

Ad-hoc Analyse: Entwicklung der OWEA-Gründungsstrukturen hinsichtlich Gründungsdurchmesser und Kolkschutzmaßnahmen / Flächenversiegelung

18. Mai 2022

Sandra Hoffmann, Tulio Quiroz, Viktor Widerspan
sandra.hoffmann@iwes.fraunhofer.de

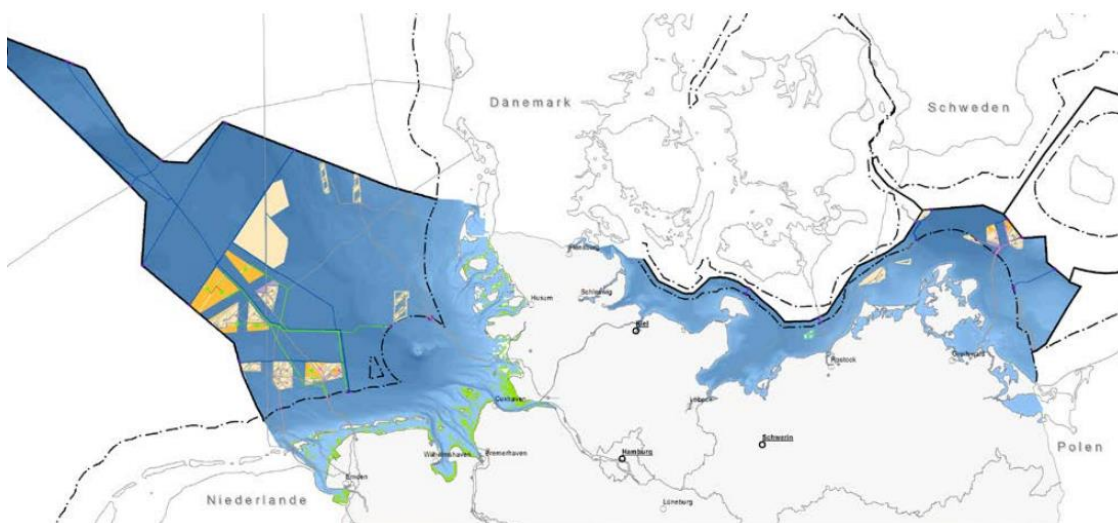
Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme
Am Seedeich 45
27572 Bremerhaven
Tel: +49 471 14290-100
www.iwes.fraunhofer.de

Vertraulichkeitsstatus

x	öffentlich
	intern
	vertraulich

Autor: Sandra Hoffmann	Ort, Datum:
Unterschrift:	Hannover, 03.06.2022
geprüft durch: Alexander Schenk	Ort, Datum:
Unterschrift:	Hannover, 03.06.2022

AD-HOC ANALYSE: ENTWICKLUNG DER OWEA-GRÜNDUNGSSTRUKTUREN HINSICHTLICH GRÜNDUNGSDURCHMESSER UND KOLKSCHUTZMAßNAHMEN / FLÄCHENVERSIEGELUNG



Bildnachweis: FEP 2020, BSH

AD-HOC ANALYSE: ENTWICKLUNG DER OWEA-GRÜNDUNGSSTRUKTUREN HINSICHTLICH GRÜNDUNGSDURCHMESSER UND KOLKSCHUTZMAßNAHMEN / FLÄCHENVERSIEGELUNG

Sandra Hoffmann, Tulio Quiroz, Viktor Widerspan

Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES
in Hannover

Projektnummer: 100433

Im Auftrag des

Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)
Bernhard-Nocht-Str. 78
D-20359 Hamburg

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung & Aufgabenstellung	6
2	Hinweise zur Datenbasis	7
3	Auswertung der Bestandsdaten	9
4	Überblick: Technische Herausforderungen zu Tragstrukturen großer OWEA bis 30MW	17
5	Darstellung & Bewertung der Ergebnisse	22
6	Fazit	25
7	Symbole und Abkürzungen	26
	Literaturverzeichnis	27

1 Einleitung & Aufgabenstellung

Die Strategische Umweltprüfung ist Bestandteil der fortlaufenden Flächenentwicklungsplanung des BSH für die deutsche Nord- und Ostsee. In diesem Zusammenhang wird seitens des BSH eine Abschätzung über die voraussichtliche Technologieentwicklung der Tragstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) verschiedener Leistungsklassen (5, 15, 20, 30 MW Anlagenleistung) und Zonengruppen (1/2, 3 und 4/5) benötigt. Diese Informationen sollen den Gründungsdurchmesser sowie die zugehörige, durch Kolkschutzmaßnahmen versiegelte Fläche pro Anlage umfassen, unter Berücksichtigung der verwendeten Tragstrukturtechnik.

Das Fraunhofer IWES wurde in diesem Zusammenhang damit beauftragt, eine Recherche und Analyse der gegenwärtig vorhandenen und geplanten Gründungsstrukturen für relevante Wassertiefen sowie Turbinen-Nennleistungen durchzuführen, sowie auf dieser Basis zukünftige Gründungsdurchmesser sowie Kolkschutzdurchmesser zu extrapolieren.

Im Einzelnen bestehen die Aufgaben darin, zunächst Leistung, Gründungsdurchmesser und Kolkschutzdurchmesser für bestehende Anlagen im betrachteten Leistungsbereich sowie in zur Deutschen Bucht analogen Baugrundsituationen aus öffentlich zugänglichen Quellen zusammenzutragen. Die Recherche wird beschränkt auf Monopiles und Jackets als die vorherrschenden Gründungsvarianten in Nord- und Ostsee. Diese Daten werden anschließend strukturiert, visualisiert und hinsichtlich Verwertbarkeit und Qualität analysiert.

Weiterhin wurde eine Literaturanalyse durchgeführt, um durchgeführte Extrapolationen zu Gründungs- und Kolkschutzdurchmessern für Anlagen bis 30 MW auf Basis der Bestandsdaten für eine mögliche Anwendung auf die vom BSH definierten Zonen der AWZ Deutschlands zu bewerten und zu plausibilisieren.

Die Ergebnisse der durchgeführten Arbeiten sind im vorliegenden Bericht dokumentiert.

2 Hinweise zur Datenbasis

Bestandsdaten

Die Datenbasis zu den Bestandswindparks und den geplanten Offshore-Windparks (OWP) in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) stammt aus dem vom BSH zur Verfügung gestellten Datensatz (BSH 2022a). Die Daten wurden durch Internetrecherche des IWES und einen weiteren Datensatz vom BSH zu Kolkenschutzdurchmessern ergänzt (BSH 2022b). Es bestehen dennoch Datenlücken zu den Kolkenschutzdurchmessern in 9 von 28 Windparks. Bei den Auswertungen ist daher zu beachten, dass die Anzahl der Datenpunkte mit der Anzahl der verfügbaren Daten variiert. Die gesammelten Daten sind in einer Excel-Tabelle zusammengestellt, siehe (Hoffmann 2022).

Definition Gründungsdurchmesser

Für Jacket-Gründungen wird ein Gründungsdurchmesser angegeben. Dieser soll ein Äquivalent zu einem Monopile-Durchmesser darstellen und auf diese Weise Vergleichbarkeit schaffen. Dazu wird über den Pfahl- bzw. Bucket-Durchmesser die Kreisfläche berechnet, die der Pfahl am Meeresboden benötigt. Diese Fläche wird mit der Anzahl der Jacket-Beine multipliziert, um die Fläche zu erhalten, die die Jacket-Beine insgesamt am Meeresboden einnehmen. Aus dieser Fläche wird auf einen fiktiven Durchmesser rückgerechnet, der das Äquivalent zu einem Monopile-Durchmesser darstellt. Kolkenschutzdurchmesser sind ab der Pfahlachse angegeben.

Zonen der AWZ

Die Zonen, in die die AWZ in Deutschland durch das BSH eingeteilt ist, sind in Abbildung 1 in Kombination mit den Wassertiefen für die Deutsche Bucht dargestellt, da sich die Zonen neben der Küstenentfernung über die Wassertiefe charakterisieren lassen.

Um die Übertragbarkeit von gesammelten Informationen auf die Deutsche Bucht bewerten zu können, sind in Abbildung 1 zunächst die Wassertiefen der vom BSH-festgelegten Zonen dargestellt. In Zone 1 und 2 wurden und werden bisher OWP gebaut.

In Zone 1 befindet sich noch ein Teil des Küstenmeers (Festland bis gestrichelte Linie), in dem die Zuständigkeit beim Bundesland liegt und nicht beim BSH. Damit fallen für die Planung die geringen Wassertiefen (<10 m) im Küstenbereich weg. Für Zone 1 bleiben Tiefen zwischen 10 und 40 m mit einem Schwerpunkt auf 20-30 m Wassertiefe.

Zone 2 wird von Wassertiefen zwischen 30 und 40 m dominiert und reicht insgesamt von 20-50 m Tiefe.

Die Zonen 3, 4 und 5 werden von Wassertiefen zwischen 40 und 50 m dominiert. In Zone 5 wird davon ausgegangen, dass die geringeren Wassertiefen (<40 m) aufgrund des Naturschutz-Vorranggebietes Doggerbank nicht geplant werden. Daher besteht auch der Großteil dieser Zone aus Wassertiefen von 40-50m und reicht in der Spitze bis 60m.

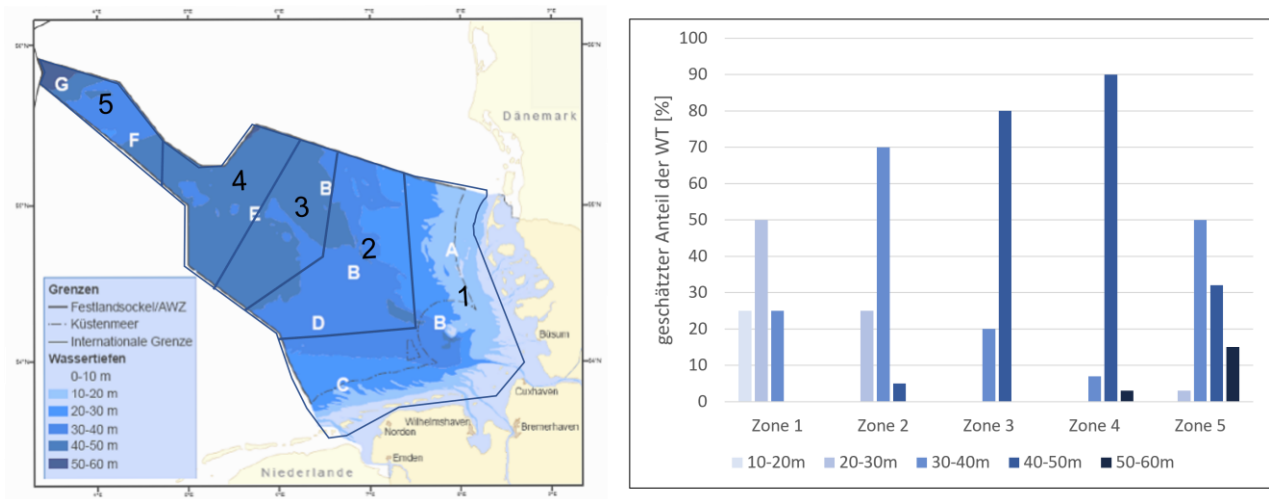


Abbildung 1: Links: Wassertiefen in der Deutschen Bucht (BSH 2016, S. 10) für die vom BSH festgelegten Zonen aus BSH (2020, S. 20). Rechts: Abschätzung der Anteile der Wassertiefen je Zone.

