



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Masterarbeit

Jan Hagenow

Machbarkeit schwimmender Windenergieanlagen in der Nordsee

*Fakultät Technik und Informatik
Department Maschinenbau und Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science
Department of Mechanical Engineering and
Production Management*

Jan Hagenow

**Machbarkeit schwimmender
Windenergieanlagen in der Nordsee**

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

im Studiengang Produktionstechnik und -management
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Erstprüferin: Prof. Dr. Vera Schorbach
Zweitprüfer: Prof. Dr. Sven Jerzembeck

Abgabedatum: 29.04.2024

Zusammenfassung

Name des Studierenden

Jan Hagenow

Thema der Masterarbeit

Machbarkeit schwimmender Windenergieanlagen in der Nordsee

Stichworte

Schwimmende Windenergieanlage, Machbarkeitsanalyse, Nordsee, Standortauswahl, Umweltauswirkung

Kurzzusammenfassung

Diese Arbeit untersucht die Machbarkeit schwimmender Windenergieanlagen in der deutschen Nordsee. Grund für die Betrachtung sind die potenziellen Vorteile mit Blick auf die Umweltauswirkung bei der Installation und des Rückbaus gegenüber derzeit verwendeten bodenfesten Anlagen. Zuerst erfolgt eine Marktübersicht aktueller Projekte von schwimmenden Windenergieanlagen. Anschließend werden die Umweltauswirkungen bodenfester und schwimmender WEA näher beleuchtet, um eine konkretere Aussage über die Vor- und Nachteile von bodenfesten und schwimmenden Windenergieanlagen mit Blick auf die Umwelteinflüsse treffen zu können. Die Machbarkeit wird dann für vier verschiedene Konzepte (Spar, Semi-Submersible, Barge und Tension-Leg) durch Skalierungen in verschiedenen Leistungsgrößen untersucht. Abschließend erfolgt eine Standortanalyse in der deutschen Nordsee für die skalierten Konzepte. Es wird auch auf die Anforderungen an die Hafeninfrastuktur eingegangen.

Name of Student

Jan Hagenow

Title of the paper

Feasibility of floating wind turbines in the North Sea

Keywords

FOWT, floating offshore wind turbine, feasibility study, North Sea, site selection, environmental impact

Abstract

This thesis analyses the feasibility of floating wind turbines in the German North Sea. The reason for the analysis is the potential advantages regarding the environmental impact of installation and dismantling compared to ground-based turbines currently in use. Firstly, a market overview of current floating wind turbine projects is provided. The environmental impact of ground-based and floating wind turbines is then analysed in more detail to be able to make a more concrete statement about the advantages and disadvantages of ground-based and floating wind turbines in terms of environmental impact. The feasibility is then analysed for four different concepts (Spar, Semi-Submersible, Barge and Tension-Leg) by scaling them to different power sizes. Finally, a site analysis in the German North Sea is carried out for the scaled concepts. The requirements for the harbour infrastructure are also discussed.

Aufgabenstellung

Name des Studierenden

Jan Hagenow

Matrikelnummer

2334547

Thema der Masterarbeit

Machbarkeit schwimmender Windenergieanlagen in der Nordsee

Aufgabenstellung

Die Nordsee ist mit ihren geringen Wassertiefen sehr attraktiv für Offshore-Windenergieanlagen, die am Boden befestigt sind. Schwimmende Windenergieanlagen werden für große Wassertiefen betrachtet, bei denen eine Befestigung der Anlagen am Meeresboden nicht mehr möglich ist.

Derzeit bestehen mit bodenfesten Anlagen sehr viel mehr Anwendungserfahrungen und sie sind außerdem kostengünstiger als schwimmende Anlagen. Aspekte, die dennoch auch in der Nordsee für schwimmende Anlagen sprechen könnten, sind die Auswirkungen der Installationsarbeiten von bodenfesten Anlagen und deren Rückbau.

In dieser Arbeit sollen schwimmende Windenergieanlagen in der Nordsee als Alternative zu den bisherigen bodenfesten Anlagen betrachtet werden. Die Machbarkeit soll am Beispiel einer 15MW Anlage mit verschiedenen schwimmenden Konzepten (Spar, Semi-Submersible, Barge und Tension Leg Plattform) erfolgen.

