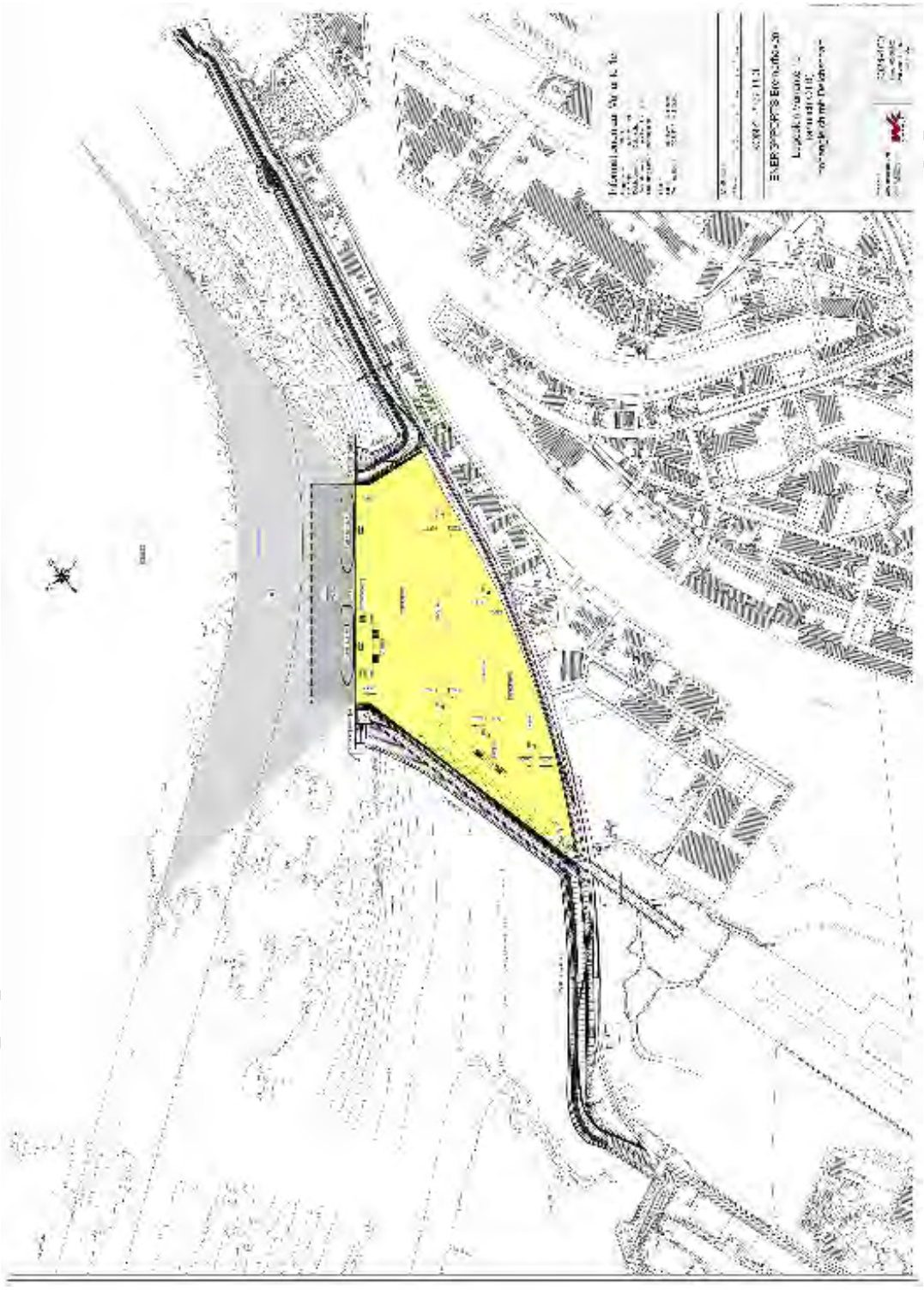
Capacity for	Length (L)	Weight
40 Lines	4380 mm	6700 kg
40 Lines	4200 mm	6700 kg
20 Lines	2640 mm	3500 kg

Steering capabilities

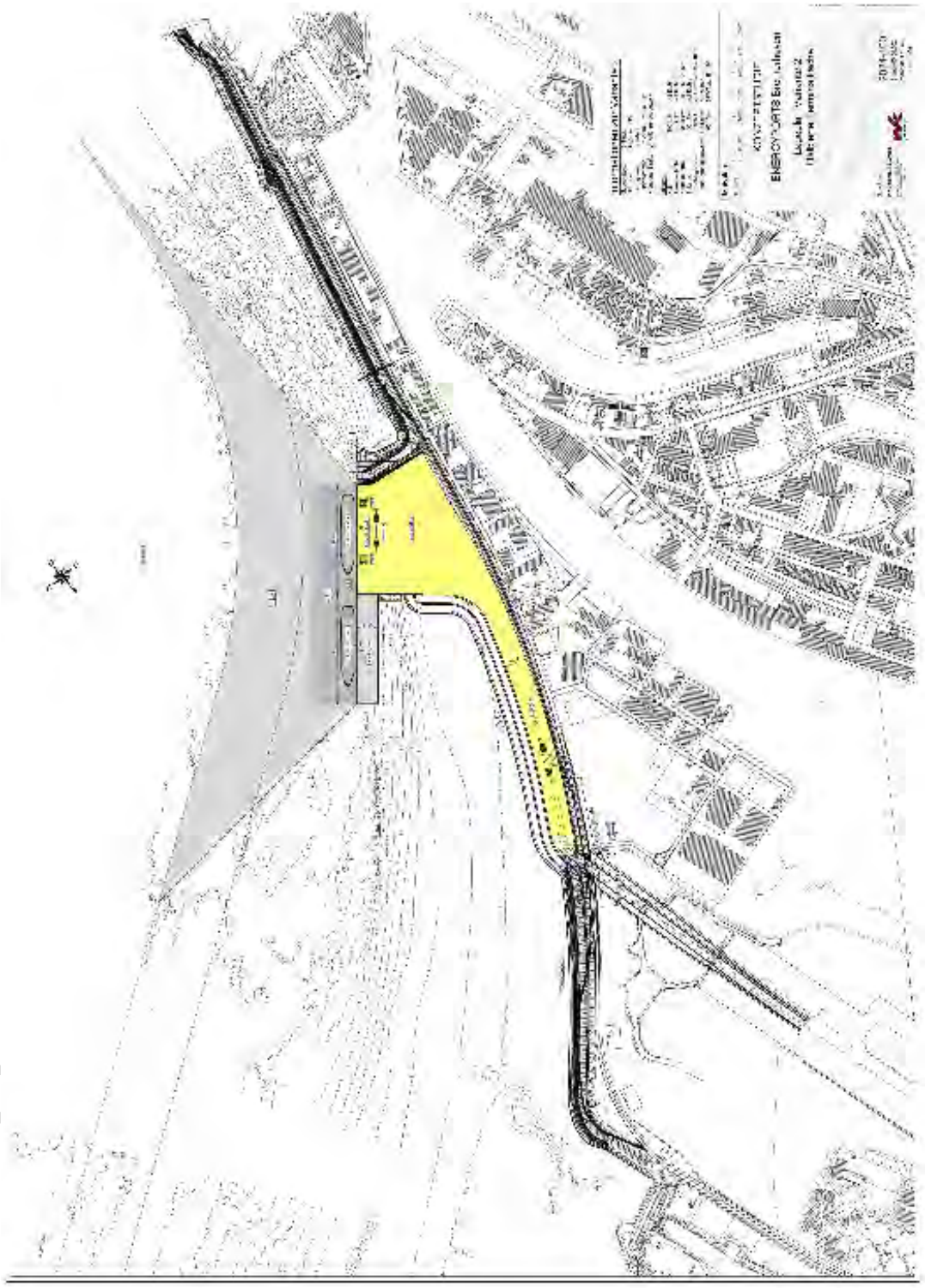


8.6 Anhang F – Übersicht Hafen Lageplan Varianten

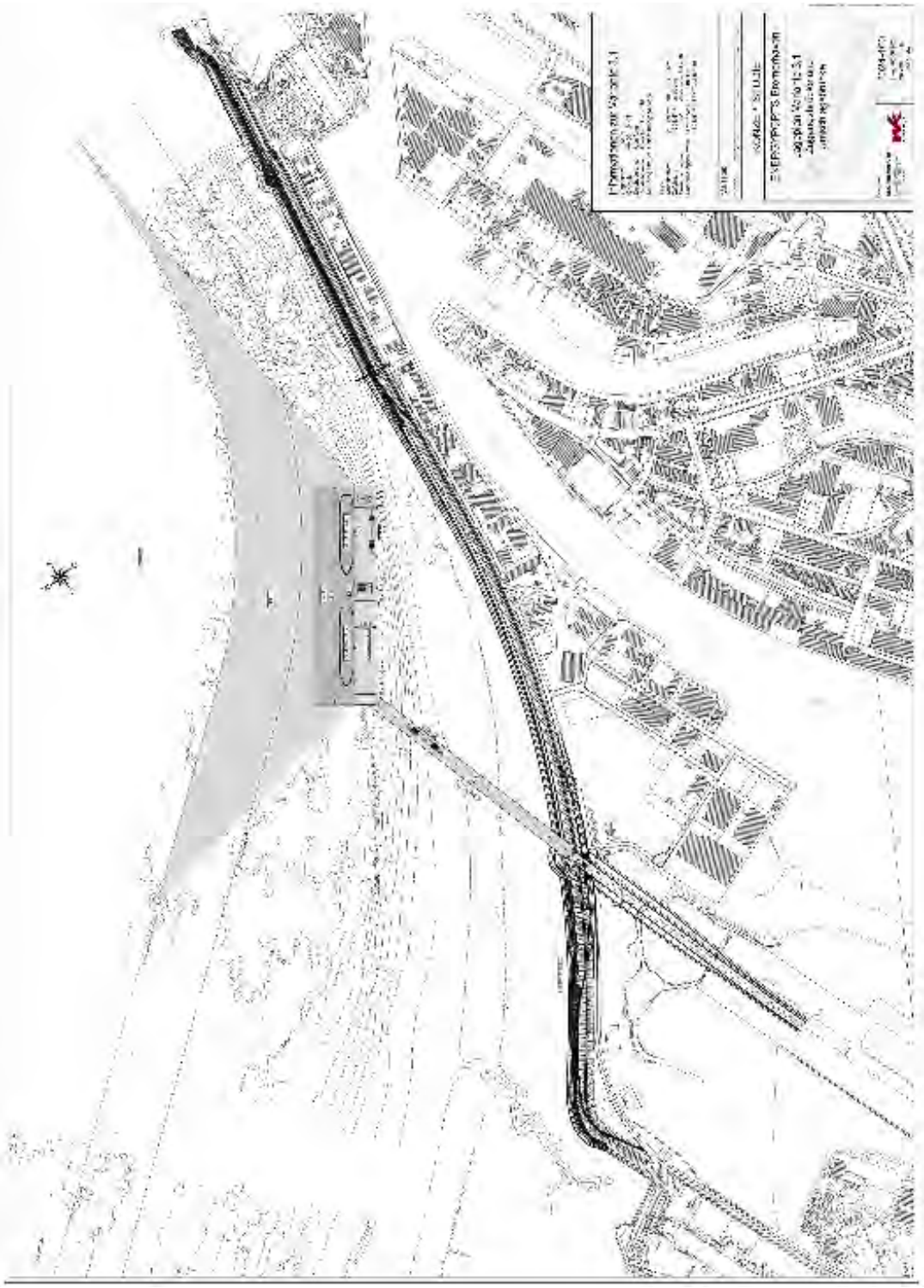
8.6.1 Lageplan Variante 1c



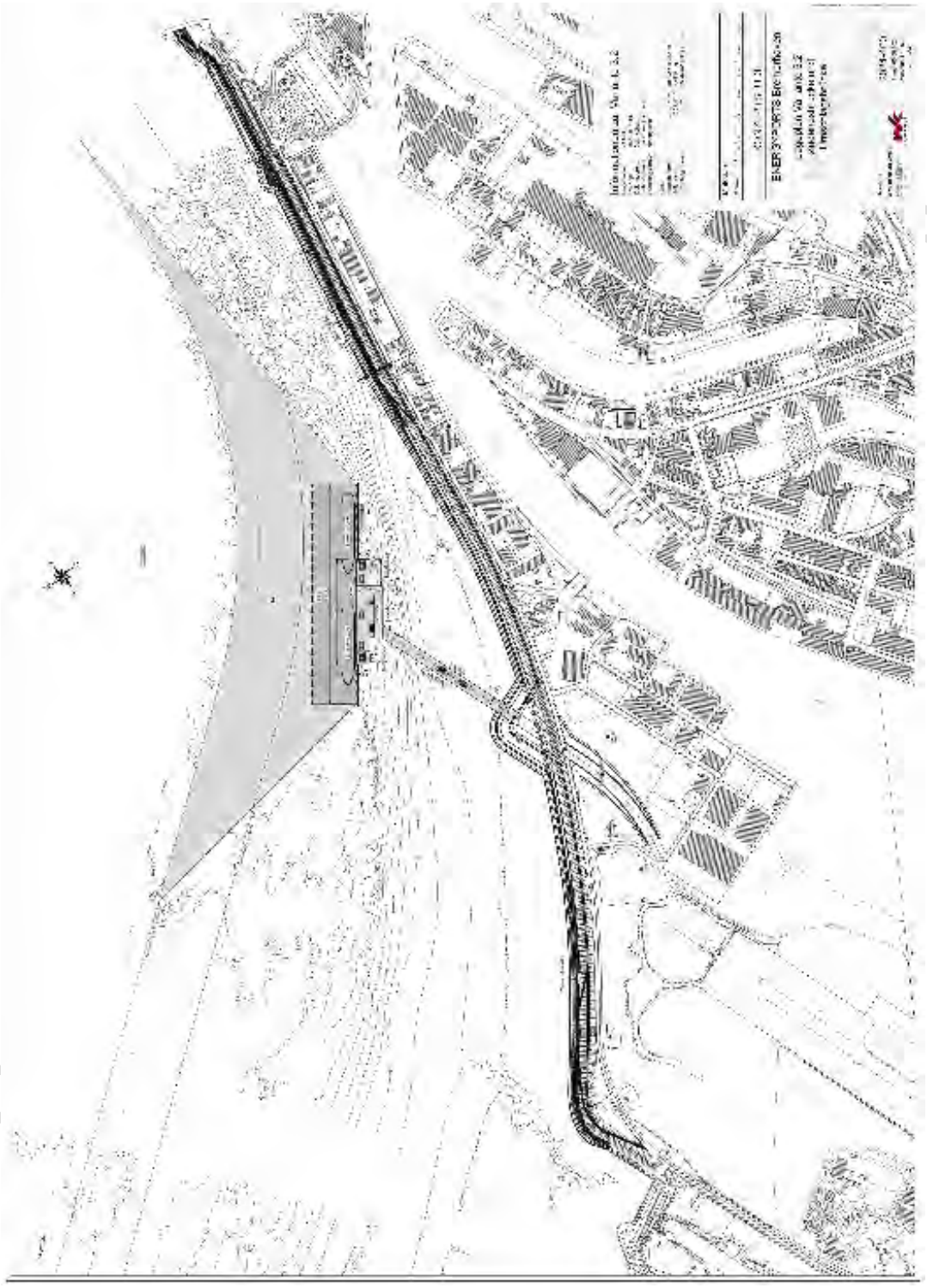
8.6.2 Lageplan Variante 2



8.6.3 Lageplan Variante 3.1



8.6.4 Lageplan Variante 3.2



BBG und Partner
Rechtsanwälte

EnergyPort Bremerhaven

Öffentlich-rechtliche Machbarkeitsstudie

Verfasser:
Rechtsanwalt Prof. Dr. Peter Schütte
Rechtsanwältin Dr. Mara Gerbig

Erstellt für:
Bremenports GmbH & Co. KG

Bremen
08.01.2025

BBG und Partner
Contrescarpe 75 A
D-28195 Bremen
T +49 421 33541-0
F +49 421 33541-15
kontakt@bbgundpartner.de
www.bbgundpartner.de

Rechtsanwälte Barth
Baumeister Griem und Partner
Partnerschaftsgesellschaft mbB
PR 216 (AG Bremen)

Sparkasse Bremen
IBAN DE12 2905 0101 0001 0369 46
BIC SBREDE22XXX
USt. ID DE168156931

BBG und Partner
Rechtsanwälte

Inhaltsverzeichnis

1	**Sachverhalt und Aufgabenstellung**	**4**
2	**Systematische Vorgehensweise**	**5**
3	**Executive Summary**	**6**
4	**Die Entwicklungsszenarien der Bedarfs- und Nutzeranalyse**	**9**
4.1	Schwerpunkte	9
4.2	Zielszenario	9
4.3	Vorzugsvariante	11
4.3.1	Ausbau / Ertüchtigung CT 1	12
4.3.2	Entwicklung Fischereihafen (Gewerbeflächen + 450 m Kaje)	13
4.3.3	Entwicklung Gewerbeflächen (Aufsandung)	13
4.3.4	Weserseitiger Zugang	14
4.3.5	Jetty Weserseite	15
4.3.6	Entwicklung Kaje Fischereihafen 850 m	16
4.4	Alternativenprüfung	17
5	**Rechtlicher Rahmen**	**19**
5.1	Vorangehende Planung: der Offshore-Terminal Bremerhaven	19
5.2	Bauplanungsrechtliche Situation	21
5.3	Bestehende Planfeststellungsbeschlüsse	22
5.4	Anforderungen des Fachplanungsrechts	23
5.5	Besondere Herausforderungen im materiellen Recht	23
5.5.1	Planrechtfertigung	23
5.5.2	Beachtung zwingenden Rechts	24
5.5.2.1	Einbindung in höherstufige Planungen	25
5.5.2.2	Bauleitplanung	25
5.5.2.3	Naturschutzrecht	26
5.5.2.4	Immissionsschutzrecht	31
5.5.2.5	Wasserrecht	31
5.5.3	Abwägung	32
5.5.3.1	Einzustellende Belange	32
5.5.3.2	Alternativen	32
5.6	Abschnittsplanung	33
5.7	Rechtsbehelfsmöglichkeiten	33
5.7.1	Beteiligungsverfahren	34
5.7.2	Rechtsbehelfsverfahren	34
5.7.2.1	Dritte – Individualklage	35
5.7.2.2	Umweltvereinigungen – Verbandsklage	36
5.7.2.3	Inzidentkontrolle bestandskräftiger Planungsentscheidungen	37
5.8	Potenzielle Veränderungen der politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen	37

6 Prüfung der von HTC/Sellhorn in der Bedarfs- und Nutzeranalyse dargelegten Vorzugsvariante ____ 41
6.1 Planrechtfertigung ____ 41
6.2 Bauplanungsrechtliche Zulässigkeit ____ 42
6.3 FFH- und Vogelschutzrecht ____ 43
6.3.1 Erhebliche Beeinträchtigung von Erhaltungszielen ____ 43
6.3.2 Zwingende Gründe des überwiegenden öffentlichen Interesses ____ 44
6.3.3 Zumutbare Alternativen ____ 45
6.3.4 Kohärenzsicherungsmaßnahmen ____ 47
6.4 Artenschutzrecht ____ 48
6.4.1 (Vorgezogene) Ausgleichsmaßnahmen ____ 49
6.4.2 Ausnahmemöglichkeit: Zwingende Gründe des überwiegenden öffentlichen Interesses einschließlich solcher sozialer oder wirtschaftlicher Art / Alternativenprüfung ____ 49
6.5 Eingriffsregelung ____ 50
6.6 Gesetzlicher Biotopschutz ____ 51
6.7 Wasserrechtliche Bewirtschaftungsgebote ____ 51
6.8 Klagerisiken ____ 53

7 Konzeptstudie H2-Anleger ____ 55

8 Anlagen ____ 57

1 Sachverhalt und Aufgabenstellung

Die Freie Hansestadt Bremen, vertreten durch die bremenports GmbH & Co. KG, plant die wirtschaftliche Entwicklung des südlichen Fischereihafens in Bremerhaven.

Um die wirtschaftlichen Entwicklungspotenziale zu konkretisieren, beauftragte der bremische Senat zunächst eine Potenzialstudie, die im März 2023 vorgelegt wurde. Auf Basis der Ergebnisse der Potenzialstudie wurde am 24.07.2024 eine konkretisierte Bedarfs- und Nutzeranalyse durch die Hanseatic Transport Consultancy (HTC) und die Sellhorn Ingenieurgesellschaft mbH (Sellhorn) vorgelegt.[1] Auf dieser Basis hat bremenports weitere Schritte unternommen, um potenzielle Ausbauvarianten zu konkretisieren und auch naturschutzfachlich bewerten zu lassen.

BBG und Partner sind gebeten worden, eine öffentlich-rechtliche Machbarkeitsstudie im Hinblick auf die von HTC/Sellhorn in ihrer Bedarf- und Nutzeranalyse erarbeiteten Entwicklungsszenarien zu erstellen.[2] Zudem sollen BBG und Partner eine erste öffentlich-rechtliche Einschätzung zu einer Konzeptstudie für einen H2-Anleger abgeben.

[1] Hanseatic Transport Consultancy / Sellhorn Ingenieurgesellschaft, Energyport Bremerhaven, Bedarfs- und Nutzeranalyse für den südlichen Fischereihafen, 24.07.2024.

[2] Etwaige privatrechtliche Einschränkungen im Hinblick auf die Umsetzung der Entwicklungsszenarien sind nicht Gegenstand dieser öffentlich-rechtlichen Machbarkeitsstudie.

2 Systematische Vorgehensweise

In dieser öffentlich-rechtlichen Machbarkeitsstudie werden zunächst die von HTC/Sellhorn erarbeiteten Entwicklungsszenarien zusammengefasst dargestellt (4.). Im Anschluss wird der maßgebliche öffentlich-rechtliche Rahmen zusammengefasst (5.), auf dessen Basis die rechtliche Bewertung erfolgt (6.). In einem Exkurs wird abschließend das uns am 11.12.2024 zeichnerisch vorgestellte Konzept eines H2-Anlegers dargestellt und einer ersten rechtlichen Bewertung unterzogen (7.).

Die wesentlichen Ergebnisse und Handlungsempfehlungen finden sich komprimiert in der nachfolgenden Executive Summary:

3 Executive Summary

Die von HTC/Sellhorn entwickelten Module der Vorzugsvariante sind auf der Basis der uns vorliegenden naturschutzfachlichen Einschätzungen aus öffentlich-rechtlicher Sicht unterschiedlich zu bewerten:

> Während den landseitigen und den nicht in Schutzgebiete eingreifenden wasserseitigen Modulen aus heutiger Sicht keine unüberwindbaren öffentlich-rechtlichen Hindernisse entgegenstehen, ist die Zulassungsfähigkeit zumindest der durch größere Flächeninanspruchnahme in die weserseitigen Schutzgebiete eingreifenden Infrastrukturen z.B. durch ein Schwerlastterminal nach den uns vorliegenden Informationen mangels hinreichender Kompensations- bzw. Kohärenzsicherungsmöglichkeiten höchst fraglich.

> Ob ein neuer Anleger für verflüssigte Gase isoliert zulassungsfähig ist, hängt wesentlich von dessen Lage, der technischen Ausgestaltung von Anleger und Verbindung zum Land sowie der darauf fußenden fachgutachterlichen Bewertung und den gegenüber einer großflächigen Flächeninanspruchnahme durch z.B. ein Schwerlastterminal ggf. erheblich geringeren Kompensationsbedarfen ab.

> Soweit sich die uns mündlich mitgeteilte erste fachgutachterliche Einschätzung zur FFH-Verträglichkeit sowie zu bestehenden Kompensationsmöglichkeiten des uns als Konzeptstudie am 11.12.2024 zeichnerisch vorgestellten H2-Anlegers auch nach weiterer Konkretisierung der Konzeptidee bestätigt, stehen dessen Realisierung aus gegenwärtiger Sicht keine unüberwindbaren öffentlich-rechtlichen Hindernisse entgegen. Dies insbesondere auch deshalb, weil für H2-Infrasturkturvorhaben nach einem im Gesetzgebungsverfahren weit fortgeschrittenen Gesetzentwurf qua Gesetz überragende Gemeinwohlgründe ins Feld geführt werden sollen, die insbesondere Abwägungsentscheidungen positiv für das Vorhaben beeinflussen können. Ob und mit welchem Inhalt dieses Gesetzgebungsverfahren allerdings infolge der zwischenzeitlich erfolgten Auflösung des Bundestages in der kommenden Legislaturperiode fortgeführt wird, lässt sich derzeit schwer einschätzen.

Voraussetzung ist dabei stets, dass auch die Finanzierbarkeit gesichert dargelegt werden kann – was bei einer Finanzierung durch die Freie Hansestadt Bremen entsprechende Haushaltsbeschlüsse voraussetzt.

Für großflächige Beanspruchungen der weserseitigen Schutzgebiete gilt im Übrigen:

> Die nach den uns erteilten Informationen nicht vorliegenden Kompensationsmöglichkeiten für einen großflächigen Eingriff in die weserseitigen Brackwasserwatten

(auch als gesetzlich geschützte Biotope) stellen gegenwärtig bereits auf Grund der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelug und nach den Regelungen des gesetzlichen Biotopschutzes ein jedenfalls in Bezug auf gesetzlich geschützte Biotope nicht durch Ersatzzahlung aufzufangendes Zulassungsrisiko dar. Dieses wiegt umso schwerer, desto größer das verbleibende Kompensationsdefizit ausfällt. In Bezug auf gesetzlich geschützte Biotope verbleibt insoweit lediglich die Möglichkeit, die Voraussetzungen einer Befreiung nach § 67 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG nachzuweisen, was voraussetzt, dass der großflächige Eingriff in die Brackwasserwatten aus Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses, einschließlich solcher sozialer und wirtschaftlicher Art, notwendig ist.

> Besonders kritisch sind die fehlenden Kohärenzsicherungsmöglichkeiten im Rahmen einer voraussichtlich erforderlichen Ausnahme von den Regelungen zum FFH- und Vogelschutzrecht. Eine Ersatzzahlung ist hier unzulässig. Fraglich ist zudem, ob die für die Erteilung einer Ausnahme erforderlichen zwingenden Gemeinwohlbelange bei einer reinen Angebotsplanung entwickelt und vorgetragen werden können. Die von HTC/Sellhorn vorgenommene Alternativenprüfung müsste für eine Ausnahme vom FFH- und Vogelschutzregime schließlich konkret auf das jeweilige Modul bezogen überarbeitet werden.

> Mit Blick auf die Anforderungen des Besonderen Artenschutzrechts können sich ebenfalls Zulassungshindernisse ergeben, wenn bzw. weil die vorgesehenen Flächen für (vorgezogene) Ausgleichsmaßnahmen aus den Planungen zum Offshore Terminal Bremerhaven (OTB) nach den uns erteilten Informationen nicht (mehr) zur Verfügung stehen. In diesem Fall wäre ggf. eine naturschutzrechtliche Ausnahme von den Zugriffsverboten zu erteilen, für die ebenfalls eine Alternativenprüfung (bezogen auf das jeweilige Modul) erfolgen müsste.

> Voraussichtlich keine (absoluten) rechtlichen Zulassungshindernisse ergeben sich aus dem Immissionsschutz- bzw. dem Störfallrecht. Hier hängt die Zulassungsfähigkeit im Wesentlichen davon ab, dass eine Ausgestaltung gewählt wird, die die (störfall-)rechtlichen Vorgaben und insbesondere die notwendigen Sicherheitsabstände zu schutzwürdiger Bebauung/Infrastruktur einhält – dies erscheint uns möglich.

> Die Umsetzung der von HTC/Sellhorn erarbeiteten modularen Vorzugslösung durch die in der Rechtsprechung grundsätzlich im Fachplanungsrecht anerkannte Abschnittsplanung scheidet vorliegend aus, da dem Gesamtvorhaben (Realisierung aller Module) gegenwärtig auf Grund fehlender bzw. nicht hinreichender Kohärenzsicherungsmöglichkeiten für die zu erwartenden erheblichen Eingriffe unüberwindliche rechtliche Hindernisse entgegenstehen. Vor diesem Hintergrund können wir der Empfehlung der parallelen Beantragung aller Module nicht folgen – sinnvoller erscheint uns, zunächst unkritische Module ggf. in Kombination mit anderen, unkritischen Standorten voranzutreiben.

> Nur wenn es gelingt, mittelfristig für die Module mit großflächigen Infrastrukturen in den Natura-2000-Gebieten in der Weser zwingende Gründe des überwiegenden öffentlichen Interesses für das konkrete Modul in der spezifischen Ausgestaltung am vorgesehenen Standort substantiiert zu belegen, könnten nach heutiger Rechtslage möglicherweise Restriktionen am Standort im Rahmen eines Planfeststellungsverfahrens überwunden werden. Hierfür müsste allerdings zugleich - modulspezifisch - der Nachweis erbracht werden, dass zumutbare Alternativen, den mit dem konkreten Modul verfolgten Zweck an anderer Stelle ohne oder mit geringen Beeinträchtigungen zu erreichen, nicht gegeben sind. Darüber hinaus müssten jedenfalls hinreichende Kohärenzflächen nachgewiesen und auch im Übrigen ein hinreichendes Kompensationskonzept erarbeitet werden. Hinweise auf Änderungen dieser rechtlichen Vorgaben sind zumindest gegenwärtig nicht erkennbar.

Gemäß der Aufgabenstellung sind privatrechtliche Einschränkungen im Hinblick auf die Umsetzung der Entwicklungsszenarien nicht Gegenstand dieser öffentlich-rechtlichen Machbarkeitsstudie. Wir weisen jedoch daraufhin, dass die Auswirkungen der sog. Verbändevereinbarung vom 10.07.2015 für die endgültige Nichtrealisierung des OTB zu prüfen und bei der weiteren Planung zu berücksichtigen sind (siehe Anlage zu dieser Stellungnahme, dort insbesondere Ziff. IV.). Auch wenn der Fall einer unveränderten Bebauungsplanung dort nicht explizit geregelt ist, halten wir es nicht für ausgeschlossen, dass die Nutzung der vom Bebauungsplan betroffenen Flächen für andere Zwecke als den OTB von den Verbänden und im Streitfall von einem Gericht unter Ziff. IV.2 der Vereinbarung gefasst werden könnte – dies hätte möglicherweise zur Folge, dass dem GNUU bzw. dem BUND[3] ein zivilrechtlicher Anspruch zustünde, dass die in Anlage 8 zur Verbändevereinbarung darstellte Flussauenlandschaft erhalten bleibt. Denn die Vereinbarung geht nach unserem Verständnis implizit in Ziff. IV.2 davon aus, dass die Aufgabe des OTB jedenfalls eine geänderte Bauleitplanung nach sich zieht (*„Sollte der OTB endgültig nicht realisiert und demgemäß die beabsichtigte Bauleitplanung zwar geändert werden, aber (…)“*). Hier sollten unseres Erachtens frühzeitig einvernehmliche Regelungen angestrebt werden, um Verzögerungen in den weiteren Zulassungsverfahren zu vermeiden.

[3] Rechtsnachfolger des GNUU ist nach den uns von bremenports erteilten Informationen der BUND - https://www.northdata.de/Gesamtverband+Natur-+und+Umweltschutz+Unterweser+e.+V.,+Bremen/VR+4717.

4 Die Entwicklungsszenarien der Bedarfs- und Nutzeranalyse

Mit dem Ziel, „für die erwartete Nachfrage ein passendes Infrastrukturangebot anzubieten“, haben HTC/Sellhorn nach einer übergeordneten Marktbetrachtung 16 Nutzungsoptionen identifiziert,[4] welche im Hinblick auf ihre Potenziale und Perspektiven für Bremerhaven sowie die spezifischen Anforderungen der potenziellen Nutzer und möglicher Alternativstandorte bewertet wurden.

4.1 Schwerpunkte

Die Schwerpunkte für die Entwicklung des EnergyPorts Bremerhaven sehen die Gutachter in folgenden Bereichen:[5]

- Standort für die Vormontage und Zwischenlagerung von Offshore-Wind-Komponenten (= Installation) in Kombination mit Rückbau und Recycling,
- Standort für den Bau von Konverterplattformen
- Standort für den Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten
- Standort für die Produktion von Offshorewind-Komponenten und/oder Komponenten für die Wasserstoffwirtschaft

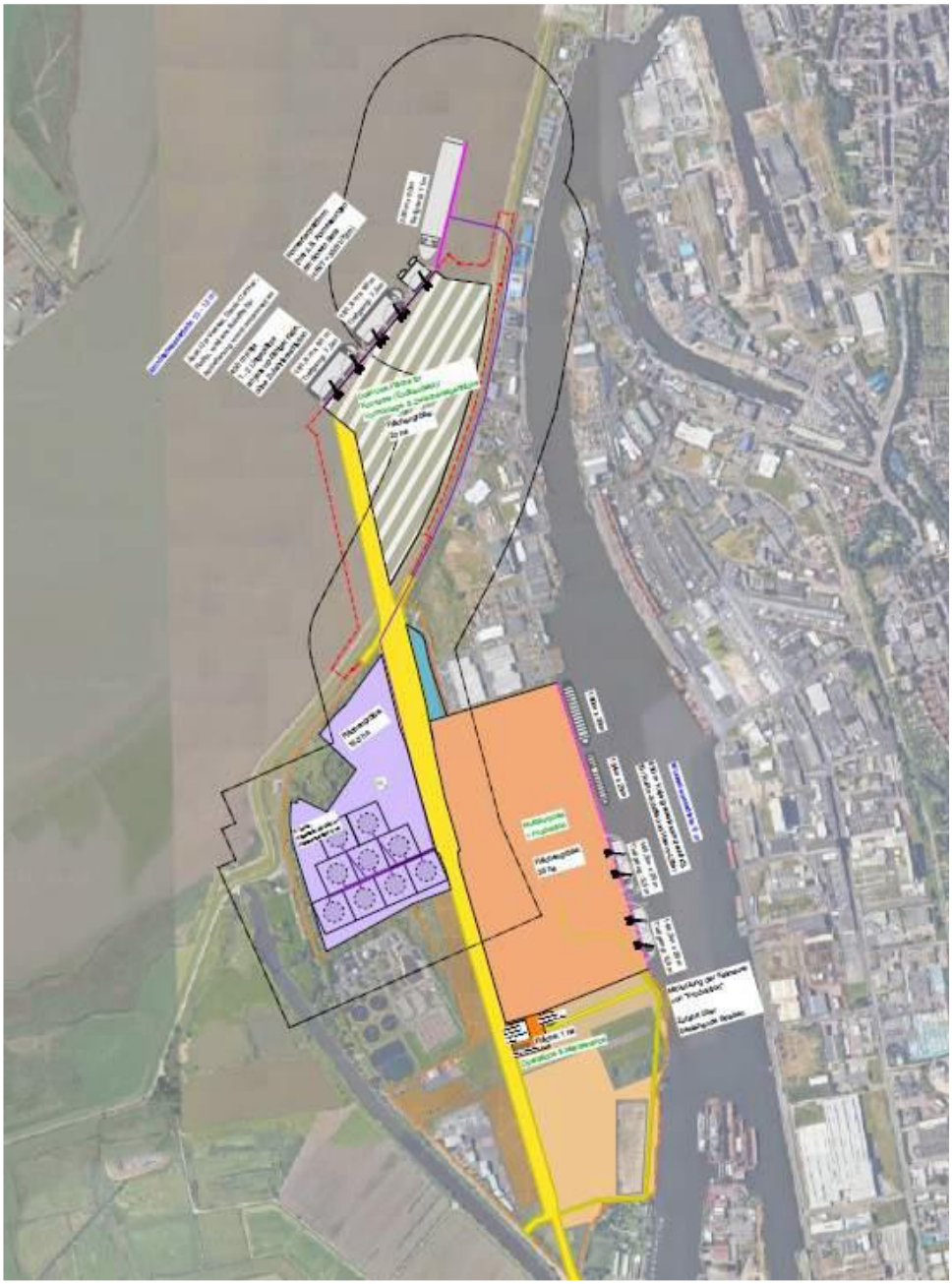
4.2 Zielszenario

Das Zielszenario könne sich aus folgenden Bausteinen zusammensetzen:

- Importterminal für H2/H2-Derivate (Weserseite, ca. 20 ha)
  - Jetty
  - Tanklager (z. B. für die Lagerung von E-Methanol, LOHC oder LH2)
  - Freiflachen für die Umwandlung/Produktion (Cracker, Elektrolyseur)
- Offshore-Terminal (Weserseite, ca. 20 ha)
  - Multi-User Kaje (jack-up- und schwerlastfähig)
  - Fläche für die Zwischenlagerung und Vormontage von Komponenten für die Offshore-Windindustrie
  - Optional: Zwischenlagerung und Rückbau von Anlagenteilen
  - Optional: Endausbau von Konverterplattformen
- Multipurpose-Terminal (Fischereihafen bis zu 35 ha)
  - Multi-User Kaje (schwerlastfähig)

[4] Fn. 1, S. 194.
[5] Fn. 1, S. 204.