3 Auswertung der Bestandsdaten

Entwicklung der Anlagenleistung (Bestand & Planungen)

Die leistungsstärksten, Strom liefernden Offshore-Windenergieanlagen in der Deutschen Bucht sind seit 2019 in dem Windpark „Deutsche Bucht“ am Netz (BSH 2022a). Es handelt sich um 31 Anlagen mit einer Leistung von je 8,4 MW (BSH 2022a; Northland Power Inc. 2022). Diese sind auf Monopiles in bis zu fast 45 m Wassertiefe gegründet (BSH 2022a). Diese Monopiles besitzen einen Durchmesser von 8,0 m und wurden mit einem Kolkschutz von 37 m Durchmesser versehen (BSH 2022a).

Die im Bau bzw. im Planungsstadium befindlichen Offshore-Windparks für die deutsche AWZ zeigen aktuell einen klaren Trend hin zu OWEA mit größeren Nennleistungen als bisher gebaut wurden. Eine Übersicht über diese zeitliche Entwicklung ist in Abbildung 2 dargestellt. Der OWP „KASKASI II“ soll dieses Jahr mit 9,0 MW-Anlagen ins Netz einspeisen (BSH 2022a; RWE 2022). Die Windparks „Borkum Riffgrund 3“ und „Gode Wind 3“ sind mit 11,55 MW-Anlagen geplant und für den OWP „EnBW He Dreht“ sind 15 MW-Anlagen vorgesehen (BSH 2021a, 2021b; EnBW 2022; WINDKRAFT-JOURNAL.DE 2021). Eine solche 15 MW-Anlagen des Herstellers Vestas soll erstmals ab dem Jahr 2023 im Onshore-Testfeld in Østerild in Dänemark Strom erzeugen (WINDKRAFT-JOURNAL.DE 2021).

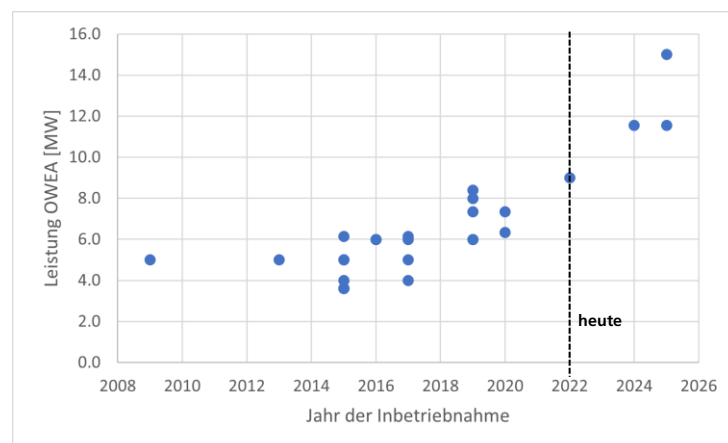


Abbildung 2: Zeitliche Entwicklung der Leistung installierter und geplanter OWEA in der deutschen AWZ.

Die konkreten Planungen im Anlagendesign reichen aktuell bis zu Anlagenleistungen von 16 MW: Der chinesische Hersteller MingYang kündigte 2021 den Prototypen einer 16 MW-Anlage an, welcher 2024 in Betrieb genommen werden soll (DNV AS 2021). Der Hersteller arbeitet aktuell mit dem DNV-GL an der Typenzertifizierung, die bis 2023 abgeschlossen sein soll (DNV AS 2021). Angepasste 15 MW+-Varianten sollen auch in der Nordsee einsetzbar sein (Richard 2021). In Bezug auf die Nennleistung übertrifft MingYang damit die Hersteller Vestas mit 15 MW (Vestas Wind Systems A/S 2022), Siemens Gamesa mit ebenfalls 15 MW (renews.biz 2021; Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A. 2022) und General Electrics mit 14 MW (General Electric International 2022), siehe auch Hauptprojekt 2. Zwischenbericht Kap. 3.3.2. (2022).

Entwicklung der Monopile-Durchmesser (Bestand und Planungen)

Bei den in der deutschen AWZ bisher eingesetzten Gründungsstrukturen handelt es sich zum großen Teil um Monopiles (79%) und um Jacket-Gründungen (9%) (BSH 2022a). Monopile-Durchmesser sind im Design von diversen Parametern abhängig. Diese Parameter liegen für die Bestandsdaten nicht vollständig vor und sind teilweise standortspezifisch, wobei ein hauptsächlicher Designtreiber jedoch die Nennleistung der Turbine ist. Daher wird der Zusammenhang zwischen dem Monopile-Durchmesser und der Nennleistung der OWEA für die Bestandsdaten zu Monopiles in der Nordsee in Abbildung 3 dargestellt. Insgesamt ist darin eine Zunahme der Monopile-Durchmesser bei steigender Anlagenleistung zu erkennen.

An den Bestandsdaten für Monopiles ist weiterhin jedoch zu erkennen, dass für OWEA mit größerer Nennleistung nicht zwangsläufig größere Gründungsdurchmesser verwendet werden, s. Abbildung 3. Darin ist zu erkennen, dass für Anlagen mit Nennleistungen zwischen 6 MW und 8,4 MW Monopiles mit etwa 8 m Durchmesser eingesetzt wurden.

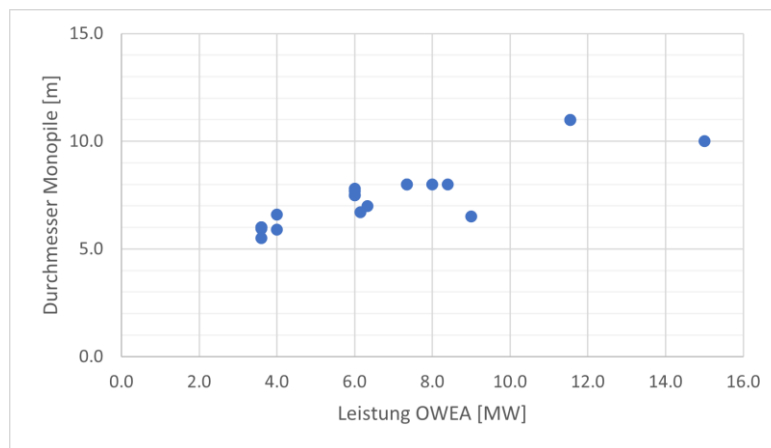


Abbildung 3: Monopile-Durchmesser in Abhängigkeit der installierten/geplanten Leistung der einzelnen OWEA in der deutschen AWZ (Nordsee).

In den zu Großbritannien gehörenden Windparks „Doggerbank A“ und „Doggerbank B“ werden sogar 13 MW Anlagen auf Monopiles mit 8,6 m Durchmesser gegründet (General Electric Company 2020; Navingo B. V. 2022a). Die Planungen in den deutschen Windparks „Gode Wind 3“ und „Borkum Riffgrund 3“ sehen hingegen schon für die je 11,55 MW Anlagen 11,0 m Monopile-Durchmesser vor und stellen damit die größten in der deutschen AWZ geplanten Monopiledurchmesser dar (BSH 2022a).

Die aktuell größten Monopile-Durchmesser als Gründung für OWEA in der deutschen Bucht befinden sich mit 8,0 m im seit 2020 stromeinspeisenden OWP „Albatros“ (BSH 2022a).

Der Hersteller Steelwind hat dieses Jahr die ersten Monopiles mit 9,4 m Durchmesser für den deutschen Ostsee-OWP „Arcadis Ost 1“ gefertigt, der sich innerhalb der 12-Seemeilen-Zone befindet und ab Ende 2022 Strom erzeugen soll (Navingo B. V. 2022b). Der Monopile für die Umspannplattform dieses OWP besitzt einen Durchmesser von 9,6 m und ist damit nach eigenen Angaben der bisher größte Monopile in Europa (Navingo B. V. 2022b). Allerdings gilt es zu bedenken, dass auf einen Monopile für eine OWEA aufgrund der aerodynamischen und hydrodynamischen Lasten größere und vor allem dynamische Kräfte wirken, sodass dies zwar ein Hinweis auf die Herstellbarkeit, jedoch nicht auf die Anwendbarkeit auf OWEA darstellt.

Die bereits erwähnten Monopiles für die in Planung befindlichen Windparks „Borkum Riffgrund 3“ und „Gode Wind 3“ besitzen mit 11,0 m die bisher größten Durchmesser, die für die Deutsche Bucht vorgesehen sind (BSH 2022a).

Der Monopile-Hersteller Steelwind produzierte Monopiles für den taiwanesischen OWP „Yunlin Offshore“ mit bis zu 10 m Durchmesser für 8 MW-OWEA von Siemens Gamesa (Dillinger 2019). Der erste Monopile wurde bereits 2020 installiert, bis 2023 sollen alle 80 OWEA in Betrieb sein (Durakovic 2022). Dieser Park liegt sehr küstennah (8-17 km) und in Wassertiefen von 8-38 m. Die Monopiles mussten aufgrund der Bodenverhältnisse für einige der Standorte bis zu 98 m lang sein (Steelwind Nordenham GmbH 2019). Insgesamt ergaben sich damit die bis 2019 schwersten Monopiles weltweit mit nahezu 2.000 t (Steelwind Nordenham GmbH 2019).

Der deutsche Hersteller EEW ist nach eigenen Angaben bereits produktionstechnisch auf Monopile-Durchmesser von 12 m Durchmesser vorbereitet (EEW Holding GmbH & Co. KG).

Trend bzgl. Monopile-Durchmesser

Die Betrachtung der Technologieentwicklung bzgl. der Durchmesser von Monopiles kann aufgrund einer mangelnden bzw. nicht verfügbaren Datenbasis nicht auf Basis der jährlichen Weiterentwicklung bei den Herstellern stattfinden. Einen Anhaltspunkt geben jedoch die maximalen Durchmesser, die für die Monopiles im Jahr der Inbetriebnahme des OWP verwendet wurden und somit technologisch mindestens zur Verfügung standen (Abbildung 4). Als Datenbasis für diese Aussage dienen die Bestandsdaten der deutschen AWZ. Die Betrachtung der jährlichen Zunahme der maximal verwendeten Monopile-Durchmesser in Abbildung 4 zeigt einen zunehmenden Trend. Die darin zu erkennende bisherige Zunahme der Monopile-Durchmesser unterstützt somit die Tendenz in Richtung größer werdender Monopile-Durchmesser in Abbildung 3. Der Datenpunkt im Jahr 2022 gehört zum OWP „KASKASI II“, in dem 6,5 m Monopile-Durchmesser verwendet werden. Bei der beabsichtigten Darstellung der Weiterentwicklung der Möglichkeiten bei den Monopile-Durchmessern, wird dieser Datenpunkt ausgelassen, da die Entscheidung für geringe Monopile-Durchmesser keinen Technologierückschritt bedeutet.

Da die Parameter, die den Monopile-Durchmesser beeinflussen, wie beschrieben auf Basis der vorhandenen Daten nicht im Einzelnen erfasst werden können, wird auf Basis der Darstellung der Monopile-Durchmesser in Abhängigkeit der Nennleistung der OWEA in Abbildung 3 auf 30 MW Anlagenleistung extrapoliert, siehe Abbildung 5. Dabei ist zu beachten, dass sich die hier verwendete lineare Prognose als ein möglicher Trend mathematisch aus den Bestandsdaten ergibt und lediglich als Orientierung dient. Die sich ergebenden Monopile-Durchmesser um 18 m sind mit einer großen Unsicherheit behaftet, da es sich um eine starke Extrapolation handelt (von 15 MW auf 30 MW). Dies ist durch den hinterlegten Bereich im Diagramm verdeutlicht, jedoch nicht konkret einzugrenzen. Die ebenfalls dargestellten, jedoch nicht im Trend berücksichtigten, Anlagenleistungen in der Ostsee stimmen mit dieser Prognose überein.

Tabelle 3.1 gibt aus zwei verschiedenen mathematischen Ansätzen erzeugte Extrapolationswerte für die Entwicklung der Monopile-Durchmesser als Funktion der Nennleistung als Anhaltswerte wieder, vgl. Abbildung 5.