Schwerpunkte:

- Recherche derzeitiger schwimmender Anlagen
- Recherche der Umweltauswirkungen von bodenfesten Anlagen und deren Rückbau, sowie der Auswirkungen verschiedener Verankerungssystemen auf den Meeresboden
- Skalierung schwimmender Konzepte für eine Referenz-Windenergieanlage von 15MW
- Standortanalyse (inkl. Anforderungen an die Hafeninfrastruktur) der Nordsee für verschiedene schwimmenden Konzepte

Inhaltsverzeichnis

I.	Symbolverzeichnis.....	I
II.	Abkürzungsverzeichnis.....	III
III.	Tabellenverzeichnis.....	V
IV.	Abbildungsverzeichnis.....	VI
1.	Einleitung.....	1
2.	Theoretische Grundlagen.....	4
2.1	Bodenfeste Offshore-Windenergieanlagen.....	4
2.2	Schwimmende Windenergieanlagen.....	10
2.2.1	Klassifikation schwimmender Plattformen.....	10
2.2.2	Verankerungssysteme.....	14
2.2.3	Installation und Rückbau.....	18
2.2.4	Lasten an schwimmenden Windenergieanlagen.....	22
2.2.5	Dynamische Eigenschaften von schwimmenden Windenergieanlagen.....	23
3.	Derzeitige Projekte schwimmender Windenergieanlagen.....	25
4.	Auswirkungen von Offshore Windenergieanlagen auf das marine Ökosystem in der Nordsee.....	31
4.1	Bodenfeste Windenergieanlagen.....	34
4.2	Schwimmende Windenergieanlagen.....	44
4.3	Bewertung und Vergleich.....	53
5.	Machbarkeit schwimmender Windenergieanlagen in der Nordsee.....	58
5.1	Betrachtung der vier Konzepte schwimmender Windenergieanlagen in der Nordsee.....	58
5.1.1	Skalierung verschiedener Konzepte.....	58
5.1.2	Dynamische Eigenschaften.....	78
5.1.3	Fazit zum Einsatz der schwimmenden Plattformkonzepte in der deutschen Nordsee.....	87
5.2	Standortanalyse für verschiedene Konzepte in der Nordsee.....	89
5.2.1	Kriterien zur Auswahl eines Standortes.....	89
5.2.2	Anforderungen der skalierten schwimmenden Konzepte.....	91
5.2.3	Analyse der Standortkriterien.....	99

5.2.4 Standortauswahl für verschiedene Konzepte	104
6. Zusammenfassung und Fazit.....	107
Literaturverzeichnis.....	113
Anhang	123

I. Symbolverzeichnis

$k_{DP,6 \text{ auf } 15}$	Skalierungsfaktor für Damping Pool Barge von 6 MW auf 15 MW	
$k_{DP,6 \text{ auf } 20}$	Skalierungsfaktor für Damping Pool Barge von 6 MW auf 20 MW	
$k_{DP,6 \text{ auf } 25}$	Skalierungsfaktor für Damping Pool Barge von 6 MW auf 25 MW	
$k_{ITI,barge,5 \text{ auf } 15}$	Skalierungsfaktor für ITI Energy Barge von 5 MW auf 15 MW	
$k_{ITI \text{ barge},5 \text{ auf } 20}$	Skalierungsfaktor für ITI Energy Barge von 5 MW auf 20 MW	
$k_{ITI,barge,5 \text{ auf } 25}$	Skalierungsfaktor für ITI Energy Barge von 5 MW auf 25 MW	
$k_{semi,15 \text{ auf } 20}$	Skalierungsfaktor für Semi-Submersible von 15 MW auf 20 MW	
$k_{semi,15 \text{ auf } 25}$	Skalierungsfaktor für Semi-Submersible von 15 MW auf 25 MW	
$k_{skaliert}$	Skalierungsfaktor	
$k_{skaliert.TLP,5 \text{ auf } 15}$	Skalierungsfaktor für TLP von 5 MW auf 15 MW	
$m_{DP,barge,oB,15}$	Masse ohne Ballast Damping Pool Barge 15 MW	[t]
$m_{DP,barge,oB,20}$	Masse ohne Ballast Damping Pool Barge 20 MW	[t]
$m_{DP,barge,oB,25}$	Masse ohne Ballast Damping Pool Barge 25 MW	[t]
$m_{ITI,barge,15}$	Masse der skalierten ITI Energy Barge 15 MW	[t]
$m_{ITI,barge,20}$	Masse der skalierten ITI Energy Barge 20 MW	[t]
$m_{ITI,barge,25}$	Masse der skalierten ITI Energy Barge 25 MW	[t]
$m_{Plattform,Ref}$	Masse der Referenzplattform	[t]
$m_{Plattform,skaliert}$	Masse der skalierten Plattform	[t]