> Fläche für die Zwischenlagerung eingehender Komponenten für die Offshore-Windindustrie
> Fläche für die flexible Ansiedlung von Produktionsbetrieben und Servicebetrieben für die Offshore-Windindustrie (z. B. Produktion von Rotorblättern, Gondeln, Türmen etc., H2-Technologie, Wartung/Reparatur großer Offshore-Komponenten) ggf. mit dediziertem Zugang zur Kaje
> Optional: Fläche für das Recycling von Windkraftanlagen
> Optional: Fläche für die Ansiedlung von O&M-Aktivitäten



4.3 Vorzugsvariante

Unter Berücksichtigung sowohl der Anforderungen des Marktes als auch der jeweilig für realistisch gehaltenen Realisierungszeiträume empfehlen die Gutachter als Vorzugsvariante einen modularen Ansatz aus folgenden Modulen:[6]

1) Ausbau / Ertüchtigung CT 1

2) Vorbereitung Gewerbeflächen im westlichen Fischereihafen (Aufsandung)

3) Entwicklung Fischereihafen (innerhalb des B-Plans)

4) Weserseitiger Zugang

5) Jetty Weserseite

6) Entwicklung Kaje Fischereihafen

Nach Einschätzung von HTC/Sellhorn sei es dabei von hoher Relevanz, die Planungen für die einzelnen Module möglichst gleichförmig voranzutreiben. Werde die Entscheidung für ein Modul erst zu einem späteren Zeitpunkt getroffen, laufe das betreffende Genehmigungsverfahren auch dann erst an. Eine mögliche bauliche Realisierung verschiebe sich entsprechend nach hinten.[7]

Die Module stellen sich im Einzelnen wie folgt dar:

[6] Fn. 1, S. 206 ff.
[7] a.a.O.

4.3.1 Ausbau / Ertüchtigung CT 1

Mit Blick auf die Marktanforderungen und die Zeitachse für die Realisierung im Bereich des Fischereihafens sei es erforderlich, möglichst zeitnah entsprechende Kapazitäten für die Offshore-Windindustrie bereit zu stellen. Das CT 1 könne aufgrund der verfügbaren Kajen und Flächen eine Schlüsselrolle übernehmen.



4.3.2 Entwicklung Fischereihafen (Gewerbeflächen + 450 m Kaje)

Entwicklung Fischereihafen (innerhalb des B-Plans) als Einstieg, um Bremerhaven als attraktiven Standort für Projektentwickler im Bereich (Offshore)Windindustrie zu positionieren und Bremerhaven als Standort für den Bau von Konverter-Plattformen zu stärken:

> max. 450 m lange, schwerlastfähige Kaje im Fischereihafen mit einer Solltiefe von max. 7,3 m
> Erschließung einer bis zu 20 ha großen Fläche
> Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße

4.3.3 Entwicklung Gewerbeflächen (Aufsandung)

> Erschließung/Bereitstellung weiterer 10 ha Flache (zunächst ohne Kaje) z. B. für die Erweiterung der Lager- und Aufstellflachen
> Flächenlasten und Verkehrsflachen sollten so dimensioniert sein, dass eine Mitnutzung der bestehenden Kaje möglich ist
> Vorbelastung weiterer benachbarter Flachen, um diese kurzfristig entwickeln zu können

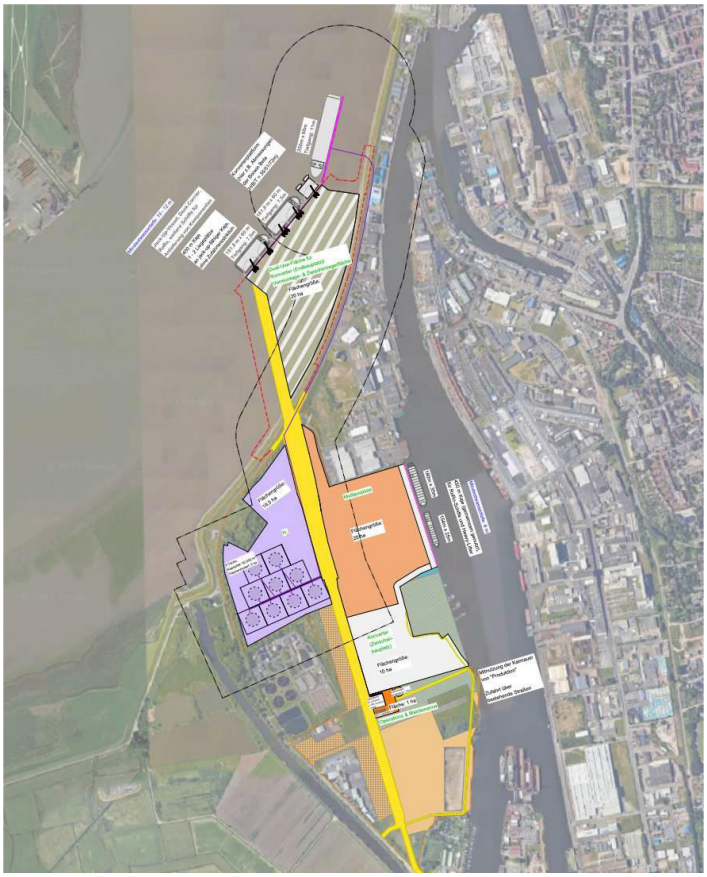


4.3.4 Weserseitiger Zugang

Mit dem Ziel eines weserseitigen Zugangs für unterschiedliche Nutzungsoptionen empfehlen die Gutachter

> die Entwicklung einer 500 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje in der Weser.
> Der Liegebereich vor dem weserseitigen Umschlagbereich liegt im Mittel bei ca. -12 m NHN.
> Bei einem Ausbau auf eine Gewässersohlhöhe von -14,1 m NHN (Planung OTB) wären Baggerarbeiten (inkl. Sohlertüchtigung) in diesem Bereich notwendig.

Sie sehen dabei „mögliche Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/Kompensationsplanung. Bau der weserseitigen Erschließung und Jetty im FFH und Natura 2000-Gebiet.“

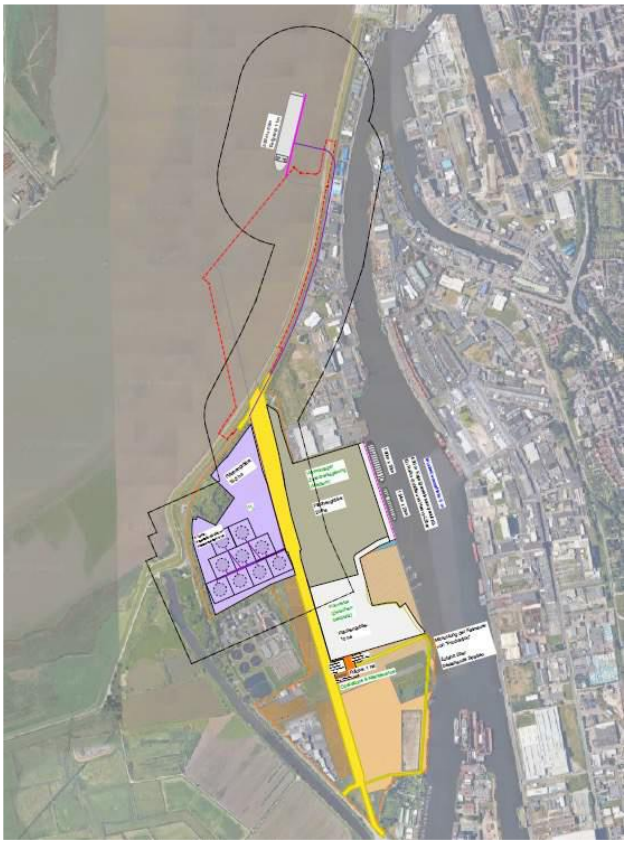


4.3.5 Jetty Weserseite

Als Teil der weserseitigen Erschließung ist nach den Ergebnissen der Gutachter die Errichtung eines Anlegers für den Umschlag von H2(-Derivaten) im nördlichen Bereich des EnergyPorts sinnvoll, um mögliche Wechselwirkungen mit den Offshore-Aktivitäten zu vermeiden.

> Bau eines weserseitigen Anlegers von 350 m Länge. Der Liegebereich vor der Jetty liegt im Mittel bei ca. -9,5 m NHN. Hierfür sind vsl. weiterführende Baggerarbeiten notwendig.
> Flächenentwicklung und Bau eines Tanklagers für die Wasserstoff-Lagerung und Bau einer Pipelineverbindung zwischen Jetty und Tanklager.
> Erweiterung der bestehenden Landebahn als Zufahrtsstraße. Überprüfung der Möglichkeiten einer schienenseitigen Anbindung. Perspektivisch: Anschluss an das im Aufbau befindliche nationale Pipelinenetz.

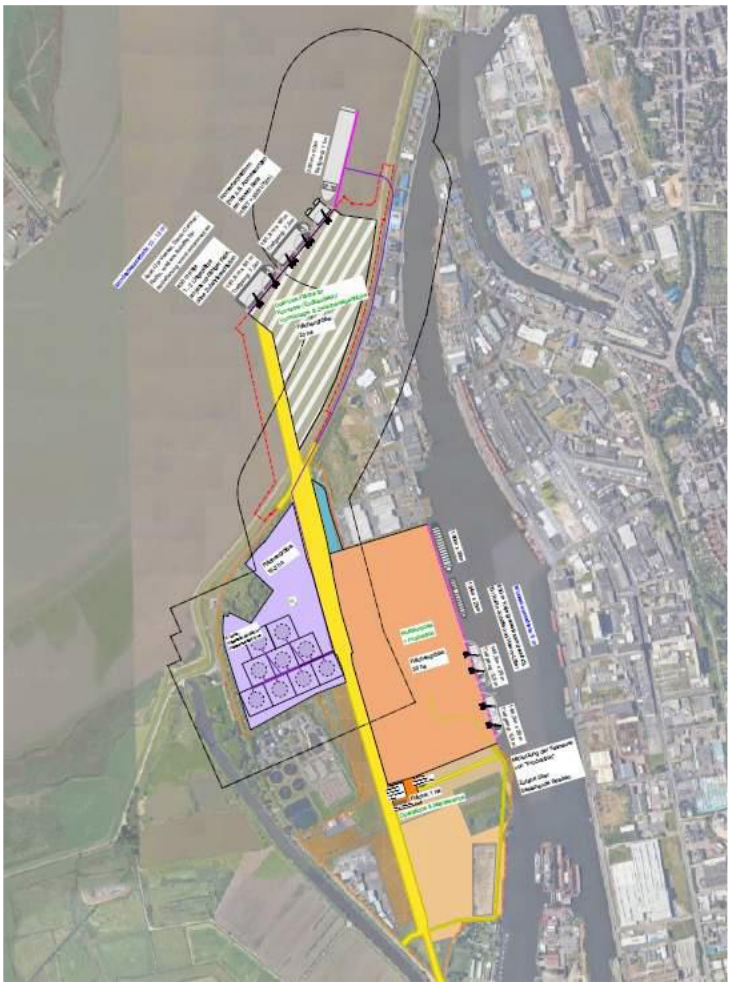
Die genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen eines Standortes für den Umschlag und die Lagerung von Wasserstoff(-Derivaten) seien dabei abhängig von der Größe der Anlage und der Stoffspezifika zu prüfen. Da der Bau des weserseitigen Jettys im FFH-Gebiet und Natura 2000-Gebiet erfolgen soll, sehen die Gutachter auch hier potenzielle Konflikte in der wasserrechtlichen Zulassung/ Kompensationsplanung.



4.3.6 Entwicklung Kaje Fischereihafen 850 m

Die weitere Entwicklung des Fischereihafens solle nach der modularen Vorzugsvariante in Abhängigkeit vom Ansiedlungserfolg und den spezifischen Anforderungen der potenziellen Ansiedler erfolgen. Sie könne folgende Schritte umfassen:

> Entwicklung einer bis zu 850 m langen, neuen, schwerlastfähigen Kaje im Fischereihafen
> Die Solltiefe für die erwarteten, anlegenden Schiffe im Fischereihafen beträgt laut Voruntersuchung ca. 7,3 m (zzgl. untergrundabhängiger Faktoren) und liegt damit unter der Wassertiefe im Hafen von 7,6 m
> Aufschüttung/Verfüllung bis zur neuen Kaje, Vorbelastung der Gewerbeflächen zur Erreichung der erforderlichen Konsolidierungsstufen.
> Bau von Produktionshallen sofern notwendig. Schaffung weiterer Abstell-/Lagerflächen.



4.4 Alternativenprüfung

Die Gutachter führen aus, dass der weserseitige Ausbau des EnergyPorts aufgrund der Beeinträchtigungen europäischer Schutzgebiete voraussetze, dass zumutbare Alternativen, die den mit dem Projekt verfolgten Zweck an anderer Stelle ohne oder mit geringerer Beeinträchtigung erreichen wurden, nicht gegeben sind.[8]

Vor diesem Hintergrund seien standörtliche Alternativen und Alternativen zur Ausgestaltung in der Region geprüft worden. Um die avisierten regionalwirtschaftlichen Effekte zu erzielen, sei ein lokaler Bezugsraum als ausreichend erachtet worden. Dieser Bezugsraum umfasse den Bereich innerhalb der Landesgrenze Bremerhaven.

Als Optionen seien vier wesentliche Flächen identifiziert worden:

1. Container-Terminal (CT) Süd/ CT 1, Wilhelm Kaisen
2. Columbusinsel
3. ABC-Halbinsel, Kaiserhafen II-III
4. Labradorhafen

Diese Standorte seien hinsichtlich der vorhandenen Flächengröße, der nautischen Erreichbarkeit, der vorhandenen Kajenlängen, der verkehrsgeografischen Anbindung, der Nähe zu Naturschutzgebieten, Denkmälern sowie Wohnbebauungen und der Lage in Hochwasserschutzgebieten untersucht und den identifizierten Nutzungsanforderungen gegenübergestellt worden.

Die Gutachter kommen zusammenfassend zu folgenden Ergebnissen:[9]

> *„Bremerhaven verfügt bereits über vielversprechende Optionen für die Offshore-Wind-Industrie und in Teilen über geeignete Standorte als Produktionsstandort für Elektrolyseure.*
> *Insbesondere die Flächen und Umschlageinrichtungen im Bereich des CT 1 und (eingeschränkt) auf der ABC-Halbinsel konnten für einzelne Nutzungen im Bereich Zwischenlagerung und Vormontage von Offshore-Komponenten herangezogen werden, verfügen allerdings teilweise nicht über die notwendige schwerlastfähige Kaje (im Fall vom CT 1). Dennoch konnte insbesondere das CT 1 aufgrund der direkten Anbindung an die Weser und den dort vorhandenen Wassertiefen eine gute Ergänzung im modularen Aufbau des EnergyPorts sein.*
> *Die Flächengrößen auf der Columbusinsel sowie im Labradorhafen sind für die meisten Nutzungen im Offshore-Wind- und Wasserstoff-Bereich zu klein und nicht geeignet. Die Terminals konnten dennoch für einen modularen Aufbau des*

[8] Zum Folgenden siehe Fn. 1. S. 179 ff.
[9] Fn. 1, S. 191.

EnergyPorts herangezogen werden, solange sich die ansiedelnden Nutzungsformen noch im Aufbau befinden und keine allzu großen baulichen Änderungen erfolgen müssen. Für den Aufbau eines großen Produktionsstandortes (ab 35 ha) und eines großen Installationshafens genügen die standörtlichen Alternativen nicht den Nutzungsanforderungen.“

5 Rechtlicher Rahmen

Der für die Machbarkeitsstudie maßgebliche öffentlich-rechtliche Rahmen im Planungsraum wird unter anderem durch die vorangehende Planung des Offshore-Terminal Bremerhaven und die in diesem Zusammenhang erlassenen Planungen und die ergangene Rechtsprechung geprägt. Dies rechtfertigt es, zunächst einen Blick zurückzuwerfen (5.1). Im Anschluss werden die bauplanungsrechtliche Situation am Standort (5.2), bereits ergangene Planfeststellungsbeschlüsse (5.3) sowie die allgemeinen Anforderungen des Fachplanungsrechts (5.4) mit besonderem Schwerpunkt auf die spezifischen materiellen Standortanforderungen (5.5) dargestellt. Wegen der von HTC/Sellhorn vorgeschlagenen modularen Vorgehensweise werden zudem die Möglichkeiten und Grenzen einer Abschnittsbildung skizziert (5.6). Auch vor dem Hintergrund der mit dem OTB gemachten Erfahrungen werden abschließend die Klagemöglichkeiten erläutert (5.7) sowie potenzielle Veränderungen der politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen diskutiert (5.8).

5.1 Vorangehende Planung: der Offshore-Terminal Bremerhaven

Im Bereich des südlichen Fischereihafens wurde über viele Jahre das Projekt des Offshore-Terminals Bremerhaven verfolgt (OTB). Dessen Historie ist in einem uns von bremenports zur Verfügung gestellten „Vermerk zur Planung des EnergyPortes Bremerhaven“ vom 07.07.2023 der senatorischen Behörde für Häfen Wirtschaft und Transformation der Freien Hansestadt Bremen wie folgt zusammengefasst:[10]

> *„2009 beschloss der Senat der Freien Hansestadt Bremen, ein Prüfverfahren für den Bau einer Montage- und Umschlaganlage für Offshore-Windenergieanlagen in Bremerhaven einzuleiten. Im Rahmen des Prüfverfahrens wurde davon ausgegangen, dass zukünftig vormontierte Windenergieanlagen, jedenfalls waagerecht liegende vollständige Rotorsterne, verschifft werden würden. 2012 beschloss der Senat den Terminal als öffentliches Hafenmodell zu errichten. Am 30.11.2015 erging ein wasserrechtlicher Planfeststellungsbeschluss „für den Neubau eines Offshore-Terminals in Bremerhaven (OTB)“. Danach sollte im Bereich des Blexer Bogens zwischen Weserkilometer 64 und 65 auf derzeitiger Wattfläche und im Flachwasserbereich der Weser eine 25 ha große Umschlag- und Montagefläche für Offshore-Windenergieanlagen mit einer 500 m langen Schwerlastkaje entstehen. Das Vorhaben sollte innerhalb des FFH-Gebiets „Weser bei Bremerhaven“ und des EU-Vogelschutzgebiets „Luneplate“ liegen.*

[10] Freie Hansestadt Bremen, SWHT/3 (ohne Autor): Vermerk zur Planung des EnergyPortes Bremerhaven, vom 07.07.2023, S. 2 ff.

Nachdem ein nach § 3 Abs. 1 UmwRG anerkannter Umweltverband Klage gegen den Planfeststellungsbeschluss erhoben hatte, stellte das VG Bremen mit Urteil vom 07.02.2019 (5 K 2621/15) fest, dass der Planfeststellungsbeschluss vom 30.11.2015 rechtswidrig sei und nicht vollzogen werden dürfe. Zur Begründung führte es im Wesentlichen aus, dass der Planfeststellungsbeschluss gegen Vorschriften zum Schutz europäischer Vogelschutzgebiete und FFH-Gebiete sowie gegen das wasserrechtliche Verschlechterungsverbot verstoße und zudem mit Abwägungsfehlern zu Lasten von Umweltbelangen behaftet sei. So sei die vorgenommene Abweichungsprüfung nach § 34 Abs. 3 BNatSchG nicht fehlerfrei vorgenommen worden. Das Gewicht des Interesses am Erhalt der betroffenen FFH- und Vogelschutzgebiete sei unzutreffend bestimmt worden, soweit die Freie Hansestadt Bremen davon ausgegangen sei, dass das Gewicht der Beeinträchtigung durch die Einbeziehung von Kohärenzsicherungsmaßnahmen (Teil von Kompensationsmaßnahmen) relativiert werden könne. Auch sei die von der Freien Hansestadt Bremen mit Blick auf die festgestellten Beeinträchtigungen getroffene Abweichungsentscheidung hinsichtlich der Gewichtung der geltend gemachten öffentlichen Interessen an dem geplanten Vorhaben rechtlich zu beanstanden. Insbesondere seien die Prognoseunsicherheiten im Hinblick auf die Entwicklung der Marktanteile der in Bremerhaven ansässigen Turbinenhersteller nur unzureichend berücksichtigt worden. Zudem könnten die im Planfeststellungsbeschluss festgesetzten Kohärenzsicherungsmaßnahmen nur zum Teil anerkannt werden, da sie nicht als Ausgleichsmaßnahmen geeignet seien („Tidepolder Große Luneplate“) oder es an einer hinreichenden Darlegung fehle, dass es sich nicht bereits um Standardmaßnahme handele („Zentrales Spülfeld Tegeler Plate“ und „Kleinensieler Plate“). Schließlich sei die nach § 31 Abs. 2 WHG zu treffende Ausnahmeentscheidung fehlerhaft, da die bestehenden Unsicherheiten für das Erreichen der mit der Planung verfolgten Ziele nicht ausreichend berücksichtigt worden seien und zudem das Gewicht der Verschlechterung unzulässiger Weise relativiert worden sei. Die Planfeststellungsbehörde habe im Ergebnis die von dem Vorhaben betroffenen natur- und wasserrechtlichen Belange nicht vollständig fehlerfrei in die planerische Gesamtabwägung eingestellt. In der Abwägung seien die gegenläufigen öffentlichen Belange unzutreffend gewichtet worden, da die mit dem Vorhaben verbundenen Unsicherheiten nicht hinreichend eingestellt worden seien. Dadurch werde die Gesamtabwägung defizitär. Die materiellen Verstöße führten im Ergebnis aber nicht zur Aufhebung des Planfeststellungsbeschlusses, sondern nur zur Feststellung der Rechtswidrigkeit und Nichtvollziehbarkeit, und könnten durch ein ergänzendes Verfahren (§ 75 Abs. 1a Satz 2 BremVwVfG) behoben werden. Keiner der genannten Verstöße seien von solcher Art, dass er von vornherein die Planung des Vorhabens als Ganzes in Frage stelle.[11]

[11] Anzumerken bleibt, dass das VG Bremen festgestellt hat, dass es an der erforderlichen Planrechtfertigung nicht fehle und diese auch nicht durch nachträgliche Entwicklungen entfallen sei. Auch Verstöße gegen den Artenschutz lägen nicht vor.

Das OVG Bremen stellte auf die Berufung des klagenden Umweltverbandes mit Urteil vom 02.11.2021 (1 LC 107/19) fest, dass der Planfeststellungsbeschluss vom 30.11.2015 für den Neubau eines Offshore-Terminals in Bremerhaven unwirksam sei. Zur Begründung führte es im Wesentlichen aus, dass der Planfeststellungsbeschluss durch den nachträglichen Entfall seiner Realisierbarkeit funktionslos geworden sei und sich damit (auf sonstige Weise) erledigt habe. Die Sachlage habe sich seit dem Erlass des Planfeststellungsbeschlusses insgesamt grundlegend geändert. Das OVG führte in der in diesem Rahmen vorzunehmenden Gesamtbetrachtung folgende Gründe an: der Bedarf für den Offshore-Terminal Bremerhaven habe sich schon während des Planungsverfahrens mit der Entscheidung des Unternehmens Siemens, eine Windenergie in Cuxhaven zu errichten, und der (damaligen) Herabsetzung der Ausbauziele für die Offshore-Windenergie nicht unerheblich verringert. Das Offshore-Terminal im nur 40 km entfernten Cuxhaven sei zwischenzeitlich auch tatsächlich errichtet worden. Eine Finanzierung des planfestgestellten Offshore-Terminals Bremerhaven erscheine mittlerweile ausgeschlossen, da die dafür gebildeten Rücklagen anderweitig verwendet worden seien. Die beiden seinerzeit in Bremerhaven produzierenden Hersteller von Windenergieanlagen (Senvion und Adwen), seien insolvent bzw. hätten ihre Produktion endgültig eingestellt. Es habe seit der Planung des Offshore-Terminals Bremerhaven durchgreifende Änderungen in Bau und Installation der Offshore-Windenergieanlagen gegeben. Inzwischen würden die Anlagen überwiegend aus einzelnen Komponenten auf See montiert, so dass sich der ursprüngliche Zweck des Offshore-Terminals Bremerhaven, gerade auch den Umschlag von großen, vormontierten Offshore-Anlagen zu ermöglichen, erübrigt habe. Auch sei in die Prognose einzustellen, dass die (damalige) Koalition sich für die Legislaturperiode 2019 bis 2023 darauf verständigt habe, die Entscheidung über die Realisierung des Offshore-Terminals Bremerhaven zurückzustellen. Schließlich habe der Vorhabenträger auch keinerlei Bemühungen unternommen, den planfestgestellten Offshore-Terminal Bremerhaven den veränderten Bedingungen anzupassen und eine Realisierung noch möglich zu machen.

Mit Beschluss vom 20.09.2022 (7 B 4/22) wies das BVerwG die, u.a. von der Freien Hansestadt Bremen erhobene Beschwerde, gegen die Nichtzulassung der Berufung im Urteil des OVG Bremen zurück.

Diese Darstellung entspricht in wesentlichen Bestandteilen dem Tatbestand im Urteil des Oberverwaltungsgerichts der Freien Hansestadt Bremen vom 02.11.2021 (1 LC 107/19). Auf die Ausführungen in den genannten Entscheidungen wird nachfolgend an jeweils relevanter Stelle näher eingegangen.

5.2 Bauplanungsrechtliche Situation

Die ehemals für den Offshore Terminal Bremerhaven vorgesehenen Flächen sind bauplanungsrechtlich durch die Bebauungspläne der Stadt Bremerhaven Nr. 441 „Westlicher

Fischereihafen“ und Nr. 445 „Offshoreterminal Bremerhaven“ überplant. Der Bebauungsplan Nr. 441 setzt im westlichen Fischereihafen landseitig der Deichlinie im Wesentlichen Industriegebiete sowie Verkehrsflächen fest. Im Bebauungsplan Nr. 445 ist im Wesentlichen weserseitig der Deichlinie ein Sondergebiet „Hafen/ Offshore Terminal“ festgesetzt.

Im Flächennutzungsplan der Stadt Bremerhaven sind die landseitigen Flächen seit der Flächennutzungsplanänderung Nr. 10B als „Gewerbliche Bauflächen“ sowie die wasserseitigen Flächen des Bebauungsplans Nr. 441 als „Sondergebiet“ dargestellt.

Nach den uns vorliegenden Informationen sind gegen die Bebauungspläne 441 und 445 sowie gegen die Flächennutzungsplanänderung Nr. 10B keine Normenkontrollanträge anhängig. Wir gehen davon aus, dass diese Pläne rechtskräftig sind.[12] Sie sind daher bei der Untersuchung und Bewertung der rechtlichen „Machbarkeit“ der von HTC/Sellhorn vorgeschlagenen Entwicklungsszenarien zu berücksichtigen.

5.3 Bestehende Planfeststellungsbeschlüsse

Die ehemals für den Offshore Terminal Bremerhaven vorgesehenen Flächen sind durch die Planfeststellungsbeschlüsse für die Terminalzufahrt[13] sowie die Hinterlandanbindung[14] überplant.

Während der Planfeststellungsbeschluss für die Hinterlandanbindung des OTB nach den uns vorliegenden Informationen bestandskräftig ist, ist gegen den Planfeststellungsbeschluss für die Terminalzufahrt ein Rechtsbehelfsverfahren vor dem OVG Bremen anhängig (1 D 6/24). In diesem wird klägerseitig in Folge der Rechtsprechung des OVG Bremen zum Planfeststellungsbeschluss Terminalbauwerk OTB die Funktionslosigkeit auch der Zulassung für die Terminalzufahrt geltend gemacht. Der Ausgang des Verfahrens steht nicht fest. Gleichwohl müssen beide genannten Planfeststellungsbeschlüsse bei der

[12] Der Planungsstand des Bebauungsplans 494 „Green Economy Gebiet Lunedelta“ ist uns nicht bekannt – weder in der Internetpräsenz zur Bauleitplanung der Stadt Bremerhaven (https://www.bremerhaven.de/de/verwaltung-politik-sicherheit/stadtplanungsamt/bauleitplanverfahren.93131.html#) noch im Transparenzportal Bremen finden sich gegenwärtig (08.08.2024) Informationen zum Planungsstand oder In-Kraft-Treten. Insoweit zitieren wir die Ausführungen in Fn. 10, dort S. 12, Fn. 8 an: *„Über den Bebauungsplan 494 finden sich folgende Informationen (https://green-economy-bremerhaven.de/2021/05/planungsstand-lune-delta/): „Ende 2019 wurde seitens der Stadt Bremerhaven die Aufstellung des Bebauungsplans Nr. 494 ‚Green Economy-Gebiet Lune Delta‘ beschlossen. Ziel ist die Schaffung der planungsrechtlichen Voraussetzungen für ein Gewerbe- und Industriegebiet, in dem eine nachhaltige Ver- und Entsorgung, nachhaltige Mobilitäts- und Logistikkonzepte, ein sensibler Umgang mit Natur und Landschaft und die Berücksichtigung sozialer Aspekte umgesetzt werden.“ Da sich der Bebauungsplan 494 offenbar noch in der Planung befindet und nach Abgleich mit der veröffentlichten Darstellung des EnergyPorts Bremerhaven („Ausbau Szenario II“) dessen Gebiet ohnehin nicht unmittelbar betrifft, kann dieser zunächst unberücksichtigt bleiben.“*

[13] Wasserrechtlicher Planfeststellungsbeschluss für den Bau einer Terminalzufahrt zum Offshore-Terminal Bremerhaven (OTB), 06.01.2016.

[14] Wasserrechtlicher Planfeststellungsbeschluss für die Gewässerbeseitigung im Rahmen der Erschließung von Industrie- und Gewerbeflächen in Bremerhaven (Hinterlandanbindung OTB), 07.01.2016.

Bewertung der rechtlichen Machbarkeit der zu betrachtenden Entwicklungsszenarien berücksichtigt werden.

5.4 Anforderungen des Fachplanungsrechts

Die von HTC / Sellhorn herausgearbeiteten Entwicklungsszenarien würden in ihrer Umsetzung teilweise fachplanungsrechtliche Zulassungen erforderlich machen. In Betracht kommt bei allen weserseitigen Erschließungsmaßnahmen sowie bei der Errichtung neuer Kajen im südlichen Fischereihafen insbesondere eine Planfeststellung bzw. Plangenehmigung nach § 68 WHG für einen Gewässerausbau im Sinne des § 67 Abs. 2 WHG. Danach ist ein Gewässerausbau die Herstellung, die Beseitigung und die wesentliche Umgestaltung eines Gewässers oder seiner Ufer.

Soweit eine Planfeststellung oder -genehmigung erforderlich werden, müssen durch die Planunterlagen die materiellrechtlichen Vorgaben erfüllt werden. Die planerische Gestaltungsfreiheit der Planfeststellungsbehörde unterliegt rechtlichen Bindungen, deren Einhaltung verwaltungsgerichtlicher Kontrolle unterworfen ist. Dazu zählt die Beachtung zwingenden Rechts, etwa die Einbindung in höherstufige Planungen, des Natur- und Artenschutzrechts, und der von der Rechtsprechung entwickelten Grundsätze über die Planrechtfertigung und die Beachtung des Abwägungsgebots.[15]

5.5 Besondere Herausforderungen im materiellen Recht

Angesichts der vorangehenden Planungen für den OTB und der dazu ergangenen Rechtsprechung werden nachfolgend die bei jeder Planungsentscheidung zu beachtenden (rechtlichen) Vorgaben dargestellt, die sich unmittelbar oder mittelbar aus dem materiellen Fachplanungsrecht ableiten lassen.

5.5.1 Planrechtfertigung

Nach dem Bundesverwaltungsgericht (BVerwG)[16] ist die Planrechtfertigung (Hervorhebung nicht im Original)

> *„ein ungeschriebenes Erfordernis jeder Fachplanung und eine Ausprägung des Prinzips der Verhältnismäßigkeit staatlichen Handelns, das mit Eingriffen in private Rechte verbunden ist. Das Erfordernis ist erfüllt, wenn für das beabsichtigte Vorhaben gemessen an den Zielsetzungen des jeweiligen Fachplanungsgesetzes ein Bedarf besteht, die geplante Maßnahme unter diesem Blickwinkel also erforderlich*

[15] Vgl. nur BeckOK VwVfG/*Kämper*, 64. Ed., 01.07.2024, VwVfG § 74 Rn. 14.
[16] BVerwG, Urt. v. 16.03.2006 – 4 A 1075/04, Rn. 182 (beck-online).