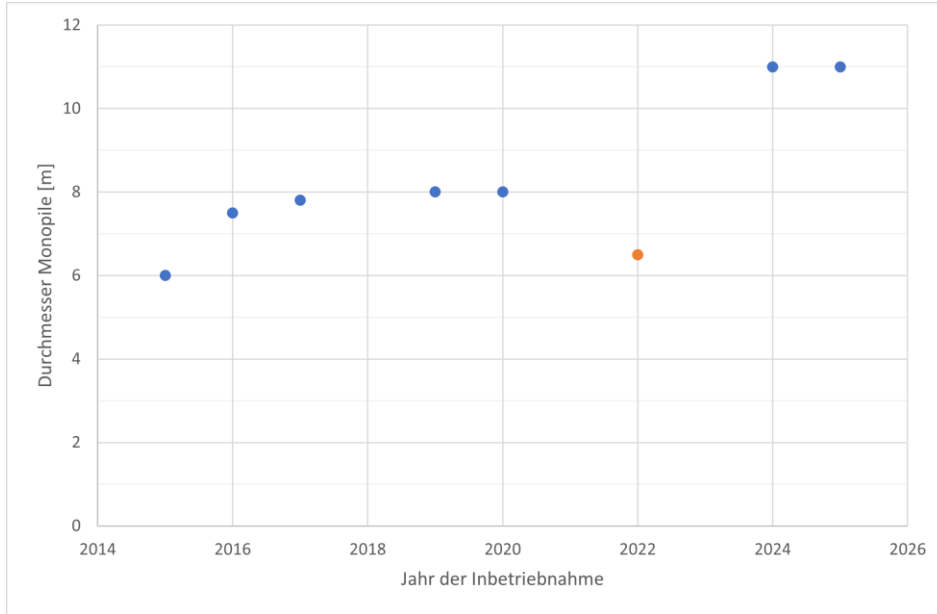


Abbildung 4: Maximal verwendete Monopile-Durchmesser in der deutschen AWZ nach Jahr der Inbetriebnahme.

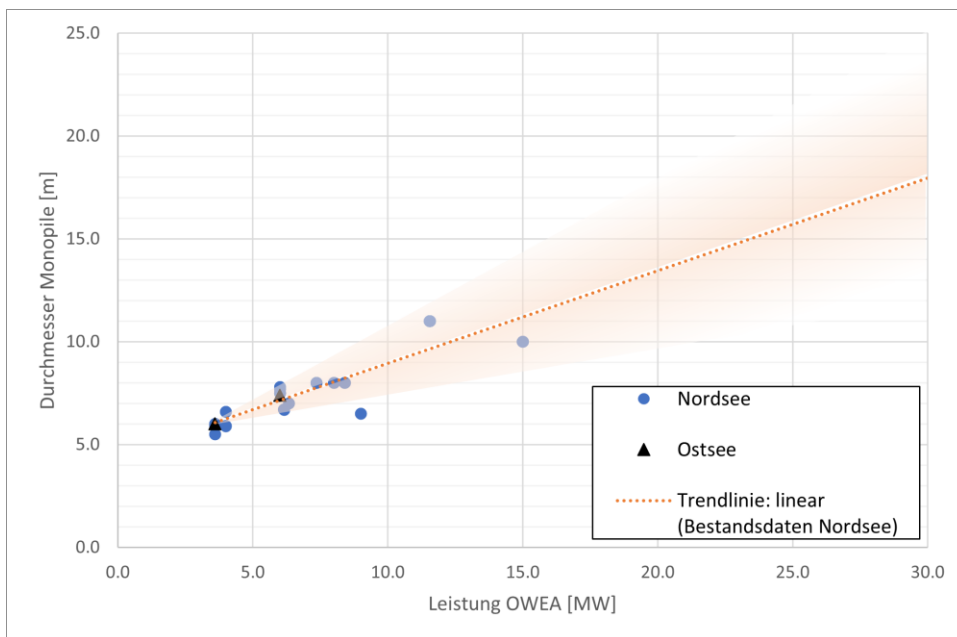


Abbildung 5: Monopile-Durchmesser für OWEA bis 30 MW als lineare Extrapolation der Bestandsdaten für die AWZ (Nordsee), mit Unsicherheiten behaftet. Anlagenleistungen in der Ostsee stimmen mit Datenbereich überein.

Tabelle 3.1: Ergebnisse der Prognosen für Monopile-Durchmesser für größere OWEA-Leistung auf Basis der Bestandsdaten aus Abbildung 5.

Leistung [MW]	Prognose Monopile-Durchmesser	
	I Potenzfunktion	II linear
5		6.7
15		10.6
20		11.9
30		14.1

Kolkschutzdurchmesser um Monopile-Gründungen

Da Kolkschutzdurchmesser von dem zu erwartenden Kolkausmaß an der jeweiligen Gründungsstruktur am jeweiligen Standort abhängig sind, und bei der Berechnung von Kolkausdehnungen diverse Parameter wie z. B. Durchmesser des Pfahls, Wassertiefe, Wellenhöhe, Wellenperiode, Wellenzahl, Keulegan-Carpenter-Zahl (Strömungsbeeinflussung durch den Pfahl), vorherrschende Korngröße am Standort u.a. Einfluss nehmen (Standard DNVGL-ST-0126, S. 226 ff), ist aufgrund nicht verfügbarer Standortdaten und auch aufgrund der großen Komplexität keine Prognose auf Basis physikalisch-technischer Daten durchführbar.

Alternativ wurde wiederum ein empirischer Ansatz auf Grundlage von Bestandsdaten gewählt: In Abbildung 6 ist dargestellt, wie umfangreich die Kolkschutzmaßnahmen an bisherigen OWEA auf Monopiles der Deutschen Bucht waren.

Die Betrachtung wird auf Monopiles beschränkt, da sich die Kolkschutzmaßnahmen je nach Gründungsstruktur unterscheiden und hier die Datenlage aufgrund der Verbreitung der Monopile-Gründung in der deutschen AWZ ausreichend ist. Da der Durchmesser des Pfahls, also hier des Monopiles, den wichtigsten Einflussfaktor darstellt, sind die Kolkschutzdurchmesser darauf bezogen (Datenbasis: Bestandsdaten für die deutsche AWZ (Nordsee) (BSH 2022a, 2022b)). Um den Einfluss der Wassertiefe nicht unberücksichtigt zu lassen, wird ein dimensionsloser Quotient aus Monopile-Durchmesser D und Wassertiefe WT eingeführt und statt dem Monopile-Durchmesser dargestellt. Dem gegenüber wird der Kolkschutzdurchmesser als Vielfaches n des Monopile-Durchmessers betrachtet, siehe Abbildung 6. Für die Ostsee existiert hier nur ein Datenpunkt (OWP „Arkona-Becken Südost“), da ein weiteres OWP in der Ostsee (OWP „Wikinger“) nicht auf Monopiles steht und über den dritten OWP in der Ostsee (OWP „EnBW Baltic 2“) keine Informationen über den Kolkschutzdurchmesser vorliegen. Dieser verfügbare Datenpunkt wird daher nicht in den Trend mit einbezogen, stimmt jedoch sehr gut damit überein (4,6D).

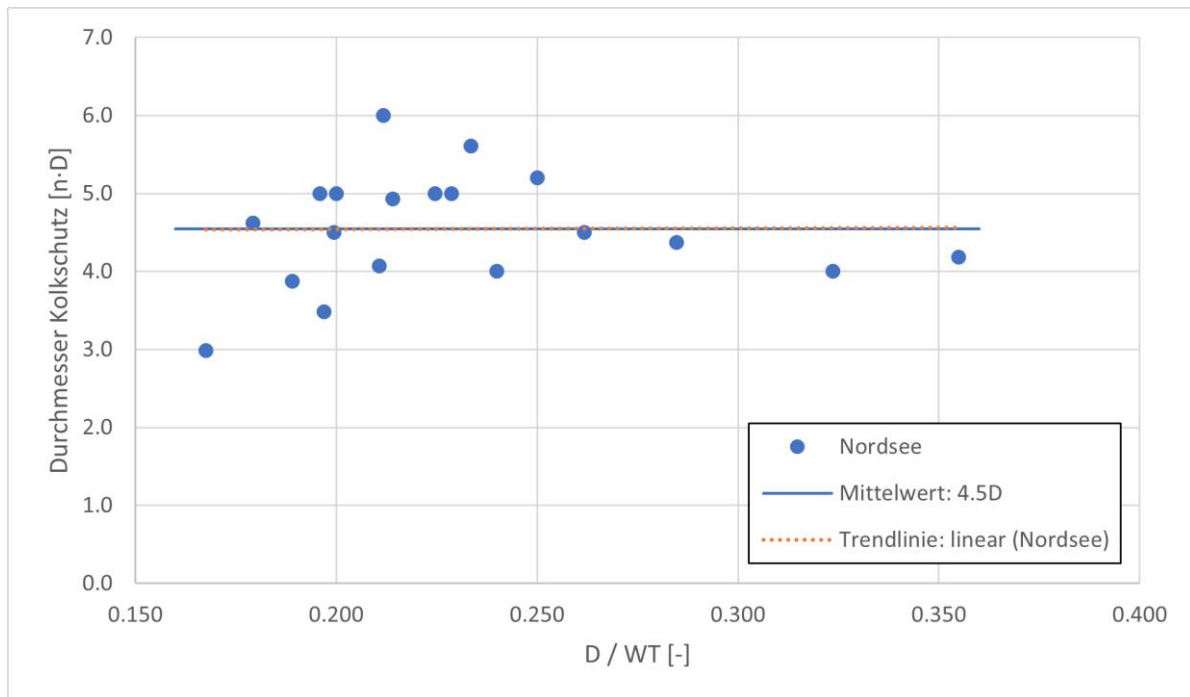


Abbildung 6: Kolkdurchmesser in Abhängigkeit von dem auf die Wassertiefe (WT) bezogenen Monopile-Durchmesser (D) in der Deutschen Bucht.

Die Daten zeigen, dass die Kolkdurchmesser an den Monopiles in der AWZ (Nordsee) zwischen 3,5-fachem und 6,0-fachem Monopile-Durchmesser ($3,5D$ und $6,0D$) liegen, bzw. für die geplanten Parks verwendet werden sollen. Anhand dieser Auswertung ist keine Zunahme des relativen, auf den Monopile-Durchmesser bezogenen Kolkdurchmesser zu erkennen. Eine lineare Trendlinie ergibt sich als Orientierung wie in Abbildung 6 dargestellt. Der ebenfalls dargestellte Mittelwert der bezogenen Kolkdurchmesser liegt bei $4,5D$ und stimmt somit mit der nahezu konstanten Trendlinie überein. Anhand der Daten kann weder ein Aufwärts- noch ein deutlicher Abwärtstrend gesehen werden. Die drei Datenpunkte $D/WT > 0,28$ stammen aus den im Bau bzw. in Planung befindlichen Windparks. Diese liegen leicht unter $4,5D$. Da die Streuung der restlichen Daten relativ groß ist, soll anhand dieser drei Datenpunkte kein Abwärtstrend prognostiziert werden. Es zeigte sich durch weitere Auswertungen, dass die Kolkdurchmesser der Nordsee-OWP an Monopiles auch ohne die Berücksichtigung der Wassertiefe zu einem Trend führen, der ebenfalls nahezu konstant bei ca. $4,5D$ liegt (Hoffmann 2022). Anhand der betrachteten Daten kann demnach der Kolkdurchmesser an Monopiles als von der Wassertiefe unabhängig betrachtet und mit $4,5D$ abgeschätzt werden.