$m_{Semisub,mB,20}$	Masse der skalierten Semi-Submersible Plattform mit Ballast 20 MW	[t]
$m_{Semisub,mB,25}$	Masse der skalierten Semi-Submersible Plattform mit Ballast 25 MW	[t]
$m_{Semisub,oB,20}$	Masse der skalierten Semi-Submersible Plattform ohne Ballast 20 MW	[t]
$m_{Semisub,oB,25}$	Masse der skalierten Semi-Submersible Plattform ohne Ballast 25 MW	[t]
M_R	Einwirkendes Moment	[Nm]
M_I	Rückstellmoment	[Nm]
$P_{skaliert}$	Leistung der skalierten Anlage	[W]
P_{Ref}	Leistung der Referenzanlage	[W]
R	Radius	[m]
T	Tiefgang	[m]
$T_{TLP,15 MW}$	Tiefgang 15 MW TLP	[m]
u_∞	Geschwindigkeit	[m/s]
λ	Schnellaufzahl	
ω_T	Winkelgeschwindigkeit	[rad/s]

II. Abkürzungsverzeichnis

ASW	Ausschließliche Wirtschaftszone
BEM	Boundary-Element Method (Randelementmethode)
BSH	Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionsausgaben)
dB	Dezibel
DIN	Deutsches Institut für Normung
DTU	Technische Universität Dänemark
GW	Gigawatt
IEA	International Energy Agency
HVL	Heavy-Lift-Vessel
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
IMR	Institute of Marine Research
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme
IWT	Institut für Wirtschaft und Technik
kJ	Kilojoule
kW	Kilowatt
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
MW	Megawatt
NEWA	New European Wind Atlas
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OC3	Offshore Code Comparison Collaboration
OPEX	Operational Expenditures (Betriebsausgaben)
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
ROV	Remotely Operated Vehicle
RWT	Referenz-Windturbine
SEL	Schallexpositionspegel
SOV	Service Operation Vessel

SPM	Single-Point-Mooring
TLP	Tension-Leg-Plattform
WEA	Windenergieanlage

III. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich Installation und Rückbau der Konzepte von schwimmenden WEA [35] [26]	20
Tabelle 2: Auswirkungen von OWEA auf das Ökosystem [63]	32
Tabelle 3: Wirkfaktoren von Bau-, Betrieb- und Rückbauphase von OWEA [65].....	33
Tabelle 4: Vergleich Umwelteinwirkung der Verankerungssysteme schwimmender WEA....	49
Tabelle 5: Vergleich Monopile WEA mit schwimmender WEA (Catenary-System und Schleppanker) Abschnitt 1 [65]	55
Tabelle 6: Vergleich Monopile WEA mit schwimmender WEA (Catenary-System und Schleppanker) Abschnitt 2 [65]	56