> *ist. Das ist nicht erst bei Unausweichlichkeit des Vorhabens der Fall, sondern* ***wenn es vernünftigerweise geboten ist****."*

Daraus ergibt sich zum einen das Erfordernis der fachplanerischen Zielkonformität. Zum anderen müssen die mit dem Vorhaben verfolgten öffentlichen Interessen generell geeignet sein, entgegenstehende Eigentumsrechte zu überwinden. Eine reine „Vorratsplanung" kann danach zwar unzulässig sein – es kann aber ausreichen, wenn ein Bedarf gedeckt werden soll, der zwar noch nicht eingetreten ist, der aber in absehbarer Zukunft mit hinreichender Sicherheit erwartet werden darf. Bestehen für das beabsichtigte Angebot aber bei realistischer Betrachtung erkennbar keine Marktchancen, ist die Planrechtfertigung zu verneinen.[17]

Die Planrechtfertigung fehlt nach der Rechtsprechung des Oberverwaltungsgerichts der Freien Hansestadt Bremen (OVG Bremen) zum OTB ferner für ein Vorhaben, das von Anfang an objektiv nicht zu realisieren ist, weil ihm auf Dauer unüberwindbare rechtliche oder tatsächliche Hindernisse entgegenstehen.[18] Dies kann etwa der Fall sein, wenn einer Finanzierung offensichtlich unüberwindbare finanzielle Schranken entgegenstehen – die Planung sei dann nicht vernünftigerweise geboten und damit rechtswidrig.[19]

Für die Ermittlung des Bedarfs ist eine *Prognose* ausreichend, die nur eingeschränkter gerichtlicher Kontrolle unterliegt. Für die Methodik der Prognoseerstellung bestehen keine gesetzlichen Vorgaben; sie muss nach einer fachlich geeigneten Methode durchgeführt werden, der ihr zugrundeliegende Sachverhalt ist zutreffend zu ermitteln und das Ergebnis einleuchtend zu begründen.[20]

Die gerichtliche Überprüfung der Planrechtfertigung erschöpft sich mithin nach den Ausführungen des Verwaltungsgerichts der Freien Hansestadt Bremen (VG Bremen) in seiner Entscheidung im Hauptsacheverfahren hinsichtlich des Planfeststellungsbeschlusses für das Terminalbauwerk zum OTB

> *„in der Feststellung, dass das Vorhaben zielkonform und bedarfsgerecht ist und mithin kein offensichtlicher planerischer Missgriff".*[21]

5.5.2 Beachtung zwingenden Rechts

Ein Planfeststellungsbeschluss bzw. -genehmigung entfaltet lediglich verfahrensrechtliche Konzentrationswirkung, sodass alle materiellrechtlichen Vorgaben einzuhalten sind. Werden strikte Ge- oder Verbote missachtet, führt dies zur Rechtswidrigkeit der Planung. Das

[17] BeckOK VwVfG/*Kämper*, 64. Ed., 01.07.2024, VwVfG § 74 Rn. 15, 18 m.w.N. auf die Rechtsprechung des BVerwG.
[18] OVG Bremen, Urt. v. 02.11.2021 – 1 LC 107/19 – ZUR 2022, 92, 95.
[19] BVerwG, Urt. v. 28.04.2016 – 9 A 9/15 – Rn. 58 (beck-online).
[20] BeckOK VwVfG/*Kämper*, 64. Ed., 01.07.2024, VwVfG § 74 Rn. 18a m.w.N.
[21] VG Bremen, Urt. v. 07.02.2019 – 5 K 2621/15 – ZUR 2019, 494 – UA S. 16 f.

„zwingende Recht“[22] (früher auch als Planungsleitsätze bezeichnet) kann von der Planfeststellungsbehörde nicht im Rahmen der Abwägung überwunden werden.[23]

5.5.2.1 Einbindung in höherstufige Planungen

Planfeststellungsbeschlüsse enthalten neben der Vorhabenzulassung auch eine abschließende Entscheidung über die raumplanerische Zulässigkeit der Inanspruchnahme von Flächen für das Vorhaben.[24] Deshalb ist eine Koordination der konkreten Vorhabenplanung mit der übergeordneten Raumordnung und Landesplanung notwendig. Weicht ein Vorhaben von den Zielen der Raumordnung ab, so kann ein *Zielabweichungsverfahren* nach § 6 Abs. 2 des Raumordnungsgesetzes (ROG) durchgeführt werden, wenn die Abweichung unter raumordnerischen Gesichtspunkten vertretbar ist und die Grundzüge der Planung nicht berührt werden. Diese Zielabweichung kann wegen der Konzentrationswirkung des Planfeststellungsbeschlusses im Planfeststellungsbeschluss selbst zugelassen werden.[25]

5.5.2.2 Bauleitplanung

Der Fachplanung unterliegende Vorhaben können mit der der räumlichen Gesamtplanung zugeordneten Bauleitplanung kollidieren. Das betrifft sowohl bestehende als auch in Aufstellung befindliche Bauleitpläne, die ein hinreichendes Konkretisierungsstadium erreicht haben. Dazu normiert § 7 BauGB für den öffentlichen Planungsträger eine grundsätzliche Anpassungspflicht an den Flächennutzungsplan, während § 38 BauGB gegenüber den Vorschriften des Baugesetzbuchs zur Vorhabenzulassung, §§ 29 bis 37 BauGB, das sog. „Fachplanungsprivileg“ konstituiert.

5.5.2.2.1 Anpassung an den Flächennutzungsplan

Nach § 7 BauGB haben öffentliche Planungsträger ihre Planungen dem (wirksamen) Flächennutzungsplan insoweit anzupassen, als sie im Planverfahren beteiligt wurden und dem Flächennutzungsplan nicht widersprochen haben. Bei fehlendem Widerspruch entfaltet der Flächennutzungsplan gegenüber der Planfeststellungsbehörde bindende Wirkung.[26] Allerdings wird die Anpassungspflicht nicht als Verpflichtung zum „Vollzug“ des Flächennutzungsplans, sondern zur fachplanerischen Fortentwicklung der dort dargestellten Grundkonzeption verstanden.[27]

[22] BVerwG, Urt. v. 21.03.1996 – 4 C 19/94 – NVwZ 1996, 1016, 1019.
[23] BeckOK VwVfG/*Kämper*, 64. Ed., 01.07.2024, VwVfG § 74 Rn. 28.
[24] BVerwG, Urt. v. 07.12.2006 – 4 C 16/04, NVwZ 2007, S. 576, Rn. 36.
[25] BeckOK VwVfG/*Kämper*, 64. Ed., 01.07.2024, VwVfG § 74 Rn. 31 m.w.N.
[26] BVerwG, Urt. v. 21.12.2010 – 7 A 14/09, NVwZ 2011, S. 680 Rn. 36f.
[27] BVerwG, Urt. v. 02.07.2020, NVwZ 2021, S. 648 Rn. 52.

5.5.2.2.2 Fachplanungsprivileg

Nach § 38 BauGB sind auf Planfeststellungsverfahren und sonstige Verfahren mit den Rechtswirkungen der Planfeststellung insbesondere für Vorhaben von überörtlicher Bedeutung geltenden Verfahren sind die §§ 29 bis 37 BauGB nicht anzuwenden, wenn die Gemeinde beteiligt wird; städtebauliche Belange sind zu berücksichtigen. Dieses sog. Fachplanungsprivileg räumt dem Fachplanungsrecht einen das Bauplanungsrecht grundsätzlich verdrängenden Vorrang ein – allerdings bleibt nach § 38 S. 2 BauGB die Bindung an die Grundkonzeption des Flächennutzungsplans unberührt.

5.5.2.3 Naturschutzrecht

Im Planfeststellungsverfahren für einen Gewässerausbau im vorgesehenen Planungsraum sind aus dem Naturschutzrecht insbesondere die naturschutzrechtliche Eingriffsregelung, das Habitatschutzrecht sowie das Artenschutzrecht von Bedeutung.

5.5.2.3.1 Eingriffsregelung

Nach der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung in § 15 BNatSchG ist ein Vorhabenträger verpflichtet, vermeidbare Eingriffe in Natur und Landschaft zu unterlassen. Unvermeidbare Eingriffe sind durch Maßnahmen des Naturschutzes und der Landschaftspflege durch sog. Realkompensation auszugleichen (Ausgleichsmaßnahmen) oder zu ersetzen (Ersatzmaßnahmen).

Können Beeinträchtigungen nicht vermieden oder real kompensiert werden, ist ein Eingriff nach § 15 Abs. 5 BNatSchG grundsätzlich nicht zulässig und darf nur zugelassen oder durchgeführt werden, wenn die Interessen des Vorhabens den Belangen des Naturschutzes und der Landschaftspflege in einer bipolaren[28] Abwägung vorgehen. In diesem Fall hat der Verursacher nach § 15 Abs. 6 BNatSchG eine Ersatzgeldzahlung zu leisten bzw. nur in diesem Fall kann die Kompensation zulässigerweise durch eine Ersatzgeldzahlung geleistet werden.

Gegenstand der Abwägung nach § 15 Abs. 5 BNatSchG ist das unter Berücksichtigung der möglichen Kompensationsmaßnahmen verbleibende Ausgleichsdefizit, das den für die Verwirklichung des Vorhabens sprechenden Belangen gegenüberzustellen ist.[29] Die entgegenstehenden Naturschutzbelange sind vor diesem Hintergrund umso gewichtiger, je größer das Kompensationsdefizit ausfällt. Dabei kommt auch der Standortgebundenheit der Naturschutzbelange wie auch des Vorhabens eine Bedeutung zu. Für den praktisch relevanten Fall eines verbleibenden Kompensationsdefizits im Hinblick auf das Landschaftsbild durch die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen ist nach der Literatur § 2 EEG 2023 zu berücksichtigen, wonach die Errichtung und der Betrieb von

[28] *Kerkmann/Schröter*, in: Schlacke (Hrsg.), GK-BNatSchG, 3. Aufl. 2024, § 15 Rn.31b.
[29] BVerwG, Urt. v. 17.01.2007 – 9 C 1.06, ZUR 2007, S. 319, 322.

Anlagen der Erneuerbaren Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegend und der öffentlichen Sicherheit dienen[30] – eine Privilegierung, die zumindest gegenwärtig für Seehäfen nicht gesetzlich verankert ist.

5.5.2.3.2 Gesetzlicher Biotopschutz

Nach § 30 Abs. 1 BNatSchG sind bestimmte Teile von Natur und Landschaft, die eine besondere Bedeutung als Biotope haben, gesetzlich geschützt. Einer besonderen Ausweisung durch z.B. eine Verordnung bedarf es nicht.[31]

Handlungen, die zu einer Zerstörung oder einer sonstigen Beeinträchtigung der in § 30 Abs. 2 S. 1 BNatSchG (nicht abschließend[32]) genannten sowie der nach § 30 Abs. 2 S. 2 BNatSchG von den Ländern gesetzlich geschützten Biotope führen können, sind grundsätzlich verboten.

Entsprechende Handlungen können nur durch eine Ausnahme nach § 30 Abs. 3 BNatSchG zugelassen werden, wenn die Beeinträchtigungen ausgeglichen werden können. Der Begriff des Ausgleichs ist dabei nach Literatur und Rechtsprechung im Sinne des § 15 Abs. 2 S. 2 BNatSchG in Abgrenzung zur Ersatzmaßnahme so zu verstehen, dass die beeinträchtigten Funktionen des Naturhaushalts in gleichartiger Weise wiederhergestellt sind. Eine lediglich gleichwertige Kompensation durch Ersatzmaßnahmen im betroffenen Naturraum genügt nicht.[33] Eine Ersatzzahlung sieht der gesetzliche Biotopschutz im Gegensatz zur Eingriffsregelung ebenfalls nicht vor.

Möglich ist zudem grundsätzlich die Zulassung einer eingreifenden Handlung im Wege einer Befreiung nach § 67 Abs. 1 BNatSchG, wenn dies aus Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses, einschließlich solcher sozialer und wirtschaftlicher Art, notwendig ist oder die Durchführung der Vorschriften im Einzelfall zu einer unzumutbaren Belastung führen würde und die Abweichung mit den Belangen von Naturschutz und Landschaftspflege vereinbar ist.[34] Diese Befreiungsvoraussetzungen müssten im Einzelfall dargelegt werden, wobei zu beachten ist, dass Ausnahmen für bei Gesetzgebung bereits voraussehbare Fallgruppen gesetzlich vorgesehen sind, während Befreiungstatbestände nicht vorhersehbare atypische Sonderfälle erfassen sollen. Auch soll eine Befreiung nach der Literatur ausgeschlossen sein, wenn ein bestimmter Lebenssachverhalt nur unter bestimmten, in der Ausnahmevorschrift abschließend genannten Voraussetzungen möglich ist.[35]

---

[30] *Kerkmann/Schröter*, in: Schlacke (Hrsg.), GK-BNatSchG, 3. Aufl. 2024, § 15 Rn. 31f, 31g.
[31] Vgl. nur *Hendrischke/Blanke*, in: Schlacke (Hrsg.), GK-BNatSchG, 3. Aufl. 2024, § 30 Rn. 8.
[32] Vgl. nur *Hendrischke/Blanke*, in: Schlacke (Hrsg.), GK-BNatSchG, 3. Aufl. 2024, § 30 Rn. 9.
[33] Vgl. nur *Hendrischke/Blanke*, in: Schlacke (Hrsg.), GK-BNatSchG, 3. Aufl. 2024, § 30 Rn. 19 mit weiteren Nachweisen auf Literatur und Rechtsprechung.
[34] Vgl. nur *Hendrischke/Blanke*, in: Schlacke (Hrsg.), GK-BNatSchG, 3. Aufl. 2024, § 30 Rn. 20.
[35] Vgl. *Sauthoff*, in: Schlacke (Hrsg.), GK-BNatSchG, 3. Aufl. 2024, § 67 Rn. 9 f..

5.5.2.3.3 Habitatschutzrecht

Nach § 34 Abs. 1 BNatSchG sind Projekte vor ihrer Zulassung oder Durchführung auf ihre Verträglichkeit mit den Erhaltungszielen eines Natura 2000-Gebiets zu überprüfen, wenn sie einzeln oder im Zusammenwirken mit anderen Projekten oder Plänen geeignet sind, das Gebiet erheblich zu beeinträchtigen, und nicht unmittelbar der Verwaltung des Gebiets dienen. Im Rahmen der Verträglichkeitsprüfung dürfen zwar Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen berücksichtigt werden, nicht aber Ausgleichsmaßnahmen, mit denen die schädlichen Auswirkungen eines Projektes auf ein Natura 2000-Gebiet kompensiert werden sollen.[36]

Ergibt die Prüfung der Verträglichkeit, dass das Projekt auch nach bzw. unter Berücksichtigung von Vermeidungs- oder Minderungsmaßnahmen zu erheblichen Beeinträchtigungen des Gebiets in seinen für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen führen kann, ist es nach § 34 Abs. 2 BNatSchG grundsätzlich unzulässig. Nur ausnahmsweise kann eine Abweichung nach § 34 Abs. 3 BNatSchG von diesem Gebot zugelassen werden,[37] wenn

> das Projekt aus zwingenden Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses notwendig ist,
> zumutbare Alternativen, den mit dem Projekt verfolgten Zweck an anderer Stelle ohne oder mit geringeren Beeinträchtigungen zu erreichen, nicht gegeben sind, und
> Kohärenzsicherungsmaßnahmen nach § 34 Abs. 5 BNatSchG vorgesehen sind bzw. angeordnet werden, die den Zusammenhang des Netzes „Natura 2000“[38] sichern.

Nach der Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) und des BVerwG ist im Rahmen der Prüfung der Ausnahmevoraussetzungen eine bipolare Abwägungsentscheidung vorzunehmen, wobei die Ausnahmetatbestände des Art. 6 Abs. 4 FFH-RL bzw. des § 34 Abs. 2 BNatSchG eng auszulegen sind. Voraussetzung ist das Vorliegen zwingender Gründe des überwiegenden öffentlichen Interesses einschließlich wirtschaftlicher oder sozialer Belange. Die Verwirklichung rein privater Interessen kann eine Beeinträchtigung somit in der Regel nicht rechtfertigen. Nur Belange von ganz erheblichem Gewicht sind als „zwingende“ Gründe zu beurteilen. So sind in der Regel Gemeinwohlbelange, die eine Enteignung nach Art. 14 Abs. 3 GG rechtfertigen würden, ausreichend. Der Eintritt der erwarteten positiven Effekte für das Gemeinwohl muss hinreichend wahrscheinlich sein.

---

[36] BVerwG, Urt. v. 29.05.2018 – 7 C 18/17, NVwZ 2018, 1734, Rn. 42; so auch bereits VG Bremen Urt. v. 07.02.2019 – 5 K 2621/15 – ZUR 2019, 494 – UA S. 27 ff.

[37] Siehe zu den Ausnahmevoraussetzungen im Einzelnen und mit weiteren Nachweisen *Gerbig/Schütte*, Naturschutzrecht, in: Koch/Hofmann/Reese, Handbuch Umweltrecht, 6. Aufl. 2024, § 9 Rn. 119 ff.

[38] Natura 2000-Gebiete umfassen nach § 7 Abs. 1 Nr. 8 BNatSchG Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung (auch FFH-Gebiete genannt) als auch Europäische Vogelschutzgebiete.

Können von dem Projekt im Gebiet vorkommende prioritäre natürliche Lebensraumtypen oder prioritäre Arten betroffen werden, können als zwingende Gründe des überwiegenden öffentlichen Interesses nach § 34 Abs. 4 BNatSchG nur solche im Zusammenhang mit der Gesundheit des Menschen, der öffentlichen Sicherheit, einschließlich der Verteidigung und des Schutzes der Zivilbevölkerung, oder den maßgeblich günstigen Auswirkungen des Projekts auf die Umwelt geltend gemacht werden. Sonstige Gründe im Sinne des Absatzes 3 Nummer 1 können nur berücksichtigt werden, wenn die zuständige Behörde zuvor über das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit eine Stellungnahme der Kommission eingeholt hat.

Die Zulassung nach § 34 Abs. 3 BNatSchG erfordert außerdem, dass die Verwirklichung des Plans oder Projekts durch zumutbare Alternativlösungen nicht möglich ist. Dies ist dann der Fall, wenn der mit dem Vorhaben unmittelbar verfolgte Zweck nicht an einem anderen Standort oder mit anderen verhältnismäßigen Mitteln erreicht werden kann.

Die im Habitatschutzrecht erforderliche *Alternativenprüfung* hat dabei nach der Rechtsprechung des BVerwG eine andere Funktion als die Alternativenprüfung im Rahmen der fachplanerischen Abwägung. Sie begründet ein strikt zu beachtendes Vermeidungsgebot. Lässt sich das Vorhaben an anderer Stelle mit geringerer Eingriffsintensität in die durch die FFH-Richtlinie geschützten Rechtsgüter verwirklichen, ist von dieser Möglichkeit Gebrauch zu machen; ein Gestaltungsspielraum besteht insoweit nicht.[39]

Inwieweit Abstriche von einem Planungsziel hinzunehmen sind, hängt maßgebend von seinem Gewicht und dem Grad seiner Erreichbarkeit im jeweiligen Einzelfall ab. Nur gewichtige naturschutzexterne Gründe können unter Berücksichtigung des auch gemeinschaftsrechtlich verankerten Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit eine naturschutzfachlich weniger beeinträchtigende Alternative ausschließen, etwa wenn sie vom Vorhabenträger unverhältnismäßige Opfer, wozu auch wesentlich erhöhte Kosten zählen können, abverlangt. Demgegenüber braucht sich ein Vorhabenträger nicht auf eine Alternativlösung verweisen zu lassen, wenn diese auf ein anderes Projekt hinausläuft, weil die vom Vorhabenträger in zulässiger Weise verfolgten Ziele nicht mehr verwirklicht werden könnten, oder auf eine Alternative, bei der sich die naturschutzrechtlichen Schutzvorschriften als ebenso wirksame Zulassungssperre erweisen wie an dem von ihm gewählten Standort.[40]

Gemäß § 34 Abs. 5 BNatSchG ist schließlich erforderlich, dass die mit dem Eingriff verbundenen erheblichen Beeinträchtigungen durch spätestens zum Eingriffszeitpunkt[41] wirksame Kohärenzsicherungsmaßnahmen so ausgeglichen werden, dass die Kohärenz des Schutzgebietsnetzes Natura 2000 erhalten bleibt.

[39] BVerwG, Urt. v. 17.05.2002 – 4 A 28/01, Rn. 28 – juris.
[40] BVerwG, Urt. v. 06.11.2013 – 9 A 14/12 – NVwZ 2014, S. 714, Rn. 74.
[41] *Möckel*, in: Schlacke (Hrsg.), GK-BNatSchG, 3. Aufl. 2024, § 34 Rn. 185 m.w.N.

Das BVerwG fasst die Anforderungen an Kohärenzmaßnahmen in ständiger Rechtsprechung und in enger Anlehnung an die Auslegungsleitfäden der EU-Kommission wie folgt zusammen:[42]

> *Die Ausgestaltung der Kohärenzmaßnahmen hat sich funktionsbezogen an der jeweiligen Beeinträchtigung auszurichten, derentwegen sie ergriffen wird. Die Maßnahmen müssen die beeinträchtigten Lebensräume und Arten in vergleichbaren Dimensionen erfassen, sich auf dieselbe biogeographische Region im selben Mitgliedstaat beziehen und Funktionen erfüllen, die mit den Funktionen, aufgrund deren die Auswahl des ursprünglichen Gebiets begründet war, vergleichbar sind (EU-Kommission, Natura 2000-Gebietsmanagement, 2000, 49 ff.). Zu den Maßnahmen gehören die Wiederherstellung oder die Verbesserung des verbleibenden Lebensraums oder die Neuanlage eines Lebensraums desselben Typs, der in das Netz „Natura 2000" einzugliedern ist (EU-Kommission, Auslegungsleitfaden zu Art. 6 FFH-RL, 2007, 11, 16 und 21).*
>
> *Der Ausgleich zur Kohärenzsicherung muss nicht notwendig unmittelbar am Ort der Beeinträchtigung erfolgen; es reicht vielmehr aus, dass die Einbuße ersetzt wird, die das Gebiet hinsichtlich seiner Funktion für die biogeographische Verteilung der beeinträchtigten Lebensräume und Arten erleidet (EU-Kommission, Auslegungsleitfaden S. 20 f.). In zeitlicher Hinsicht muss zumindest sichergestellt sein, dass das Gebiet unter dem Aspekt des beeinträchtigten Erhaltungsziels nicht irreversibel geschädigt wird. Ist das gewährleistet, lässt sich die Beeinträchtigung aber – wie im Regelfall – nicht zeitnah ausgleichen, so ist es hinnehmbar, wenn die Kohärenzmaßnahmen rechtzeitig bis zur Vollendung des Vorhabens ergriffen, die Funktionseinbußen hingegen erst auf längere Sicht wettgemacht werden.*
>
> *Die Eignung einer Kohärenzmaßnahme ist ausschließlich nach naturschutzfachlichen Maßstäben zu beurteilen. An die Beurteilung sind weniger strenge Anforderungen zu stellen als bei Schadensvermeidungs- und – minderungsmaßnahmen. Während für Letztere der volle Nachweis ihrer Wirksamkeit zu fordern ist, weil sich nur so die notwendige Gewissheit über die Verträglichkeit eines Plans oder Projekts gewinnen lässt, genügt es für die Eignung einer Kohärenzmaßnahme, dass nach aktuellem wissenschaftlichen Erkenntnisstand eine hohe Wahrscheinlichkeit ihrer Wirksamkeit besteht. Anders als bei der Schadensvermeidung und – minderung geht es bei der Kohärenzsicherung typischerweise darum, Lebensräume oder Habitate wiederherzustellen oder neu zu entwickeln. Dieser Prozess ist in aller Regel mit Unwägbarkeiten verbunden. Deshalb lässt sich der Erfolg der Maßnahme nicht von vornherein sicher feststellen, sondern nur prognostisch abschätzen.*

[42] BVerwG, Urt. v. 09.02.2017 – 7 A 2/15 – NVwZ-Beilage 2017, S. 101, Rn. 418ff.

Ersatzzahlungen sind im Rahmen der Ausnahme von den Vorgaben des Habitatschutzrechts bei fehlender Möglichkeit der Kohärenzsicherung nicht vorgesehen und damit rechtlich nicht möglich.

5.5.2.3.4 Artenschutzrecht

Nach § 44 Abs. 1 Nr. 1 ist es unter anderem verboten, wild lebende Tiere der besonders geschützten Arten zu verletzten oder zu töten; nach Nr. 2 ist es darüber hinaus unter anderem verboten, wild lebende Tiere der streng geschützten Arten und der europäischen Vogelarten erheblich zu stören. Für im Sinne der Eingriffsregelung unvermeidbare und genehmigte Eingriffe liegt ein Verstoß gegen das Tötungs- und Verletzungsverbot nach § 44 Abs. 5 S. 1 Nr. 1 BNatSchG nicht vor, wenn die Beeinträchtigung durch den Eingriff oder das Vorhaben das Tötungs- und Verletzungsrisiko für Exemplare der betroffenen Arten nicht signifikant erhöht und diese Beeinträchtigung bei Anwendung der gebotenen, fachlich anerkannten Schutzmaßnahmen nicht vermieden werden kann. Nach § 44 Abs. 5 S. 2 BNatSchG können auch vorgezogenen Ausgleichsmaßnahmen festgelegt werden.

Nach § 45 Abs. 7 S. 1 BNatSchG kann die zuständige Naturschutzbehörde eine Ausnahme von den Verboten des § 44 BNatSchG im Einzelfall unter anderem aus zwingenden Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses einschließlich solcher sozialer oder wirtschaftlicher Art zulassen (Nr. 5). Weitere Voraussetzung ist nach § 45 Abs. 7 S. 2 BNatSchG, dass zumutbare (Standort- oder Ausgestaltungs-)Alternativen nicht gegeben sind und sich der Erhaltungszustand der Populationen einer Art nicht verschlechtert. Auch im Rahmen des Besonderen Artenschutzrechts sind Ersatzgeldzahlungen bei Fehlen der Ausnahmevoraussetzungen nicht möglich.

5.5.2.4 Immissionsschutzrecht

Im Fachplanungsrecht sind die Vorgaben des Immissionsschutzrechtes inklusive des untergesetzlichen Regelwerkes zu beachten. Zwingendes Recht kann sich dabei je nach Nutzungsoption insbesondere aus der immissionsschutzrechtlichen Schutzpflicht in § 5 Abs. 1 Nr. 1, der Spezialregelung für Straßen und Schienenwege in § 41 Abs. 1 sowie dem Störfallrecht (12. BImSchV) ergeben. Demgegenüber ist hervorzuheben, dass „Seehafenumschlagsanlagen“ nach Ziff. 1 lit. g) explizit aus dem Anwendungsbereich der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) ausgenommen sind.

5.5.2.5 Wasserrecht

Das Wasserrecht des Bundes und der Länder enthält teilweise striktes Recht, teilweise Optimierungsgebote, die im Rahmen der Abwägung zu berücksichtigen sind. Jedenfalls zu beachten sind die wasserrechtlichen Bewirtschaftungsgebote, wie sie unter anderem für Oberflächengewässer in § 27 WHG sowie für Grundwasser in § 47 Abs. 1 WHG jeweils als Verschlechterungsverbot und als Verbesserungsgebot normiert sind.

5.5.3 Abwägung

Die Rechtsprechung hat für das Fachplanungsrecht Grundsätze entwickelt, die das Abwägungsgebot, das sich auf den Abwägungsvorgang (das Planen) und das im Plan zum Ausdruck kommende Abwägungsergebnis (den Plan selbst) erstreckt,[43] präzisieren. Danach muss eine Abwägung überhaupt stattfinden, in die Abwägung an Belangen eingestellt werden, was nach Lage der Dinge eingestellt werden muss und weder die Bedeutung der öffentlichen und privaten Belange verkannt noch der Ausgleich zwischen ihnen in einer Weise vorgenommen werden, die zur objektiven Gewichtigkeit einzelner Belange außer Verhältnis steht.[44] Nach dem *Grundsatz der Problembewältigung* sind alle durch das Vorhaben ausgelösten Konflikte in der Planungsentscheidung selbst zu regeln. Nur ausnahmsweise kann eine abschließende Entscheidung vorbehalten werden, soweit diese bei Erlass des Planfeststellungsbeschlusses noch nicht möglich ist.[45]

5.5.3.1 Einzustellende Belange

Dem für hoheitliche Planungen geltenden Grundsatz der Problembewältigung folgend hat die Planfeststellungsbehörde die von dem Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange zu ermitteln und die widerstreitenden Interessen unter Beachtung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit auszugleichen.

In die Abwägung einzustellen ist alles, was nach Lage der Dinge Beachtung verlangt. Dazu zählen verfassungsrechtlich abgesicherte Belange und insbesondere die ausdrücklich fachgesetzlich bezeichneten Belange wie etwa die Umweltauswirkungen des Vorhabens sowie alle mehr als nur geringfügig betroffenen schutzwürdigen Interessen Privater.[46] Nach § 13 Abs. 1 S. 1 Klimaschutzgesetz (KSG) haben Träger öffentlicher Aufgaben dabei unter anderem auch die Auswirkungen des Vorhabens auf den Zweck des KSG sowie die dort festgelegten Ziele einzustellen. Müssen für das Vorhaben Grundstücke Privater in Anspruch genommen werden und kommt dem Planfeststellungsbeschluss deshalb enteignungsrechtliche Vorwirkung zu, ist wegen des dann zu beachtenden Gemeinwohlerfordernisses des Art. 14 Abs. 3 S. 2 GG eine spezifisch enteignungsrechtliche Gesamtabwägung aller Gemeinwohlgesichtspunkte vorzunehmen, wobei das das Vorhaben rechtfertigende öffentliche Interesse die durch seine Verwirklichung beeinträchtigten öffentlichen und privaten Belange überwiegen muss.[47]

5.5.3.2 Alternativen

Die Planfeststellungsbehörde hat (unabhängig von den o.g. bipolaren Abwägungsentscheidungen im Naturschutzrecht) die Pflicht, neben der beantragten Planung Alternativen

[43] *Neumann/Külpmann,* in: Stelkens/Bonk/Sachs (Hrsg.), VwVfG, 10. Auf. 2023, § 74 Rn. 56.
[44] Siehe Fn. 10 unter Verweis auf HK-VerwR/Martin Wickel, 5. Aufl. 2021, VwVfG § 74 Rn. 84.
[45] BVerwG, Urt. v. 26.05.2004 – 9 A 6/03 – NVwZ 2004, S. 1237, 1239.
[46] Vgl. BeckOK VwVfG/*Kämper*, 64. Ed., 01.07.2024, VwVfG § 74 Rn. 71 m.w.N.
[47] a.a.O., Rn. 74 m.w.N.

zu untersuchen und abzuwägen, wobei der Grundsatz geringstmöglicher Beeinträchtigung öffentlicher und privater Interessen zu wahren ist.

Ein Abwägungsvorgang ist fehlerhaft, wenn die Planfeststellungsbehörde ernsthaft in Betracht kommende *Planungsvarianten* nicht betrachtet. Das gilt auch für die sog. „Null-Variante“[48] sowie für solche Varianten, die im Laufe des Verfahrens von dritter Seite vorgeschlagen werden.[49]

5.6 Abschnittsplanung

Im Hinblick auf die von HTC/Sellhorn erarbeitete modulare Vorzugsvariante sei kurz auf die Möglichkeiten und Grenzen der abschnittsweisen Planung eines Gesamtvorhabens eingegangen. Anders als z.B. das Immissionsschutzrecht kennt das Fachplanungsrecht kein in „Teilgenehmigungen“ aufgeteiltes Zulassungsverfahren (vgl. aber § 8 BImSchG sowie § 22 der 9. BImSchV). Jedoch wurde von der Rechtsprechung im Zusammenhang mit linienförmigen Verkehrsprojekten das Institut der Abschnittsbildung geschaffen, das auch in anderen fachplanungsrechtlichen Regelungsbereichen grundsätzlich Anwendung finden kann.

Stellt die Planfeststellungsbehörde ein Gesamtvorhaben in Teilabschnitten fest, muss für jeden Teilabschnitt eine Planrechtfertigung gegeben sein. Zudem muss auch für das Gesamtvorhaben ein Bedarf bestehen. Der einzelne Teilabschnitt muss darüber hinaus für die Durchführung des Gesamtvorhabens objektiv vernünftigerweise geboten sein. Er muss zur Vermeidung eines Planungstorsos eine bezogen auf das Gesamtvorhaben eigenständige Funktion erfüllen können – die damit notwendige Prognose der Entwicklung muss die Besonderheiten des Einzelfalls realistisch in den Blick nehmen, absolute Sicherheit kann nicht gefordert werden. Teilabschnitte sind schließlich nur zulässig, wenn aufgrund einer Prognose zur Verwirklichung des (Gesamt-) Vorhabens in den Folgeabschnitten keine von vornherein unüberwindlichen Hindernisse entgegenstehen.[50]

5.7 Rechtsbehelfsmöglichkeiten

Grundsätzlich können sowohl betroffene Dritte als auch Naturschutzverbände gegen die jeweiligen Module der von HTC/Sellhorn entwickelte Vorzugsvariante Rechtsbehelfe erheben (insbesondere Widerspruch, Anfechtungsklage oder im Falle von notwendigen Bebauungsplänen auch Normenkontrollanträge).

[48] BVerwG, Urt. v. 10.04.1997 – 4 C 5/96 – NVwZ 1998, S. 508, Leitsatz 2 sowie S. 511.
[49] BVerwG, Urt. v. 11.10.2017 – 9 A 14/16 – NVwZ-Beilage 2018, S. 41, Rn. 134.
[50] Vgl. Stelkens/Bonk/Sachs/Neumann/*Külpmann*, 10. Aufl. 2022, VwVfG § 74 Rn. 51, 52.

5.7.1 Beteiligungsverfahren

Für die jeweiligen Module zur Entwicklung des EnergyPorts werden voraussichtlich förmliche Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich – dies gilt insbesondere, aber nicht nur für größere Gewässerausbauten, die regelmäßig eine wasserrechtliche Planfeststellung notwendig machen dürften.

Bereits im Rahmen dieser Beteiligungsverfahren kann sich zu dem jeweiligen Modul Widerstand gegen das Vorhaben bei Anwohnern und Umweltverbänden entwickeln. Dabei dürften sich private Dritte nach unseren Erfahrungen vor allem gegen Vorhaben wenden, durch die erhebliche Lärmemissionen zu erwarten sind oder aber Störfallrisiken entstehen können.

Bei Umweltverbänden deuten die Erfahrungen aus den Bauleitplan- und Planfeststellungsverfahren zum OTB sowie die bereits im Hinblick auf die Vorplanungen zum EnergyPort getätigten Ankündigungen[51] darauf hin, dass die Verbände ihren Widerstand insbesondere gegen Module richten werden, durch welche die geschützten Landschaftsbestandteile und Arten weserseitig betroffen würden. Auch erscheint es uns durchaus möglich bzw. wahrscheinlich, dass sich GNUU et. al in Bezug auf Planungen innerhalb des betreffenden B-Plans auf die anliegende „Verbändevereinbarung“ aus dem Jahr 2015 berufen werden.

Parallel zu möglichen Einwendungen und Stellungnahme in den Beteiligungsverfahren sind Anträge auf (Umwelt-)Information denkbar – auch vor diesem Hintergrund sollte auf eine sorgfältige Aktenführung in allen Planverfahren geachtet werden.

5.7.2 Rechtsbehelfsverfahren

Grundsätzlich sind sowohl Widersprüche, Klagen sowie im Falle von Bebauungsplänen auch Normenkontrollklagen im Zusammenhang mit der Planung und Genehmigung der jeweiligen Module der Vorzugsvariante von HTC/Sellhorn denkbar. Da der Regelfall die Anfechtungsklage gegen eine Zulassungsentscheidung sein dürfte, soll diese nachfolgend exemplarisch näher betrachtet werden:

Eine Anfechtungsklage gegen eine Zulassungsentscheidung ist begründet, soweit der betroffene Verwaltungsakt rechtswidrig ist und der Kläger hierdurch in seinen Rechten verletzt ist (§ 113 Abs. 1 S. 1 VwGO). Regelmäßig ist die Sach- und Rechtslage im Zeitpunkt der letzten Behördenentscheidung für die Beurteilung der Rechtmäßigkeit der Zulassung maßgeblich.

[51] Siehe nur https://www.butenunbinnen.de/nachrichten/bremerhaven-energy-port-hafen-bremer-senat-102.html sowie https://www.bund-bremen.net/presse/detail/news/energy-port-bremerhaven-eine-rechtfertigungsstudie-fuer-neuauflage-des-otb/ (jeweils 15.08.2024).

Da es maßgebend auf die Verletzung eigener Rechte ankommt, ist wiederum zweckmäßig, zwischen Verbandsklagen von Umweltvereinigungen und Individualklagen Dritter zu differenzieren.