Jackets und Suction-Bucket-Jackets

Um Aussagen über die Gründungs- und Kolkdurchmesser an Jacket-Strukturen machen zu können, müssen Jackets, die auf Pfählen gründen, von Suction-Bucket-Jackets (SBJ) unterschieden werden. Diese Unterscheidung ergibt sich aus der deutlich größeren Fläche, die ein Suction-Bucket gegenüber einer Pfahlgründung für Jackets am Meeresboden benötigt (Hoffmann 2022).

Es werden die deutschen Windparks auf Jackets betrachtet: „Wikinger“ (Jackets), „alpha ventus“ (teilweise auf Jackets), „Nordsee Ost“ (Jackets), „Borkum Riffgrund 1“ (1 SBJ) und „Borkum Riffgrund 2“ (teilweise auf SBJ). Da diese Daten allein keine Einschätzung erlauben, wird die Datenbasis zu

Jackets auf Pfählen um die OWP „Thornton Bank Phase II/III“ (Belgien, Nordsee), „Ormonde“ (Vereinigtes Königreich, Irische See) und „Inch Cape“ (Vereinigtes Königreich, Nordsee vor Schottland) erweitert. Des Weiteren werden die Referenzdesigns im Rahmen der Forschungsprojekte INNWIND.EU (Jensen et al. 2017) und UpWind (Vries 2011) betrachtet. Dabei wurde beachtet, dass die OWP in Wassertiefen liegen, die denen der Deutschen Bucht (siehe Abbildung 7) entsprechen (26 m, 30 m, 55 m).

Die verwendeten Gründungsdurchmesser berechnen sich aus den Pfahl- bzw. Suction-Bucket-Flächen am Meeresboden wie in Kapitel 2 beschrieben. Des Weiteren wird der Gründungsdurchmesser der auf vier Pfählen gegründeten Jackets im 20-MW-Referenzdesign des Projekts UpWind (Vries 2011) über die Pfahlmantelfläche auf einen SBJ-Gründungsdurchmesser umgerechnet, um die Datenbasis zu erweitern. Dabei werden ein Pfahldurchmesser von je 5,6 m pro Pfahl und 55 m Einbindetiefe nach Vries (2011) angesetzt. Des Weiteren wird angenommen, dass das SBJ auf wie bisher üblich drei Suction Buckets steht. Die Umrechnung von 4 Pfählen auf 3 Suction Buckets kalkuliert den Spielraum ein, den es bei der Vergrößerung des Jacket-Footprints gibt, um die Durchmesser der Gründung gering zu halten.

Da auch für diese Gründungsarten keine standortspezifischen Daten vorliegen, die in das Design solcher Strukturen einfließen, wird die Darstellung analog zu den Monopile-Durchmessern in Abbildung 5 auf die genannten Bestandsanlagen und Referenzanlagen beschränkt und an der Leistung der einzelnen OWEA orientiert. Die Gegenüberstellung der Gründungsdurchmesser in Abhängigkeit der OWEA-Leistung ist für Jackets und SBJ in Abbildung 7 dargestellt. Außerdem sind zu Vergleichszwecken die Monopile-Durchmesser der deutschen AWZ ergänzt.

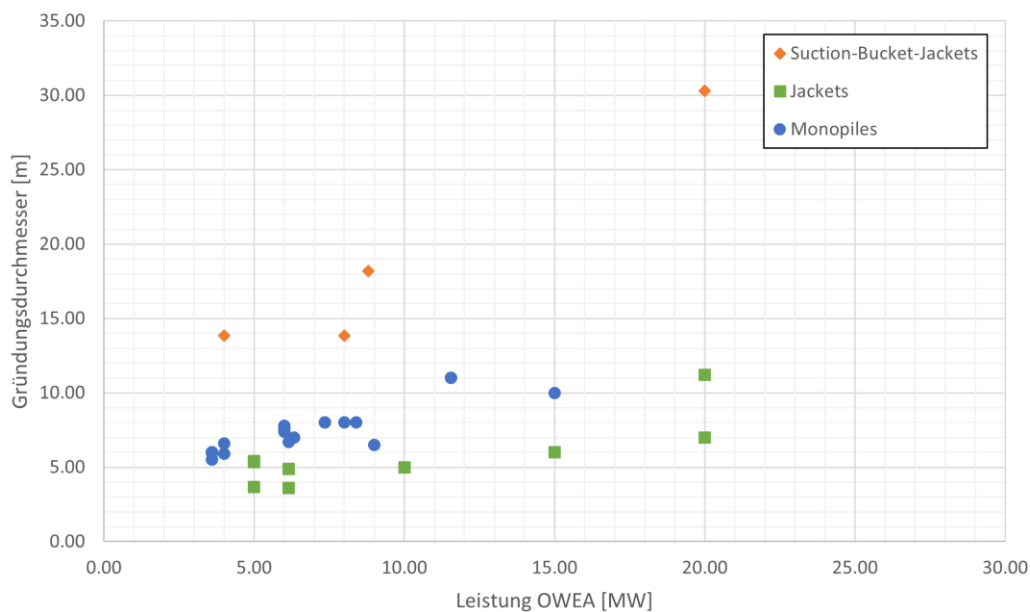


Abbildung 7: Gründungsdurchmesser von Jackets und Suction-Bucket-Jackets im Vergleich mit den Monopile-Durchmessern in der AWZ.

Es zeigt sich, dass die Gründungsdurchmesser für Jackets auf Pfählen grundsätzlich geringer sind als die Monopile-Durchmesser, die für diese Leistungsklassen in der AWZ existieren (>5,5 m Monopile-Durchmesser). Die Extrapolation der Daten für die Pfahl-gegründeten Jackets zeigt eine geringere

Zunahme der Gründungsdurchmesser als bei den Monopiles, sodass bei 30 MW der Gründungsdurchmesser mit ca. 11,4 m prognostiziert wird. Das entspricht einer Fläche von ca. 102 m² und bei einem vierbeinigen Jacket einem Pfahldurchmesser von 5,7 m. Da es sich hierbei um eine starke Extrapolation von 20 MW einer Referenzanlage auf 30 MW handelt, kann diese Prognose nur einen mathematisch ermittelten Orientierungswert darstellen. Ausgehend von Pfahldurchmessern dieser Größe gibt es demnach nach aktuellem Stand keine technischen Herausforderungen bei der Herstellung dieser Rohre, da weit größere Durchmesser möglich sind (siehe Monopiles). Es ist jedoch zu beachten, dass beim pre-piling für die Installation entsprechende „Schablonen“ verfügbar sein müssen und damit weitere Abhängigkeiten bzgl. der Umsetzbarkeit bestehen.

Zu beachten ist, dass mit größeren Wassertiefen nicht unbedingt größere Gründungsdurchmesser (Pfahl/Suction Bucket) einhergehen müssen, da die Kräfte auf die Pfähle durch einen größeren Footprint der Jacket-Strukturen verringert werden können. Jacket-Footprints wie die maximal in der Planung angegebenen 60x60 m für den Windpark „Inch Cape“ in der Nordsee vor Schottland (Inch Cape Offshore Wind Farm Limited (ICOL) 2021) können jedoch die aktuellen logistischen Möglichkeiten bzgl. verfügbarer Transportschiffe bzw. Barges übersteigen, sodass Gründungspfähle größeren Durchmessers den gangbareren Weg für größere Wassertiefen darstellen können.

Jacket-Strukturen mit Pfahlgründung besitzen bezogen auf den Gründungsdurchmesser den geringsten Flächenbedarf am Meeresboden. Danach folgen die Monopiles. Die Suction-Bucket-Jackets werden derzeit mit den in diesem Vergleich größten Gründungsdurchmessern geplant. Es wird aufgrund der geringen Datenlage keine Prognose für Gründungsdurchmesser von SBJ vorgenommen. Zu beachten ist bei den dargestellten Durchmessern, dass diese Art der Gründung noch nicht lange erprobt wird (wenig Datenpunkte: erster OWP „Borkum Riffgrund 2“ mit mehreren SBJ von 2019) und auch erst seit 2019 die erste Richtlinien dazu existiert: Carbon Trust (2019). Daher kann ein eher konservatives Design unterstellt werden. Das Design von Bucket-Gründungen ist unter anderem im vom BMWK geförderten Verbundvorhaben „ProBucket“ (Förderkennzeichen: 03EE3033A) des Fraunhofer IWES Gegenstand der aktuellen Forschung.

Kolkschutzdurchmesser Jacket-Gründungen

Für die Bestandsdaten zu den Windparks in Nord- und Ostsee, die nicht auf Monopiles gegründet sind, liegen keine Informationen zu Kolkschutzdurchmessern vor. Für den OWP „alpha ventus“ ist bekannt, dass zunächst kein Kolkschutz für die Jackets und Tripoden vorgesehen wurde. Nachträglich wurde aufgrund starker Kolkbildung bei den verwendeten Tripoden ein Kolkschutz ergänzt, die Jackets verblieben ohne Kolkschutz (Bartsch 2020).

4 Überblick: Technische Herausforderungen zu Tragstrukturen großer OWEA bis 30MW

Die Zuverlässigkeit der in den vorherigen Kapiteln dargestellten Extrapolationen bzw. Prognosen bzgl. Monopile-Durchmesser und Kolkenschutzdurchmesser für bis zu 30 MW-Anlagenleistung ist vom Fortschritt in verschiedenen Technologie-Bereichen abhängig.

Die Gründe für die genannten Unterschiede in der Leistung bei dennoch ähnlichem Monopile-Durchmesser sind vielfältig. Verschiedene Faktoren haben dabei Einfluss auf das Monopile-Design. Da es sich bei dem bei dem erwähnten Beispiel (OWP „Doggerbank A“, „Gode Wind 3“ und „Borkum Riffgrund 3“) um verschiedene Standorte handelt, liegt zunächst nah, die Wassertiefe zu betrachten, da diese Einfluss auf die Länge eines Monopiles besitzt: Um die Steifigkeitsanforderungen zu erfüllen, steigt mit der Länge eines Monopiles auch der Durchmesser und/oder die Wanddicke. Allerdings sind auch die am Standort zu erwartenden Extremlasten durch Wind und Wellen ein maßgebendes Designkriterium. Über den Beitrag dieser Faktoren kann anhand der vorliegenden Daten keine Aussage getroffen werden.

Horwath et al. (2021) zeigen eine Übersicht über die Gründungsvarianten und die maximalen Wassertiefen, in denen sie eingesetzt werden können. Dabei handelt es sich jedoch nicht zwangsläufig um Technologiegrenzen, sondern um mögliche und übliche Einsatzbereiche (Horwath et al. 2021). Monopiles werden dort mit bis zu 50 m Wassertiefe, Jackets mit bis zu 60 m Wassertiefe gelistet. Die deutsche AWZ ist lediglich bis zu 60 m tief, sodass dies nahelegt, dass Monopiles und Jackets für die gesamte deutsche AWZ in Frage kommen. Bei der Beurteilung, wie weit der Einsatzbereich von Monopiles (und Jackets) reicht, spielen jedoch weitere Aspekte eine Rolle.

Kranlimits

Die Verwendung von Monopiles in größeren Wassertiefen erfordert entsprechend längere Monopiles. Um die Steifigkeit zu gewährleisten, führt dies und die Verwendung größerer Anlagen durch größere einwirkende Kräfte zu größeren Monopile-Durchmessern. Durch den Anstieg von Länge und Durchmesser (und Wanddicke) steigt das Gewicht der Monopiles. Daher sind u. a. passende Kran- und Schiffkapazitäten Voraussetzung für eine andauernde Entwicklung in Richtung größerer Monopiles für größere Wassertiefen.