IV. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersichtskarte Offshore-Windenergie in Deutschland [14].....	5
Abbildung 2: Strukturtypen bodenfester WEA [16]	6
Abbildung 3: Stabilisierungsklassifizierungen schwimmender WEA [26]	11
Abbildung 4: Plattfortmtypen schwimmender WEA [27]	12
Abbildung 5: Typisches Design für ein Catenary-Verankerungssystem [32].....	15
Abbildung 6: Übersicht Ankersysteme [34].....	17
Abbildung 7: Inter-Array-Verkabelung einer Semi-Submersible Plattform [36]	18
Abbildung 8: Lasten an schwimmenden WEA [38].....	22
Abbildung 9: Freiheitsgrade schwimmender WEA [45].....	24
Abbildung 10: Zeitstrahl Projekte schwimmender WEA [25].....	26
Abbildung 11: Die häufigsten Umweltauswirkungen von bodenfesten OWEA auf Elemente des Ökosystems [63]	35
Abbildung 12: Riff-Effekt von Monopiles [67].....	37
Abbildung 13: Verteilung Schweinswale vor und während der Rammarbeiten [70]	40
Abbildung 14: Leng an Verankerungsleine vom Windpark Hywind Tampen [81].....	51
Abbildung 15: Aufnahmen des Verankerungssystems Floatgen [136].....	52
Abbildung 16: Modell TLP der NREL [98].....	63
Abbildung 17: Abmaße der Plattform [98]	63
Abbildung 18: OC3-Hywind Referenzanlage [99]	64
Abbildung 19: Geometrische Eigenschaften der OC3-Hywind Referenzplattform [99].....	64
Abbildung 20: Barge-Referenzanlage von ITI Energy [100]	65
Abbildung 21: "Damping Pool"-Design von BW Ideol [102]	66
Abbildung 22: Geometrische Eigenschaften der MIT / NREL Barge 5 MW [100].....	66
Abbildung 23: OC4-Referenzanlage Semi-Submersible [103].....	67
Abbildung 24: VoltturnUS-S 15 MW Referenzanlage Semi-Submersible [105].....	68
Abbildung 25: Allgemeine Eigenschaften der VoltturnUS-S Referenzanlage [105].....	69
Abbildung 26: Barge 5 MW Referenzplattform	72

Abbildung 27: Skalierte 15 MW Barge-Plattform	72
Abbildung 28: Skalierte 20 MW Barge-Plattform	73
Abbildung 29: Skalierte 25 MW Barge-Plattform	73
Abbildung 30: Referenzanlage 15 MW Semi-Submersible-Plattform.....	76
Abbildung 31: Skalierte 20 MW Semi-Submersible-Plattform.....	77
Abbildung 32: Skalierte 25 MW Semi-Submersible-Plattform.....	77
Abbildung 33: Übersicht kritischer Lasten der vier Plattformtypen [107].....	80
Abbildung 34: Vergleich der einwirkenden Lasten bei unterschiedlichen Plattformtypen im Normallastfall [109].....	81
Abbildung 35: Bewegungen verschiedener Plattformtypen [30]	82
Abbildung 36: Spannung in Verankerungsleinen in Abhängigkeit von Auslenkung und Wassertiefe [115].....	85
Abbildung 37: Dynamische Lasten auf die Inter-Array-Kabel [36]	86
Abbildung 38: Offshore-Wind Häfen Deutschland [123].....	96
Abbildung 39: Wassertiefen in der deutschen ASW [23]	99
Abbildung 40: Raumordnungsplan Nordsee deutsche ASW [128].....	100
Abbildung 41: Standortauswahl der skalierten Konzepte [128].....	104

1. Einleitung

Für die Umsetzung der Energiewende in Deutschland ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von großer Bedeutung. Der Offshore-Windenergie und der Nordsee wird hierbei eine Schlüsselrolle zum Erreichen der ambitionierten Ziele zugeschrieben. Das Windenergie-auf-See-Gesetz hat rechtlich bindend festgelegt, dass bis zum Jahr 2030 die bestehende Offshore-Windleistung von derzeit 8 Gigawatt (GW) auf 30 GW, fast vervierfacht wird [1]. Zur Erreichung des Ziels ist somit ein massiver Zubau von Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee zwingend erforderlich.