5.7.2.1 Dritte – Individualklage

§ 113 Abs. 1 S. 1 VwGO bindet die Begründetheit der Anfechtungsklage streng an die Rechtsschutzfunktion, wie sie bereits durch die notwendige Klagebefugnis gemäß § 42 Abs. 2 VwGO zum Ausdruck kommt. Nicht jeder Bürger soll rechtswidriges Handeln der Verwaltung vor den Verwaltungsgerichten angreifen können, sondern nur die Bürger, die durch den rechtswidrigen Verwaltungsakt in ihren Rechten verletzt werden.[52] Dieses Erfordernis dürfte auch weiterhin trotz der aktuellen Entwicklungen in der Rechtsprechung des EuGH bestehen bleiben – die Aufhebung einer Zulassungsentscheidung bei Individualklagen darf von den Mitgliedstaaten auch im Anwendungsbereich der UVP- und der FFH-RL grundsätzlich weiterhin an das Erfordernis einer Verletzung subjektiv-öffentlicher Rechte des Klägers geknüpft werden.[53]

Im Nachbarrecht vermitteln solche subjektiven Rechte vor allem die Normen der Gefahrenabwehr (z.B die sog. immissionsschutzrechtliche Schutzpflicht § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 BImSchG), da sie bezwecken, die konkreten Interessen individualisierbarer Dritter zu schützen. Im Gegensatz hierzu sind Normen, welche der Risikovorsorge dienen (z.B. die sog. Vorsorgepflicht in § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 BImSchG), nach ständiger Rechtsprechung des BVerwG nicht drittschützend, weil diese nach ihrem Zweck vor allem daraufhin ausgerichtet seien, diffuse Kollektivrisiken zu verhindern.[54]

Vor diesem Hintergrund kann gegenwärtig noch davon ausgegangen werden, dass Anwohner bzw. Grundstückseigentümer im Einwirkungsbereich von Modulen des Energy-Ports in einem Rechtsbehelfsverfahren nur dann erfolgreich gegen erteilte Zulassungsentscheidungen vorgehen können, soweit eine Schädigung bzw. Gefährdung ihrer Gesundheit, Eigentums, Lebensqualität etc. gegeben ist. Im Ergebnis könnte eine Klage von Planbetroffenen insbesondere Aussicht auf Erfolg haben, wenn bestimmte Grenzwerte, die diese Rechtsgüter betreffen, überschritten werden, Abstandsregelungen zu Störfallbetrieben verletzt werden oder die Einhaltung der jeweiligen Regelungen unklar oder nicht ausreichend belegt ist.

Die Klagerisiken durch Individualklagen halten wir auf Grund der Lage der für den Energy-Port vorgesehenen Flächen, dem vermutlich überschaubaren Kreis potenziell Betroffener, der bereits bestandskräftigen Bebauungspläne und der Möglichkeiten, die jeweiligen

---

52 *Decker*, in: Posser/Wolf/Decker BeckOK-VwGO, Stand: 70. Ed. 2024, § 113 Rn. 16.

53 Vgl. hierzu bereits EuGH, Urt. v. 15.10.2015- Rs. C 137/14, Rn. 32 sowie *Riese*, in: Schoch/Schneider, Verwaltungsrecht, Werkstand: 45 EL Januar 2024, Vor § 113 VwGO Rn. 37.

54 Grundlegend BVerwG, Urt. v. 18.05.1982 – 7 C 42/80, Rn. 22; seither std. Rspr.; vgl. *Jarass,* BImSchG, 14. Aufl. 2022, § 5 Rn. 135 ff. (auch zur tlw. gegenteiligen Auffassung in der Literatur).

Betroffenheiten in den jeweiligen Zulassungsverfahren zu identifizieren und entsprechend den Anforderungen von Gesetz und Rechtsprechung zu behandeln, für überschaubar.

5.7.2.2 Umweltvereinigungen – Verbandsklage

Anerkannte Umweltvereinigungen im Sinne des § 3 UmwRG können demgegenüber eine erfolgreiche Verbandsklage aufgrund von § 42 Abs. 2 VwGO gegen eine Zulassungsentscheidung erheben, soweit die jeweilige Behörde eine dem Umweltschutz dienende Rechtsvorschrift nicht oder falsch angewandt hat, da dann auch zugleich die subjektive Verbandsposition verletzt ist.

Weitere Rechtsbehelfe von Umweltverbänden nach § 2 Abs. 1 UmwRG und § 64 BNatSchG besitzen zur auf § 42 Abs. 2 VwGO gestützten Verbandsklage Vorrang und beziehen sich auf behördliche Entscheidungen (oder deren Unterlassung) nach § 1 Abs. 1 UmwRG und auf Angelegenheiten des § 63 Abs. 1 oder 2 BNatSchG – also maßgeblich auf die unterlassene bzw. fehlerhafte Umweltverträglichkeitsprüfung sowie auf eine fehlerhafte Berücksichtigung der Mitwirkungsrechte von Verbänden (vgl. § 4 Abs. 1 UmwRG).

Im Ergebnis könnte eine Verbandsklage also mit der Begründung erhoben werden und ggf. Aussicht auf Erfolg haben, wenn bestimmte umweltrechtliche Themen (z.B. die Rechtfertigung einer habitatschutzrechtlichen Ausnahme wegen erheblicher Beeinträchtigung von Erhaltungszielen) nicht im Einklang mit den gesetzlichen und durch Rechtsprechung ergänzten Anforderungen behandelt wurden.

Die Klagerisiken durch Verbandsklagen halten wir auf Grund der grundsätzlich ablehnenden Haltung einiger Naturschutzverbände gegen die weserseitige Entwicklung des EnergyPorts für hoch, soweit großflächige Eingriffe in Schutzgebiete vorgenommen werden sollen. Demgegenüber halten wir auf Grund der Erfahrungen aus den landseitigen Planverfahren zum OTB die Klagebereitschaft der Verbände jedenfalls so lange für gering, als durch die landseitigen Planungen bzw. Module keine Festlegungen im Hinblick auf eine weserseitige Expansion durch weitere Module des EnergyPorts getroffen werden. Soweit durch weserseitige Module Erhaltungsziele von Natura 2000-Gebieten erheblich beeinträchtigt werden können und nicht ausreichend Kohärenzflächen zur Verfügung stehen, sind die Erfolgsaussichten von Rechtsbehelfen gegen entsprechende Module des EnergyPorts zudem nach den gegenwärtigen rechtlichen Rahmenbedingungen sehr hoch.

Im Ergebnis sind die Klagerisiken durch Verbände umso höher desto stärker durch Module des EnergyPorts in die naturschutzrechtlich geschützten Bereiche weserseitig eingegriffen wird. Auch bei der abschnittsweisen Planung eines Gesamtprojekts aus allen Modulen der von HTC/Sellhorn entwickelten Vorzugsvariante besteht ein hohes Klagerisiko, da das Gesamtvorhaben wegen der damit im Ergebnis einhergehenden Inanspruchnahme weserseitiger Bereiche von den Verbänden sehr kritisch betrachtet wird.

5.7.2.3 Inzidentkontrolle bestandskräftiger Planungsentscheidungen

Abschließend sei noch darauf hingewiesen, dass auch bestandskräftigen Planungsentscheidungen im Wege der sog. „Inzidentkontrolle“ noch Gegenstand verwaltungsgerichtlicher Verfahren sein können.[55] Insoweit besteht das gegenwärtig nicht auszuschließende Risiko, dass von Verbänden z.B. die Funktionslosigkeit der Bebauungspläne 441 und 445 bei Klagen gegen Einzelzulassungen geltend gemacht werden könnte. Grundsätzlich wäre es somit rechtssicherer, wenn die Bebauungspläne als auf den EnergyPort zugeschnittene Pläne oder als Angebotspläne neu erlassen würden – allerdings bestünde in diesem Fall jeweils die Möglichkeit eines Normenkontrollantrags.

5.8 Potenzielle Veränderungen der politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen

In Deutschland können die Errichtung und der Betrieb von komplexen Infrastrukturen regelmäßig nur nach einer umfassenden Prüfung zugelassen werden. Aufgrund europarechtlicher Überformungen und völkerrechtlicher Einflüsse, wie etwa durch die FFH- und Vogelschutzrichtlinien oder die Aarhus-Konvention, entwickelte sich in den vergangenen Jahrzehnten ein vielschichtiges System aus materiell- und verfahrensrechtlichen Vorschriften.

Vor diesem Hintergrund werden seit vielen Jahrzehnten beschleunigte und vereinfachte Zulassungsverfahren gefordert. Nach einer langen Phase des Stillstands wurden mittlerweile viele Beschleunigungsinstrumente auf nationaler und auch europäischer Ebene entwickelt und auch umgesetzt – überwiegend als Reaktion auf die befürchtete Gasmangellage in Folge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine (z.B. LNG-Beschleunigungsgesetz) sowie vor dem Hintergrund internationaler Verpflichtungen zur Minderung des CO2-Ausstoßes zur Förderung von Erneuerbaren Energien sowie Wasserstoff und CCS/CCU.[56] Diese Änderungen im Verfahrensrecht wie auch im materiellen Recht zeigen deutliche Wirkungen in ausgewählten Bereichen – so wurden etwa diverse LNG-Infrastrukturen in erheblich beschleunigten Verfahren und größtenteils ohne Umweltverträglichkeitsprüfung zugelassen und bereits realisiert.

Von den jeweiligen Beschleunigungsinstrumenten können auch die Planungen des EnergyPorts in Bremerhaven profitieren. Dies betrifft jedoch vor allem allgemeine verfahrensrechtliche Erleichterungen im Fachplanungsrecht. Zudem können die jeweiligen Suprastrukturvorhaben, die HTC / Sellhorn als potenzielle Nutzer identifiziert haben, auf Grund der jeweils relevanten fachplanungsrechtlichen Erleichterungen auf beschleunigte Zulassungsverfahren hoffen – so etwa Projekte Erneuerbarer Energien oder im Zusammenhang

[55] Siehe dazu Battis/Krautzberger/Löhr/Reidt, 15. Aufl. 2022, BauGB § 10 Rn. 27.

[56] Vgl. hierzu ausführlich: *Schütte / Langstädtler*, Deutschlandtempo als „new normal“ – Klimakrise, Ukraine-Krieg und drohende Versorgungsengpässe – Zeitenwende auch im Zulassungsrecht?, ZUR 2024, S. 1 – 15.

mit der entstehenden Wasserstoffinfrastruktur. Darüber hinaus können die jeweiligen Planungen von den Erleichterungen für die Zulassung des vorzeitigen Beginns nach z.B. § 17 WHG vor dem Hintergrund der sog. TESLA-Rechtsprechung profitieren, wonach vorzeitige Maßnahmen unter Umständen bereits vor Abschluss der Öffentlichkeitsbeteiligung möglich sein können.[57]

Spezifische verfahrensrechtliche Beschleunigungsregelungen für Hafeninfrastrukturen oder die typischerweise betroffenen Belange sind bisher jedoch noch nicht erlassen worden.

Einen erheblichen Bedeutungszuwachs könnten die auf die Unterstützung der Offshore-Windenergie ausgerichteten (See-)Häfen durch die bremische Initiative zur Änderung des WindSeeG erfahren. Danach soll § 1 Abs. 3 WindSeeG[58] um die für die Offshore-Windenergie „notwendige Hafeninfrastruktur“ ergänzt werden. Diesem Änderungsvorschlag ist der Bundesrat am 17.05.2024 gefolgt.[59] Soweit eine Hafeninfrastruktur für die Offshore-Windenergie „notwendig“ ist, könnten für diese im Rahmen von Planrechtfertigung und in Abwägungsprozessen – ähnlich wie für Vorhaben Erneuerbarer Energien – überragende Gemeinwohlbelange ins Feld geführt werden. Nach unserem Kenntnisstand ist die Gesetzesinitiative in der Gegenäußerung der Bundesregierung vom 29.05.2024 jedoch abgelehnt[60] und in den nachfolgenden parlamentarischen Vorgängen (jedenfalls) bislang nicht weiterverfolgt worden.

Hinzuweisen ist zudem auf die geplanten Neuregelungen zur Beschleunigung des Wasserstoffhochlaufs, die teilweise auch die hierfür benötigte (Hafen-)Infrastruktur betreffen: So sollen nach § 4 Abs. 1 iVm § 2 Abs. 1 Nr. 3 ff. des Regierungsentwurfs eines „Gesetzes zur planungs- und genehmigungsrechtlichen Beschleunigung der Erzeugung, der Speicherung und des Imports von Wasserstoff (Wasserstoffbeschleunigungsgesetz - WasserstoffBG)“[61] Importterminals für u.a. Wasserstoff, aber auch Ammoniak, künftig im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Sicherheit dienen. Von dieser Novellierung in Verbindung mit der Aufnahme könnte insbesondere die Planung einer (ggf. isolierten) Jetty für verflüssigte Gase in Bremerhaven profitieren – dies umso mehr, als nach den uns von bremenports erteilten Informationen auch die Leitung „Elsfleth-Bremerhaven“ (KLN020-01), die unter anderem dem „Abtransport von Einspeisemengen im Raum

[57] Vgl. etwa OVG Berlin-Brandenburg, Beschl. v. 20.02.2020 – OVG 11 S 8/20,– juris.

[58] „Die Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen liegt im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit.“ (12.08.2024)

[59] Siehe: https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2024/0101-0200/157-24(B).pdf?__blob=publicationFile&v=1 (12.08.2024).

[60] BT-Drs. 20/11558 vom 29.05.2024, S. 11: Der Anwendungsbereich nach §§ 1, 2 WindSeeG sei nicht eröffnet. Zweck und Regelungsgehalt des WindSeeG sei es, die Nutzung der Windenergie auf See auszubauen, nicht hingegen der Ausbau der deutschen Hafeninfrastruktur. Insbesondere sei das Gesetz ausschließlich im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland und, in gesetzlich bestimmten Einzelfällen, im Küstenmeer und auf der Hohen See anzuwenden.

[61] BT-Drs. 20/11899.

Bremerhaven“ dienen soll, in die Liste der von den Ferngasnetzgebetreibern in Bezug auf das Wasserstoff-Kernnetz genannten Neubaumaßnahmen aufgenommen wurde.[62]

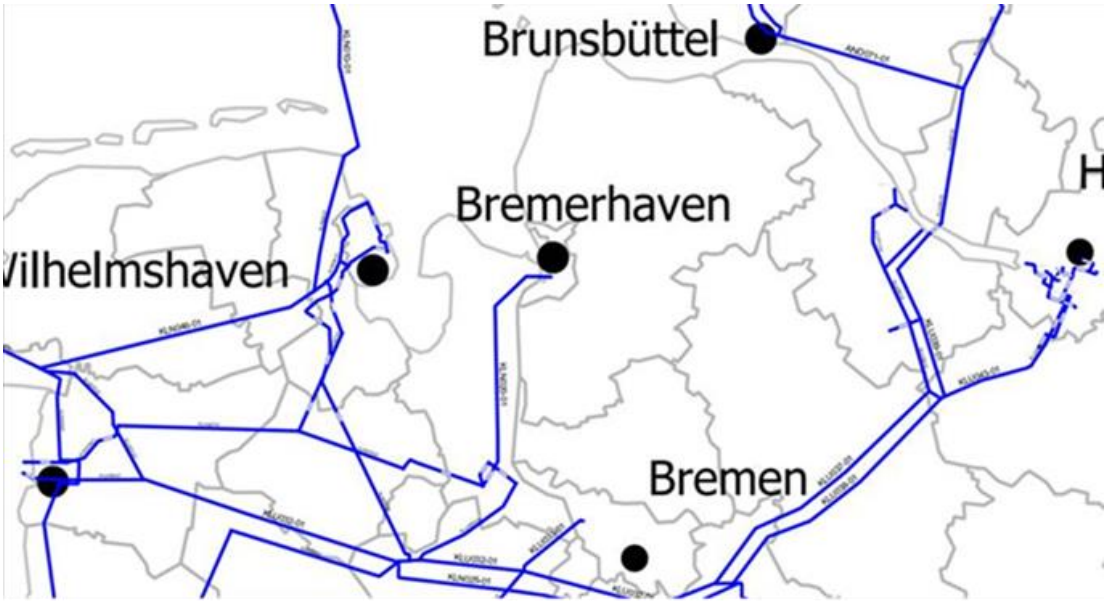


Abb.1: Auszug aus der Karte zum Wasserstoff-Kernnetz mit Lage der Neubauleitung zum EnergyPort nach Bremerhaven (Ersteller des Auszugs: bremenports)

Der Bundesrat hat auch in seiner Stellungnahme zum Entwurf des WasserstoffBG in Ziff. 33 darum gebeten, im weiteren Gesetzgebungsverfahren eine klarstellende Regelung dahingehend aufzunehmen, dass auch der Ausbau der für den Wasserstoffhochlauf notwendigen Hafeninfrastruktur unter das überragende öffentliche Interesse fällt.[63] Die Bundesregierung ist diesem Vorschlag in ihrer Gegenäußerung nicht gefolgt und weist darauf hin, dass die Importterminals samt Nebenanlagen bereits vom WasserstoffBG erfasst werden[64] – weshalb eine explizite Aufnahme der Hafeninfrastruktur also nicht notwendig sei.[65] Ob und mit welchem Inhalt das Gesetzgebungsverfahren nach den für den 23. Februar 2025 angesetzten Neuwahlen des Bundestages fortgesetzt wird, lässt sich derzeit allerdings nur schwer einschätzen.

Änderungen im europäischen Naturschutzrecht wurden und werden vielfach gefordert und erhofft und dürften auch Gegenstand verschiedener Programme im laufenden Bundestagswahlkampf 2025 werden. Bisher haben die regelmäßigen REFIT-Prüfungen aber zu

[62] Siehe die zeichnerische der Neubauleitung nach Bremerhaven unter https://fnb-gas.de/wasserstoff-netz-wasserstoff-kernnetz/ sowie die Anlage 3 – Maßnahmenliste Neubau der FNB (14.10.2024).

[63] BR-Drs. 265/24, Ziff. 33.

[64] BT-Drs. 20/12662, S. 22.

[65] Wann das Artikelgesetz verabschiedet wird und in Kraft tritt, ist auch angesichts der zwischenzeitlichen Auflösung des Bundestages nicht sicher vorhersehbar – der letzte Stand ist, dass der Gesetzentwurf am 13.09.2024 an den Bundestag überwiesen wurde (https://dip.bundestag.de/vorgang/gesetz-zur-beschleunigung-der-verf%C3%BCgbarkeit-von-wasserstoff-und-zur-%C3%A4nderung/312436?term=Wasserstoffbeschleunigungsgesetz&rows=25&pos=1&ctx=d – 08.01.2025).

keinerlei Aufweichungen des FFH- und Vogelschutzregimes geführt – eher im Gegenteil.[66] Allerdings sieht die aktuelle Novelle des WindSeeG in Umsetzung der unionsrechtlichen Anforderungen aus der sog. RED III-Richtlinie[67] vor, dass künftig für Vorhaben, die auf sog. Infrastrukturflächen“ bzw. innerhalb sog. „Beschleunigungsgebiete-/flächen“ keine FFH-Verträglichkeits- und auch keine Umweltverträglichkeitsprüfungen mehr durchgeführt werden müssen – vorausgesetzt, die betreffenden Flächen wurden seitens des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im Flächenentwicklungsplan (FEP) für die Nordsee als derart privilegierte Flächen ausgewiesen und im Rahmen dieser Ausweisung entsprechenden Umweltprüfungen unterzogen. Da die Hafeninfrastruktur (wie ausgeführt) gegenwärtig nicht in den Anwendungsbereich des WindSeeG fällt, würde der EnergyPort jedoch nur mittelbar von den Erleichterungen profitieren können, die unmittelbar nur für die Nutzer (insbesondere die Offshore-Windenergie) gilt. Auch mit Blick auf dieses Gesetzgebungsvorhaben ist allerdings aktuell nur schwer einzuschätzen, mit welchem Inhalt es in der kommenden Legislaturperiode durch den neuen Bundestag weiterbetrieben wird.

Selbstverständlich ist es nicht ausgeschlossen, dass sich bei veränderten politischen Mehrheiten in Zukunft Erleichterungen etwa im Hinblick auf naturschutzrechtliche Kompensationsregelungen, Ausnahmevoraussetzungen und Anforderungen zur Sicherung der Kohärenz des Schutzgebietes Natura 2000 aus einem modifizierten europäischen Rechtsrahmen ergeben werden – gegenwärtig liegen dafür jedoch keine konkreten Anhaltspunkte vor. Gleiches gilt für zurzeit nicht absehbare Änderungen der Verbandsklagemöglichkeiten, der wasserrechtlichen Bewirtschaftungsziele, im gesetzlichen Biotopschutz oder im rein nationalen Recht der Eingriffsregelung.

[66] Vgl. dazu etwa die Darstellung des Bundesamtes für Naturschutz unter https://www.bfn.de/effizienz-und-wirksamkeit (13.08.2024).

[67] Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates, ABl. L v. 31.10.2023, S. 1.

6 Prüfung der von HTC/Sellhorn in der Bedarfs- und Nutzeranalyse dargelegten Vorzugsvariante

HTC/Sellhorn empfehlen als Vorzugsvariante einen modularen Ansatz aus folgenden Modulen:[68]

1) Ausbau / Ertüchtigung CT 1
2) Vorbereitung Gewerbeflächen im westlichen Fischereihafen (Aufsandung)
3) Entwicklung Fischereihafen (innerhalb des B-Plans)
4) Weserseitiger Zugang
5) Jetty Weserseite
6) Entwicklung Kaje Fischereihafen

Nach Einschätzung von HTC/Sellhorn sei es dabei von hoher Relevanz, die Planungen für die einzelnen Module möglichst gleichförmig voranzutreiben.

Vor diesem Hintergrund wird die Realisierbarkeit sämtlicher Module auf der Grundlage der bisher vorliegenden Informationen aus umwelt- und planungsrechtlicher Sicht analysiert.

6.1 Planrechtfertigung

Eine Planrechtfertigung ist nur erforderlich, soweit die jeweiligen Module eine Planfeststellungs- oder -genehmigungspflicht hervorrufen. Soweit für die Module lediglich eine Genehmigungs- oder Erlaubnispflicht besteht, können die jeweiligen Zulassungen ohne Ausführungen zur Planrechtfertigung beantragt werden (dies kommt z.B. bei konkreten Baumaßnahmen oder der Ansiedlung von produzierendem Gewerbe im Bereich der bestehenden Bebauungspläne im südlichen Fischereihafen in Betracht).

Soweit z.B. wegen des für ein Modul vorgesehenen Gewässerausbaus eine Planfeststellung oder -genehmigung eingeholt werden muss, müsste durch den Vorhabenträger jeweils begründet werden, dass für das beabsichtigte Vorhaben gemessen an den Zielsetzungen des jeweiligen Fachplanungsgesetzes ein Bedarf besteht. Ausreichend ist, dass das Vorhaben vernünftigerweise geboten ist.

[68] Siehe hierzu Gliederungspunkt 4.3.

Nach diesem Maßstab kann nach unserer Einschätzung auf der Basis der Bedarfs- und Nutzeranalyse und ggf. mit weiterer Untermauerung und Aktualisierung in einer Bedarfsprognose für sämtliche Module ein fachplanungsrechtlicher Bedarf im Sinne einer Angebotsplanung begründet werden. Voraussetzung ist dabei allerdings stets, dass auch die Finanzierbarkeit gesichert dargelegt werden kann – was bei einer Finanzierung durch die Freie Hansestadt Bremen entsprechende Haushaltsbeschlüsse voraussetzt.

6.2 Bauplanungsrechtliche Zulässigkeit

Die Bauleitplanung auf den vorgesehenen Flächen steht der Entwicklung eines Energy-Ports in der modularen Ausführungsweise nach ihrem Wortlaut nicht entgegen:

Die Darstellung der landseitigen Flächen des südlichen Fischerhafens im Flächennutzungsplan der Stadt Bremerhaven als „gewerbliche Bauflächen“ und weserseitig als „Sondergebiet“ lassen nach unserer Einschätzung ausreichend Spielraum für die von HTC/Sellhorn vorgeschlagenen modularen Entwicklungsschritte – soweit eine Fachplanung erforderlich wird, gilt dies nach unserer Einschätzung auch für die nach § 38 S. 2 BauGB bestehende grundsätzliche Bindungswirkung des Flächennutzungsplans nach § 7 BauGB.

Auch die Bebauungspläne der Stadt Bremerhaven Nr. 441 „Westlicher Fischereihafen“ und Nr. 445 „Offshoreterminal Bremerhaven“ lassen durch die Festsetzung von landseitigen Industriegebieten und einem Sondergebiet „Hafen/Offshore-Terminal“ die Ansiedlung der von HTC/Sellhorn vorgeschlagenen Module grundsätzlich zu.[69] Insbesondere die Planfeststellung oder -genehmigung eines Gewässerausbaus erscheint damit rechtlich zulässig, zumal insoweit das Fachplanungsprivileg des § 38 BauGB gilt und die Grundkonzeption der Flächennutzungsplans im Hinblick auf eine hafenorientierte gewerbliche Entwicklung des südlichen Fischereihafens auch von der zu beteiligenden Stadt Bremerhaven nicht in Frage gestellt werden dürfte.

Es besteht jedoch das gegenwärtig nicht auszuschließende Risiko, dass die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit einzelner der vorgeschlagenen Module in einem Rechtsbehelfsverfahren gegen die jeweilige Zulassungsentscheidung vor dem Hintergrund der Rechtsprechung des OVG Bremen zum Planfeststellungsbeschluss für das Terminalbauwerk des OTB wegen Funktionslosigkeit der jeweiligen Festsetzung verneint wird. Sowohl die Darstellung im Flächennutzungsplan als auch die beiden hier relevanten Bebauungspläne sind eng mit dem Projekt des OTB verknüpft.[70] Ob ein Gericht die jeweiligen Festsetzungen als funktionslos einstufen wird, lässt sich nicht mit Sicherheit vorhersagen. Eine erhöhte Rechtssicherheit könnte jedoch erlangt werden, wenn die Bauleitpläne im Sinne einer Angebotsplanung für z.B. hafenorientierte Industrieansiedlungen und ggf. mit einem

[69] Siehe dazu auch Fn. 10, S. 11f.
[70] Siehe hierzu Fn. 10, S. 12.

Schwerpunkt auf Erneuerbare Energien sowie Wasserstoff und dessen Derivate neu erlassen würden.

6.3 FFH- und Vogelschutzrecht

Die Vorgaben des FFH- und Vogelschutzrechts insbesondere in § 34 BNatSchG bilden nach gegenwärtigem Stand einen limitierenden Faktor für die Realisierbarkeit der von HTC/Sellhorn vorgeschlagenen weserseitigen Module.

Soweit für diese nicht im Wege eines sog. Screenings ausgeschlossen werden kann, dass die Erhaltungsziele der betroffenen FFH- und Vogelschutzgebiete betroffen sein können, ist eine FFH-Verträglichkeitsprüfung durchzuführen. Danach sind Projekte vor ihrer Zulassung oder Durchführung auf ihre Verträglichkeit mit den Erhaltungszielen eines Natura 2000-Gebiets zu überprüfen, wenn sie einzeln oder im Zusammenwirken mit anderen Projekten oder Plänen geeignet sind, das Gebiet erheblich zu beeinträchtigen, und nicht unmittelbar der Verwaltung des Gebiets dienen. Gelangt diese fachgutachterliche Prüfung der jeweiligen modularen Planung und ggf. in Zusammenwirken mit einem anderen Modul im Wege einer Prognose dazu, dass erhebliche Beeinträchtigungen der jeweiligen Erhaltungsziele durch Errichtung und Betrieb zu erwarten sind und auch nicht über Minimierungs- oder Vermeidungsmaßnahmen auf ein „bagatellhaftes“ Ausmaß reduziert werden können, ist das Modul grundsätzlich nicht genehmigungsfähig und kann nur zugelassen werden, wenn die Voraussetzungen einer Ausnahme nach § 34 Abs. 3 BNatSchG vorliegen. Danach kann eine Ausnahme nur erteilt werden, wenn

> das Projekt aus zwingenden Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses notwendig ist,
> zumutbare Alternativen, den mit dem Projekt verfolgten Zweck an anderer Stelle ohne oder mit geringeren Beeinträchtigungen zu erreichen, nicht gegeben sind, und
> Kohärenzsicherungsmaßnahmen nach § 34 Abs. 5 BNatSchG vorgesehen sind bzw. angeordnet werden, die den Zusammenhang des Netzes „Natura 2000“ sichern.[71]

6.3.1 Erhebliche Beeinträchtigung von Erhaltungszielen

Nach den uns erteilten Informationen[72] kommt es wegen der Lage des weserseitigen Planbereichs des EnergyPorts in einem Naturschutzgebiet, welches als FFH- und Vogelschutzgebiet ausgewiesen wurde, unter der Prämisse von rund 21 ha Nettohafenfläche[73] zu

[71] Siehe im Einzelnen Gliederungspunkt 5.5.2.3.2.
[72] Siehe in der Anlage zu dieser Stellungnahme: bremenports, EnergyPort, Beurteilung der Vorzugsvariante unter dem Blickwinkel der Eingriffstiefe und der sich daraus ergebenden Kompensationsbedarfe, S. 18 ff., 21.
[73] Siehe Fn. 72, S. 4.

unvermeidbaren erheblichen Beeinträchtigungen der Erhaltungsziele der Natura 2000-Gebiete.

Nach unserem Verständnis der fachgutachterlichen Aussagen gelten diese lediglich für die großflächigen weserseitigen Module des EnergyPorts; durch die landseitigen Module sowie auch die Entwicklung zusätzlicher Kajen im eingeschleusten Bereich sind demgegenüber nicht zwingend (erhebliche) Beeinträchtigungen der Erhaltungsziele zu erwarten – jedenfalls erfolgen keine direkten Eingriffe in die Schutzgebiete. Ob durch z.B. Schadstofftransporte oder Lärmemissionen erhebliche Beeinträchtigungen im Einzelnen zu erwarten sind, bedarf der jeweiligen fachgutachterlichen Einschätzung nach weiterer Konkretisierung der Planung und Einzelvorhaben.

Ob eine Ausgestaltung der Planung einer Jetty oder auch andere Infrastrukturen außerhalb der ausgewiesenen Schutzgebiete oder innerhalb der Schutzgebiete in einer Weise möglich ist, dass erhebliche Beeinträchtigungen der Natura 2000-Erhaltungsziele vermieden werden können, bedarf der planerischen Konkretisierung und einer bisher uns nicht vorliegenden naturschutzfachlichen sowie nachfolgenden rechtlichen Bewertung.

Im Übrigen weisen wir darauf hin, dass nach der (jüngeren) Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts zur „Westumfahrung Halle“ als Schadensbegrenzungsmaßnahmen auch Maßnahmen berücksichtigt werden können, die nicht an der Quelle (dem Vorhaben selbst), sondern aus anderen Quellen resultieren.[74] Die Frage, ob und in welchem Ausmaß die einzelnen von HTC/Sellhorn im Grundsatz entwickelten Module des EnergyPorts erheblich in Erhaltungsziele eingreifen und inwieweit Vermeidungs- und Minimierungsmaßnahmen möglich sind, sollte vor diesem Hintergrund schon bei der technischen Planung berücksichtigt und fachgutachterlich begleitet werden.

6.3.2 Zwingende Gründe des überwiegenden öffentlichen Interesses

Die von HTC/Sellhorn weserseitig entwickelten Module stellen nach dem gegenwärtigen Stand eine Angebotsplanung dar, da keine konkreten Nutzer der Infrastrukturen im Raum stehen.

Es ist nicht ausgeschlossen, dass auch für eine Angebotsplanung zwingende Gründe des überwiegenden öffentlichen Interesses angeführt werden können. Allerdings müssten diese Belange im Hinblick auf die zu erwartenden erheblichen Beeinträchtigungen von Erhaltungszielen von FFH- und Vogelschutzgebieten von erheblichem Gewicht sein. Auch müssten die zu erwartenden positiven Effekte für das Gemeinwohl hinreichend wahrscheinlich sein. Diese Anforderungen könnten unseres Erachtens grundsätzlich durch fachgutachterliche Studien zu potenziellen Umschlagsszenarien und deren zu erwartenden positiven Effekten auf insbesondere die regionale Wirtschaft erbracht werden.

[74] Vgl. BVerwG, Urt. v. 12.06.2019 - 9 A 2.18, Rn. 87.

Allerdings wögen diese Belange nach unserer Einschätzung deutlich schwerer, wenn bereits zum Zeitpunkt der Zulassungsanträge konkrete Nutzungsanfragen belegt werden könnten.

Eine weitere Stärkung der Argumentation könnte dadurch erreicht werden, dass die weserseitigen Module konkret mit der Förderung Erneuerbarer Energien oder der Förderung der Wasserstoffinfrastruktur oder für weitere bzw. andere Nutzungsformen in Verbindung gebracht werden könnten, die wie in § 2 S. 1, 2 EEG[75] oder in § 43l Abs. 1 S. 2 EnWG[76] qua gesetzlicher Festlegung im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Sicherheit dienen. Auch insoweit wäre es unseres Erachtens jeweils hilfreich, wenn bereits konkrete Nutzungsabsichten angeführt werden könnten. Dies gilt auch im Hinblick auf die Rechtsänderungen durch das im Gesetzgebungsverfahren befindliche Wasserstoffbeschleunigungsgesetz wie auch für die diskutierte Ergänzung des § 1 Abs. 3 WindSeeG[77] um die für die Offshore-Windenergie „notwendige Hafeninfrastruktur“, die der Bundesrat am 17.05.2024 vorgeschlagen hat.[78] Denn auch diese erhebliche grundsätzliche Stärkung der (See-)Häfen für die Offshore-Windenergieentwicklung wäre – ungeachtet ihrer bisherigen Ablehnung durch die Bundesregierung – nur für die „dazu notwendige“ Infrastruktur vorgesehen.

6.3.3 Zumutbare Alternativen

Vorhabenträger und Planfeststellungsbehörde haben nach allgemeinen Anforderungen der von der Rechtsprechung entwickelten Abwägungsdogmatik die ernsthaft in Betracht kommenden Planungsvarianten in ihre Prüfung einzubeziehen, zu untersuchen und abzuwägen. Das gilt auch für die sog. „Null-Variante“[79] sowie für solche Varianten, die im Laufe des Verfahrens von dritter Seite vorgeschlagen werden.[80] Die Zulassung nach § 34 Abs. 3 BNatSchG erfordert außerdem spezifisch, dass die Verwirklichung des Plans oder Projekts durch zumutbare Alternativlösungen nicht möglich ist. Dies ist dann der Fall, wenn der mit dem Vorhaben unmittelbar verfolgte Zweck nicht an einem anderen Standort oder mit anderen verhältnismäßigen Mitteln erreicht werden kann. Mit anderen Worten: Lässt sich das Vorhaben an anderer Stelle mit geringerer Eingriffsintensität in die durch die FFH-

[75] „Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen sowie den dazugehörigen Nebenanlagen liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit. Bis die Stromerzeugung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist, sollen die erneuerbaren Energien als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden. (…)“

[76] „Die Errichtung von Wasserstoffleitungen liegt im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit.“

[77] „Die Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen liegt im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit.“ (12.08.2024)

[78] Siehe Fn. 63. Die Bundesregierung hat den Änderungsantrag des Bundesrates allerdings abgelehnt, vgl. Fn. 64.

[79] BVerwG, Urt. v. 10.04.1997 – 4 C 5/96 – NVwZ 1998, S. 508, Leitsatz 2 sowie S. 511.