Der Abschlussbericht des EU-Projekts INNWIND.EU von 2017 (Jensen et al. 2017) weist auf Krankapazitäten als möglichen limitierenden Faktor für größer werdende Tragstrukturen hin. Es sei denkbar, dass Tragstrukturen eine Gesamthöhe von 90 m übersteigen, was neben einer entsprechenden Hubhöhe auch höhere Krantraglasten voraussetze. Die momentan möglichen Krankapazitäten zu ermitteln, reicht zur Verdeutlichung der aktuellen Limits nicht aus, da die reine Hublast bis weit über 10.000 t reicht (Marine Insight 2022). Die tatsächlichen Krankapazitäten sind jedoch z.B. vom Hebelarm, der sogenannten Ausladung, abhängig und nehmen mit zunehmender Ausladung ab (Liebherr 2021). So wurde für die bisher größten Monopiles mit 9,4 m Durchmesser, 100 m Länge und einem Gewicht von 2.000 t im Jahr 2019 das Offshore-Installationschiff „Orion“ eingesetzt, dessen Kran eine Tragfähigkeit von 5.000 t bei einer Ausladung von mehr als 30 m besitzt (Liebherr 2019).

Installationsgerät

Je größer die Monopiles werden, desto mehr Energie wird benötigt, die Monopiles mit einer bisher üblicherweise eingesetzten Schlagramme zu installieren. Hierdurch wird die Monopile-Struktur stark belastet und v.a. die Lebensdauer der Flanschverbindung reduziert. Außerdem ist technisch fraglich, ob die Baugröße von Impulsrammen weiterhin mit dem Durchmesser der Monopiles anwachsen kann.

In verschiedenen anderen Offshore- bzw. Nearshore-Anwendungen (bspw. zur Pfahlgründung von Brücken) und auch im Forschungszusammenhang für OWEA kommen jedoch bereits Vibrationsrammen zum Einsatz.

Durch die Kombination von mehreren Vibrationsrammen auf dem Umfang sind bereits Pfähle mit Durchmessern bis 30 m erfolgreich installiert worden (World's Largest Pile Driven by APE Dodecakong 2017). Diese Pfähle haben jedoch ein L/D nahe 1 mit einer geringeren Wandstärke, und sind auf überdrückte axiale Lasten ausgelegt. Eine direkte Vergleichbarkeit mit Monopiles ist nicht gegeben, dennoch erscheint der Installationsmechanismus übertragbar.

Wellen und Windkräfte

Wellen und Windlasten haben deutlichen Einfluss auf das Design der Gründung und können den Einsatz in tieferen Gewässern beeinflussen, da dies allein z. B. einen größeren Monopile erfordert (Davis 2019).

Jensen et al. (2017) nutzen das Wissen, dass das dynamische Verhalten einer Monopile-Gründung neben dem Zusammenspiel der Lasten auf die Windenergieanlage maßgeblich durch hydrodynamische Lasten bestimmt wird für die Auswahl der Gründung für die Auslegung ihrer Referenzanlage im Projekt „INNWIND.EU“. Eine Jacket-Gründung war für die Autoren aus diesem Grund und bzgl. der geplanten Variationen der Auslegung der Turbine für die Referenzanlage in 50 m Wassertiefe geeigneter als eine Monopile-Gründung (Jensen et al. 2017).

Gesamteigenfrequenz

Die Gesamteigenfrequenz muss trotz längerer Türme und größerer Wassertiefen, also längerer Monopiles, in den von den Anlagenherstellern vorgegebenen Frequenzbereichen liegen (Davis 2019). Eine Lösung ist, den Monopile wiederum steifer, also größer, zu dimensionieren. Eine weitere Abhilfe können leichtere Gondeln (Kopfmasse) darstellen sowie die Aufweichung der vorgegebenen Frequenzbereiche durch gegenseitig aufeinander abgestimmtes Design von Anlage und Tragstruktur (Davis 2019). Diese Prozesse finden aktuell nacheinander statt. Eine steifere Alternative zum Monopile stellt eine Jacket-Gründung dar, die aus diesem Grund eine anwendbare Möglichkeit für größere Wassertiefen darstellen kann. Außerdem können über die Regelung der Anlage und durch aktive Dämpfersysteme die dynamischen Lasten reduziert werden (Jensen et al. 2017). Passive Dämpfersysteme werden von den Autoren nur für die 10 MW Referenzturbinen eingesetzt, für größere Anlagen (wie die darauf aufbauende 20 MW-Anlage) seien sie nicht mehr effizient (Jensen et al. 2017).

Anlagendesign

Die Möglichkeiten im Design der OWEA haben ebenfalls Einfluss darauf, wie groß Anlagenleistung, Größe der Anlagen und Größe der Gründungen in Zukunft anwachsen werden können.

Mit steigender Anlagenleistung bzw. zunehmenden Rotorblattlängen werden die Rotorblätter schlanker und damit biegsamer. Dadurch können die Rotorblätter an den Turm schlagen. Gegenmaßnahmen sind bereits bekannt, jedoch nicht grenzenlos skalierbar: Zum einen werden die Rotorblätter vorgespannt, sodass sich diese durch die Krafteinwirkung durch den Wind nicht bis an den Turm biegen können. Zum anderen werden die Anlagen so designt, dass die Rotorebene geneigt (*tilt angle*: Winkel zwischen Naben-Achse und Horizontalen) sowie die Rotorblätter aus der Rotorebene Richtung Wind geneigt sind (*cone angle*). (Jensen et al. 2017)

Jensen et al. (2017) geben zu bedenken, dass dieses Problem bei Lee-Läufern nicht auftreten kann und diese Alternative bedacht werden kann, auch wenn sich die Luv-Läufer durchgesetzt haben. Allerdings würden Lee-Läufer zwar leichtere, flexiblere Rotorblätter erlauben, aber sich durch den Turmnachlauf negativ auf die Anströmung der Rotorblätter auswirken und damit auch die Geräuschentwicklung erhöhen.

Des Weiteren sahen die Autoren (Jensen et al. 2017) einen weiteren limitierenden Faktor für die Hochskalierung bestehender Anlagen auf über 10 MW in den beiden Hauptlagern der Welle. Die Kräfte auf die Hauptlager würden sich zu unterschiedlich verteilen und Lasten erzeugen, für die zum Zeitpunkt des Berichts von Jensen et al. (2017) keine Hauptlager zur Verfügung standen. Um diese Begrenzung zu umgehen, wurde z. B. das „King-pin“-Konzept vorgeschlagen, das im Rahmen des INNWIND.EU-Projekts für den Entwurf der OWEA genutzt wurde (Jensen et al. 2017).

Die auch für das dynamische Verhalten entscheidende Reduzierung der Kopfmasse der Anlage (Nabe, Gondel, Rotorblätter), also eine leichtere Bauweise, führt unter der Annahme von Design- statt Materialveränderungen zu einer Einsparung der Materialkosten, die von Jensen et al. (2017) für OWEA zwischen 10 und 20 MW als notwendig angesehen wurde.

Eine von RWE patentierte Lösung zur Verstärkung von Monopiles mit einem „collar“ (dt.: Kragen) soll im OWP „Kaskasi II“ an drei Anlagen der 38 OWEA erstmals zum Einsatz kommen (Buljan 2022). Damit soll die Stabilität bei ungünstigen Bodenverhältnissen verbessert werden (Durakovic 2020). Diese Verstärkung könnte auch dazu beitragen, dass die Monopile-Durchmesser geringer sein können als sie es ohne Verstärkung sein müssten. Im Windpark Kaskasi stehen OWEA bis zu 9 MW auf Monopiles von 6,5 m Durchmesser, was im Vergleich (s. Abbildung 3) eher gering ist. Die drei von 38 OWEA, die verstärkt werden sollen, sollen jedoch zunächst überwacht werden, um das System zu testen. Daher ist nicht anzunehmen, dass der Durchmesser der Monopiles im Design davon beeinflusst wurde.

4.1 Kolkchutz

Durch Kolkbildung können Gründungsstrukturen mehrere Meter freigespült werden, was zu Stabilitätsproblemen führen kann, da dadurch Knicklängen und Eigenfrequenzen beeinflusst werden. Je mehr Kolkbildung zu erwarten ist, desto umfangreicher muss der Schutz gegen Kolkbildung ausfallen. Wie ausgeprägt die Kolkbildung um eine Gründungsstruktur von Windenergieanlagen werden kann, hängt von verschiedenen Faktoren ab: Art und Größe der Gründungsstruktur, Strömung, Wasserstand/Wassertiefe, Wellen, Boden-Erosionsstabilität und Zeit (Peters 2017).

Grundsätzlich gibt es für den Kolkchutz verschiedene Ansätze, die sich sehr unterschiedlich auf die Fläche des Kolk schutzes am Meeresboden auswirken.

Um die Kolkbildung zu beschreiben und daraus Schutzmaßnahmen abzuleiten, ist eine genaue Kenntnis der Interaktion zwischen Gründungsstruktur und der Hydrodynamik am Standort erforderlich (Peters 2017). Wie Peters (2017) darstellt, gibt es diverse Ansätze, die zu erwartende Kolk tiefe um

einen Monopile mit Formeln zu erfassen, die zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen führen: Die zu erwartende Kolkentiefe für einen Monopile mit 6 m Durchmesser variiert dabei beispielsweise zwischen 3,4 m und 14,6 m (Peters 2017). Dies wird auch durch die unterschiedlichen Ansätze deutlich, die Matutano et al. (2015) zusammenfassen: Für einen Monopile mit 6 m Durchmesser ergeben sich für diese Gründung mit den dargestellten Ansätzen Kolkschutz-Ausdehnungen zwischen ca. 16 m und 66 m. Dabei reichen einige der Ansätze bis 4D bzw. 4,5D (Matutano et al. 2015, S. 5). Mit $4,5D=27$ m bei 6 m Monopile-Durchmesser liegt die Prognose der Kolkschutzdurchmesser aus Abbildung 6 im unteren Bereich der dargestellten Ansätze. Whitehouse (1998) empfiehlt für den Kolkschutz um einen Monopile den drei- bis vierfachen Durchmesser des Monopiles (3D-4D).

Die Kolkschutzmaßnahmen an Jackets unterscheiden sich von denen an Monopiles, da es sich um kleiner Pfahldurchmesser handelt und die Kolkbildung bei Jackets geringer ausfällt als bei Monopiles.

Suction Bucket Jackets benötigen einen Kolkschutz um bzw. auf jedem der Buckets, selbst wenn diese unterhalb des Meeresbodens liegen. Die Kolkentwicklung findet auch um den Durchmesser des Suction Buckets herum statt, nicht nur um die über dem Boden sichtbaren Jacket-Beine (Hoffmans, G. J. C. M. und Verheij 1997). Eine Überlegung zum Kolkschutz der Suction Buckets im OWP „Aberdeen Bay“ (Vereinigtes Königreich) umfasst für die jeweils 10,5 m SB-Durchmesser einen Kolkschutzdurchmesser von 15 m pro Jacketbein (Marine Scotland Marine Planning and Policy Division (MS-MPP) 2018, S. 25). Es ist jedoch unklar, ob dieser Entwurf des Kolkschutzes umgesetzt wurde.

Bei der Messplattform FINO 1 wurde kein Kolkschutz für die Jacket-artige Struktur vorgesehen. Seit 2003 hat sich dort eine lokale Kolkentiefe S von ca. 3,3 m an den Pfählen (Durchmesser $D=1,5$ m) gebildet, S/D beträgt somit ca. 2,0. Die Ausdehnung des globalen Kolkes durch die Struktur beträgt etwa die dreifache Grundflächenlänge (Peters 2017, S. 55). Die Jackets im OWP „alpha ventus“ besitzen ebenfalls keinen Kolkschutz (Peters 2017, S. 54). Hier liegt das Verhältnis der Kolkentiefe zum Pfahldurchmesser bei $S/D=2,5$ für den lokal aufgetretenen Kolk (Peters 2017, S. 54). Für beide Gründungsstrukturen im OWP „alpha ventus“ wurden Messsysteme installiert, um die Kolkbildung zu überwachen (Durstewitz und Lange 2016, S. 24).