Aktuelle Situation und Problemstellung

Im Bereich der Offshore-Windenergie hat sich seit einigen Jahren die Technologie von bodenfesten Anlagen mit Monopile-Fundamenten in Deutschland, aber auch in Europa weitestgehend durchgesetzt. Die deutsche Nordsee bietet hierfür durch ihre geringen Wassertiefen und hauptsächlich sandigen Meeresboden optimale Standortbedingungen [2]. Es besteht mittlerweile eine große Anwendungserfahrung. Zudem werden immer leistungsstärkere Anlagen verbaut, welches sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Windparks auswirkt [3]. Mit dem bevorstehenden massiven Ausbau dieser Technologie werden jedoch auch kritische Stimmen lauter. Diese beziehen sich hauptsächlich auf den Einsatz der Monopile-Fundamente, da diese im Installationsprozess in den Meeresboden gerammt werden und dabei hohe Schallemissionen entstehen, die potenzielle Gefahren für diverse Tierarten darstellen [4]. Ein weiterer Faktor ist der noch kaum beachtete Rückbau der Windparks nach der Betriebsphase. Hier gibt es zwar verschiedene Konzepte, jedoch ist es aktuell nicht möglich die Monopiles komplett aus dem Meeresboden wieder zu entfernen [5]. Neben der Chance der erfolgreichen Energiewende durch den massiven Ausbau der bodenfesten Offshore-Windparks besteht somit die Gefahr, das Ökosystem der Nordsee durch irreversible Handlungen nachträglich zu beeinflussen.

Neben dem Einsatz von bodenfesten Anlagen rückt eine neue, noch junge Offshore-Windenergie-Technologie zunehmend in den Fokus der Entwickler. Durch die Montage einer Windenergieanlage (WEA) auf eine schwimmende Plattform, die mit dem Meeresboden durch Verankerungsleinen und Anker verbunden wird, entsteht eine schwimmende WEA. Die Technologie kann dadurch tiefere Wassertiefen erschließen, da die Wirtschaftlichkeit der bodenfesten Anlagen durch die Ausmaße des Fundaments ab einer ungefähren Wassertiefe von 50 Metern nicht mehr gegeben ist [6]. Schätzungsweise liegen 80 Prozent des Offshore-Windenergiepotenzials in Bereichen mit Gewässertiefen von über 60 Metern, somit haben

schwimmende WEA starke Zukunftsaussichten [7]. Der Anteil schwimmender WEA am globalen Offshore-Windmarkt betrug im Jahr 2022 nur 0,1 Prozent, welches verdeutlicht, dass sich die Technologie noch nicht in der Kommerzialisierungsphase befindet. Auf Basis, der sich in Betrieb befindlichen Demonstrationsprojekte, soll die Kommerzialisierung ab 2026 beginnen und dafür sorgen, dass bis 2030 der Anteil von schwimmenden WEA auf 6,1 Prozent anwächst [8].

Schwimmende WEA erscheinen bis zum jetzigen Stand hauptsächlich für die Bereiche interessant, die für bodenfeste Anlagen auf Grund der Wassertiefe wirtschaftlich unattraktiv sind. Die deutsche Nordsee ist somit kein klassischer attraktiver Standort. Was trotzdem für die schwimmenden WEA in der Nordsee sprechen könnte, sind die zuvor genannten Kritikpunkte an der Verwendung von Monopile-Fundamenten. Durch die Verankerung der schwimmenden WEA am Meeresboden durch beispielsweise Schleppankern, muss kein Rammprozess während der Installation erfolgen. Weiterhin ist der vollständige Rückbau der Anlagen im Vergleich zu den Monopile-Fundamenten ohne Probleme möglich. Diese beiden Faktoren erscheinen mit Blick auf die kritisch gesehenen Aspekte der bodenfesten Anlagen als potenzielle Vorteile. Aus diesem Grund könnten auch schwimmende WEA in der Nordsee in Zukunft von Relevanz sein. Aktuell ist der Erkenntnisstand für den Einsatz von schwimmenden WEA in flachen Gewässern jedoch sehr gering.