[80] BVerwG, Urt. v. 11.10.2017 – 9 A 14/16 – NVwZ-Beilage 2018, S. 41, Rn. 134.

Richtlinie geschützten Rechtsgüter verwirklichen, ist von dieser Möglichkeit Gebrauch zu machen.

Die im Habitatschutzrecht erforderliche *Alternativenprüfung* hat dabei nach der Rechtsprechung des BVerwG eine andere Funktion als die Alternativenprüfung im Rahmen der fachplanerischen Abwägung. Sie begründet ein strikt zu beachtendes Vermeidungsgebot. Lässt sich das Vorhaben an anderer Stelle mit geringerer Eingriffsintensität in die durch die FFH-Richtlinie geschützten Rechtsgüter verwirklichen, ist von dieser Möglichkeit Gebrauch zu machen; ein Gestaltungsspielraum besteht insoweit nicht.[81] Neben derartigen Standortalternativen sind auch Ausführungsalternativen zu berücksichtigen, wobei die Planungsalternative nicht auf an anderes Projekt hinauslaufen darf.[82]

Es ist unseres Erachtens rechtlich nicht haltbar, die einzelnen von HTC / Sellhorn vorgeschlagenen Module insgesamt als ein Vorhaben zu definieren und für dieses Gesamtvorhaben nach zumutbaren Alternativen zu suchen. Denn die jeweiligen Module unterliegen nach unserer Einschätzung jeweils eigenständigen und unterschiedlichen fachplanungsrechtlichen oder einzelfallspezifischen Zulassungsanforderungen und können bzw. müssen nach den Vorgaben des Bundesverwaltungsgerichts[83] jeweils für sich genommen beantragt, zugelassen und realisiert werden.

Die Anforderungen an die Alternativenprüfung sind dabei je nach Modul unterschiedlich und abhängig von der jeweiligen Zulassungsanforderung sowie der Frage, ob und inwieweit insbesondere Erhaltungsziele von FFH- und Vogelschutzgebieten voraussichtlich erheblich beeinträchtigt werden. Dabei sind insbesondere auch Vermeidungs- und Minimierungsmaßnahmen einzubeziehen.

Vor dem Hintergrund der modularen Vorgehensweise ist es unseres Erachtens erforderlich, die Alternativenprüfung pro Modul und entsprechend den jeweiligen zulassungsrechtlichen Rahmenbedingungen durchzuführen.

Im Hinblick auf die nach den uns vorliegenden Informationen durch die großflächigen weserseitige Module des EnergyPort zu erwartenden erheblichen Beeinträchtigungen von Erhaltungszielen des FFH- und Vogelschutzrechts gelten die strengsten Anforderungen an die Alternativenprüfung hinsichtlich dieser Module.

Inwieweit Abstriche von einem Planungsziel hinzunehmen sind, hängt maßgebend von seinem Gewicht und dem Grad seiner Erreichbarkeit im jeweiligen Einzelfall ab. Nur gewichtige naturschutzexterne Gründe können unter Berücksichtigung des auch gemeinschaftsrechtlich verankerten Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit eine naturschutzfachlich weniger beeinträchtigende Alternative ausschließen, etwa wenn sie vom Vorhabenträger unverhältnismäßige Opfer, wozu auch wesentlich erhöhte Kosten zählen können,

[81] BVerwG, Urt. v. 17.05.2002 – 4 A 28/01 – Rn. 28.

[82] *Kerkmann/Schröter*, in: Kerkmann/Fellenberg (Hrsg.), Naturschutzrecht in der Praxis, 3. Aufl. 2021, § 9 Rn. 231 m.w.N.

[83] BVerwG, Urt. v. 19.02.2015 - 7 C 11.12 – Rn. 19, 22 ff.

abverlangt. Demgegenüber braucht sich ein Vorhabenträger nicht auf eine Alternativlösung verweisen zu lassen, wenn diese auf ein anderes Projekt hinausläuft, weil die vom Vorhabenträger in zulässiger Weise verfolgten Ziele nicht mehr verwirklicht werden könnten, oder auf eine Alternative, bei der sich die naturschutzrechtlichen Schutzvorschriften als ebenso wirksame Zulassungssperre erweisen wie an dem von ihm gewählten Standort oder der von ihm gewählten Ausgestaltung.[84]

6.3.4 Kohärenzsicherungsmaßnahmen

Nach den uns erteilten Informationen stehen für die durch die großflächigen weserseitigen Module des EnergyPort zu erwartenden erheblichen Beeinträchtigungen der Erhaltungsziele der dortigen Natura 2000-Gebiete nicht ausreichend Kohärenzflächen zur Verfügung. Es lägen bisher zwar Kompensationsansätze im Bereich der Kleinensieler Plate vor, allerdings seien diese auf ca. 8 ha beschränkt, wodurch der durch die Vorzugsvariante zu erwartende Funktionsverlust von rund 24,61 ha Wattflächen als Gastvogellebensraum nicht kompensiert werden könne.[85]

Für die weiteren Planungen des EnergyPort bedeute diese Mangelsituation, dass die Entwicklung eines neuen, tragfähigen Kompensationskonzeptes nicht möglich erscheine. Es möge zwar gelingen, für die Entwicklung von Ästuarlebensräumen allgemeiner Art noch geeignete Ansätze in einem doch recht großen Suchraum zu finden, für die Entwicklung von Brackwasserwatten im inneren Mündungstrichter der Weser, die zum Erhalt der Funktion als Gastvogellebensraum von herausragender Bedeutung sind, seien aber keine tragfähigen Kompensationsansätze erkennbar. Die Zulassungsfähigkeit der vom Fachgutachter betrachteten Vorzugsvariante könne aufgrund der absehbar unzureichenden Kompensation nicht in Aussicht gestellt werden.[86]

Damit besteht zurzeit und auf der Basis der uns vorliegenden fachgutachterlichen Einschätzung das sehr hohe Projektrisiko, dass zumindest die weserseitig vorgesehenen Module des EnergyPorts mit größeren Flächeninanspruchnahmen innerhalb der dortigen Natura 2000-Gebiete mangels hinreichender Kohärenzsicherungsmöglichkeiten nicht im Wege einer aufgrund der zu erwartenden erheblichen Beeinträchtigungen von Erhaltungszielen sehr wahrscheinlich erforderlich werdenden habitatschutzrechtlichen Ausnahme nach § 34 Abs. 3, 5 BNatSchG zugelassen werden können. Ob dies bei einer solitären Planung einer Jetty für verflüssigte Gase ebenfalls gilt, bedarf der planerischen Konkretisierung sowie der bisher nicht vorliegenden fachgutachterlichen und nachfolgend rechtlichen Bewertung.

[84] BVerwG, Urt. v. 06.11.2013 – 9 A 14/12 – NVwZ 2014, S. 714, Rn. 74.
[85] Fn. 72, S. 18 f..
[86] Fn. 72, S. 21.

6.4 Artenschutzrecht

Alle von HTC/Sellhorn entwickelten Module müssen mit den Anforderungen des Besonderen Artenschutzrechts in Einklang stehen; d.h. es dürfen (unter Berücksichtigung von Minderungs- und Vermeidungsmaßnahmen) keine artenschutzrechtlichen Zugriffsverbote im Sinne des § 44 BNatSchG verletzt werden. Hierzu bedarf es entsprechender fachgutachterlicher Einschätzungen auf einer gegenüber den Planungen zum OTB aktualisierten Datengrundlage.[87] Für den Fall, dass die Einhaltung der Vorgaben des § 44 BNatSchG im Einzelnen nicht gewährleistet werden kann, hängt die Zulassungsfähigkeit des jeweiligen Moduls davon ab, ob artenschutzrechtliche Ausnahme nach § 45 Abs. 7 BNatSchG erteilt werden kann.

In seiner Eilentscheidung zum Terminalbauwerk des OTB hatte das Oberverwaltungsgericht Bremen die gegen den Planfeststellungsbeschluss (PFB) gerichteten artenschutzrechtlichen Bedenken, die im dortigen Verfahren insbesondere mit Blick auf den Schweinswal vorgebracht worden waren, nicht vertieft behandelt bzw. unter Bezugnahme auf die im PFB vorgesehenen Schutzauflagen für den Schweinswal festgestellt, dass *„nicht erkennbar sei, weshalb diese Vorkehrungen dem Schutz des Schweinswal nicht hinreichend Rechnung tragen sollten.*“[88] Auch das Verwaltungsgericht Bremen konnte in der Hauptsacheentscheidung keinen Verstoß gegen artenschutzrechtliche Zugriffsverbote für den Schweinswal erkennen und hielt die Schutzvorkehrungen (insbesondere die Vergrämungsmaßnahmen) für ausreichend.[89]

Vor diesem Hintergrund ist u.E. davon auszugehen, dass die Anforderungen des Besonderen Artenschutzrechts jedenfalls mit Blick auf den Schweinswal (und unter der Prämisse, dass sich das Schweinswalvorkommen im betroffenen Bereich nicht grundlegend verändert hat) auch bei einer Realisierung der von HTC/Sellhorn entwickelten (weserseitigen) Module grundsätzlich eingehalten werden können.

Allerdings kann unseren Informationen zufolge davon ausgegangen werden, dass durch das Vorhaben artenschutzrechtliche Verbotstatbestände auch in Hinblick auf Rastvögel, wie den Säbelschnäbler, verwirklicht werden können, die sich unter Umständen nur durch (vorgezogene) Ausgleichsmaßnahmen vermeiden lassen, wenn bzw. weil Fortpflanzungs- und/oder Ruhestätten dieser Arten in Anspruch genommen werden.[90]

[87] Grundsätzlich sollten die Daten, auf die die fachgutachterliche Bewertung gestützt wird (insbesondere Kartierungen) zum Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung nicht älter als fünf Jahre als sein; älteres Material bedarf ggf. einer (fachgutachterlichen) Plausibilisierung, vgl. *Schütte/Gerbig* in: Schlacke (Hrsg.), GK-BNatSchG, 3. Aufl. 2024, § 44 Rn. 10 f.

[88] OVG Bremen, Beschl. v. 03.04.2017 – 1 B 126/16, UA, S. 42.

[89] VG Bremen, Urt. v. 07.02.2019 – 5 K 2621/15, UA , B.II, S. 21.

[90] bremenports, Fn. 72, S. 15.

6.4.1 (Vorgezogene) Ausgleichsmaßnahmen

Hinsichtlich der naturschutzfachlichen und tatsächlichen Umsetzbarkeit derartiger Ausgleichsmaßnahmen, die im Übrigen bereits zum Zeitpunkt der Eingriffshandlung wirksam sein müssen, ergeben sich (insbesondere mit Blick auf die Flächenverfügbarkeiten) nach unserem Dafürhalten und auf der Basis der uns erteilten Informationen[91] die gleichen Schwierigkeiten wie im Rahmen der ggf. aus habitatschutzrechtlichen Gründen erforderlichen Kohärenzsicherung (siehe oben 6.3.4).

Vor diesem Hintergrund besteht nach unserer Einschätzung zurzeit und auf der Basis der uns vorliegenden fachgutachterlichen Einschätzung mit Blick auf die artenschutzrechtlichen Anforderungen das Risiko, dass jedenfalls die weserseitig vorgesehenen Module des EnergyPorts, die mit negativen Auswirkungen auf das dortige Rastvogelvorkommen verbunden sind, nur zulassungsfähig sind, wenn eine artenschutzrechtliche Ausnahme nach § 45 Abs. 7 BNatSchG erteilt werden kann.

6.4.2 Ausnahmemöglichkeit: Zwingende Gründe des überwiegenden öffentlichen Interesses einschließlich solcher sozialer oder wirtschaftlicher Art / Alternativenprüfung

Auch eine Ausnahme nach § 45 Abs. 7 BNatSchG setzt (ähnlich wie die Abweichungsentscheidung nach § 34 Abs. 3 BNatSchG) voraus, dass für das Vorhaben in seiner jeweiligen modularen Gestaltung „zwingende Gründe des überwiegenden öffentlichen Interesses“ streiten (vgl. § 45 Abs. 7 Nr. 5 BNatSchG). Ungeachtet der (umstrittenen) Frage, ob dieser Rechtfertigungsgrund auch für Beeinträchtigungen europäischer Vogelarten greift, weil die Vogelschutz-RL einen derartigen Ausnahmegrund nicht kennt, stellen sich hinsichtlich der Rechtfertigungsmöglichkeiten bzw. der anzuführenden Gründe vergleichbare Fragen wie im Habitatschutzrecht (dazu oben 6.3.2.) und erscheint uns die Begründung desto schwerer je unkonkreter die tatsächliche Nutzung des EnergyPorts (in der jeweiligen modularen Ausgestaltung) in Antragsunterlagen für das jeweilige Modul definiert werden kann.

Mit Blick auf die im Rahmen des § 45 Abs. 7 BNatSchG ebenfalls anzustellende Alternativenprüfung gilt, dass diese vergleichbaren Grundsätzen unterliegt wie die Alternativenprüfung im Habitatschutzrecht.[92] Auch hier sind also für jedes der entwickelten Module Standort- und Ausgestaltungsvarianten in den Blick zu nehmen, ggf. gewisse Abstriche von Zielerreichungsgrad hinzunehmen und Alternativen nur bzw. erst dann unzumutbar, wenn sie (gemessen am jeweiligen Modul) auf ein anderes Vorhaben hinausliefen.

Insofern kann sich insbesondere für die großflächigen weserseitigen Module, die mit einer Beeinträchtigung von Rastvögeln infolge der Inanspruchnahme der jeweiligen Wattflächen einhergehen auch das Besondere Artenschutzrecht als Zulassungshindernis erweisen,

[91] Bremenports, Fn. 72, S. 15
[92] Vgl. BVerwG, Urt. v. 23.04.2014 – 9 A 25.12, Rn. 120.

weil infolge fehlender Kompensationsmöglichkeiten eine artenschutzrechtliche Ausnahme erforderlich wird, deren Erteilung nach aktuellem Kenntnisstand nicht gewiss ist. Ob dies bei einer solitären Planung einer Jetty für verflüssigte Basis ebenfalls gilt, bedarf der planerischen Konkretisierung sowie der fachgutachterlichen Bewertung.

6.5 Eingriffsregelung

Jedes der von HTC/Sellhorn entwickelten Module muss zudem der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung Rechnung tragen. Insofern sind vermeidbare Eingriffe in Natur und Landschaft zu unterlassen und unvermeidbare Eingriffe grundsätzlich durch Maßnahmen des Naturschutzes und der Landschaftspflege im Wege einer sog. Realkompensation auszugleichen (Ausgleichsmaßnahmen) oder zu ersetzen (Ersatzmaßnahmen).

Bei der Bewertung des Vorliegens eines Eingriffs / der Eingriffsintensität dürfte es dabei unseres Erachtens für den EnergyPort nicht möglich sein, auf die Daten / Gutachten der Planungen zum OTB zurückzugreifen und sind diesbezüglich für jedes Modul/jedes Zulassungsverfahren neue/aktualisierte bzw. plausibilisierte Unterlagen zu erstellen.

Nach den uns erteilten Informationen könnten zumindest die großflächigen weserseitigen Eingriffe nicht (vollständig) durch Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahme „real“ kompensiert werden, da eine Wiederherstellung beeinträchtigter Wattflächen naturschutzfachlich schwierig ist bzw. unter Umständen (in Abhängigkeit von der jeweiligen Flächeninanspruchnahme) u.U. keine geeigneten Flächen zur Verfügung stehen.[93] Insofern würde sich jedenfalls bezogen auf die weserseitigen Module in den jeweiligen Zulassungsverfahren die Frage stellen, ob die Interessen des jeweiligen Moduls den Belangen des Naturschutzes und der Landschaftspflege in einer bipolaren Abwägung vorgehen. (Nur) wenn dies der Fall ist, könnte der Eingriff durch eine Ersatzgeldzahlung kompensiert werden.

Bei dieser Abwägung kommt der Zulassungsbehörde eine fachliche Einschätzungsprärogative hinsichtlich der Ermittlung der Größenordnung des Ausgleichsdefizits und über Spielräume bei der Gewichtung und vergleichenden Bewertung der abzuwägenden Belange zu.[94] Dabei sind die verbleibenden Beeinträchtigungen nach der Rechtsprechung mit „besonderem Gewicht“ in die Abwägungsentscheidung einzustellen, wobei das „besondere“ Gewicht von den konkret verbleibenden Beeinträchtigungen abhängt. Da Vermeidungs- und Ersatzmaßnahmen in der Abwägungsentscheidung ebenfalls zu berücksichtigen sind, sind verbleibende Beeinträchtigungen in der Praxis oftmals von geringerer Bedeutung im Vergleich zu gegenläufigen „Projektbelangen“.[95]

Dies stellt sich u.E. jedoch ggf. anders dar, wenn – wie unseren Informationen zufolge jedenfalls mit Blick auf die mit den hier zunächst betrachteten großflächigen weserseitigen

[93] bremenports, Fn. 72, S. 12.
[94] Vgl. grundlegend BVerwG, Urt. v. 17.01.2007 – 9 C 1.06, Ls 3 und Rn. 24 f.
[95] *Kerkmann/Koch*, Naturschutzrechtliche Eingriffsregelung, in: Koch/Hofmann/Reese, Handbuch Umweltrecht, 6. Aufl. 2024, § 5 Rn. 59.

Eingriffe vorliegend[96] – unter Umständen keine bzw. keine ausreichenden Kompensationsmöglichkeiten für die Eingriffe ersichtlich sind. Denn dann sind die Naturschutzbelange „unabgeschwächt“ den Interessen an der Verwirklichung des Vorhabens gegenüberzustellen und ist jedenfalls nicht von vorneherein ausgeschlossen, dass eine gerichtliche Überprüfung zu dem (zugegebenermaßen erfahrungsgemäß eher seltenen) Ergebnis gelangen könnte, dass der Eingriff im konkreten Einzelfall unzulässig ist (§ 15 Abs. 5 BNatSchG). Die Frage nach der Zulässigkeit/dem Erfordernis einer Ersatzgeldzahlung würde sich dann nicht (mehr) stellen. Dies dürfte im Falle einer Angebotsplanung (erneut) umso eher gelten, je unkonkreter die Nutzungsoptionen sind und hängt zudem davon ab, ob Seehäfen de lege ferenda noch eine entsprechende Privilegierung/ein erhöhtes Gewicht (vergleichbar etwa mit § 2 EEG 2023) zukommt.

6.6 Gesetzlicher Biotopschutz

Da nach den uns erteilten Informationen zumindest die großflächigen weserseitigen Eingriffe nicht (vollständig) durch Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahme „real“ kompensiert werden können, weil eine Wiederherstellung beeinträchtigter Wattflächen naturschutzfachlich schwierig ist bzw. unter Umständen (in Abhängigkeit von der jeweiligen Flächeninanspruchnahme) nach gegenwärtigem Stand keine geeigneten Flächen zur Verfügung stehen,[97] kann die vom Fachgutachter beurteilte Vorzugsvariante nach naturschutzfachlicher Beurteilung auf Grund von Überbauung im Sinne des § 30 Abs. 2 S. 1 BNatSchG zu erwartende Zerstörung oder Beeinträchtigung von Brackwasserwasserwatt als gesetzlich geschütztem Biotop nicht durch eine Ausnahme nach § 30 Abs. 3 BNatSchG zugelassen werden. In Betracht kommt insoweit unseres Erachtens lediglich eine Befreiung nach § 67 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG, wenn dargelegt werden kann, dass die Zerstörung der Wattbereiche aus Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses, einschließlich solcher sozialer und wirtschaftlicher Art, notwendig ist, dargelegt werden kann. Insoweit ist es grundsätzlich denkbar, gesetzliche Privilegierungen, wie etwa durch § 2 EEG für Erneuerbare Energien (und ggf. zukünftigen Regelungen für Wasserstoffinfrastruktur), oder aber auch Klimaschutzbelange anzuführen. Ergänzend müsste unseres Erachtens belegt werden, dass das vorgesehene Vorhaben nur an der vorgesehenen Stelle durchgeführt werden kann.

6.7 Wasserrechtliche Bewirtschaftungsgebote

Im Hinblick auf sämtliche der von HTC/Sellhorn entwickelten Module ist zu prüfen, ob diese mit den wasserrechtlichen Bewirtschaftungsgeboten im Einklang stehen. Insoweit bedarf es jeweils einer fachgutachterlichen Einschätzung des jeweiligen Moduls.

[96] bremenports, Fn. 72, zusammenfassend S. 21.
[97] bremenports, Fn. 72, S. 12.

Im Planfeststellungsbeschluss zum Terminalbauwerk des OTB war der Verlust von ca. 45 ha Wattflächen für sich genommen von Seiten der Planfeststellungsbehörde vorsorglich als Verstoß gegen das Verschlechterungsverbot eingestuft, wobei der Verlust durch die Neuanlage von Wattflächen habe kompensiert werden können. Um rechtlichen Unsicherheiten im Hinblick auf *„die Zulässigkeit der gesamthaften Betrachtung“* zu begegnen, ging die Planfeststellungsbehörde gleichwohl *„vorsorglich davon aus, dass die genannten Verluste als Verschlechterungen der betroffenen Qualitätskomponenten und (…) des ganzen Wasserkörpers darstellen, die nur nach Maßgabe der Ausnahmeregelung des § 31 Abs. 2 WHG überwunden werden“* könnten.[98] Das Oberverwaltungsgericht Bremen hat in seiner Eilentscheidung zum Planfeststellungsbeschluss für das Terminalbauwerk des OTB vom 03.04.2017 die fachgutachterlichen Einschätzungen bestätigt,[99] hatte aber Zweifel daran, dass die Ausnahmevoraussetzungen des § 31 Abs. 2 WHG vorlagen – bei summarischer Prüfung ging das Gericht davon aus, dass dieselbe *„Fehlgewichtung der öffentlichen Belange“* wie im Rahmen der Abweichungsprüfung nach § 34 Abs. 3 BNatSchG im Hauptsacheverfahren keinen Bestand haben werde.[100] Entsprechend hat das Verwaltungsgericht Bremen im Hauptsacheverfahren dann auch einen Verstoß gegen die Vorgaben des Wasserrechts festgestellt, weil die nach § 31 Abs. 2 WHG zu treffende Ausnahmeentscheidung fehlerhaft sei und die bestehenden Unsicherheiten für das Erreichen der mit der Planung verfolgten Ziele nicht ausreichend berücksichtigt wurden.[101] Zudem sei das Gewicht der Verschlechterung in unzulässiger Weise relativiert worden.[102]

Insbesondere auch vor dem Hintergrund der Aussagen im Planfeststellungsbeschluss zum Terminalbauwerk des OTB können wir nicht ohne nähere technische Konkretisierung des jeweiligen Moduls beurteilen, ob Verstöße gegen das Verbesserungsgebot oder das Verschlechterungsverbot für Oberflächenwasserkörper oder das Grundwasser eintreten könnten. Denn zum einen sind die jeweiligen Module noch nicht planerisch detailliert ausgestaltet, sodass einerseits schon der beim OTB durch die Planfeststellungsbehörde vorsorglich angenommene Verstoß gegen das Verschlechterungsverbot nach unserer Einschätzung durch die jeweiligen wasserseitigen Module nach fachgutachterlicher Einschätzung gerade auch im Hinblick auf die Berücksichtigung der Auswirkungen auf den (sehr großen) Oberflächenwasserkörper, der zu betrachten ist, nicht zwingend eintreten muss. Andererseits können die beim OTB noch angeführten Kompensationsflächen zur Neuanlage von Wattflächen nach unserem Verständnis anders als beim OTB nicht für den EnergyPort genutzt werden.

Soweit Verstöße gegen wasserrechtliche Bewirtschaftungsverbote durch einzelne (wasserseitige) Module des EnergyPorts nach fachgutachterlicher Einschätzung eintreten

---

[98] Der Senator für Umwelt, Bau und Verkehr, Wasserrechtlicher Planfeststellungsbeschluss für den Neubau eines Offshore-Terminals in Bremerhaven, 30.11.2015, ZIff. B.IV.6.8.2.

[99] OVG Bremen, Beschl. v. 03.04.2017 – 1 B 126/16, UA, S. 36ff., 41, Ziff. 8.1.

[100] OVG Bremen, a.a.O.

[101] VG Bremen, Urt. v. 07.02.2019 – 5 K 2621/15, UA , B.IV, S. 48 ff.

[102] VG Bremen, a.a.O.

werden, sind für die Zulassungsfähigkeit des jeweiligen Moduls die Ausnahmevoraussetzungen des § 31 Abs. 2 WHG zu erfüllen. Danach liegt kein Verstoß vor, wenn

1. dies auf einer neuen Veränderung der physischen Gewässereigenschaften oder des Grundwasserstands beruht,

2. die Gründe für die Veränderung von übergeordnetem öffentlichem Interesse sind oder wenn der Nutzen der neuen Veränderung für die Gesundheit oder Sicherheit des Menschen oder für die nachhaltige Entwicklung größer ist als der Nutzen, den die Erreichung der Bewirtschaftungsziele für die Umwelt und die Allgemeinheit hat,

3. die Ziele, die mit der Veränderung des Gewässers verfolgt werden, nicht mit anderen geeigneten Maßnahmen erreicht werden können, die wesentlich geringere nachteilige Auswirkungen auf die Umwelt haben, technisch durchführbar und nicht mit unverhältnismäßig hohem Aufwand verbunden sind und

4. alle praktisch geeigneten Maßnahmen ergriffen werden, um die nachteiligen Auswirkungen auf den Gewässerzustand zu verringern.

Auch wenn das OVG Bremen in seiner Eilentscheidung ebenso wie das VG Bremen in der Hauptsacheentscheidung zum Terminalbauwerk des OTB im Hinblick auf die Anforderungen an das übergeordnete öffentliche Interesse nach § 31 Abs. 2 Ziff. 2 WHG auf die Gründe verwies, die von der Planfeststellungsbehörde für die Abweichungsprüfung nach § 34 Abs. 3 BNatSchG angeführt worden waren, sind die Anforderungen wegen der deutlich strenger formulierten Abweichungsvoraussetzungen im Habitatschutzrecht nicht gleichzusetzen. Denn als Gründe von übergeordnetem öffentlichem Interesse können nach Literatur und Rechtsprechung grundsätzlich alle Belange des Allgemeinwohls in die bipolare, innertatbestandliche Abwägungsentscheidung eingestellt werden – hierzu gehören neben genuin wasserwirtschaftlichen Belangen z.B. auch die Daseinsvorsorge im Übrigen – wie etwa die Energieversorgung oder der Klimaschutz – und auch gewerbliche Interessen von nicht unerheblicher volkswirtschaftlicher oder gesellschaftlicher Bedeutung.[103] Die Bezugnahme durch die Gerichte auf die für das Terminalbauwerk des OTB angeführten Belange im Rahmen der Abweichungsprüfung erklärt sich vornehmlich dadurch, dass die Richter die Schlüssigkeit der für das Vorhaben angeführten Begründung verneinten.

6.8 Klagerisiken

Vor dem Hintergrund der bisherigen Positionierung der Naturschutzverbände sowie der Erfahrungen aus dem OTB-Projekt schätzen wird die Verbandsklagerisiken als sehr hoch ein, wenn entweder Module der von HTC/Sellhorn erarbeiteten Vorzugslösung beantragt

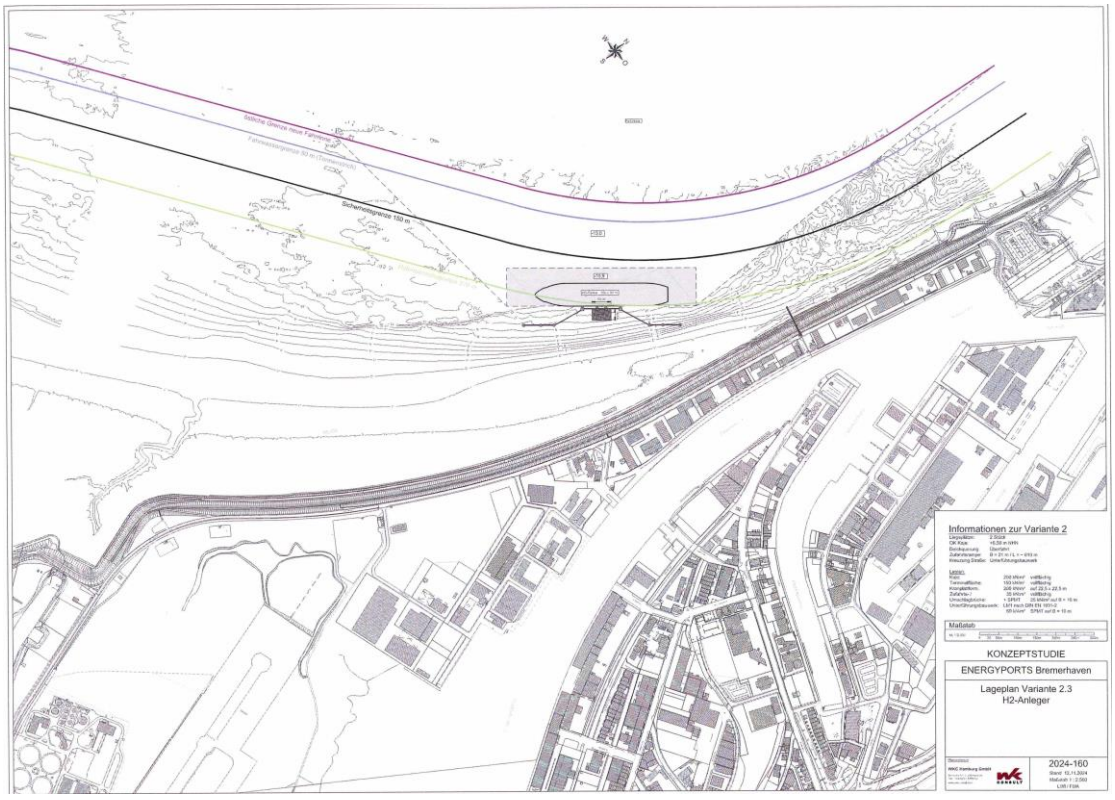
[103] Czychowski/*Reinhardt*, 13. Aufl. 2023, WHG § 31 Rn. 15, 15a m.w.N.; Landmann/Rohmer UmweltR/*Durner*, 103. EL März 2024, WHG § 31 Rn. 32-35; Sieder/Zeitler/Dahme/Knopp/*Knopp*, 58. EL August 2023, WHG § 31 Rn. 27.

werden, die in die weserseitigen Schutzgebiete eingreifen, oder wenn durch aus Naturschutzsicht unkritische Module die Verwirklichung aller Module vorweggenommen wird – dies wäre z.B. bei einer Planfeststellung in Abschnitten der Fall. Soweit keine hinreichenden Kompensations- und Kohärenzsicherungsmaßnahmen zur Verfügung stehen, sind die Erfolgsaussichten entsprechender Klagen unseres Erachtens sehr hoch.

Hinzu kommt das Risiko, dass auch bereits bestandskräftige Bauleitpläne im Wege der Inzidentkontrolle wegen des Bezugs zum OTB angegriffen und inzident im Rahmen einer Klage gegen die Entwicklung von Vorhaben im Bereich der Bebauungspläne 441 und 445 überprüft werden könnten. Ob Naturschutzverbände oder Dritte ihre beschränkten Kapazitäten in entsprechenden Verfahren einbringen werden, hängt unseres Erachtens von den konkret verfolgten Vorhaben ab. Zu den Erfolgsaussichten lassen sich gegenwärtig keine Prognosen ausstellen.

7 Konzeptstudie H2-Anleger

Am 11.12.2024 wurden uns von bremenports Überlegungen für einen separaten H2-Anleger zeichnerisch vorgestellt:



Die Zeichnung weist nach unserem insoweit laienhaften technischen Verständnis eine für einen Anleger für verflüssigte Gase typische Struktur aus. Insoweit gehen wir davon aus, dass im Wesentlichen eine Struktur aus Anleger- und Festmacherdalben notwendig ist, die punktuell in den Boden gerammt werden. Nicht erkennbar ist, wie die Anbindung der Anlegerstruktur an Land erfolgen soll – hier könnte neben einer festen Brücke ggf. auch die Nutzung eines sog. „Jettyless System“ in Betracht kommen, wie es in Wilhelmshaven für den zweiten dort vorgesehenen Anleger beantragt und genehmigt wurde (siehe unsere E-Mail an bremenports vom 12.12.2024).

In einem nachfolgenden Telefonat wurden wir von bremenports informiert, dass nach einer ersten naturschutzfachlichen Einschätzung keine von vornherein unüberwindlichen Eingriffe oder Kompensationsbedarfe gesehen werden. Auch wenn diese Aussage nach einer weiter konkretisierten technischen Planung zu überprüfen sein wird, gelten insoweit die in den vorstehenden Kapiteln im Hinblick auf eine separate Jetty getätigten Aussagen. Es erscheint uns vor diesem Hintergrund zumindest nicht ausgeschlossen, dass ein separater

H2-Anleger so geplant und beantragt werden kann, dass insbesondere den Anforderungen des Artenschutz-, des Habitatschutz- sowie des Wasserrechtes Genüge getan wird. Im Übrigen könnten Gesetzesnovellierungen zur weiteren Förderung der Wasserstoffinfrastruktur dazu führen, dass sich die Belange des Vorhabens gegenüber widerstreitenden Interessen in Zukunft leichter durchsetzen lassen (siehe dazu Kapitel 5.8).

8 Anlagen

> Bremenports, EnergyPort, Beurteilung der Vorzugsvariante unter dem Blickwinkel der Eingriffstiefe und der sich daraus ergebenden Kompensationsbedarfe, 02.12.2024
> Freie Hansestadt Bremen, SWHT/3, Vermerk zur Planung des EnergyPortes Bremerhaven, 07.07.2023
> „Verbändevereinbarung“ zwischen FBG und GNUU et al. vom 10.07.2015 (nur mit Anlage 8)

Tesch LANDSCHAFTS- UND UMWELTPLANUNG
Mahlstedtstraße 45 | 28759 Bremen
Telefon 0421 63 64 778
info@planung-tesch.de
www.planung-tesch.de

Dr.-Ing. Andreas Tesch
22. Januar 2025

Gutachterliche Einschätzungen zu den Kompensationsbedarfen und Kompensationsmöglichkeiten für das Projekt „EnergyPorts“ (Vorzugsvariante)

Stellungnahme im Auftrag von bremenports GMBH & Co. KG, Abt. Umweltplanung

Inhalt

1 Veranlassung und fachlicher Hintergrund 2
2 Naturschutzfachliche Problemfelder und Fragestellungen 4
2.1 Schutzstatus und Biotopbewertung im Plangebiet 4
2.2 Eingriffswirkungen und Kompensationsumfang 6
2.3 Voraussetzungen für adäquate Kompensationsmaßnahmen 11
2.4 Eignung und Verfügbarkeit der Kompensationsflächen aus dem OTB-Verfahren 13
2.5 Alternative Kompensationsflächen im Weserästuar 15
2.6 Kompensationsflächen im Binnenland (limnische Fließgewässer / Flussmarsch) 16
3 Zusammenfassung 17
4 Folgerungen für Projektalternativen 19
5 Zitierte Quellen 20

Anlagen

1 Veranlassung und fachlicher Hintergrund

Die für die Entwicklung der Bremischen Häfen zuständigen Institutionen sind damit beauftragt, zu untersuchen, wie das Infrastrukturangebot in Bremerhaven an die erwartete Nachfrage für zukunftsorientierte Nutzungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Offshore-Windkomponenten, dem Bau von Konverterplattformen, dem Import von Wasserstoff oder von Komponenten für die Wasserstoffwirtschaft entwickelt werden kann. Für das Projekt „EnergyPorts“ wurden in aktuellen Machbarkeitsstudien unterschiedliche „Module“ für verschiedenen Hafenbereiche in Bremerhaven entwickelt, vor allem mit Anbindung an die entwicklungsfähigen Industrieareale mit Bereich des Fischereihafens. Ein Planungskonzept (WK Consult 2024) greift den Standort des geplanten Offshore-Terminals Bremerhaven (OTB) im Blexer Bogen auf, dessen Zulassung gerichtlich aufgehoben wurde. In einer gegenüber dem OTB flächenmäßig reduzierten Form soll dort im Außendeichsbereich ein von Dämmen gesichertes neues Hafenareal von rd. 21 ha Größe aufgespült werden, dass mit einer 500 m lange Kaje mit Anbindung an die Weser-Fahrrinne abschließt („EnergyPorts“ Vorzugsvariante, Stand Mitte November 2024). Das Plangebiet für die Vorzugsvariante liegt, wie der nicht realisierte OTB, an der Nordspitze des Naturschutzgebiet (NSG) „Luneplate“. Die Luneplate wurde 2015 im Rahmen des europäischen ökologischen Netzes „Natura 2000“ als Vogelschutzgebiet (Gebiet DE 2417-401 „Luneplate“) und als ein Teil des FFH-Gebietes DE 2417-370 „Weser bei Bremerhaven“ unter Schutz gestellt (NSG-VO § 1 Abs. 2).