Laut Peters (2017) entfallen 55% der Herstellungskosten einer OWEA auf die Turbine, 35 % auf die Gründung und 10% auf den Anschluss. Der Kolkschutz sei im Vergleich dazu kostengünstig mit 2,5-3% der Herstellungskosten bzw. 200.000-400.000€ für den Kolkschutz um einen Monopile (Peters 2017). Die Kosten müssen daher kein limitierender Faktor sein, mehr Kolkschutz an den Gründungsstrukturen zu verwenden. Bezüglich des Umweltschutzes ist es daher umso wichtiger, möglichst wenig-konservative Methoden zu nutzen, um den Kolkschutzdurchmesser so gering wie möglich zu gestalten.

Es ist möglich, auf Kolkschutz zu verzichten, wenn die Vorgaben des Zertifizierers eingehalten werden (Peters 2017). Der Standard DNVGL-ST-0126, S. 170 besagt, dass ein Verzicht auf Kolkschutzmaßnahmen gerechtfertigt werden kann, wenn gezeigt werden kann, dass die Strömungsgeschwindigkeiten nicht zu einer Kolkbildung führen oder das Design der Gründungsstruktur so ausgelegt ist, als wenn der Kolk schon ausgeprägt wäre (Annahme, falls keine Daten vorliegen: $S/D=1,3$) oder eine engmaschige Überwachung der Kolkbildung stattfindet und bei Überschreitung der designten Kolkentiefe S zeitnah Kolkschutzmaßnahmen ergriffen werden. Da das Verhältnis besonders bei Monopiles großen Durchmessers schnell große Kolkiefen bedeutet, werden diese entweder einkalkuliert oder wie in den Bestandsdaten in Abbildung 6 gesehen, mit Kolkschutz versehen.

Statt Steine als Kolkchutz um die Struktur aufzuschütten, können Sandcontainer verwendet werden. Es handelt sich dabei um textile Sandsäcke. Diese können bereits vor der Pfahlinstallation platziert werden. Der Pfahl wird hindurchgerammt. Dies erleichtert die Platzierung des Kolkchutzes, da noch kein Pfahl steht, braucht im Gegensatz zu Steinaufschüttungen keine verschiedenen Schüttgüter und damit mehrfache Schifffahrten und verhindert eine Kolkbildung bereits während der Bauphase (Peters 2017).

Peters (2017) stellt verschiedene Kolkchutzsysteme dar: Neben Steinaufschüttungen und Sandcontainern können strömungsverändernde Maßnahmen die Ausprägung von Kolk verringern (Bundesanstalt für Wasserbau 2006). Ein weiteres System besteht aus Matten, in die Fäden eingewebt werden (Seabed Scour Control Systems Ltd (SSCS)), sodass die Fäden wie Seegras in der Strömung wirken und Kolkbildung verhindern. Angesichts des Umweltschutzes muss jedoch bedacht werden, dass es sich dabei um Material aus Polypropylen handelt.

4.2 Alternative Technologieszenarien für Tragstrukturen großer OWEA

Monobuckets

Monobuckets erschienen eine aussichtsreiche Alternative zu Monopiles, da sie schnell und geräuscharm zu installieren sind (Koschinski und Lüdemann 2020). Es waren zwei 8,4 MW-Anlagen des Typs Vestas V164 im Windpark „Deutsche Bucht“ auf Monobuckets vorgesehen (Koschinski und Lüdemann 2020). Im Gegensatz zu der erfolgreichen Near-Shore-Prototyp-Installation in 2002 (Koschinski und Lüdemann 2020) gelang die Installation im Windpark „Deutsche Bucht“ aufgrund nicht näher genannter, während der Installation aufgetretener technischer Probleme nicht und soll auch nicht weiterverfolgt werden (Windmesse Redaktion 2020).

Bei Bucketgründungen muss der Kolkchutz über den Durchmesser des Buckets hinausgehen, auch wenn dieser sich theoretisch unterhalb des Meeresbodens befindet und nur der Pfahl oberhalb des Bodens sichtbar ist (Horwath et al. 2021).

Schwergewichtsrundungen

Schwergewichtsrundungen wurden im europäischen Ausland bereits vielfach und für bis zu Wassertiefen von 40 m für die Gründung von OWEA verwendet. Im englischen Offshore-Windpark „Blyth“ wurde dieser Fundamenttyp bereits für fünf OWEA mit je 8,3 MW Leistung eingesetzt (Navingo B. V. 2017). Die Designs reichen bis 15 MW und bis zu 70 m Wassertiefe und können für größere Anlagen hochskaliert werden (Koschinski und Lüdemann 2020). Vorteile sind die geräuscharme, Kran-freie Installation, die lange Lebensdauer von 50 Jahren sowie der einfache, vollständige Rückbau dieser Gründung (Koschinski und Lüdemann 2020). Nachteile bestehen darin, dass der Footprint dieser Strukturen je nach Design größer ist als bei einer vergleichbaren Monopile-Gründung und Kolkchutz die benötigte Fläche am Meeresboden weiter vergrößert (Koschinski und Lüdemann 2020). Im schwedischen Windpark „Lillgrund“ wurde der Kolkchutz nicht kreisförmig um die Gründung aufgeschüttet, erreichte aber hinter der Struktur von 19 m Durchmesser weitere 8 m Ausdehnung (Horwath et al. 2021). Hier muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Standorte maximale Wassertiefen von 9 m erreichten (Horwath et al. 2021).

5 Darstellung & Bewertung der Ergebnisse

Tabelle 5.1 zeigt die Ergebnisse der bewerteten Prognosen. Diese basieren wie beschrieben auf der Extrapolation der Bestandsdaten (vgl. Abbildung 5) und sind, soweit möglich, anhand weiterer Informationen plausibilisiert. Die Extrapolationen werden für Monopile- und Jacket-Gründungsdurchmesser auf Basis der verwendeten Daten mathematisch linear extrapoliert. Für die Monopile-Durchmesser wird außerdem ein günstigerer Trend betrachtet, bei dem eine zunehmende statt einer wie bisher voranschreitenden Entwicklung der einzelnen Technologie-Bereiche vorausgesetzt werden muss. Tabelle 3.1 zeigt die Übersicht über die Ergebnisse dieser Extrapolationen für die Monopile-Gründungsdurchmesser (Prognose I und II), Tabelle 5.2 die lineare Prognose für Jacket-Gründungsdurchmesser und die daraus zurückgerechneten Pfahldurchmesser bei einem vierbeinigen Jacket.

Tabelle 5.1: Prognosen der Durchmesser für Gründung und Kolkenschutz von Monopiles (MP).

Parameter	Zone 1/2		Zone 3		Zone 4/5	
	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 1	Szenario 2
Leistung pro Anlage [MW]	5	15	15	20	15	30
Nabenhöhe [m]	100	150	150	165	150	210
Rotordurchmesser [m]	140	240	240	270	240	350
Gesamthöhe [m]	170	270	270	300	270	385
Durchmesser Gründung [m]	6,7*	10,6*	11,3*	11,9-13,5*	11,3*	14-18*
Durchmesser Kolkenschutz [m]	30	48	51	54-61	51	63-81

* Extrapolationen

Zone 1/2: Szenario 1

Da sich die Windparks aus den Bestandsdaten ausschließlich in Zone 1 und 2 befinden und im 5 MW-Bereich Anlagen vorhanden sind, kann für Szenario 1 der Zone 1/2 ein Monopile-Durchmesser von etwa 6,7 m (Prognose I und II), siehe Tabelle 3.1, angenommen werden.

Der Durchmesser des Kolkenschutzes für einen Monopile dieser Größe wird nach Abbildung 6 mit 4,5D zu 30 m abgeschätzt.

Die in Abbildung 7 dargestellten Daten ergeben für Jackets für diese Leistungsklasse von 5 MW einen Gründungsdurchmesser von 4,3 m, siehe Tabelle 5.2. Der OWP „Wikinger“ liegt in diesem Szenario und besitzt Jackets mit einem Gründungsdurchmesser von 5,34 m (Footprint 25x25 m, (WINDKRAFT-JOURNAL.DE 2016)). Es liegen für diesen OWP keine Daten zum Kolkenschutz vor. Daher wird hier der OWP „Thornton Bank“ mit 6,15 MW OWEA auf 18x18m großen Jackets betrachtet, der großflächig mit einem Kolkenschutz aus Schüttgestein von 30x30 m versehen wurde (C-Power 2011, S. 9; C-POWER NV). Im OWP „alpha ventus“ wurde hingegen gänzlich auf einen Kolkenschutz an den Jacket-Strukturen verzichtet.

Zone 1/2: Szenario 2

Als Gründungsdurchmesser für einen Monopile werden 10,6 m nach Prognose I angesetzt, siehe Tabelle 3.1. Darin ist der OWP „EnBW He Dreih“ berücksichtigt, für den 15 MW-OWEA auf Monopiles mit 10 m Durchmesser geplant sind.

Die Prognose des Gründungsdurchmessers für Jackets in diesem Szenario liegt bei 7,1 m, siehe Tabelle 5.2, also 3,6 m Pfahldurchmesser.

Der Kolkschutzdurchmesser für einen Monopile mit 10,6 m Durchmessern ergibt sich wiederum nach Abbildung 6 mit 4,5D zu ca. 48 m. Kolkschutzdurchmesser für Jackets in Bestandswindparks konnten für dieses Szenario nicht ermittelt werden.

Zone 3: Szenario 1

Die Prognose I nach Tabelle 3.1 von 10,6 m Monopile-Durchmesser für 15 MW wird hier mit den verwendeten Monopile-Durchmessern von 12 m für 15 MW-OWEA im englischen OWP „Inch Cape“ kombiniert, um die größeren Wassertiefen in Zone 3 im Gegensatz zu den Zonen 1 und 2 zu berücksichtigen. Der englische OWP wird nahe der Küste Schottlands in der Nordsee in 43-55 m Wassertiefe gebaut (SLPE 2022), was den vorherrschenden Wassertiefen in Zone 3 entspricht, vgl. Abbildung 1.

Der Gründungsdurchmesser einer Jacket-Struktur liegt nach der Prognose in Abbildung 7 bzw. Tabelle 5.2 bei 7,1 m (3,6 m Pfahldurchmesser). Die größeren Wassertiefen in Zone 3 müssen sich nicht zwangsläufig auf den Pfahl-/Gründungsdurchmesser auswirken, da hier mit der Vergrößerung des Footprints des Jackets die Kräfte auf die Pfähle reduziert werden können.

Der Kolkschutzdurchmesser für einen Monopile dieser Größe wird nach Abbildung 6 mit 4,5D angenommen: 51 m.

Zum Kolkschutzdurchmesser an Jackets ist für dieses Szenario keine Prognose möglich. Es wird auf die geltenden Richtlinien wie Standard DNVGL-ST-0126 (2018) verwiesen, der besagt, dass ein Kolkschutz nur unter bestimmten Bedingungen notwendig ist und die Rahmenbedingungen dafür vorgibt.

Zone 3: Szenario 2

Der Monopile-Durchmesser wird nach den Prognosen I und II mathematisch zwischen 14 und 18 m liegen, siehe Tabelle 3.1.

An dieser Stelle wird auf die Auslegung eines Jackets für eine Referenzanlage im Projekt „UpWind“ verwiesen (Vries 2011). Die vier Beine des Jackets besitzen einen Pfahldurchmesser von 5,6 m. Das ergibt einen Gründungsdurchmesser von 11,2 m. Das Jacket besitzt einen Footprint von 42x42 m (Abstand zwischen Pfahlachsen). Eine weitere Referenzanlage mit 20 MW wurde im Projekt „INNWIND.EU“ entworfen und kommt auf einen Gründungsdurchmesser von 7 m mit Pfahldurchmessern von 3,5 m (Jensen et al. 2017). Die Prognose liegt daher zwischen diesen Referenzdesigns mit 8,6 m und 4,3 m Pfahldurchmesser, siehe Abbildung 7 und Tabelle 5.2.