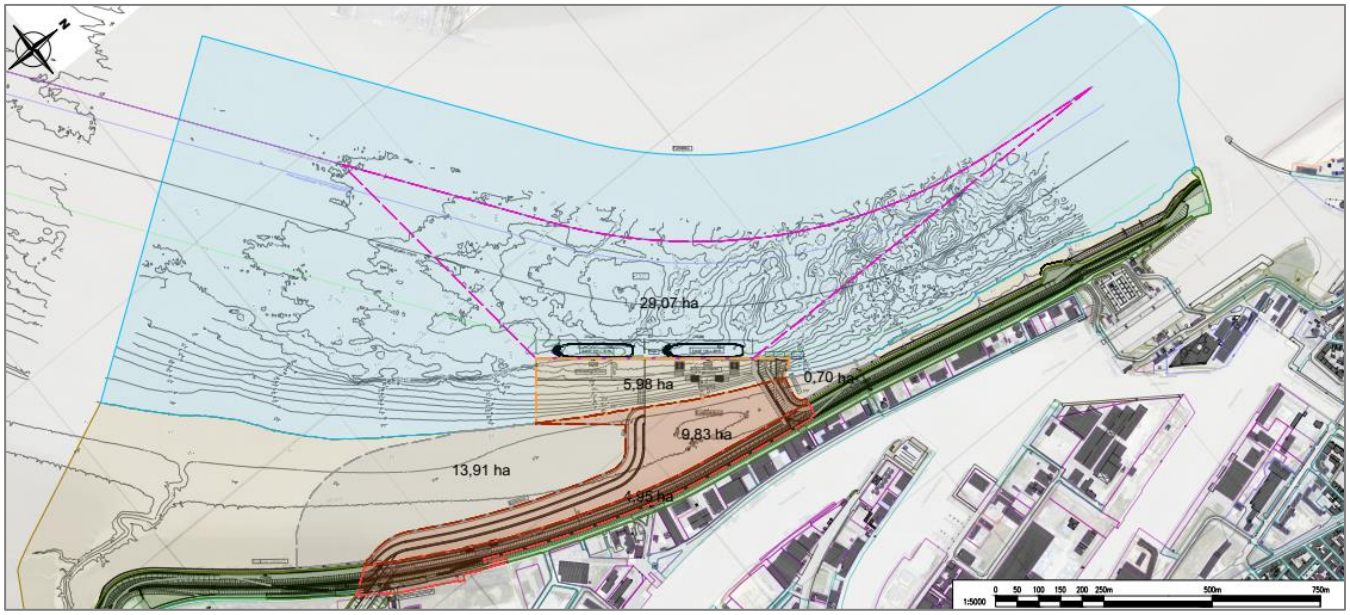
Die Realisierung der geplanten Hafenanlage im Blexer Bogen ist unstrittig mit unvermeidlichen erheblichen Eingriffen in diesen gesetzlich streng geschützten Teil des Weserästuars verbunden und erzeugt damit einen entsprechend umfangreichen Kompensationsbedarf (§ 15 BNatSchG). Die für die Eingriffsermittlung und -bewertung und die notwendigen Genehmigungsverfahren erforderliche Grundlagenermittlung (u.a. biologische Kartierungen) und die darauf aufbauenden Fachgutachten (Umweltverträglichkeitsprüfung, FFH-Verträglichkeitsprüfung, Artenschutzprüfung, Landschaftspflegerischer Begleitplan u.a.) liegen in dem frühen Planungsstadium des „EnergyPorts“ noch nicht vor. Die Umweltabteilung von bremenports wurde daher gebeten, kurzfristig auf Grundlage der derzeit verfügbaren Daten eine Stellungnahme zur Beurteilung der Vorzugsvariante im Hinblick auf die zu erwartende Eingriffsintensität und die sich daraus ergebenden Kompensationsbedarfe zu erstellen (s.a. Abbildung 1, aktualisiert). Dies dient auch der frühzeitigen Klärung, ob eine Genehmigungsfähigkeit des Vorhabens überhaupt in Aussicht gestellt werden kann. Das Dokument mit dem Stand 02.12.2024 wurde federführend von Ulrich Kraus bearbeitet, der bei bremenports auch maßgeblich für das OTB-Projekt verantwortlich war. In der Ausarbeitung wird auch geprüft, ob das OTB-Kompensationskonzept aus den Jahren 2013-2015 noch für das neue Hafenprojekt anwendbar ist und in welchem Umfang die damals gefundenen Kompensationsflächen und -maßnahmen noch realisierbar sind.

Parallel wurde die Kanzlei BBG und Partner von bremenports mit der Erstellung einer öffentlich-rechtliche Machbarkeitsstudie zum EnergyPort Bremerhaven beauftragt (Schütte & Gerbig 2024). Darin werden der rechtliche Rahmen und die materiellrechtlichen Anforderungen unter besonderer Berücksichtigung des Standortes der Vorzugsvariante in einem Natura 2000-Schutzgebiet dargestellt und es wird überprüft, ob die Voraussetzungen für eine Zulässigkeit des Hafenprojektes geben sind.

Als weitere externe Unterstützung wurde der Verfasser Anfang Dezember 2024 von bremenports gebeten, ebenfalls eine gutachterliche Einschätzung zu den mit der Vorzugsvariante „EnergyPorts“ verbundenen naturschutzfachlichen Fragen und den sich daraus ergebenden Implikationen für die Genehmigungsfähigkeit vorzunehmen. Das vorliegende Kurzgutachten baut auf den von bremenports vorgelegten Projektskizzen und der gemeinsam daraus abgeleiteten überschlägigen Flächenbilanzierung auf (s. Anlage 1 im Anhang: Biotoptypen und Eingriffsflächen). Die Ausarbeitung richtet sich an die Hafenplaner und politischen Entscheidungsträger und ersetzt keinesfalls die o.g. Bestandserfassungen und Fachgutachten für die ggf. erforderlichen Genehmigungsverfahren.

Hintergrund der Beauftragung des Verfassers sind die langjährigen Erfahrungen des Büros mit Naturschutz- und Renaturierungsprojekten im Weserästuar und der Wesermarsch, u.a. aus der Befassung mit dem OTB-Projekt (Gesamtbilanzierung Kompensation, Maßnahmenplanung Kleinensieler Plate), der Erstellung des Integrierten Pflegeplans für das NSG Luneplate (Tesch & Küfog 2014), der Evaluation der Kompensationsmaßnahmen CT III / CT IIIa / CT IV und der Planung und Realisierung von vielfältigen Tide- und Auenbiotopen an Weser und Elbe (Buhnenfelder Weddewarden, Kompensationsflächen Drepteniederung; Elbinsel Pagensand, Wedeler Au).

Abbildung 1: EnergyPort - Biotopgruppen und Eingriffsbereiche (verkleinerte Darstellung, s. Anlage 1)



Legende:

Biotopgruppen

- aquatische Biotope
- semi-aquatische Biotope
- terrestrische Biotope

in Anspruch genommene Flächen

- durch Terminal überbaute Land- / Deichfläche (4,95 ha)
- durch Terminal überbaute Wattfläche (9,83 ha)
- durch Terminal überbaute Wasserfläche (5,98 ha)
- durch Zufahrtsbereich genutze Zufahrts- und Liegefläche (29,07 ha)
- Randzone mit indirekter Beeinträchtigung (14,61 ha)

Projekt:	ENERGYPORTS Bremerhaven		
	Datum	Name	Maßstab:
Entworfen			
Bearbeitet			Biotopgruppen und Eingriffsbereiche
Geprüft			1:5.000
bremenports Bremen Bremerhaven GmbH & Co. KG			
Abteilung: Umweltplanung	Kartengrundlage (Quelle):	WKC Hamburg GmbH	

2 Naturschutzfachliche Problemfelder und Fragestellungen

Die gutachterliche Einschätzung greift in Kap. 2 sechs naturschutzfachliche Themenfelder auf und behandelt in der gebotenen Kürze die hiermit verbundenen entscheidungserheblichen Fragestellungen.

2.1 Schutzstatus und Biotopbewertung im Plangebiet

Woraus ergibt sich der hohe Schutzstatus des Plangebietes im Blexer Bogen?

Die von den Gezeiten beeinflussten Flussmündungen (Tideästuarien) unterliegen an den norddeutschen Küsten seit über 100 Jahren einer starken anthropogen Überprägung durch die Ausdehnung von Hafen- und Industrieanlagen, Landgewinnungsmaßnahmen und den Ausbau der Flüsse zu Großschifffahrtsstraßen. Untersuchungen zur Entwicklung des Biotopbestands zeigen vor allem starke Rückgänge von Flachwasserzonen (Fahrrinnenvertiefung, Zunahme Tidenhub), von vegetationsfreien Wattflächen und (lokal) von Tide-Röhrichten.

Zum Schutz der ästuarinen Lebensräume mit dem Status als FFH-Lebensraumtypen sowie der FFH-relevanten Wanderfische und der hier vorkommenden Brut- und Gastvogelarten wurden die Außendeichsbereiche an der Unter- und Außenweser mittlerweile nahezu flächendeckend zu Natura 2000-Schutzgebieten erklärt und gesichert. Einen Überblick über die wesentlichen Schutzgebiete (FFH, VSG, NSG) gibt eine Karte in Anlage 8.

Im Gegensatz zum vollständig überbauten Westufer (Nordenham) ist das Vorland auf der Ostseite im Übergangsbereich zwischen Unter- und Außenweser nahezu frei von Uferverbau. Die hier ausgebildeten Biotopkomplexe werden in ihrem Artenbestand zudem durch die Lage in der räumlich auf den inneren Mündungstrichter begrenzten oligohalinen Brackwasserzone des Ästuars geprägt. Das im Blexer Bogen und damit auch im Plangebiet Projektes „EnergyPorts“ ausgebildete Weserwatt liegt in der Trübungszone des Ästuars. Es ist an der Unterweser mit einer Größe von rund 166 ha und bis zu 500 m Breite das größte verbliebene Brackwasserwatt ohne Vegetation höherer Pflanzen (Biotopcode KBO) (s.a. Anlage 2). Das strömungsberuhigte, nährstoffreiche Schlickwatt bietet in der Niedrigwasserphase zahlreichen Wat- und Wasservogelarten eine ergiebige Nahrungsquelle. Der Biotoptyp ist nach § 30 BNatSchG gesetzlich geschützt (Wattfläche im Küstenbereich) und entspricht den FFH-Lebensraumtypen (LRT) 1140 Vegetationsfreies Schlick,- Sand- und Mischwatt sowie dem LRT 1130 Ästuarien, der einen Komplex aus verschiedenen Biotoptypen des naturnahen Vorlandes umfasst. Aufgrund der hohen Bedeutung des Weserwatts für EU-rechtlich zu schützende Vogelarten wurde auch der relativ schmale Nordbereich im „Flaschenhals“ des Mündungstrichters in das Vogelschutzgebiet (VSG) Luneplate integriert. Hier bestehen zudem intensive Wechselbeziehungen mit einem bedeutenden Hochwasserrastplatz vor dem Blexer Groden und den Wattflächen der Blexer Plate als Nahrungsflächen (Nationalpark Niedersächsisches Wattenmeer). Als Leitart ist hier die Population des Säbelschnäblers als Gastvogelart hervorzuheben (s.a. Anlagen 5 / 6). Eine zusammenfassende Bewertung des Weserwatts aus dem IPMP für das NSG Luneplate (Tesch & Küfog 2014) ist als Anlage 7 beigefügt.

Die Wattflächen sind zudem aufgrund ihrer Ökosystemdienstleistungen für das Ästuar von großer Bedeutung, so tragen sie als nährstoffreiche, biologisch hochaktive Sedimentationsflächen zur Gewässerreinigung bei und bilden einen hydraulisch wichtigen Retentionsraum.

An die tiderhythmisch trockenfallenden Wattfläche (Eulitoral) schließt sich bis zur vertieften Fahrrinne eine dauerhaft wasserbedeckte Flachwasserzone an (Sublitoral, Biotoptyp KFM Mäßig ausgebauter Flussabschnitt der Brackwasser-Ästuare; s.a. Grafik im Anlage 4). Die Böden der nicht durch Unterhaltungsbaggerungen beeinflussten Flachwasserzone werden in hoher Dichte von brackwassertoleranten Wirbellosen besiedelt (Makrozoobenthos / Epibenthos), die u.a. der Fischfauna als Nahrungsgrundlage dienen. Als Schutzzweck für diesen Teil des LRT 1130 nennt die NSG-VO (§ 3 Abs. 3 Nr. 1) den Erhalt als Wanderstrecke, Aufwuchsgebiet und Raum zur Anpassung an den Wechsel zwischen Salz- und Süßwasser (Adaptationsraum) der gemäß Anhang II der FFH-RL geschützten Arten

Finte, Meer- und Flussneunauge (Arten des Standarddatenbogens) sowie weiterer diadromer Fisch- und Rundmaularten.

Gemäß § 4 der NSG-VO sind insbesondere alle Handlungen verboten, die dem Schutzzweck zuwiderlaufen, die Natur schädigen oder das Landschaftsbild verunstalten. Hierzu gehören auch die Errichtung baulicher Einrichtungen aller Art sowie jegliche Abgrabungen oder Aufschüttungen.

Wie ist der Erhaltungszustand der vom Vorhaben betroffenen Biotope und Populationen?

Ziel der Schutzgebietsausweisung ist die Wahrung oder Wiederherstellung eines günstigen Erhaltungszustands (EHZ) der wertgebenden Lebensraumtypen und Arten. In dem für Natura 2000-Gebiete verbindlich aufzustellenden Bewirtschaftungsplan (hier: Integrierter Pflege- und Managementplan IPMP, Tesch & Küfog 2014) erfolgte eine dreistufige Gesamtbeurteilung des Wertes des FFH-Gebietes (A / B / C) für die Erhaltung der FFH-LRT sowie der FFH-Arten und es werden die erforderlichen Maßnahmen festgesetzt. Für die niedersächsischen Schutzgebiete im Bereich der Unterweser liegt seit 2023 ein im Auftrag der Landkreise Cuxhaven, Osterholz und Wesermarsch erstellter Natura 2000-Managementplan vor (GN & PIN-K 2023: Managementplan „Tideweser“).

Anhand der für die Lebensraumtypen vorgegebenen Kriterien (Repräsentativität, relative Fläche, Erhaltungsgrad) wurde der Gesamt-EHZ der Brackwasserwatten (LRT 1140) im IPMP für die Luneplate mit B (gut) bewertet; maßgeblich ist die hohe Repräsentativität der relativ naturnahen Wattbereiche vor Bremerhaven. Auch für das Tideästuar insgesamt (LRT 1130) wurde der „Schutzwert“ innerhalb des NSG sowie im gesamten FFH-Gebiet „Weser bei Bremerhaven“ mit B (gut) konstatiert. Das für die ökologische Ausprägung relevantere Teilkriterium des Erhaltungsgrades der Struktur und Funktion des LRT und seiner Wiederherstellungsmöglichkeiten wurde im Standarddatenbogen mit C bewertet, kann aber gemäß der detaillierten Bewertung des IPMP von 2014 auf B erhöht werden. Im Standarddatenbogen für das angrenzende Nds. FFH-Gebiet Unterweser wurde der LRT hinsichtlich des Erhaltungsgrades und des Gesamtwertes nur mit C (mittel / signifikant) bewertet (Aufwertungsbedarf; s.a. Integrierter Bewirtschaftungsplan Weser (IBP) NLWKN & SUBV 2011a-c).

Die Beurteilung des FFH-Gebietes „Weser bei Bremerhaven“ für den Schutz der Anhang II-Arten Meer- und Flussneunauge sowie Finte erfolgte im Standarddatenbogen mit B (gut), was vor allem durch das Teilkriterium „Population“ bedingt ist. Neben der für die Neunaugen relevanten Transitfunktion, fungiert das Ästuar auch als Reproduktions-, Aufwuchs- und Nahrungsareal. Der Erhaltungsgrad der wichtigen Habitatelemente wurden allerdings mit C bewertet (durchschnittlicher bzw. teilweise beeinträchtigter Zustand).

Mit dem vierten Nationalen Bericht (Berichtsperiode 2013 - 2018) gemäß Art. 17 FFH-Richtlinie wurde 2019 zum dritten Mal ein umfassender Bericht über den Erhaltungszustand aller Lebensraumtypen und Arten der FFH-Richtlinie vorgelegt (Hrsg. Bundesamt für Naturschutz; für NDS. s. a. NLWKN 2023). Hierfür wurden die Ergebnisse des bundesweiten standardisierten FFH-Monitorings ausgewertet. Die Bewertung des Erhaltungszustands für die biogeografischen Regionen erfolgt hier mit den Abstufungen: FV = günstig (favourable); U1 = ungünstig-unzureichend (unfavourable-inadequate); U2 = ungünstig-schlecht (unfavourable-bad). Für den LRT 1140 (Vegetationsfreies Schlick-, Sand- und Mischwatt) wird der Gesamt-EHZ wie auch das Teilkriterium zu den spezifischen Strukturen und Funktionen mit FV bewertet (keine Veränderung). Der Komplex-LRT 1130 (Ästuarien) musste demgegenüber wiederholt der Stufe U2 zugeordnet werden. In einer Auswertung für Niedersachsen hebt das NLWKN (2023 S. 142) hervor, dass grundlegende Maßnahmen zur Verbesserung der Qualitäten im Sub- und Eulitoral derzeit nicht möglich sein, ein weiterer Rückgang von Flachwasserzonen und Wattflächen mit Röhrichten aber zu vermeiden ist (s.a. GN & PINK 2023).

Der lokalen und überregionalen Bewertung des Erhaltungszustands der FFH-LRT und Arten kommt eine hohe Bedeutung für das Erfordernis entsprechender Maßnahmen zum Schutz oder zur Wiederherstellung eines guten ökologischen Zustands und der Kohärenz des Natura 2000-Netzes zu und unterliegt durch die regelmäßigen Berichtspflichten auch der Kontrolle durch die EU. Aufgrund des

ungünstigen EHZ des Tideästuare in Norddeutschland besteht Handlungsbedarf für Verbesserungsmaßnahmen. Der günstige Erhaltungszustand der Wattflächen darf nicht verschlechtert werden.

2.2 Eingriffswirkungen und Kompensationsumfang

Welche Eingriffswirkungen sind absehbar und vorrangig zu kompensieren?

Auf der Ebene einer Machbarkeitsstudie können nur die aus dem Plan der Vorzugsvariante des EnergyPorts ersichtlichen Bauwerke berücksichtigt werden (Überbauung / Versieglung), sowie Annahmen zu ausgewählten anlage- und betriebsbedingten Störwirkungen im Umfeld (randliche Wirkzone) gemacht werden, die die Prognosen aus dem OTB-Verfahren berücksichtigen (ausführlich s. z.B. Küfog 2014). Weitere Auswirkungen, die im Zusammenhang mit den notwendigen Baggerarbeiten (Entnahme, Verklappung) und der Gewinnung von Spülsand stehen, werden hier nachfolgend nicht berücksichtigt, sind aber wesentliche Aspekte für die UVP und den Landschaftspflegerischen Begleitplan (LBP) (abwägungsrelevant). Ansätze für Vermeidungs- und Minimierungsmaßnahmen die zu einer wesentlichen Verringerung des Eingriffsumfangs führen könnten sind aufgrund des erforderlichen Flächenbedarfs und der notwendigen Flächenversiegelung nicht ersichtlich.

Eine Übersicht der eingriffsrelevante Flächen zeigt die mit bremenports (Abt. Umweltplanung) abgestimmte Karte „Biotopgruppen und Eingriffsbereiche“ (s. Abbildung 1 / Anlage 1) und die nachfolgende Tabelle 1. Die betroffenen Biotoptypen können zunächst nur summarisch behandelt werden und werden dazu drei Kategorien zugeordnet:

- Wasserflächen (aquatische Biotope, hier: Sublitoral – Flachwasserzone, unterhalb -2 m NHN)
- Wattflächen / Eulitoral (semi-aquatische Biotope) und
- Terrestrische Biotope (hier Deich/Wälle, Wege etc.).

Im Hinblick auf die Habitatfunktion der Wattflächen ist in dem Vogelschutzgebiet weiterhin die Störempfindlichkeit der Gastvögel von maßgeblicher Bedeutung, da hier einige Wat- und Entenvögel in bedeutenden Zahlen auftreten (nationale/internationale Bedeutung; Nahrungssuche, Ruhestätte, Mauser u.a. des Säbelschnäblers). Für den Bereich der semi-aquatischen Biotope wird analog zum OTB vorsorglich eine randliche Störzone von 200 m angesetzt.

Tabelle 1: Bilanzierung der Eingriffsfläche (Vorzugsvariante EnergyPort) – Biotopfunktion

Quelle: bremenports Abt. Umweltplanung 12.2024 (verändert)

Typisierung Eingriffsflächen	Flächengröße	Veränderung Biotopflächen gegenüber Vorzustand		
		aquatische Biotope	semi-aquatische Biotope	terrestrische Biotope
Terminalfläche (inkl. Umschlagsbrücken, Süddamm / Spundwände / Wege etc.)	20,76 ha versiegelte Fläche	-5,98 ha	-9,83 ha	-4,95 ha
Zufahrtsbereich (Liegewanne, Baggerbereich, Ersatzreede)*	29,07 ha	-6,5 ha aus OTB übernommen		
Randzone (indirekte Beeinträchtigungen, 200 m)	13,91 + 0,70 ha		-14,61 ha	
Summen	64,44	-41,87		

* mit Berücksichtigung Fahrrinnenanpassung der Weser (WAP)

Die versiegelte Fläche beträgt damit knapp 21 ha, die direkt beeinträchtigten Flächen in der Flachwasserzone und der Wattfläche liegt bei knapp 16 ha. Die direkte Flächeninanspruchnahme ist damit geringer als für den OTB, wo die überbauten und weitgehend versiegelten Flachwasser- und Wattbereiche 25,5 ha umfassten. Die indirekt beeinträchtigte Randzone im angrenzenden Wattflächen ist beim EnergyPort aufgrund des langgestreckten Zufahrtsbereichs parallel zum Deich mit 14,61 ha höher als beim OTB (8,7 ha). Die durch die Vorzugsvariante beeinträchtigte Fläche beträgt damit überschlägig mindestens knapp **42 ha** (OTB knapp 47 ha, ebenfalls unter Berücksichtigung der geplanten Fahrrinnenanpassung).

Im nördlichen Weserwatt gehen insgesamt rund 25 ha Wattflächen verloren, die von Wat- und Wasservogelarten in großer Anzahl zur Nahrungssuche in der Niedrigwasserphase aufgesucht werden und auf diese Flächen in der Nähe zu den wichtigen Hochwasserrastplätzen im angrenzenden Nationalpark Wattenmeer angewiesen sind; dies gilt insbesondere in der Mauserzeit für den dann eingeschränkt flugfähigen Säbelschnäbler. Die südlich angrenzenden Flächen des Weserwatt können diese Funktion nach den im Rahmen des OTB-Projektes erstellten gutachterlichen Prognosen nicht mehr auffangen, so dass die Kohärenz des Natura 2000-Gebietes nicht mehr gegeben wäre.

Keine Aussagen sind derzeit zur Prognose von indirekten Standortveränderungen und Beeinträchtigungen der Lebensraumfunktionen im Umfeld der geplanten Hafenanlage möglich. Wesentliche Wirkfaktoren können hier die zu erwartenden Wellenreflexionen an den Bauwerken sein, wie auch eine erhöhte Aufschlickungstendenz in stärker strömungsberuhigten Bereichen. Hier wäre als Beurteilungsgrundlage zunächst eine entsprechende hydraulische Modellierung zu erstellen.

Im weiteren beschränken sich damit die Einschätzungen zu Art und Umfang der erforderlichen Kompensationsmaßnahmen auf die Wirkfaktoren direkter Flächenverlust, Beeinträchtigungen im Zufahrtsbereich (Sublitoral) und Störung der relevanten Gastvogelarten im Eulitoral. Zusammenfassend kann damit von folgenden kompensationsbedürftigen Eingriffswirkungen durch die Vorzugsvariante ausgegangen werden (Mindestumfang):

- Verlust von rund 10 ha Brackwasserwatt (Biotopcode KBO) durch Überbauung
- Verlust rund 6 ha Flachwasser (naturnahes Sublitoral im Brackwasser-Ästuar KFN) durch Überbauung
- Überbauung von ca. 5 ha Landflächen (Deich u.a. anthropogene Strukturen)
- Beeinträchtigungen von Flachwasserzonen außerhalb der Fahrrinne durch Unterhaltungsbaggerungen im Zufahrtsbereich (von OTB übernommen: ca. 6,5 ha)
- Weitgehender Funktionsverlust für bestimmte Wat- und Wasservögel im direkten Umfeld bis 200 m (zusätzlich ca. 15 ha)

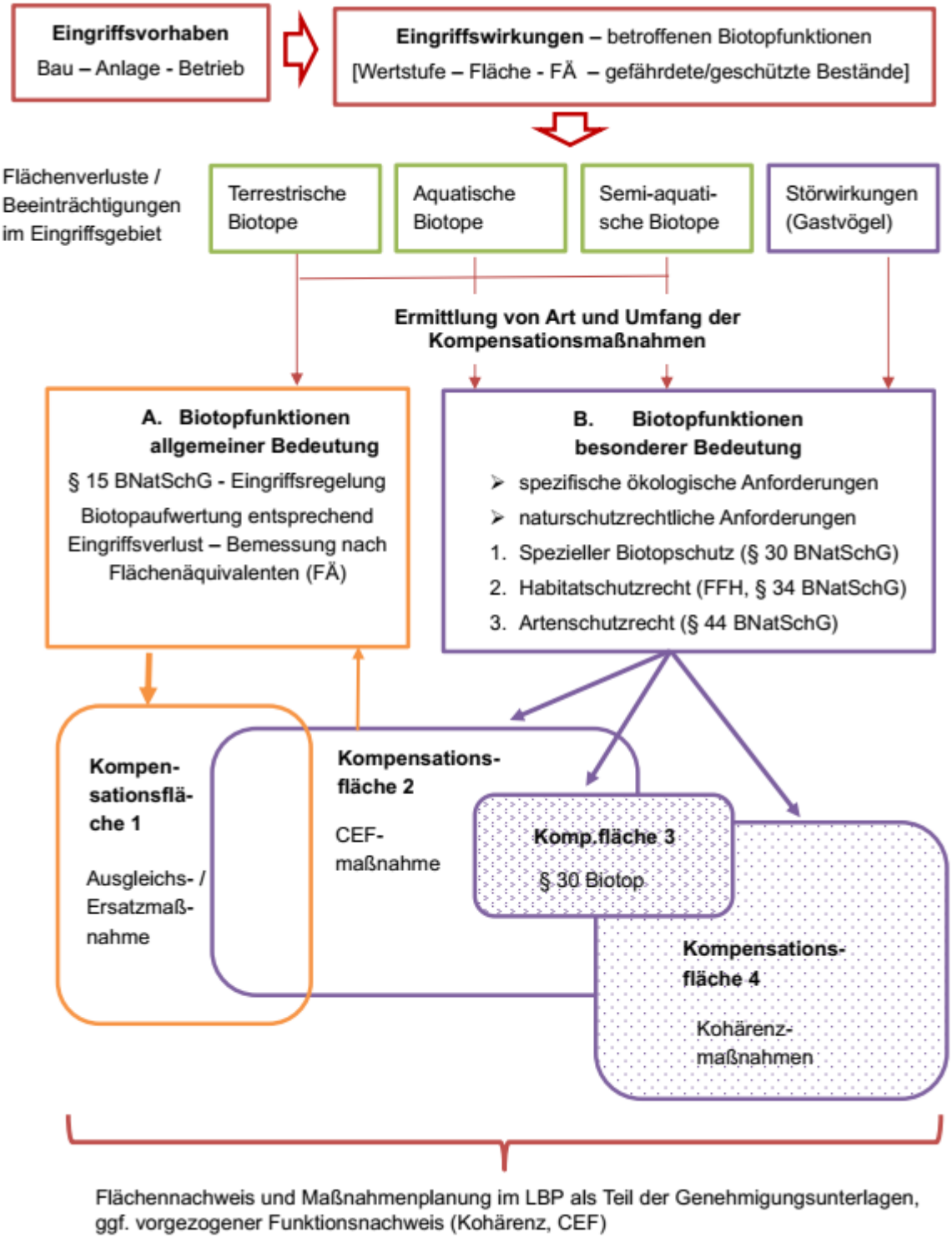
Welche naturschutzrechtlichen Kompensationsanforderungen sind zwingend zu berücksichtigten?

Nach der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung (§ 15 BNatSchG) ist ein Vorhabenträger verpflichtet, vermeidbare Eingriffe in Natur und Landschaft zu unterlassen. Unvermeidbare Eingriffe sind durch Maßnahmen des Naturschutzes und der Landschaftspflege im Sinne einer Realkompensation auszugleichen (Ausgleichsmaßnahmen) oder zu ersetzen (Ersatzmaßnahmen). Erforderlich ist eine gleichartige bzw. gleichwertige ökologische Aufwertung im Umfeld des Eingriffs, mindestens im gleichen Naturraum. Die Kompensationsmaßnahmen werden damit nach naturschutzfachlichen Kriterien bestimmt und haben sich in ihrer Ausgestaltung an den verloren gegangenen oder beeinträchtigten Biotopen und Arten zu orientieren. Die komplexen Anforderungen an die Kompensationsflächenermittlung verdeutlicht in schematischer Form Abbildung 2.

Der Umfang der Kompensation bestimmt sich zunächst anhand der Anforderungen, die sich aus der Kompensation der Biotopfunktionen allgemeiner Bedeutung ergeben, wobei ein größerer Spielraum bei der Maßnahmenfestsetzung besteht. Zur Anwendung kommen hier die etablierten länderspezifischen Biotopwertverfahren bzw. die Bundeskompensationsverordnung (BKompV). Sind darüber hinaus Biotopfunktionen besonderer Bedeutung betroffen, insbesondere gefährdete und/oder gesetzlich geschützte Biotope und Arten, sind auch die spezifischen Anforderungen zu beachten, die sich aus dem strikten Recht der naturschutzrechtlichen Vorgaben ergeben:

1. Spezieller Biotopschutz - bei der Betroffenheit von nach § 30 BNatSchG geschützten Biotopen bestehen enge Voraussetzungen für die notwendige Ausnahmegenehmigung (Wiederherstellungsgebot).
2. Bei einer Betroffenheit von Natura 2000-Gebieten sind die restriktiven Anforderungen des Habitatschutzrechts einzuhalten und alle Anforderungen sind gemäß § 34 Abs. 1 BNatSchG vorab in einer FFH-Verträglichkeitsprüfung (FFH-VP) fachgutachterlich abzuklären. Ergibt die Prüfung der Verträglichkeit, dass das Projekt auch unter Berücksichtigung von Vermeidungs- oder Minderungsmaßnahmen zu erheblichen Beeinträchtigungen des Gebiets in seinen für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen führen kann, ist es nach § 34 Abs. 2 BNatSchG grundsätzlich unzulässig. Nur ausnahmsweise kann eine Abweichung nach § 34 Abs. 3 BNatSchG von diesem Gebot zugelassen werden, wenn die drei folgenden Bedingungen erfüllt sind:
   - das Projekt ist aus zwingenden Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses notwendig,
   - zumutbare Alternativen, den mit dem Projekt verfolgten Zweck an anderer Stelle ohne oder mit geringeren Beeinträchtigungen zu erreichen, sind nicht gegeben,
   - und Kohärenzsicherungsmaßnahmen nach § 34 Abs. 5 BNatSchG sind vorgesehen bzw. angeordnet, die den Zusammenhang des Netzes „Natura 2000“ sichern.
3. Überprüfung der Verbotstatbestände nach dem Artenschutzrecht gemäß § 44 ff. BNatSchG, wozu i.d.R. als gutachterliche Grundlage ein spezieller Artenschutzrechtlicher Fachbeitrag (AFB) erstellt wird. Während eine signifikante Erhöhung des Tötungs- oder Verletzungsrisikos von Wildtieren i.d.R. durch entsprechende Auflagen, z.B. zur Bauzeit oder Beleuchtung, vermieden werden kann, bedarf es bei Infrastrukturvorhaben häufig eines höheren Aufwands, um populationserhebliche Störungen auszuschließen und die Zerstörung von Fortpflanzungs- oder Ruhestätten einer Tierart zu vermeiden. Damit die ökologische Funktionen der vom Vorhaben betroffenen Habitate auch weiterhin im räumlichen Zusammenhang erfüllt werden, können auch vorgezogene Ausgleichsmaßnahmen festgesetzt werden. Diese sog. CEF-Maßnahmen müssen vor dem Eingriff ökologisch wirksam sein, um ein Ausweichen der im Eingriffsgebiet betroffenen Tierarten zu ermöglichen (i.d.R. mehrjähriger Entwicklungszeitraum).

Abbildung 2: Grundsätze der Kompensationsflächenermittlung (schematische Darstellung)



Im Landschaftspflegerischen Begleitplan (LBP) als Teil der Genehmigungsunterlagen müssen alle Aspekte der Realkompensation im Zusammenhang berücksichtigt werden – eine ausgeglichene Eingriffs-Ausgleichsbilanz ist Genehmigungsvoraussetzung. Ein Ausweichen auf Ersatzgeldzahlungen ist bei der Betroffenheit von besonderen Biotopfunktionen gemäß der o.g. naturschutzrechtlichen Regelungen nicht möglich. Damit ergeben sich in der Summe sehr hohe naturschutzfachliche und naturschutzrechtliche Anforderungen an die Kompensation von Eingriffen in das streng geschützte Weservorland. Schon aufgrund der hohen Vorwertigkeiten im Weserästuar ist die Bereitstellung ausreichend großer, aufwertungsfähiger, funktional geeigneter aquatischer und semiaquatischer Flächen eine große Herausforderung. Für die Identifizierung potenzieller Kompensationsflächen für das OTB-Projekt und deren Planung und Abstimmung war ein mehrjähriger Vorlauf erforderlich. Die erforderliche Datenbasis für eine fachgutachterliche Prüfung und eine Kompensationsplanung für das Projekt EnergyPort liegt noch nicht vor. Dennoch erscheint es erforderlich, frühzeitig abzuschätzen, ob der für die Vorzugsvariante zu erwartende Mindest-Kompensationsumfang insbesondere im Ästuarbereich (Vorland) realistischerweise überhaupt erfüllt werden kann und in welchem Umfang die OTB-Kompensationsflächen noch zur Verfügung stehen.

Woraus ergibt sich der erforderliche Kompensationsumfang?

Die grundlegende Handhabung der Eingriffsregelung in Bremen richtet sich nach der „Handlungsanleitung Eingriffsregelung“ (IUP 2006). Für die Biotopfunktionen allgemeiner Bedeutung erfolgt eine Bilanzierung anhand der Wertstufen vor und nach dem Eingriff bzw. vor und nach der Durchführung der zugeordneten Kompensationsmaßnahmen (Prognose). Die Wertstufen nicht versiegelter Flächen richten sich nach einem sehr differenzierten Biotoptypen-Katalog und gehen von 1 (von sehr geringem Wert) bis 5 (von sehr hohem Wert). Der Eingriffsumfang und der Kompensationsbedarf ergeben sich aus der Multiplikation von Wertstufe und Fläche (qm oder ha) und werden als Flächenäquivalent (FÄ qm oder ha) bezeichnet.

Die von der EnergyPorts-Planung direkt betroffenen Flächen können zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur vereinfachend in drei Kategorien mit folgenden Wertstufen (WS) eingeordnet werden:

- Aquatische Biotope (Flachwasserzone, unterhalb -2 m-Linie): WS 4
- Semi-aquatische Biotope (Wattfläche): WS 5 (§ 30-Biotop)
- Terrestrische Biotope (Deich etc.): WS 3

Nach der Flächenermittlung durch bremenports (s. Anlage 1) ergibt sich daraus in der Summe ein dauerhafter Eingriffsumfang von mindestens 94,49 FÄ (ha):

- Aquatische Biotope (Flachwasserzone): Überbauung auf ca. 5,98 ha ergibt 23,98 FÄ zzgl. Beeinträchtigungen durch Unterhaltungsbaggerungen im Zufahrtsbereich (partielle Vertiefung) auf ca. 6,5 ha (aus OTB-Verfahren übernommen), die zu einer Wertminderung um eine WS führen (ergibt 6,51 FÄ inkl. kleinräumige Versiegelung durch eine Ersatz-Reede)
- Semiaquatische Biotope (Wattfläche, bis -2-Linie): Überbauung auf ca. 9,83 ha (Mindestumfang, ohne mögliche Beeinträchtigung der Biotopfunktion in der Randzone) ergibt 49,15 FÄ
- Terrestrische Biotope (Deich etc.): Überbauung auf rund 4,95 ha ergibt 14,85 FÄ.

Die funktionalen Anforderungen an den Ausgleich der Biotopverluste allgemeiner Bedeutung im terrestrischen Bereich (WS 3) sind nicht an die spezifischen ökologischen Bedingungen des Weserästuars gebunden, so dass die Kompensationsmaßnahmen im weiteren Umfeld im Binnenland in dem erforderlichen Umfang von rund 15 FÄ erfolgen können. Nimmt man an, dass potenzielle Kompensationsflächen der WS 3 zur Verfügung ständen, die auf die WS 4 aufgewertet werden können, wären für die Überbauung von rd. 5 ha terrestrischer Flächen rund 15 ha Ausgleichsfläche erforderlich.

Eine größere Herausforderung ist die Bereitstellung von Flächen im Weserästuar auf der durch ökologische Aufwertungsmaßnahmen weitere rund 80 FÄ generiert werden können. Die funktional geeigneten aquatischen und semi-aquatischen Bestandsbiotope im Vorland der Unterweser liegen

überwiegend in Natura 2000-Schutzgebieten (Ästuarflächen) und haben aufgrund der entsprechend hohen Vorwertigkeiten (WS 4 oder 5) kein oder nur ein geringes Aufwertungspotenzial (s.- Anlage 3). Geringwertige, stärker anthropogen überformte Flächen stehen als genutzte Infrastrukturflächen (Hafen, Industrie etc.) nicht zur Verfügung oder würden einen unverhältnismäßig großen Aufwand für eine Renaturierung und Entwicklung von funktional geeigneten Kompensationsflächen bedeuten. Dies gilt auch für verschiedene Spülfelder im Vorland (Entnahme und Entsorgung von großen Mengen an Bodenaushub, der zudem stark belastet sein kann). Die Verhältnisse werden mit den Anlagen 2 und 3 für das innere Weserästuar verdeutlicht.

Anzustreben wäre, an wenigen Standorten größere Kompensationsmaßnahmen zu realisieren, durch die sowohl die allgemeinen Biotopfunktionen ausgeglichen werden können (FÄ), als auch die spezifischen Anforderungen, die sich aus der Kompensation der besonderen, naturschutzrechtlich zwingend erforderlichen besonderen Biotopfunktionen ergeben (bes. Habitatschutz, Artenschutz). Schon für das OTB-Verfahren ist es allerdings nicht gelungen, die damals erforderlichen insgesamt 122,9 FÄ (ha, mit berücksichtigter Fahrrinnenanpassung der Weser) durch konzentrierte Kompensationsmaßnahmen an wenigen Standorten zu generieren. In dem sehr großen Kompensationsraum von Unterweser und Wurster Küste wurden vielmehr verschiedene weit verstreute Kompensationsflächen mit Ästuarbezug auf 161,3 ha Fläche geplant (KF 1 bis 5), auf denen nur 85,84 FÄ als Aufwertung ermittelt wurden (ohne WSA-Optionsfläche auf der Kleinensieler Plate von 4,78 FÄ; s. Kraus 2024). Für den weiteren allgemeinen Kompensationsbedarf war vor allem die umfangreiche Fließgewässer-Renaturierung an der Billerbeck (KF 7) mit einer Fläche von 52,98 ha und 60,02 FÄ vorgesehen. Die Gesamtkompensationsfläche, die in das OTB-Verfahren eingebracht wurde, betrug rund 215 ha.

Die ermittelten Wertverluste beim OTB von rund 123 FÄ und der überschlägige Mindestverlust von rund 94,5 FÄ beim EnergyPorts zeigen, dass es sich um Eingriffe in ähnlicher Größenordnung handelt (77 % vom OTB). Da die Ästuarflächen und ihre allgemeinen und besonderen Biotopfunktionen bei beiden Vorhaben identisch sind, muss auch für den EnergyPort mit Kompensationsflächen in einer vergleichbaren Größenordnung gerechnet werden, im naturschutzrechtlich maßgeblichen Ästuarbereich also mit einer proportionalen Größenordnung von mindestens 124,2 ha (77 % der Kompensationsflächen OTB KF 1-5). Die Flächenanforderungen sind aber auf jeden Fall auf der Grundlage aktueller ökologisch-funktionaler Anforderungen und der veränderten Vorwertigkeit neu zu ermitteln und können auch erheblich größer ausfallen. Maßgeblich sind die qualitativen und quantitativen Anforderungen aufgrund der gesetzlichen Anforderungen zum speziellen Biotopschutz, dem Habitatschutz (Ergebnisse FFH-VP) und dem Artenschutz (hier: Gastvögel, speziell Säbelschnäbler und Krickente).

Auf die derzeit bekannte Verfügbarkeit und Eignung der OTB-Flächen wird weiter unten eingegangen.

2.3 Voraussetzungen für adäquate Kompensationsmaßnahmen

Welche ökologischen Bedingungen müssen erfüllt werden (Standortverhältnisse)?

Maßgebliche Kompensationsanforderung ist die Wiederherstellung bzw. Neuschaffung von Flachwasserzonen und Brackwasserwatt im Weserästuar. Die Ausbildung dieser natürlichen ästuarinen Lebensräume ist eng an ganz bestimmte abiotische Standortverhältnisse gebunden:

1. Entscheidend ist die tiderhythmische Überflutung und damit die Höhenlage in Relation zum Mittleren Tidehochwasser (MThw) und zum Mittleren Tideniedrigwasser (MTnw), hier für Bremerhaven; die horizontale Gliederung zeigt eine Grafik in Anlage 4 (Tesch & Küfog 2014):
    a. Flachwasserzone: Sublitoral zwischen der MTnw-Linie (-1,98 m NHN) bis ca. 2 m unter MTnw (-3,98 m NHN)
    b. Wattflächen: Eulitoral zwischen MTnw (-1,98 m NHN) und der MThw-Linie (1,97 m NHN), wobei es ab einer Höhe von ca. 1,0 bis 0,70 m unterhalb des MThw (ca. 1,0 bis 1,30 m NHN) zur Ansiedlung von Brackwasserröhrichten kommt (Meerstrandsime,

darüber auch Schilf). Schlickige Brackwasserwatten sind damit auf ein Höhenniveau von ca. -2 m NHN bis 1,0 m NHN begrenzt.

2. Breite Brackwasserwattflächen, aber auch Flachwasserzonen sind auf strömungsberuhigte Bereiche im Ästuar beschränkt. Dauerhafte Wattflächen setzen ein etabliertes Gleichgewicht zwischen Sedimentation und Erosion voraus.
3. Die Zusammensetzung der Bodenfauna (Makrozoobenthos, Epibenthos) wird stark vom Salzgehalt beeinflusst und unterscheidet sich damit innerhalb des Längsgradienten (vertikale Gliederung). Die Weser auf der Luneplate gehört zum Oligohalinikum (im Mittel ≤ 5‰), das von der Mündungsenge bei W-km 65 bis Brake (W-km 40) reicht. Oberstrom und Unterstrom ändert sich die Zusammensetzung der Zönose. Aufgrund dieser ökologischen Unterschiede werden auch im Bewirtschaftungsplan Weser (IBP) verschiedene Funktionsräume unterschieden.
4. Die Lage in der Trübungszone der Weser mit stark erhöhtem Schwebstoffgehalt, die die Voraussetzung für die Ausbildung schlickiger, nährstoffreicher Weichböden bildet. Sie hat eine Breite von rund 15 km, wobei die Lage mit dem Oberwasserabfluss schwankt.

Die Suche nach funktional adäquaten Kompensationsflächen konzentriert sich damit auf die oligohaline Zone der Unterweser, einschließlich ihrer Nebenarme (Funktionsräume 2 und 4 des Integrierten Bewirtschaftungsplans Weser). Geeignet für Kompensationsmaßnahmen sind zum einen nur solche Flächen, die zumindest theoretisch noch aufgewertet werden können, also keine bereits hochwertigen ästuarinen oder andere naturschutzrechtlich gesicherte Lebensräume aufweisen. Zum anderen müssen die standörtlichen Voraussetzungen geschaffen werden können, die eine nachhaltige Ausbildung von Flachwasserzonen und Brackwasserwatten ermöglichen. Funktional geeignete Ausgleichsflächen müssen eine ausreichend große, möglichst geschlossene Form haben und die Anforderungen an das Minimumareal der Zielarten bzw. Zönosen berücksichtigen (Größenordnung: Einzelflächen ab 5 bis 10 ha ohne geringwertige Randflächen).

Durch das langjährige ökologische Monitoring auf den Kompensationsflächen des WSA Bremerhaven (Außenweservertiefung – Kleinensieler Plate, Rönnebecker Sand) und von bremenports (bes. CT III und CT IV – Luneplate) lassen sich die Möglichkeiten und Grenzen der Neuschaffung von Tidebiotopen besser einschätzen. Als Kernproblem hat sich herausgestellt, dass es überwiegend nicht gelungen ist, das notwendige Gleichgewicht zwischen Erosion und Sedimentation herzustellen. In den durch Erdbau im Vorland geschaffenen lagunenartigen strömungsberuhigten Flachwasserzonen, wie auch auf Wattflächen ohne direkte Anbindung an den Hauptstrom, kommt es zu einer starken Sedimentation (Aufschlickung) und damit zu einer Geländeerhöhung innerhalb weniger Jahre. In deren Folge verschlicken die Flachwasserzonen und letztlich entstehen großflächige von Schilf dominierte Tideröhrichte, die von schmalen, stark eingetieften Prielrinnen durchzogen sind (Kleinensieler Plate, Tegeler Plate; Tidepolder Luneplate, s. z.B. Wieland 2022, Tesch et al. 2010). An den stark strömungsexponierten und daher sandigen Ufern der Unterweser ist es auf der anderen Seite außerordentlich schwierig, durch Strombaumaßnahmen (Lahnungen, Buhnen etc.) ausreichend großflächig strömungsberuhigte Bereiche für Wattflächen oder Flachwasserzonen auszubilden (Ufererosion durch die ausbaubedingte Erhöhung der Fließgeschwindigkeit / Wellenschlag / Schiffsschwall).

Welche sonstigen Voraussetzungen sind zwingend zu erfüllen?

Für Kompensationsmaßnahmen geeignete Flächen müssen neben den ökologischen Voraussetzungen weitere Anforderungen erfüllten, u.a. sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Die Voraussetzungen für die technische Realisierbarkeit müssen gegeben sein, also vor allem die Erreichbarkeit mit schweren Baufahrzeugen, ggf. auch Schiffen/Schuten für den Transport und die Verwertung des Aushubbodens. Die bodenschutzrechtlichen Voraussetzungen für eine Bodenverwertung müssen gegeben sein; die diesbezüglichen Vorschriften wurden in den letzten Jahren deutlich verschärft.

- Der Planungs-, Genehmigungs- und Bauaufwand ist sehr groß und erfordert erfahrungsgemäß mehrere Jahre und die Bereitstellung umfangreicher Finanzmittel. Die Verfügbarkeit der benötigten Fachgutachtern und Planungsbüros ist zudem begrenzt.
- Ein zusätzlicher zeitliche Vorlauf muss bei Maßnahmen zur Sicherung der Kohärenz im Natura 2000-Schutzgebietssystem sowie bei CEF-Maßnahmen (Artenschutz) beachtet werden. Grundsätzlich besiedeln sich neu geschaffene Tidebiotope vergleichsweise schnell (Wasseraustausch, viele Pionierarten). Durch ein mehrjähriges Monitoring ist nach der Fertigstellung nachzuweisen, dass die ökologischen Bedingungen für eine zielgerechte Entwicklung tatsächlich nachhaltig erfüllt sind. Erst danach sind die Kohärenz- bzw. CEF-Anforderungen erfüllt, so dass mit einem Vorlauf von mind. 5 – 8 Jahren zu rechnen ist.

2.4 Eignung und Verfügbarkeit der Kompensationsflächen aus dem OTB-Verfahren

Welche Kompensationsfunktionen aus dem OTB-Verfahren wären auch für das Projekt EnergyPorts relevant?

Hinsichtlich der Eingriffsregelung und des Nachweises einer ausreichenden Aufwertung in den Kompensationsflächen (FÄ) liegt der erforderliche Umfang für den EnergyPort voraussichtlich bei rund 95 FÄ, davon sollten möglichst 80 FÄ im Ästuar liegen. Der Aufwertungseffekt nach FÄ in den OTB-Kompensationsflächen KF 2-5 (Vorland) wurde mit knapp 86 FÄ ermittelt (zur Verfügbarkeit s.u.). Der Aufwertungseffekt an den Fließgewässern Billerbeck und Lune betrug rund 64 FÄ.

Wesentlicher sind die OTB-Kompensationsflächen im Hinblick auf die besonderen Funktionen und die naturschutzrechtlich zwingend erforderlichen Maßnahmen zum Speziellen Biotopschutz (§ 30-Biotop), für CEF-Maßnahmen (Artenschutz, bes. Säbelschnäbler) und zur Kohärenzsicherung (FFH). Diese mussten für den OTB zum größten Teil auf bereits bestehenden Kompensationsflächen im Weservorland umgesetzt werden, da keine neuen Flächen zur Verfügung standen bzw. gewonnen werden konnten. Aufgrund der bestehender Kompensationsfunktion und der Vorwertigkeit waren die FÄ-Gewinne hier gering. Schwerpunkte waren die vorgezogene CEF-Maßnahme in einem Teil des Tidepolders Luneplate (Wattflächen für den Säbelschnäbler) sowie die Beiträge zur Kohärenzsicherung und den § 30-Ausgleich auf Teilflächen der Kleinensieler Plate (Erweiterung der WSA-Kompensations-fläche) und den Spülfeld-Rückbauten auf den CT III-Kompensationsflächen Tegeler Plate und dem neuen Pfand auf der Luneplate sowie im geringem Umfang an der Wurster Küste (Salzwiesen / Prielentwicklung im Vorland Cappel-Süder-Neufeld Süd).

Insgesamt ist für die Vorzugsvariante des EnergyPorts im Vergleich zum OTB der Kompensationsbedarf für die allgemeinen Biotopfunktionen qualitativ gleichartig aber voraussichtlich quantitativ geringer (1/4 bis 1/3 weniger FÄ). Der Flächenbedarf für die verfahrensmäßig entscheidenden besonderen Biotopfunktionen bzw. speziellen naturschutzrechtlichen Anforderungen entspricht aber dem des OTB, da die Eingriffswirkungen diesbezüglich vergleichbar sind.

Ergänzender Hinweis: Ob die für das OTB-Verfahren erforderliche Aufsplittung von Kompensationsflächen und Ausgleichsfunktionen nach der neueren Rechtsprechung noch zulässig ist, sollte noch einmal juristisch überprüft werden.

Welche OTB-Kompensationsflächen im Weserästuar stehen für das Projekt EnergyPorts noch zur Verfügung?

Unter Berücksichtigung der Angaben in der Stellungnahme der Umweltabteilung von bremenports (Kraus 2024) hinsichtlich der Flächenverfügbarkeit ergibt sich folgender Stand (Tabelle 2):

Tabelle 2: Übersicht zu den OTB-Kompensationsflächen (KF) und ihrer Verfügbarkeit / Eignung (Stand Dezember 2024)

Nr.	**Kompensationsfläche**	**Flächengröße** (ca.) Planbereich	**für OTB 2014 geplante Maßnahme**	**Verfügbarkeit / Eignung in 2024**
Weser (Brackwasserzone der Unter- und Außenweser)				rot = nicht verfügbar violett = fraglich
KF 1	Tidepolder Große Luneplate	34,40 ha	Optimierung des Tidepolders Große Luneplate für Wat- und Wasservögel (Vorgezogene Ausgleichsmaßnahmen – CEF)	CT IV Kompensationsfläche im Eigentum Bremens; die für OTB umgesetzte CEF-Maßnahme für den Säbelschnäbler war nicht nachhaltig (Röhrichtentwicklung); hoher Schutzstatus; Schlickflächen nicht mehr befahrbar
KF2	Kleinensieler Plate	60,54 ha	Erweiterung der tidebeeinflussten Flachwasser- und Röhrichtzone und weitere Optimierung der Vorlandnutzung	Fläche im Eigentum des Bundes, die noch nicht umgesetzte Kompensationsmaßnahme wird vom WSA in Anspruch genommen
KF 3	Zentrales Spülfeld Tegeler Plate	18,50 ha (ges. 26,22 ha)	Abtrag einer Spülfeldbrache zur Entwicklung einer tidebeeinflussten Bucht mit Brackwasserwatt und Röhrichten	CT III Kompensationsfläche im Eigentum Bremens; Umsetzbarkeit der Maßnahme aus Naturschutzgründen mittlerweile fraglich (Brutplatz Seeadler, Röhrichtbrüter; Betroffenheit von Prielen / Schlickwatt)
KF 4	Spülfeld Neues Pfand	8,89 ha	Umwandlung eines landwirtschaftlich genutzten Spülfelds in einen tidebeeinflussten Bereich mit Schilf-Röhricht der Brackmarsch	CT III Kompensationsfläche im Eigentum Bremens; die zusätzliche Aufwertungsmaßnahme wurde als KF für die Sanierung der Nordmole zugewiesen; zeitnahe Umsetzung durch bremenports
KF 5	Cappel-Süder-Neufeld-Süd	31,26 ha	Vorlandentwicklung an der Wurster Küste (Öffnung Sommerdeiche, Anlage von Prielen, Nutzungsextensivierung)	Eigentum des Bundes, steht aufgrund eigener Ansprüche nicht mehr zur Verfügung (Kompensation)
Nebengewässer der Tideweser				grün = verfügbar
KF 6	Obere Drepte	lokal (< 0,05 ha)	Herstellung der ökologischen Durchgängigkeit am Stau Brockmannsmühlen	Noch möglich (aber geringe Kompensationsleistung)
KF 7	Billerbeck	53,89 ha	Gewässerentwicklungsmaßnahmen an der Billerbeck und standort- sowie nutzungsbezogenen Aufwertungsmaßnahmen in der Aue	Bevorratete Kompensationsmaßnahme von bremenports bereits umgesetzt – steht noch zur Verfügung

Nr.	Kompensationsfläche	Flächengröße (ca.) Planbereich	für OTB 2014 geplante Maßnahme	Verfügbarkeit / Eignung in 2024
KF 9	Untere Lune (optionale Kompensationsfläche)	hier: 1,26 ha	Naturnahe Ufergestaltung (ufernahe Teilfläche)	Noch möglich (aber geringe Kompensationsleistung)

Die Übersicht zeigt im Ergebnis, dass die aus naturschutzfachlicher und naturschutzrechtlicher Sicht notwendigen Aufwertungsmaßnahmen im Weserästuar (Vorland) im Wesentlichen nicht mehr auf den für den OTB vorgesehenen Flächen realisiert werden können. Bei der im Prinzip noch mögliche KF 3 (Spülfeldrückbau auf der Tegeler Plate) bestehen erhebliche artenschutzrechtliche Probleme (u.a. Brutplatz des sehr empfindlichen Seeadlers seit 2015). Es bedarf nach über 25 Jahren ungestörter Naturentwicklung auf der Tegeler Plate einer Aktualisierung der Bestandsgrundlagen und einer Überprüfung, ob in der entstandenen Wildnis der mit dem Abtrag von rund 200.000 m^3 Boden verbundene Eingriff heute noch vertretbar und genehmigungsfähig ist. Zu berücksichtigen ist zudem, dass die Maßnahme im Hinblick auf die erforderlichen Zielbiotope vergleichsweise ineffektiv ist, da nur eine kleine Wattfläche von rund 7 ha geschaffen werden kann.

Für ein mögliches Genehmigungsverfahren für das EnergyPort-Projekt müssen damit entsprechend geeignete Flächen neu gefunden werden.

2.5 Alternative Kompensationsflächen im Weserästuar

Wie ist das Potenzial für die Entwicklung anderer Kompensationsflächen im Außendeichsbereich einzuschätzen?

Eine flächendeckende Erhebung und Bewertung des Biotopbestands im Weservorland der Brackwasserzone (Brake bis Bremerhaven / Nationalpark Nds. Wattenmeer) liegt dem Verfasser nicht vor (ggf. z.T. aus den Verfahren zur Fahrrinnenanpassung / Weservertiefung verfügbar; Aktualität wäre zu prüfen; s.a. GN & PINK 2023). Erfahrungsgemäß ist aber von einer sehr beschränkten Flächenverfügbarkeit für neue nutzungsfreie Kompensationsflächen auszugehen. Die Bereitschaft von Privaten, z.B. bisher landwirtschaftlich genutzte Flächen in den Vorländern abzugeben, ist i.d.R. gering. Das dürfte auch bei Vorlandflächen mit naturfernen Nutzungen, wie z.B. Freizeitwohnen oder Camping-Stellplätzen, der Fall sein. Aus Gründen der Deichsicherheit ist zudem immer ein vorgegebener Abstand vom Deichfuß einzuhalten, so dass schmale Vorlandbereich für Abgrabungen zur Schaffung von Watt- oder Flachwasserzonen ausscheiden. Bei Spülfeldern am Deich fallen aufgrund der notwendigen Abtragstiefe bis mindestens zum MTnw sehr große Bodenmengen an. Außerdem ist z.T. mit einer erheblichen Bodenbelastung zu rechnen, was die Möglichkeiten der Verwertung oder Deponierung einschränkt.

Die Akquisition potenzieller Kompensationsflächen im Weserästuar braucht daher in jedem Fall einen langen Atem und erhebliche Finanzmittel. Seit rund 30 Jahren herrscht eine erhebliche „Kompensations-Konkurrenz“ zwischen verschiedenen Vorhabensträger (Wasser- und Schifffahrtsverwaltung – Fahrrinnenausbau; bremenports – Hafenerweiterungen / Kajensanierung; Hafenerweiterung Brake; Ausbau Weser-Jade-Port).

Hinzuweisen ist zudem in juristischer Hinsicht auf die erforderliche Abgrenzung kohärenzsichernder Maßnahmen im FFH-Gebiet von den so genannten „Sowieso-Maßnahmen“, zu denen staatliche Stellen aufgrund der EU-rechtlich geforderten Verbesserung des ungünstig-schlechten Erhaltungszustands des LRT 1130 (Tideästuar) verpflichtet sind. Hinweise auf solche generell notwendigen Verbesserungsmaßnahmen sind im IBP Weser und dem Managementplan „Tideweser“ zu finden.

2.6 Kompensationsflächen im Binnenland (limnische Fließgewässer / Flussmarsch)

Können binnendeichs in der Wesermarsch liegende Flächen einen relevanten Beitrag zur Kompensation leisten?

Ökologisch sinnvoll sind Maßnahmen die in der einen oder anderen Weise mit den Tideästuar verbunden sind, wie dies mit den OTB-Maßnahmen an den Nebengewässern der Tideweser vorgesehen war (Verbesserungen für Wanderfische). Die verfügbaren, noch nicht einem Verfahren zugeordneten Aufwertungsmaßnahmen entlang der von bremenports renaturierten Billerbeck wären als Kompensation der durch die Vorzugsvariante des EnergyPorts beeinträchtigten allgemeinen Biotopfunktionen geeignet (Teilkompensation der FÄ-Verluste).

Funktional sinnvoll wären auch Maßnahmen zur Schaffung von großflächigen offenen Feuchtgebieten, die für rastende, nahrungssuchende oder brütende Wat- und Wasservögel attraktiv sind. Größere Kompensationsflächen ohne Tidebezug können in der Wesermarsch mit entsprechendem Vorlauf sicher auch zukünftig noch gewonnen werden (Ankauf / vertragliche Regelung auf landwirtschaftlichen Flächen). Allerdings ist auch hier die Flächenkonkurrenz vor allem durch die Anforderungen der Energiewende stark angestiegen.

Theoretisch mögliche Ausdeichungsprojekte in deichnahen, tief gelegenen Marschflächen oder Ansätze zur Entwicklung von binnendeichs gelegenen Tidebiotopen, die über ein Siel mit der Weser verbunden sind (s. Tidepolder auf der Luneplate), werden vom Verfasser in absehbarer Zeit als wenig realistisch angesehen. Hier kann u.a. auf entsprechende Erfahrungen mit Voruntersuchungen zur Kompensationsflächensuche für die Weservertiefungen, den Ausbau des Containerterminals oder die Untersuchungen von bremenports für einen Tidepolder in der Dreptenniederung zur Klimaanpassung verwiesen werden. Ähnlich erfolglos verliefen bisher übrigens entsprechende Studien an der Unterelbe, etwa zur Wiederanbindung der Alten Süderelbe an die Tideelbe oder die Rückdeichung der Haseldorfer Marsch. Derartige Großprojekte erfordern neben der Klärung von sehr komplexen hydrologischen Fragen zum Deichschutzes oder zur Binnenentwässerung, ausreichend valide Prognosen der zukünftigen Biotopentwicklung und Lösungen für die verloren gehenden landwirtschaftlichen Nutzflächen. In jedem Fall würden derartige Überlegungen zunächst eine konkrete Flächenauswahl in einem großen Suchraum erfordern, für den dann entsprechende Szenarien und Machbarkeitsstudien notwendig wären. Hierzu wäre mit einem großen fachgutachterlichen Aufwand und entsprechenden Kosten sowie einem Zeitbedarf von mindestens bis zu 10 Jahren oder sogar mehr zu rechnen.

3 Zusammenfassung

Auf der Grundlage eines Planungskonzept für die Errichtung des Terminals „EnergyPorts“ (Vorzugsvariante) im Bereich des Blexer Bogens wurde überschlägig ermittelt, mit welchem naturschutzrechtlich relevanten Eingriffsumfang zu rechnen ist und welcher Kompensationsbedarf damit ausgelöst wird. Hierbei wurden auch die Erfahrungen aus dem OTB-Projekt berücksichtigt, dass an gleicher Stelle geplant war, aber in einem Klageverfahren gerichtlich gestoppt wurde. Derzeit noch nicht absehbare indirekte Eingriffsfolgen durch morphologische Veränderungen im Umfeld der Terminalfläche oder die Gewinnung und Verklappung von Baggergut konnten nicht berücksichtigt werden. Der insofern als Mindestumfang zu bezeichnende Eingriff umfasst insgesamt eine Fläche von knapp 42 ha, wobei die Überbauung von Tidebiotopen der Brackwasserzone auf rund 16 ha erfolgen würde (Flachwasserzone, Brackwasserwatt ohne Röhrichte) und die zusätzliche Beeinträchtigung in der mit 200 m angesetzten Randzone knapp 15 ha umfasst (Störzone Gastvögel im Weserwatt; Verlust Nahrungsfläche für Gastvögel gesamt rund 24,5 ha). Im Zufahrtsbereich wird wie beim OTB vereinfachend von einer dauerhaft beeinträchtigen Fläche von nur rund 6,5 ha ausgegangen (Zufahrt / Liegewanne). Die Betroffenheit von naturschutzfachlich relativ geringwertigen Landbiotopen wird mit ca. 5 ha angesetzt (Deich, Zufahrt).

Der erforderliche Eingriffsumfang kann gemäß der in Bremen anzuwendenden „Handlungsanleitung Eingriffsregelung“ über ein Biotopwertverfahren hinsichtlich der Biotopverluste allgemeiner Bedeutung ermittelt werden. In einem vereinfachten Ansatz für die im Eingriffsgebiet ausgebildeten Biotoptypen ergibt sich ein Eingriffsumfang von rund 97,5 Flächenäquivalenten (FÄ), wobei rund 80 FÄ durch den Verlust von Tidebiotopen bedingt werden. Die mit einer Realisierung des Projektes „EnergyPorts“ verbundenen, unvermeidbaren Eingriffe sind durch Maßnahmen des Naturschutzes und der Landschaftspflege im Sinne einer Realkompensation auszugleichen (Ausgleichsmaßnahmen) oder zu ersetzen (Ersatzmaßnahmen). Erforderlich ist eine gleichartige bzw. gleichwertige ökologische Aufwertung im Umfeld des Eingriffs, mindestens im gleichen Naturraum. Die Kompensationsmaßnahmen werden damit nach naturschutzfachlichen Kriterien bestimmt und haben sich in ihrer Ausgestaltung an den verloren gegangenen oder beeinträchtigten Biotopen und Arten zu orientieren. Von entscheidender Bedeutung sind hierbei die erforderlichen Ersatzmaßnahmen für den Verlust der überbauten bzw. beeinträchtigten Tidebiotope und die Kompensation der Störwirkungen auf bestimmte Gastvogelarten, insbesondere den Säbelschnäbler (Nahrungs- und Mausergebiet).

Durch die Lage des Plangebietes im Naturschutzgebiet (NSG) „Luneplate“, das 2015 zur Sicherung des Vogelschutzgebiets (VSG) „Luneplate“ und des FFH-Gebiets „Weser bei Bremerhaven“ als Natura 2000-Gebiet ausgewiesen wurde sowie durch der Betroffenheit eines nach § 30 BNatSchG gesetzlich geschützten Biotops (Wattfläche im Küstenbereich) ergeben sich stringente naturschutzrechtliche Anforderungen an die Kompensation der besonderen Biotopfunktionen und als Voraussetzungen für eine Genehmigungsfähigkeit (zum rechtlichen Aspekt s. Schütte & Gerbig 2024). Hierzu gehören die Notwendigkeit der naturschutzfachlich anspruchsvollen Wiederherstellung von dauerhaft verfügbaren Brackwasserflächen, das Erfordernis von Maßnahmen zur Sicherung der Kohärenz des FFH-Gebietes (Tidebiotope) und die stringenten Anforderungen des Artenschutzrechts, hier mit der Notwendigkeit von vorlaufenden CEF-Maßnahmen im Nahbereich zum Eingriffsort (Ausweichhabitate insbes. für den Säbelschnäbler). Alle Aspekte der Realkompensation müssen im Landschaftspflegerischen Begleitplan (LBP) als Teil der Genehmigungsunterlagen im Zusammenhang berücksichtigt werden – eine ausgeglichene Eingriffs-Ausgleichsbilanz und der Nachweis der Flächenverfügbarkeit für alle Kompensationsflächen ist eine Genehmigungsvoraussetzung. Ein Ausweichen auf Ersatzgeldzahlungen ist gemäß der naturschutzrechtlichen Regelungen nicht möglich.

Die Eingriffsintensität des EnergyPorts ist trotz der um rund ein Drittel kleineren Fläche in der Größenordnung und der naturschutzrechtlichen Komplexität mit dem OTB vergleichbar. Unterstellt man, dass damit auch eine in etwa proportionale Größenordnung an Kompensationsmaßnahmen in der Brackwasserzone der Unter- und Außenweser notwendig werden, kann man mit einem Bedarf von mindestens 124 ha rechnen (77 % der Kompensationsflächen OTB Kompensationsflächen 1 bis 5).

Tatsächlich sind Art und Umfang der erforderlichen Kompensationsmaßnahmen konkret anhand der betroffenen Biotop- und Habitatfunktionen und den Möglichkeiten und Grenzen der Biotopentwicklung im Tidegebiet zu ermittelt, wozu zunächst umfangreiche Bestandserfassungen und diverse Fachgutachten notwendig sind.

Für die Kompensierbarkeit des EnergyPorts ergibt sich damit die Kernfrage nach der Verfügbarkeit von aufwertungsfähigen Flächen im Weser-Vorland in einer Größenordnung von mind. 124 ha. Eine Überprüfung von bremenports (s. Kraus 2024) hinsichtlich der für das OTB-Verfahren vorgesehenen Kompensationsflächen ergab, dass der Großteil nicht mehr zur Verfügung steht, da sie für andere Verfahren und Vorhabensträger in Anspruch genommen werden. Die einzige nicht verplante Vordeichsfläche befindet sich innerhalb der CT III-Kompensationsfläche Tegeler Plate (zentrales Spülfeld) und hat sich zu einem wertvollen Wildnisgebiet mit einem Seeadlerbrutplatz u.a. hochwertigen und störempfindlichen Artbeständen entwickelt und ist zudem nur über einen breiten Priel erreichbar. Die notwendigen Zielbiotope wären hier auch nur auf weniger als 10 ha dauerhaft zu entwickeln. Es besteht hier insoweit mittlerweile keine realistische Aufwertungsperspektive mehr. Im Ergebnis stehen daher nur die von bremenports bereits über einen langen Zeitraum akquirierten, geplanten und z.T. auch zur Bevorratung realisierten OTB-Kompensationsflächen im Binnenland zur Verfügung (insbes. am Bach Billerbeck mit knapp 54 ha). Hier könnten allgemeine Biotopfunktionen mit rund 64 FÄ kompensiert werden, nicht aber die o.g. naturschutzrechtlich zwingend erforderlichen besonderen Biotopfunktionen.