Zone 4/5: Szenario 1

Der Monopile-Durchmesser wird hier genauso angenommen wie für Zone 3 in Szenario 1, da die vorherrschende Wassertiefe (40-50 m) in den Zonen sowie die Anlagenleistung, für die die Prognose abgegeben wird, übereinstimmt, siehe auch Übersicht über die Wassertiefen der Deutschen Bucht in Kapitel 2.

Bei den größeren Wassertiefen in diesem Bereich ist eine Vergrößerung der Pfahl-/ bzw. Gründungsdurchmesser denkbar, allerdings können mit einem angepassten (größerem) Jacket-Footprint die Lasten auf die Pfähle gering gehalten werden.

Der Kolkschutz für den Monopile wird mit 4,5D nach Abbildung 6 ebenfalls zu 51 m angenommen.

Zum Kolkschutz an Gründungsvarianten in diesem Szenario kann auf die geltenden Richtlinien wie Standard DNVGL-ST-0126 verwiesen werden, die freistellen, einen Kolkschutz anzubringen oder die Kolkbildung im Design der Tragstruktur zu berücksichtigen, solange Überwachungssysteme installiert werden.

Zone 4/5: Szenario 2

Für Kolkschutz an Monopiles wird vom 4,5-fachen des Monopile-Durchmessers ausgegangen. Aus den Prognosen I und II mit 14 bzw. 18 m Monopile-Durchmesser ergeben sich somit 63 m (I) bzw. 81 m (II) für den Kolkschutzdurchmesser. Das entspricht (weiterhin inkl. Gründungsdurchmesser) Flächen von 3.117 m² (I) bzw. 5.153 m² (II).

Tabelle 5.2: Prognosewerte der Jacket-Gründungsdurchmesser (D Gründung) und daraus berechneter Pfahldurchmesser (D Pfahl) zu Abbildung 7.

Leistung OWEA	D Gründung Jackets (Prognose)	D Pfahl Jacket (4x, Prognose)
[MW]	[m]	[m]
5	4.3	2.1
15	7.1	3.6
20	8.6	4.3
30	11.4	5.7

6 Fazit

Anhand des Trends der vergangenen Jahre konnte eine Zunahme der Anlagenleistung in den Windparks in der deutschen AWZ festgestellt werden. Setzt sich dieser Trend fort, führt dies zu einer Prognose von 14-18 m Monopile-Durchmesser für Anlagenleistungen von 30 MW, siehe Abbildung 5. Unter der Voraussetzung, dass sich die Monopile-Durchmesser in den nächsten Jahren wie im Durchschnitt der letzten Jahre weiterentwickeln, und auch in den in Kapitel 4 genannten Bereichen wie Anlagendesign oder Installationsgerät bzw. -methoden weiterhin Weiterentwicklungen stattfinden, scheinen diese Monopile-Größen erreichbar. Da heute schon Monopiles mit 12 m Durchmesser hergestellt werden könnten, liegen die Prognosen recht nah an der Herstellbarkeit. Zu bedenken sind dennoch weitere Aspekte wie neben den o.g. Punkten v. a. die passende Logistik, siehe wiederum Kapitel 4.

Eine Zunahme des Gründungsdurchmessers von Jackets wie in der Prognose in Abbildung 7 dargestellt erscheint plausibel. Allerdings bleibt bei diesen Strukturen die Möglichkeit, den Footprint (Abstand der Pfähle) zu vergrößern, sodass sich die Lasten auf die einzelnen Pfähle reduzieren und daher Pfähle mit geringeren Durchmessern als prognostiziert denkbar sind. Voraussetzung hierfür ist unter anderem, dass sich die Logistik für Jackets mit großen Footprints weiterentwickelt, wenn diese Strukturen in großen Wassertiefen in der Nordsee eingesetzt werden.

Für Monopiles konnte anhand der Bestandsdaten eine Prognose für den Kolkenschutzdurchmesser von konstant ca. $4,5D$ ermittelt werden. Es wurde festgestellt, dass dieser vom Gründungsdurchmesser abhängige Kolkenschutzdurchmesser jedoch nicht auf den Kolkenschutz anderer Gründungsarten übertragen werden kann. Es liegen zum Kolkenschutzdurchmesser in den Bestandsdaten zwar keine Informationen zu den OWP vor, die nicht auf Monopiles gründen, dennoch geben die recherchierten Informationen den Hinweis, dass bei anderen Gründungsarten wie Jackets laut DNV-Richtlinie unter bestimmten Voraussetzungen sogar zum Teil gänzlich auf Kolkenschutz verzichtet werden kann und wird. Dahingegen ist der Kolkenschutz an SBJ über deren Durchmesser hinaus wichtig. Die Datenlage ist zu gering, um eine Einschätzung abzugeben, die Planung für den OWP „Aberdeen Bay“ spricht allerdings ebenfalls dafür, dass ein Kolkenschutzdurchmesser von $4,5 D_{\text{Bucket}}$ ein deutlich zu konservatives Design ergeben würde. Eine Überwachung der Kolkentwicklung ist von den geltenden Richtlinien empfohlen und vorgeschrieben, wenn es denkbar ist, dass die kalkulierten Kolkiefen überschritten werden (Standard DNVGL-ST-0126, S. 157).

Aus diesen Ergebnissen ergibt sich die Erkenntnis, dass Jackets auf Pfahlgründungen die geringste Fläche am Meeresboden einnehmen, da unter Umständen auch auf Kolkenschutz verzichtet werden kann. Danach folgen die Monopiles, da hier der Gründungsdurchmesser zwar größer und der Kolkenschutz meist vorhanden sein muss, diese dennoch von den aktuellen Durchmessern der Suction Buckets für Jackets übertroffen werden, da auch hier Kolkenschutz notwendig sein wird.

Sollte die Technologienentwicklung im Bereich der Monopiles und der Jackets nicht wie angenommen weiter voranschreiten, können auch alternative Gründungssysteme in der AWZ eingesetzt werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass es bei den Monobuckets in der AWZ noch keine erfolgreiche Installation für einen Windpark stattfand und Schwergewichtsfundamente mit einem deutlich größeren Gründungsdurchmesser einhergehen als Monopiles und Jackets und der Kolkenschutz um die Schwergewichtsfundamente zusätzlich die Fläche am Meeresboden vergrößert (Standard DNVGL-ST-0126, S. 104).

7 Symbole und Abkürzungen

AP	Arbeitspaket
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
D	Rotordurchmesser
DNV	Det Norske Veritas
EC	Eurocodes
FEP	Flächenentwicklungsplan
GL	Germanischer Lloyd
IWES	Institut für Windenergiesysteme
JUV	Jack-up-Vessel
MW	Mega-Watt
O&M	Betrieb und Instandhaltung (Operation & Maintenance)
OSS	Offshore Substation
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
OWP	Offshore-Windpark
ROP	Raumentwicklungsplan
SB	Suction Bucket
SBJ	Suction-Bucket-Jacket
WT	Wassertiefe

Literaturverzeichnis

- Bartsch, C. (2020): FACT-SHEET alpha ventus. Hg. v. Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG. Online verfügbar unter https://www.alpha-ventus.de/fileadmin/Dateien/publikationen/av_Factsheet_de_2020.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2022 09:20h.
- BSH (Hg.) (2016): Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2016 und Umweltbericht. Teil 1: Clusterübergreifende Anbindungen. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/Bundesfachplan-Nordsee/BFO-Nordsee-Fortschreibung2016_Umweltbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 07.04.2022 10:38h.
- BSH (Hg.) (2020): Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/EP_2020_Flaechenentwicklungsplan_2020.html, zuletzt geprüft am 07.04.2022 16:13h.
- BSH (2021a): Planfeststellungsbeschluss. Offshore-Windenergiepark „Borkum Riffgrund 3“. Hg. v. BSH. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/_Anlagen/Downloads/Genehmigungsbescheid/Windparks/PFB_Borkum_Riffgrund_3.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 14.04.2022 10:51h.
- BSH (2021b): Planfeststellungsbeschluss. Offshore-Windenergiepark „Gode Wind 3“. Hg. v. BSH. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/_Anlagen/Downloads/Genehmigungsbescheid/Windparks/Genehmigungsbescheid_Gode_Wind_3.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 20.04.2022 18:31h.
- BSH (2022a): Daten zu Windparks in der deutschen AWZ, 12.04.2022. Email an IWES. Excel-Dateien.
- BSH (2022b): Daten zu Windparks in der deutschen AWZ: Kolksschutzdurchmesser, 28.04.2022. Email an IWES. Excel-Datei.
- Buljan, A. (2022): First Monopile Installed at Kaskasi Offshore Wind Farm. Hg. v. Navingo B. V. Online verfügbar unter <https://www.offshorewind.biz/2022/03/11/first-monopile-installed-at-kaskasi-offshore-wind-farm/>, zuletzt geprüft am 06.05.2022 18:13h.
- Bundesanstalt für Wasserbau (Hg.) (2006): Control of Scour around Circular Piles under Waves and Current. Unter Mitarbeit von S. Dey, B. Mutlu Sumer und J. Fredsoe. International Conference on Scour and Erosion (ICSE-3). Amsterdam. Online verfügbar unter <https://hdl.handle.net/20.500.11970/100012>, zuletzt geprüft am 09.05.2022 10:00h.
- Carbon Trust (Hg.) (2019): Suction Installed Caisson Foundations for Offshore Wind: Design Guidelines. Online verfügbar unter <https://prod-drupal-files.storage.googleapis.com/documents/resource/public/owa-suction-caisson-design-guidelines-report.pdf>, zuletzt geprüft am 09.05.2022 07:48h.
- C-Power (Hg.) (2011): Thornton Bank Offshore Wind Farm. Annual Activity Report. Online verfügbar unter

https://odnature.naturalsciences.be/downloads/mumm/c_power/bmmanualreport2011%28public%29.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2022 11:34h.

C-POWER NV (Hg.): Jackets. Online verfügbar unter <https://www.c-power.be/index.php/technology/jackets>, zuletzt geprüft am 06.05.2022 15:42h.

Davis, K. (2019): How Deep can the Monopile go in Offshore Wind? Hg. v. Empire Engineering Limited. Online verfügbar unter <https://www.empireengineering.co.uk/how-deep-can-the-monopile-go-in-offshore-wind/>, zuletzt aktualisiert am Juli 2020, zuletzt geprüft am 15.04.2022 12:03h.

Dillinger (Hg.) (2019): Active contribution to the energy transition: Dillinger subsidiary Steelwind Nordenham to supply Yunlin offshore wind farm. Online verfügbar unter <https://www.dillinger.de/d/en/news/press-releases/active-contribution-to-the-energy-transition-dillinger-subsiary-steelwind-nordenham-to-supply-yunlin-offshore-wind-farm-88815.shtml>, zuletzt geprüft am 04.05.2022 15:07h.

DNV AS (Hg.) (2021): DNV issues Statement of Feasibility for MingYang's 16 MW offshore wind turbine. Online verfügbar unter <https://www.dnv.com/news/dnv-issues-statement-of-feasibility-for-mingyang-s-16-mw-offshore-wind-turbine-205834>, zuletzt geprüft am 08.04.2022.

Durakovic, A. (2020): RWE to Deploy Collared Monopiles at Kaskasi Offshore Wind Farm. Hg. v. Navigo B. V. Online verfügbar unter <https://www.offshorewind.biz/2020/11/30/rwe-to-deploy-collared-monopiles-at-kaskasi-offshore-wind-farm/>, zuletzt geprüft am 09.05.2022 08:35h.