In der vorliegenden Stellungnahme werden die ökologischen und sachlichen Voraussetzungen für fachlich und rechtlich geeignete neue Kompensationsflächen umrissen. Die Biotopsituation im Vorland der Unterweser ist durch einen sehr hohen Anteil an gesetzlich geschützten Biotopen und von Naturschutzgebieten bzw. Natura 2000-Gebieten gekennzeichnet, so dass hier ganz überwiegend ein geringes Aufwertungspotenzial besteht. Viele aufwertungsfähige Flächen im Ästuar, wie Spülfelder, wurden hier in der Vergangenheit bereits für Kompensationsmaßnahmen, z.B. für die Fahrrinnenvertiefung, in Anspruch genommen. Auch im Bereich des Nationalparks an der Wurster Küste stehen der Schutzstatus und/oder die hohe Wertigkeit der Biotopausprägungen einer weiteren Realisierung von Kompensationsmaßnahmen entgegen. Hier fehlt zudem die erforderliche Nähe zum Eingriffsort im Weserwatt. Unter Berücksichtigung der Erfahrungen mit der Kompensationssuche für verschiedene Infrastrukturprojekte in der Region, ist insoweit nicht erkennbar, wo weitere ökologisch geeignete, aufwertungsfähige und potenziell verfügbare Flächen in der Brackwasserzone der Unterweser in einer relevanten Größenordnung gefunden werden könnten. Eine Kompensierbarkeit der mit der Vorzugsvariante des EnergyPorts unvermeidlich verbundenen Eingriffswirkungen zeichnet sich damit auch perspektivisch nicht ab.

4 Folgerungen für Projektalternativen

Vor dem Hintergrund der historischen Biotopverluste an der Unterweser, des schlechten Erhaltungszustands des Ästuars (FFH-LRT 1130) und der absehbaren zusätzlichen Belastungen durch einen weiteren Fahrrinnenausbau bzw. -verlegung sollten neue Flächenverluste und großräumige Beeinträchtigungen in den biologisch aktiven und streng geschützten Bereichen des Ästuars unterbleiben. Dies käme auch der Resilienz der Ökosystem in der Brackwasserzone der Unterweser zu Gute, entspräche den Anforderungen der Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) und wäre im Sinne des Nachhaltigkeitsgebots.

Für das Natura 2000-Schutzgebiet / NSG Luneplate besteht ein Verschlechterungsverbot aus dem sich letztlich eine Veränderungssperre ergibt, die rechtlich nur schwer zu überwinden ist. Dies ist gesellschaftlich auch so zum Schutz des Weserästuars gewollt. Unter dieser Prämisse sollten sich die ohne Zweifel erforderliche wirtschaftliche Weiterentwicklung der Häfen nicht auf Neubauvorhaben im Weservorland, sondern auf die zukunftsorientierte Ausrichtung und Anpassung der bestehenden Hafenanlagen ausrichten. Bei baulichen Maßnahmen zum Umbau von Hafenbereichen im Nutzungswandel, z.B. im Bereich des CT I und des Fischereihafens, wären keine vergleichbaren Konflikte mit dem Naturschutz zu erwarten und die Anforderungen für mögliche Kompensationsmaßnahmen wären wesentlich geringer und zudem räumlich flexibler zu realisieren.

Zu den angedachten EnergyPorts-Modulen gehört als alternative Planung an dem Standort der „Vorzugsvariante“ die Errichtung einer Anlegestelle bzw. Landungsstegs (Jetty) für den Umschlag flüssiger oder gasförmiger Produkte (z.B. LNG), die dann per Pipeline in die angrenzenden Hafenbereiche transportiert werden können. Durch den Verzicht auf flächenhafte Aufspülungen für die Errichtung eines Terminals wäre hierbei mit deutlich geringeren dauerhaften Eingriffswirkungen zu rechnen. Falls es zu einer weiteren Konkretisierung kommen sollte, wird empfohlen, hierbei frühzeitig Anforderungen zu berücksichtigen, die sich aus der notwendigen Minimierung naturschutzrelevanter Eingriffswirkungen ergeben (z.B. zur Pipelineverlegung / Landanbindung). Eine naturschutzrechtliche Zulässigkeit und Kompensationsfähigkeit erscheint unter dieser Prämisse zumindest nicht von vorneherein als ausgeschlossen.

5 Zitierte Quellen

bremenports – Abt. Umweltplanung (12.2024): Biotopgruppen und Eingriffsbereiche (Karte 1:5.000)

GN & PINK – Gruppe Naturschutz GmbH & Planungsbüro für integrativen Naturschutz und Kommunikation (2023): Natura 2000-Managementplan für die FFH-Gebiete Nr. 026 „Nebenarm der Weser mit Strohauser Plate und Juliusplate“ und Nr. 203 „Unterweser“ sowie für die überlagernden Teile des Vogelschutzgebietes V 27 „Unterweser“. Fachplan i.A. der Lankreise Cuxhaven, Osterholz und Wesermarsch. PDF-Dokument 486 S. (inkl. Maßnahmenblätter).

IUP - INSTITUT FÜR UMWELTPLANUNG DER UNIVERSITÄT HANNOVER (2006): Handlungsanleitung zur Anwendung der Eingriffsregelung für die Freie Hansestadt Bremen (Samtgemeinde) - Fortschreibung 2006. Hrsg.: SUBV,

KRAUS, U. (bremenports – Abt. Umweltplanung) (2024): EnergyPort – Beurteilung der Vorzugsvariante unter dem Blickwinkel er Eingriffstiefe und der sich daraus ergebenden Kompensationsbedarfe. Unveröff. Stellungnahme.

KÜFOG & BIOCONSULT (2014): Offshore-Terminal Bremerhaven (OTB) - Verträglichkeitsprüfung nach § 34 BNatSchG für die FFH- und Vogelschutzgebiete im Wirkraum des Vorhabens; überarbeitete Fassung 2014. Unveröff. Gutachten i.A. bremenports.

KÜFOG (2011): Integrierter Bewirtschaftungsplan (IBP) Weser. Fachbeitrag 1 "Natura 2000" - Natura 2000-Gebiete der Tideweser in Niedersachsen und Bremen. Teil 1 Bestandsaufnahme, Teil 2 Ziele und Maßnahmenvorschläge. Hrsg.: NLWKN / SUBVE

KÜFOG (2014): Offshore-WEA-Terminal Bremerhaven. Artenschutzrechtliche Prüfung – Terminal; überarbeitete Fassung 2014. Unveröff. Gutachten i.A. bremenports GmbH & Co. KG.

NLWKN - FACHBEHÖRDE FÜR NATURSCHUTZ (2023): Zielkonzept FFH-Lebensraumtypen in Niedersachsen. Landesweites Konzept zur Bewahrung bzw. Wiederherstellung günstiger Erhaltungszustände. Informationsdienst Naturschutz Niedersachsen, Bd. 42 (3), S. 133-232.

NLWKN & SUBV (2012): IBP - Integrierter Bewirtschaftungsplan Weser für Niedersachsen und Bremen 2012. Druckfassung Textband, Fachbeiträge auf CD.

NWP, KÜFOG & BIOCONSULT (2014a): Landschaftspflegerischer Begleitplan (LBP) Offshore-Terminal Bremerhaven, überarbeitete Fassung 2014 - Planfeststellungsverfahren Offshore-Terminal Bremerhaven. Unveröff. Gutachten i.a. Bremenports GmbH & Co KG.

SCHÜTTE & GERBIG - BBG und Partner (2024): Öffentlich-rechtliche Machbarkeitsstudie zum EnergyPort Bremerhaven. Unveröff. Studie i.A. von bremenports (53 S., Stand: 15.10.2024).

TESCH & KÜFOG (2014): Integrierter Pflege- und Managementplan (IPMP) Luneplate 2014. Gutachten i.A. bremenports GmbH & Co. GK und Senator für Umwelt, Bau und Verkehr der FH Bremen.

TESCH, A.; MARCHAND, M.; EBERT, C.; WELLM, H. (2010): Biotopentwicklung in Tideästuaren. Naturschutz und Landschaftsplanung, Bd. 42 (7), S. 197-204.

WIELAND, T. (2022): Kompensationsmaßnahmen im Brackwasserbereich von Ästuaren. Entwicklungen im Tidepolder Luneplate an der Unterweser in den Jahren 2012 bis 2020. Naturschutz und Landschaftsplanung, Bd. 54 (10), S. 30-37.

WK Consult (Nov. 2024): Konzeptstudie – EnergyPorts Bremerhaven (Karte 1:2.500)

ANLAGEN

1. Karte der Biotoptypen und Eingriffsbereiche EnergyPort (bremenports 20.12.2024)
2. Biotoptypenkarte Außendeichsflächen Weserästuar (Mündungstrichter / Brackwasserzone) (OTB-Unterlagen, Küfog 2014)
3. Wertstufenkarte Außendeichsflächen Weserästuar (Mündungstrichter / Brackwasserzone) (OTB-Unterlagen, Küfog 2014)
4. Grafik zur Einteilung des aquatischen Bereichs des Weserästuars (Tesch & Küfog 2014)
5. Abbildung zur Verteilung der Gastvögel (OTB-Unterlagen, Küfog 2012)
6. Abbildung zur Nutzung des Wattflächen im inneren Weserästuar durch den Säbelschnäbler (Küfog 2014)
7. Bewertung des Weserwatts im IPMP Luneplate 2014 (Kap. 4.10.5)
8. Karte der Schutzgebiete an der Unterweser (bremenports 01.2025)

Tesch LANDSCHAFTS- UND UMWELTPLANUNG
Mahlstedtstraße 45 | 28759 Bremen
Telefon 0421 63 64 778
info@planung-tesch.de
www.planung-tesch.de

Dr.-Ing. Andreas Tesch
22. Januar 2025

Gutachterliche Einschätzungen zu den Kompensationsbedarfen und Kompensationsmöglichkeiten für das Projekt „EnergyPorts“ (Vorzugsvariante) – ANLAGEN

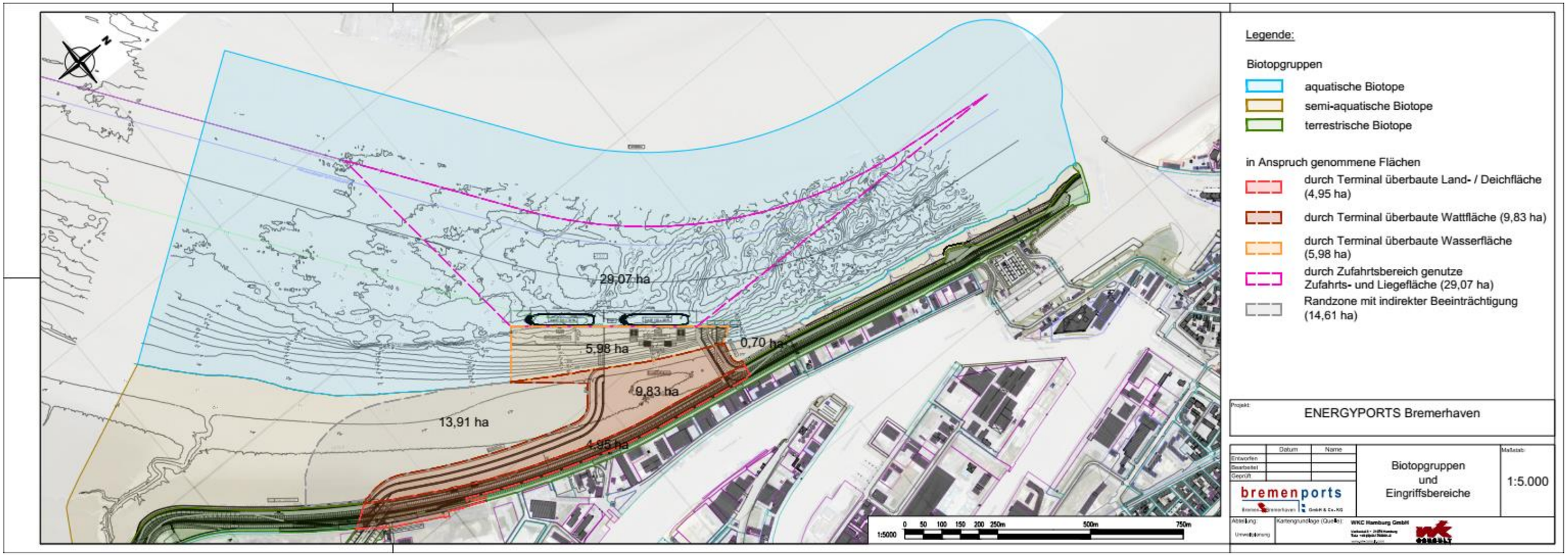
Stellungnahme im Auftrag von bremenports GMBH & Co. KG, Abt. Umweltplanung

ANLAGEN

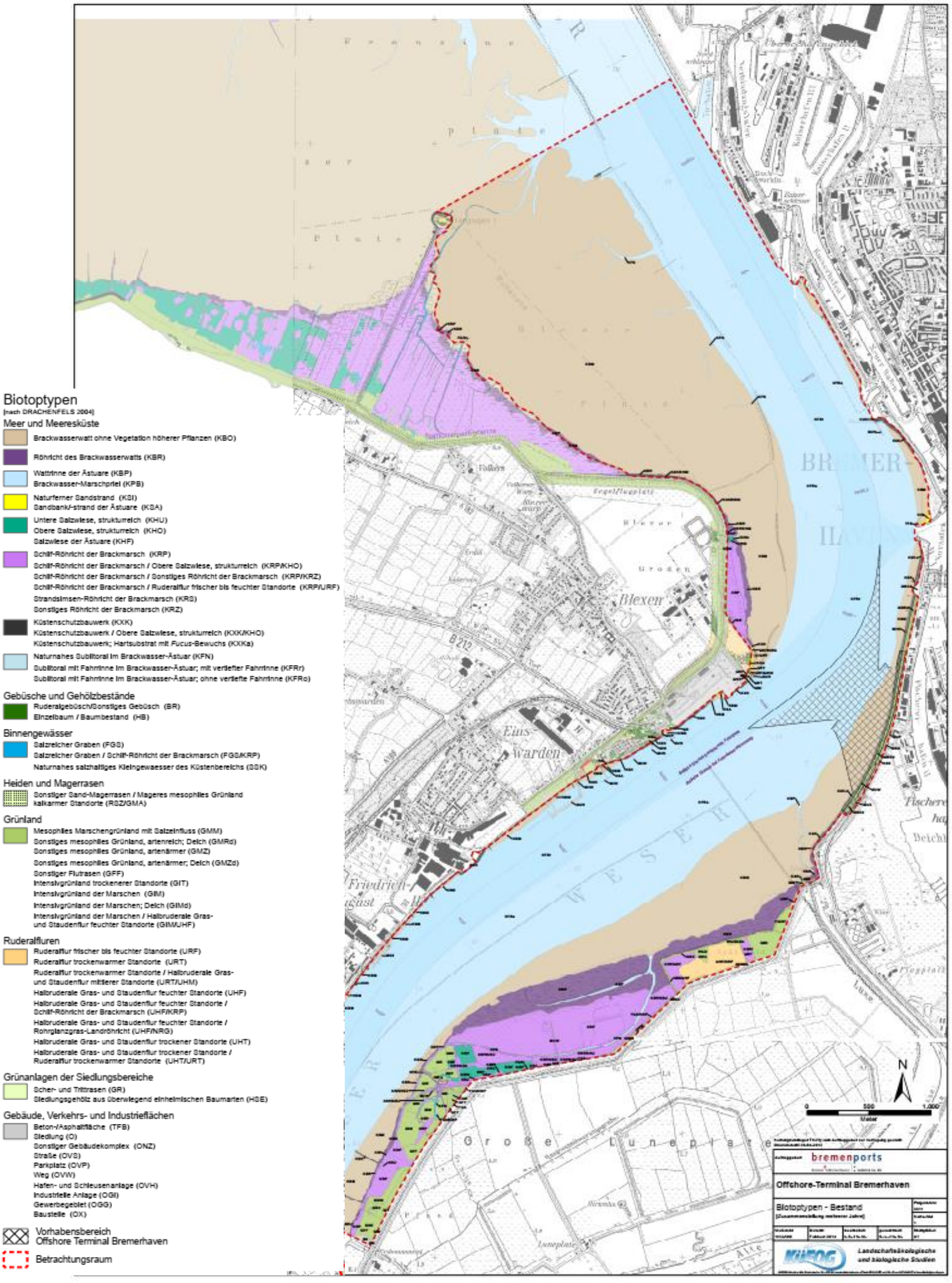
1. Karte der Biotopgruppen und Eingriffsbereiche EnergyPort (bremenports 20.12.2024)
2. Biotoptypenkarte Außendeichsflächen Weserästuar (Mündungstrichter / Brackwasserzone) (OTB-Unterlagen, Küfog 2014)
3. Wertstufenkarte Außendeichsflächen Weserästuar (Mündungstrichter / Brackwasserzone) (OTB-Unterlagen, Küfog 2014)
4. Grafik zur Einteilung des aquatischen Bereichs des Weserästuars (aus Tesch & Küfog 2014)
5. Abbildung zur Verteilung der Gastvögel (OTB-Unterlagen, Küfog 2012)
6. Abbildung zur Nutzung des Wattflächen im inneren Weserästuar durch den Säbelschnäbler (Küfog 2014)
7. Bewertung des Weserwatts im IPMP Luneplate 2014 (Kap. 4.10.5)
8. Karte der Schutzgebiete an der Unterweser (bremenports 01.2025

1. Karte der Biotopgruppen und Eingriffsbereiche EnergyPort (Vorzugsvariante)

bremenports 12.2024

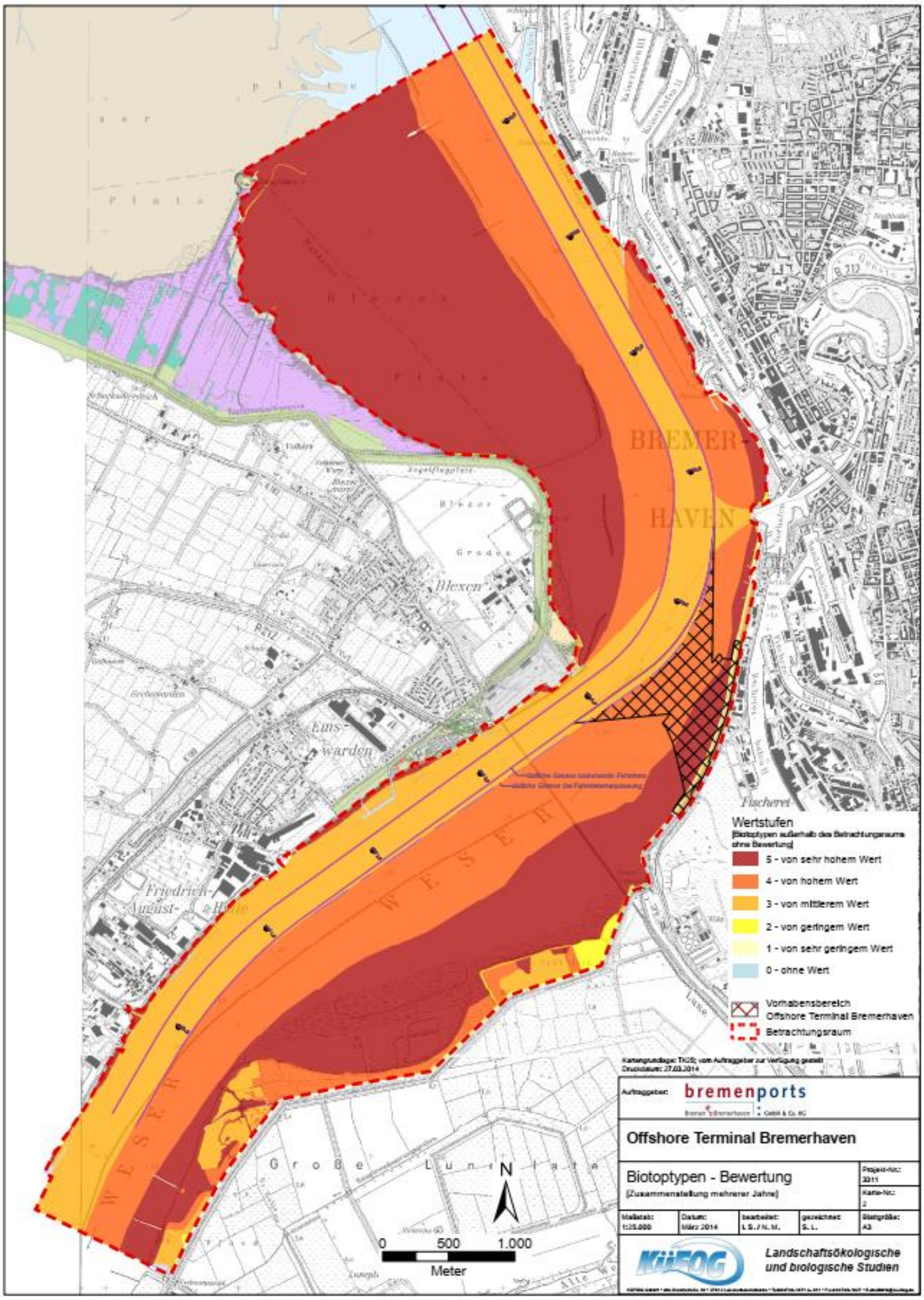


2 Biotoptypenkarte Außendeichsflächen Weserästuar (Mündungstrichter / Brackwasserzone) (OTB-Unterlagen, Küfog 2014)



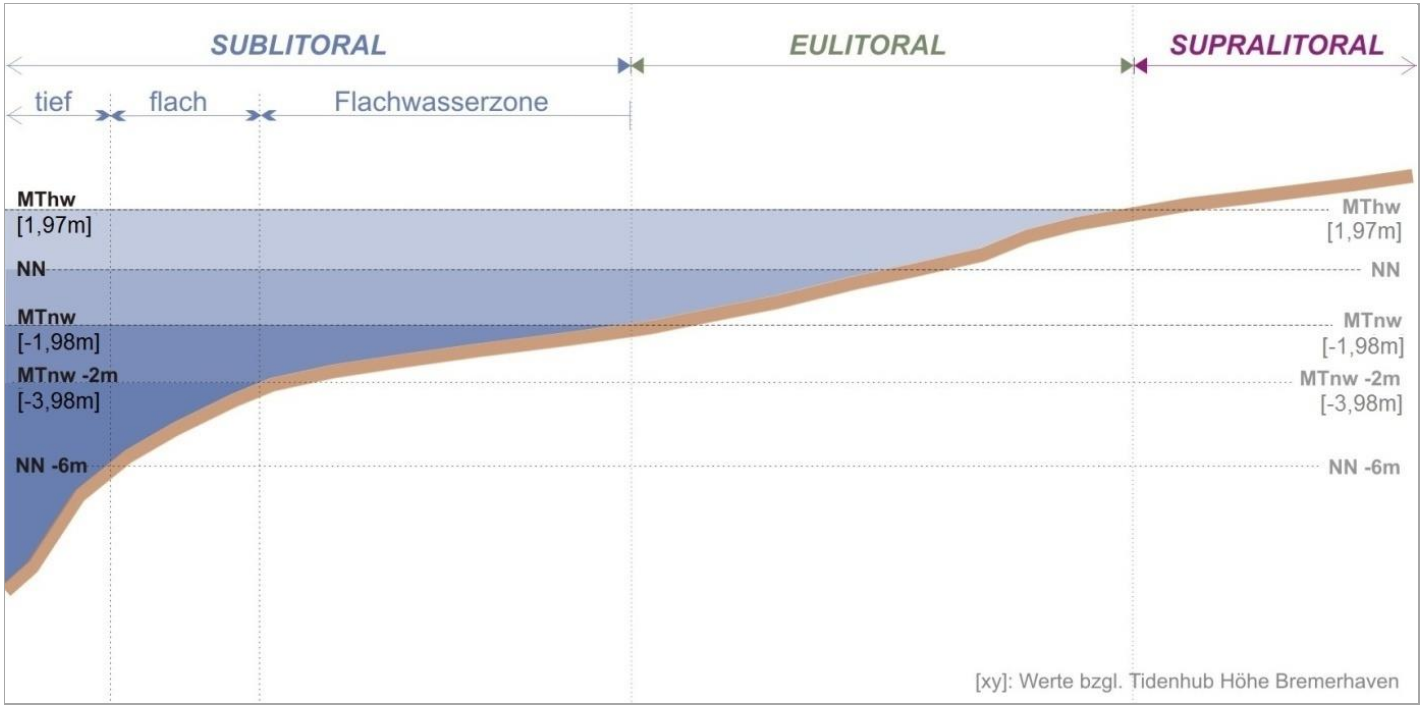
3 Wertstufenkarte Außendeichsflächen Weserästuar (Mündungstrichter / Brackwasserzone)

OTB-Unterlagen (Küfog 2014)



4 Grafik zur horizontalen Gliederung des Weserästuars

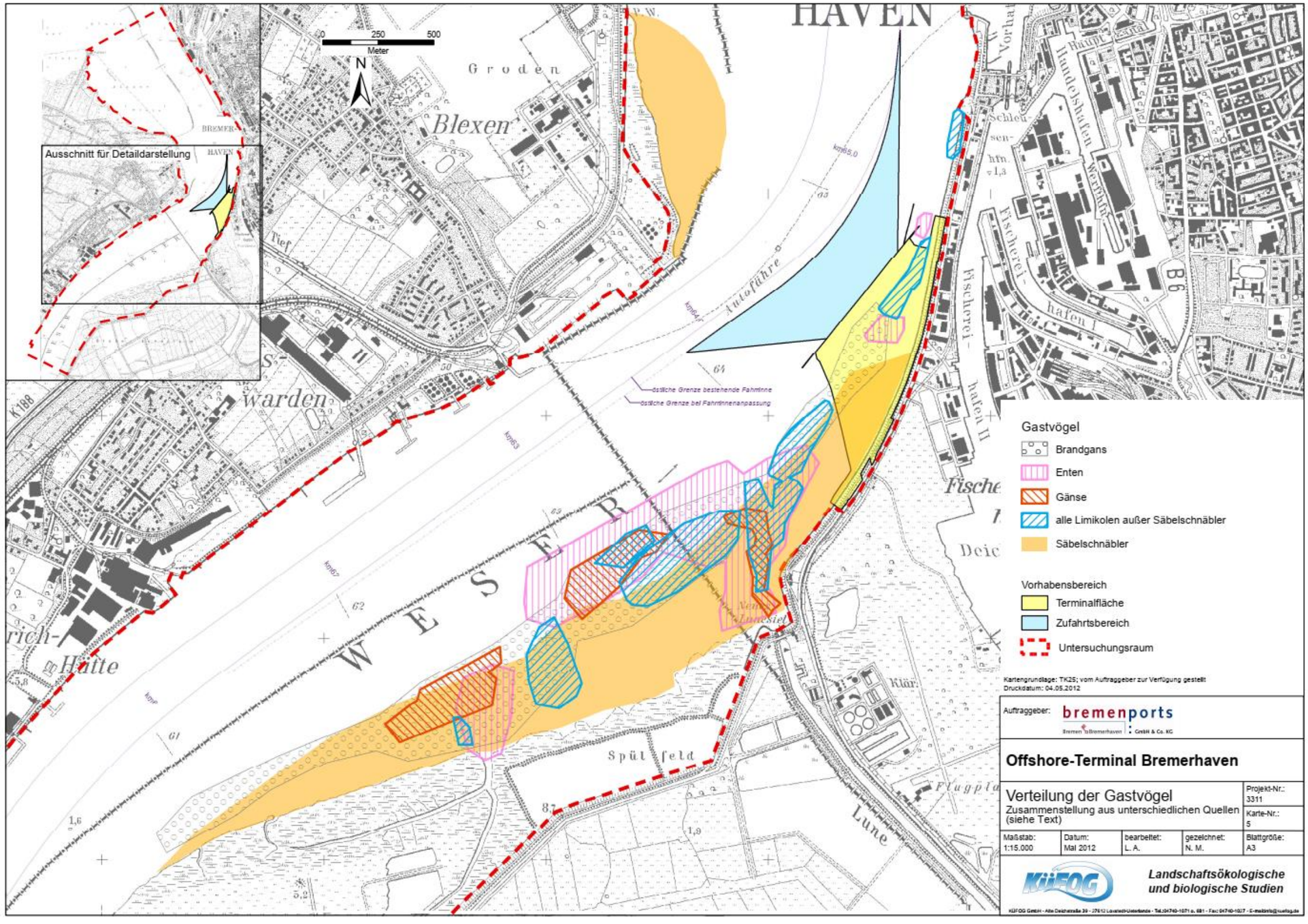
Abb. 1 aus Tesch & Küfog 2014 (IPMP Luneplate)



Einteilung des aquatischen Bereichs des Weserästuars nach Höhenlage zum Tidehochwasser.

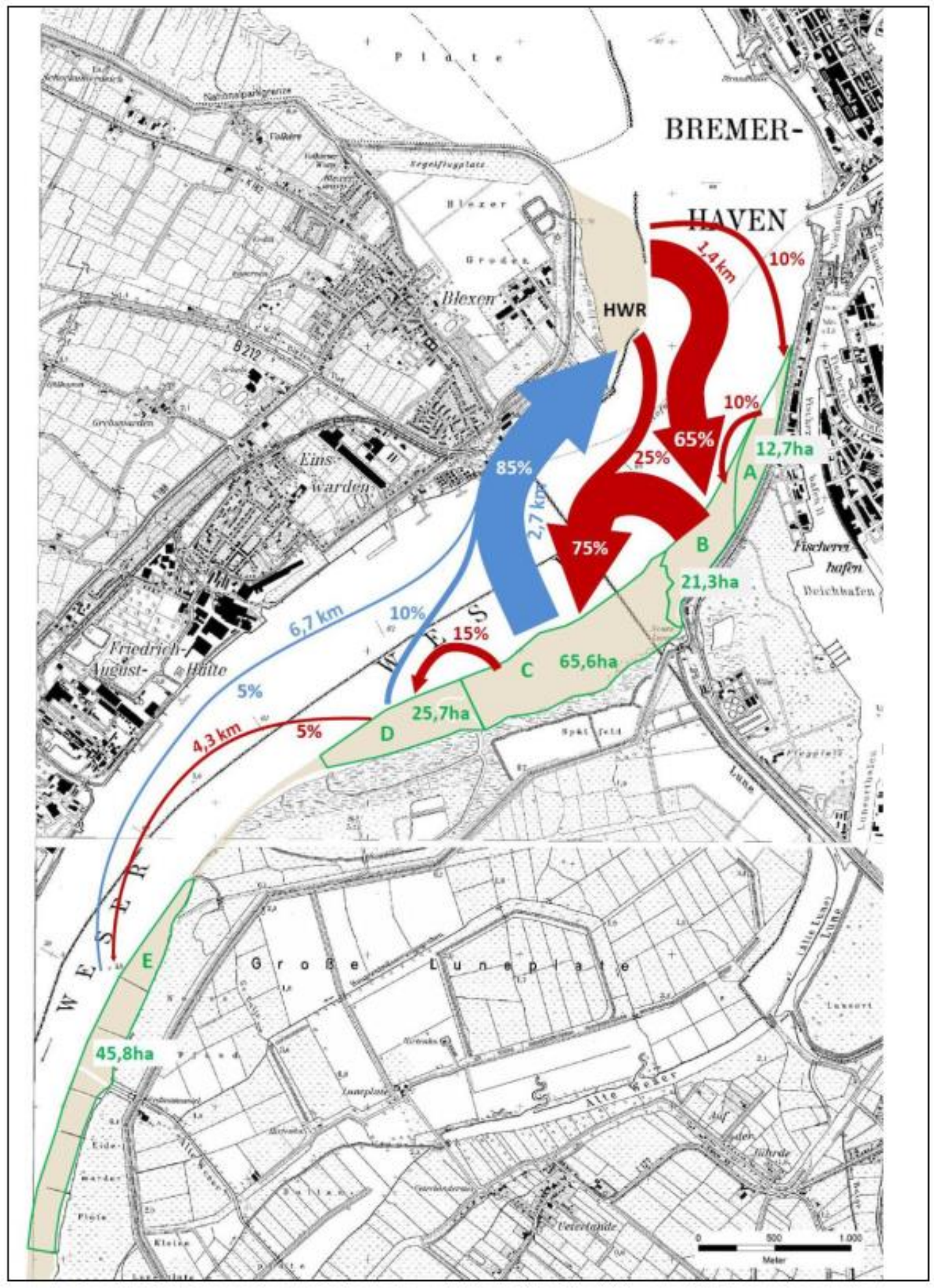
5 Abbildung zur Verteilung der Gastvögel

OTB-Unterlagen (Küfog 2012)



6 Abbildung zur Nutzung des Wattflächen im inneren Weserästuar durch den Säbelschnäbler

OTB-Antragsunterlagen – LBP S. 76 (Küfog 2014)



Wanderungsstrecke der Säbelschnäbler während der Nahrungssuche im Verlauf einer Niedrigwasserphase. (aus KÜFOG 2010c)

KÜFOG (2010c): Offshore-WEA- Terminal Bremerhaven. Mindestareal der Nahrungsflächen des Säbelschnäblers für den Erhalt seines Mausergebietes im Weserwatt bei Bremerhaven. Expertise unter besonderer Berücksichtigung des Besonderen Artenschutzes und der möglichen Kompensationsansätze (unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag der bremenports GmbH & Co. KG).

7 Bewertung des Weserwatts im IPMP Luneplate 2014

Auszug aus dem Integrierten Pflege- und Managementplan für die Luneplate (Tesch & Küfog 2014 S. 102 – Kap. 4.10.5)

Bewertung der Haupteinheit 6 „Weserwatt“ im NSG Luneplate

- Die Entstehung von Wattflächen ist an spezielle Standortbedingungen gebunden, die nur in bestimmten Naturräumen vorkommen. Wechselnde Salzgehalte, Wasserstandsschwankungen und eine hohe Sedimentation führen im Brackwasserbereich zu einer speziell angepassten Fauna. Hierzu gehört v.a. das Makrozoobenthos, das wiederum eine wichtige Nahrungsgrundlage für viele Wasser- und Watvögel darstellt. Besonders wertvoll ist dieser Biotoptyp im Bereich der Einswarder Plate, da er hier weit überdurchschnittlich breit ausgebildet ist und über weiche Gradienten mit Flachwasserzonen und naturnahen Uferstrukturen verbunden ist und zusammen mit diesen eine der letzten vollständigen typischen Biotopzonierungen der Unterweser darstellt.
  Die eulitoralen Flächen sind in ihrer Gesamtheit dem FFH-LRT 1140 zuzuordnen; des Weiteren gehören die Watten zu den gesetzlich geschützten Biotopen.
- Das Weserwatt südlich von Bremerhaven ist von **internationaler Bedeutung als Gastvogellebensraum**. Wertgebende Art ist der Säbelschnäbler, der hier mit großer Stetigkeit seit fast 20 Jahren mit Rastzahlen zwischen mehreren Hundert bis zu fast 4.000 Tieren auftritt und jedes Jahr den Kriterienwert für die internationale Bedeutung erreichte (s. BIOCONSULT & BIOS 2009, BREMENPORTS CONSULT 2006b). Damit ist das Weserwatt südlich von Bremerhaven nach dem Jadebusen und dem Dollart der bedeutendste Mauserplatz für den Säbelschnäbler in der Deutschen Bucht. Daneben waren in den vergangenen Jahren auch Weißwangengans und Kiebitz mit Zahlen von internationaler bzw. nationaler Bedeutung vertreten. Pfuhlschnepfe und Dunkler Wasserläufer erreichten in früheren Jahren zeitweise landesweite bzw. nationale Bedeutung.

8 Karte der Schutzgebiete an der Unterweser