Durakovic, A. (2022): Sapura Leaves Offshore Wind Project Mid-Construction, Cites Delays. Hg. v. Navigo B. V. Online verfügbar unter <https://www.offshorewind.biz/2022/02/04/sapura-leaves-offshore-wind-project-mid-construction-cites-delays/>, zuletzt geprüft am 05.05.2022 12:03h.

Durstewitz, M.; Lange, B. (Hg.) (2016): Meer - Wind - Strom. Forschung am ersten deutschen Offshore-Windpark alpha ventus. Wiesbaden: Springer Fachmedien. Online verfügbar unter <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-658-09783-7.pdf>, zuletzt geprüft am 05.05.2022 09:14h.

EEW Holding GmbH & Co. KG (Hg.): Monopiles / XL Monopiles / Transition Pieces. XL Monopiles. Online verfügbar unter <https://eww-group.com/de/produkte/konstruktionsrohre/monopiles/>, zuletzt geprüft am 07.04.2022 11:37h.

EnBW (2022): OWP EnBW He Dreiht. Antrag auf Planfeststellung des Vorhabens "EnBW He Dreiht". Hg. v. BSH. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/SharedDocs/Meldungen_Oeffentl_Bekanntmachungen/_Anlagen/Downloads/EnBW-He-Dreih/Anschreiben-ll.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 14.04.2022 12:02h.

General Electric Company (Hg.) (2020): GE Renewable Energy launches the uprated Haliade-X 13 MW wind turbine for the UK's Dogger Bank Wind Farm. Online verfügbar unter <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-renewable-energy-launches-uprated-haliade-x-13-mw-wind-turbine-uk-dogger-bank>, zuletzt geprüft am 22.04.2022 12:14h.

General Electric International, Inc. (Hg.) (2022): Haliade-X offshore wind turbine. Online verfügbar unter <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>, zuletzt geprüft am 06.04.2022 12:20h.

- Hoffmann, S. (2022): Datensammlung und Auswertung zu adhoc-Analyse von OWEA-Gründungsstrukturen im Rahmen des BSH-Projekt (AP 4). Excel-Datei als Anlage zu diesem Bericht. Hannover: Fraunhofer IWES.
- Hoffmans, G. J. C. M.; Verheij, H. J. (1997): Scour Manual. Rotterdam: A. A. Balkema.
- Horwath, S.; Hassrick, J.; Grismala, R.; Diller, E.; Krebs, J.; Manhard, R. (2021): Comparison of Environmental Effects from Different Offshore Wind Turbine Foundations. Hg. v. Bureau of Ocean Energy Management. Fairfax, USA. Online verfügbar unter <https://www.boem.gov/sites/default/files/documents/environment/Comparison-Environmental-Effects-Different-OWT-Foundations-2021.pdf>, zuletzt geprüft am 29.04.2022 18:01h.
- Inch Cape Offshore Wind Farm Limited (ICOL) (Hg.) (2021): Inch Cape Offshore Wind Farm Section 36 Consent Variation Application Supporting Report. Online verfügbar unter https://www.inchcapewind.com/wp-content/uploads/2021/01/IC02-INT-EC-OFL-003-RRP-APP-002_S.36-Variation-Report_Final-1.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2022 12:22h.
- Jensen, P. H.; Chaviaropoulos, T.; Natarajan, A. (2017): LCOE reduction for the next generation offshore wind turbines. Outcomes from the INNWIND.EU project. Online verfügbar unter <http://www.innwind.eu/news/nyhed?id=a25217df-6f85-46ca-9d9d-cb8b78eb99fa>, zuletzt geprüft am 29.04.2022 10:21h.
- Koschinski, S.; Lüdemann, K. (2020): Noise mitigation for the construction of increasingly large offshore wind turbines. Technical options for complying with noise limits. Hg. v. Bundesamt für Naturschutz (BfN). Online verfügbar unter <https://www.bfn.de/sites/default/files/BfN/meeresundkuestenschutz/Dokumente/noise-mitigation-for-the-construction-of-increasingly-large-offshore-wind-turbines.pdf>, zuletzt geprüft am 25.04.2022 15:09h.
- Liebherr (Hg.) (2019): Orion erreicht das Liebherr-Werk in Rostock. Online verfügbar unter <https://www.liebherr.com/de/int/aktuelles/news-pressemitteilungen/detail/orion-erreicht-das-liebherr-werk-in-rostock.html>, zuletzt geprüft am 09.05.2022 10:01h.
- Liebherr (Hg.) (2021): Erste Komponenten des Liebherr HLC 150000 bereit für die Montage. Online verfügbar unter <https://www.liebherr.com/de/deu/aktuelles/news-pressemitteilungen/detail/erste-komponenten-des-liebherr-hlc-150000-bereit-f%C3%BCr-die-montage.html>, zuletzt geprüft am 06.05.2022 08:35h.
- Marine Insight (Hg.) (2022): 10 Massive Crane Ships Operating at the Sea. Unter Mitarbeit von Hiteshk. Online verfügbar unter <https://www.marineinsight.com/types-of-ships/5-massive-crane-ships-operating-at-the-sea/>, zuletzt geprüft am 05.05.2022 18:23h.
- Marine Scotland Marine Planning and Policy Division (MS-MPP) (Hg.) (2018): European Offshore Wind Deployment Centre. Construction Method Statement. Online verfügbar unter <http://marine.gov.scot/sites/default/files/00533758.pdf>, zuletzt geprüft am 05.05.2022 14:07h.
- Matutano, C.; Negro, V.; López-Gutiérrez, J.-S.; Esteban, M. D. (2015): Scour prediction and scour protections in offshore wind farms. Online verfügbar unter https://oa.upm.es/16875/1/INVE_MEM_2013_138394.pdf, zuletzt geprüft am 09.05.2022 09:25h.

Navingo B. V. (Hg.) (2017): First Blyth Gravity-Based Foundation Installed, Second Up Next. Online verfügbar unter <https://www.offshorewind.biz/2017/07/31/first-blyth-gravity-based-foundation-installed-second-up-next/>, zuletzt geprüft am 27.04.2022 17:14h.

Navingo B. V. (Hg.) (2022a): Sif Rolls Out First Dogger Bank Hardware. Online verfügbar unter <https://www.offshorewind.biz/2022/02/03/sif-rolls-out-first-dogger-bank-hardware/>, zuletzt geprüft am 07.04.2022 9:41h.

Navingo B. V. (Hg.) (2022b): Steelwind Ships Out First XXL Monopiles for Arcadis Ost 1. Online verfügbar unter <https://www.offshorewind.biz/2022/03/02/steelwind-ships-out-first-xxl-monopiles-for-arcadis-ost-1/>, zuletzt geprüft am 07.04.2022 15:01h.

Northland Power Inc. (Hg.) (2022): Deutsche Bucht. Online verfügbar unter <https://www.northlandpower.com/en/assets-and-infrastructure/deutsche-bucht.aspx#Features>, zuletzt geprüft am 21.04.2022 12:27h.

Peters, K. (2017): Wissen und Strategien zu Kolken und Kolkschutzmaßnahmen an Gründungen von Offshore-Windenergieanlagen. 12. FZK Kolloquium Maritime Technologien. Perspektiven für Wissenschaft und Wirtschaft. Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH. Forschungszentrum Küste. Hannover, 22.02.2017. Online verfügbar unter https://www.fzk.uni-hannover.de/fileadmin/fzk/04-News_und_Veranstaltungen/Veranstaltungen/12._FZK-Kolloquium_2017/5_2017-02-22_FZK_Vortrag_Pe.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2022 12:13h.

renews.biz (Hg.) (2021): Siemens Gamesa 236-metre rotor to spin next year. German-Spanish manufacturer to put new larger 14-15MW prototype to test in 2022. Online verfügbar unter <https://renews.biz/73454/siemens-gamesa-236-metre-rotor-to-spin-next-year/>, zuletzt geprüft am 06.04.2022 11:31h.

Richard, C. (2021): MingYang unveils new 16MW offshore wind turbine. Hg. v. Haymarket Media Group Ltd. Online verfügbar unter <https://www.windpowermonthly.com/article/1725230/mingyang-unveils-new-16mw-offshore-wind-turbine>, zuletzt geprüft am 02.05.2022 11:07h.

RWE (Hg.) (2022): 'Wedding' on the high seas: 1,400 tonne substation for RWE Kaskasi wind farm installed. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/en/press/rwe-renewables/2022-03-28-wedding-on-the-high-seas>, zuletzt geprüft am 21.04.2022 11:03h.

Seabed Scour Control Systems Ltd (SSCS) (Hg.): Scour Control. Scour Control Products. Online verfügbar unter <https://sscsystems.com/scour>, zuletzt geprüft am 04.05.2022 11:51h.

Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A. (Hg.) (2022): SG 14-236DD. Online verfügbar unter <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-14-236-dd>, zuletzt geprüft am 04.05.2022 13:55h.

SLPE (Hg.) (2022): SLPE Awarded Inch Cape WTG Foundation Detailed Design Contract. Online verfügbar unter <https://www.slpe.com/news/slpe-awarded-inch-cape-wtg-foundation-detailed-design-contract>, zuletzt geprüft am 03.05.2022 11:03h.

Standard DNVGL-ST-0126, Juli 2018: Standard.

Steelwind Nordenham GmbH (Hg.) (2019): Monopiles for wpd's 640 MW Yunlin Offshore Wind Farm in Taiwan. Online verfügbar unter https://www.steelwind-nordenham.de/imperia/md/content/steelwind/190613_swn_press_release_yunlin.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2022 13:41h.

Vestas Wind Systems A/S (2022): V236-15.0 MW. Online verfügbar unter <https://www.vestas.com/en/products/offshore/V236-15MW>, zuletzt geprüft am 14.04.2022 12:35h.

Vries, W. de (2011): Project UpWind – Integrated Wind Turbine Design. Final report WP 4.2: Support Structure Concepts for Deep Water Sites. Online verfügbar unter <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.989.33&rep=rep1&type=pdf>, zuletzt geprüft am 05.05.2022 16:31h.

Whitehouse, R. (1998): Scour at marine structures. A manual for practical applications. London: Thomas Telford. Online verfügbar unter <https://www.icevirtuallibrary.com/doi/abs/10.1680/sams.26551>.

WINDKRAFT-JOURNAL.DE (Hg.) (2016): Navantia liefert Jackets für Offshore-Windpark Wikingen aus. Online verfügbar unter <https://www.windkraft-journal.de/2016/07/22/navantia-liefert-jackets-fuer-offshore-windpark-wikingen-aus/89019>, zuletzt geprüft am 03.05.2022 09:14h.

WINDKRAFT-JOURNAL.DE (Hg.) (2021): Vestas installiert 15,0-MW-Prototyp-Turbine in Østerild in Dänemark. Online verfügbar unter <https://www.windkraft-journal.de/2021/10/15/vestas-installiert-150-mw-prototyp-turbine-in-sterild-in-daenemark/167830>, zuletzt geprüft am 06.04.2022 19:30h.

Windmesse Redaktion (2020): Mono-Bucket-Projekt im OWP Deutsche Bucht wird abgebrochen. Hg. v. smart dolphin GmbH. Online verfügbar unter <https://w3.windmesse.de/windenergie/news/33989-northland-power-demonstrator-offshore-mono-bucket-monopile-nordsee-deutsche-bucht-windpark-turbine-strom-mw-entwickler>, zuletzt geprüft am 27.04.2022 16:57h.

World's Largest Pile Driven by APE Dodecakong (2017). In: *Pile Buck* (33). Online verfügbar unter <https://pilebuck.com/industry-news/worlds-largest-pile-driven-ape-dodecakong/>, zuletzt geprüft am 05.05.2022 12:01h.