Ziel der Arbeit

Auf Basis der beschriebenen Problemstellung und potenzieller Vorteile sollen in dieser Arbeit schwimmende WEA als Alternative zu bodenfesten Anlagen in der deutschen Nordsee betrachtet werden. Um die Aspekte, die aktuell für die Betrachtung von schwimmenden WEA sprechen zu untersuchen, werden die Umweltauswirkungen von bodenfesten und schwimmenden WEA recherchiert und verglichen. Anschließend wird sich auf die Machbarkeit verschiedener schwimmender Plattformkonzepte (Spar, Semi-Submersible, Barge und Tension-Leg) in der deutschen Nordsee fokussiert. Hierfür werden die Konzepte auf Basis einer Referenzanlage für verschiedene Leistungsgrößen hochskaliert. Darauf aufbauend erfolgt eine Standortanalyse inklusive der Betrachtung der Hafeninfrastruktur in der deutschen Nordsee. Ziel der Arbeit ist somit, eine Aussage über die technische Machbarkeit von schwimmenden WEA in der deutschen Nordsee und die potenziellen Vorteile mit Blick auf die Umweltauswirkung zu treffen.

Vorgehensweise und Aufbau der Arbeit

Um das definierte Ziel der Arbeit zu erreichen, werden folgende Themengebiete beleuchtet. Im zweiten Kapitel werden die theoretischen Grundlagen zusammengetragen, um ein grundlegendes Verständnis der Thematik zu vermitteln. Dazu wird zuerst auf die bodenfesten Anlagen, deren Fundament, Installation und Rückbau eingegangen. Danach werden die Grundlagen für schwimmende WEA beschrieben. Hierbei werden die verschiedenen Plattformkonzepte und Verankerungssysteme sowie die Installation und der Rückbau erläutert. Zudem wird kurz auf die Lasten an einer schwimmenden WEA und die Grundlagen für die Betrachtung des dynamischen Verhaltens eingegangen. Im dritten Kapitel wird eine aktuelle Marktübersicht von derzeitigen Projekten von schwimmenden WEA aufgezeigt. Im Kapitel vier erfolgt die Recherche der Umweltauswirkungen von bodenfesten sowie schwimmenden WEA und einem anschließenden Vergleich sowie einer Bewertung. Dieses Kapitel dient dazu eine Aussage über die potenziellen Vorteile von schwimmenden WEA im Vergleich zu bodenfesten WEA auf Basis der vorhandenen Studienlage treffen zu können. Es folgt im fünften Kapitel die Machbarkeitsanalyse schwimmender WEA in der deutschen Nordsee. Diese besteht aus der Skalierung der vier schwimmenden Plattformkonzepte auf Basis jeweilig definierter Referenzanlagen sowie der Standortanalyse in der deutschen Nordsee für die skalierten Anlagen. Für die Skalierung werden zuerst grundlegende Skalierungsregeln beschrieben sowie verschiedenen Methoden auf Basis der Studienlage für schwimmende WEA vorgestellt. Danach werden für jedes der vier Plattformkonzepte mögliche Referenzanlagen vorgestellt und jeweils eine für die Skalierung festgelegt. Anschließend wird die Skalierungsmethode ausgewählt und die Plattformkonzepte auf die Leistungsgröße 15 Megawatt (MW), 20 MW und 25 MW hochskaliert. Nach der Skalierung wird kurz auf das unterschiedliche dynamische Verhalten der Plattformen, auch in Bezug auf flache Gewässer eingegangen. Daraufhin werden die Plattfortmtypen für den Einsatz in der Nordsee verglichen und bewertet. Um die Machbarkeitsanalyse abzuschließen, wird die Standortanalyse durchgeführt. Hierfür werden Kriterien für die Standortauswahl sowie die Anforderungen der skalierten Plattformen an den Standort definiert. Zudem wird die notwendige Hafeninfrastruktur analysiert und die vorhandene Infrastruktur der deutschen Häfen vorgestellt. Abschließend erfolgt die Standortauswahl für die skalierten Plattformen auf Basis einer zuvor durchgeführten Analyse der Kriterien. Nach der Machbarkeitsanalyse wird die Arbeit und ihre Kernergebnisse im sechsten Kapitel zusammengefasst sowie ein Fazit und Ausblick gegeben.

2. Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel werden für diese Arbeit wichtige theoretischen Grundlagen der Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) beleuchtet. Dabei wird zwischen bodenfesten und schwimmenden Windenergieanlagen unterschieden. Der Fokus der theoretischen Grundlagen liegt auf den schwimmenden Windenergieanlagen, welche im Kapitel 2.2 näher beschrieben werden. Ziel ist es, ein grundlegendes Verständnis der Themengebiete aufzubauen, um das Forschungsziel dieser Masterarbeit in den nachfolgenden Kapiteln untersuchen zu können.

2.1 Bodenfeste Offshore-Windenergieanlagen

Daten und Fakten

Die Technologie der bodenfesten OWEA ist im Vergleich zu anderen erneuerbaren Offshore-Energietechnologien am weitesten entwickelt [9]. Im Jahr 2022 bezifferte sich die Gesamtkapazität der bodenfesten OWEA in Europa auf 30 Gigawatt (GW). Deutschland erreicht davon einen Anteil von 8 GW [10]. In Europa, einschließlich Deutschland, haben sich die bodenfesten Anlagen vor allem in der Nordsee als eine wettbewerbsfähige nachhaltigen Energiequelle entwickelt, da bodenfesten WEA auf Grund der Installation und Gründung vor allem in flachen Gewässerabschnitten, mit höheren und stetigen Windgeschwindigkeiten wirtschaftliche Vorteile bringen. Die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee bietet somit mit einer durchschnittlichen Wassertiefe von 20 bis 40 Metern sehr gute Voraussetzungen für die Installation und wirtschaftlichen Betrieb von bodenfesten OWEA [11].

In Deutschland wurde der erste bodenfeste Offshore-Windpark „Alpha Ventus“ im Jahr 2010 in der Nordsee 45 Kilometer nördlich der Insel Borkum eingeweiht. Das damalige Pionierprojekt lieferte durch umfangreiche Begleitforschung wichtige Informationen und Erkenntnisse im Bereich der Errichtung und kommerziellen Nutzung von Offshore-Windparks und war ein Startschuss für weitere Offshore-Projekte [12]. Bis zum Jahresende 2022 kamen 27 in Betrieb genommene Offshore-Projekte in Deutschland dazu, wovon 23 in der Nordsee installiert wurden. Bei allen Offshore Projekten in Deutschland handelt es sich bis heute um bodenfesten WEA [13]. In der folgenden Abbildung 1 ist eine Übersicht der in Betrieb genommenen, im Bau und geplanten Offshore-Windparks in der Nordsee dargestellt. Im Durchschnitt befinden sich die Bestandsprojekte in einer Wassertiefe von 30 Metern und einer Küstenentfernung von 75 Kilometern. Die zukünftig geplanten Projekte weisen dabei sehr ähnliche Standortparameter auf. Die Verbindung zum Festland mit Blick auf infrastrukturelle

Parameter, wie Netzanbindungs- und Rohrleitungen spielen dabei auch eine wichtige Rolle [14].



Abbildung 1: Übersichtskarte Offshore-Windenergie in Deutschland [14]

Zusammenfassend ist zu erkennen, dass sich die Technologie der bodenfesten OWEA im Bereich der Offshore-Energiotechnologien in Europa und Deutschland bis zum jetzigen Zeitpunkt und in naher Zukunft eindeutig durchgesetzt hat. Grund hierfür sind vor allem die seit Jahren sinkenden Kosten, die durch die gewonnene längerfristigen Anwendungserfahrungen und der höheren Technologiereife vergleichsweise niedrig sind. Laut einem Bericht des „National Renewable Energy Laboratory (NREL) aus dem Jahr 2022 belaufen sich die Kosten des erzeugten Stroms der bodenfesten OWEA in einem untersuchten Referenzprojekt auf schätzungsweise 78 US-Dollar pro Megawattstunde. Strom aus schwimmenden WEA kostet dagegen schätzungsweise 133 US-Dollar pro Megawattstunde [15].

Strukturtypen

Um die WEA am Meeresboden zu verankern, gibt es verschiedene Fundamente und Gründungsstrukturen, welcher in der folgenden Abbildung dargestellt sind.

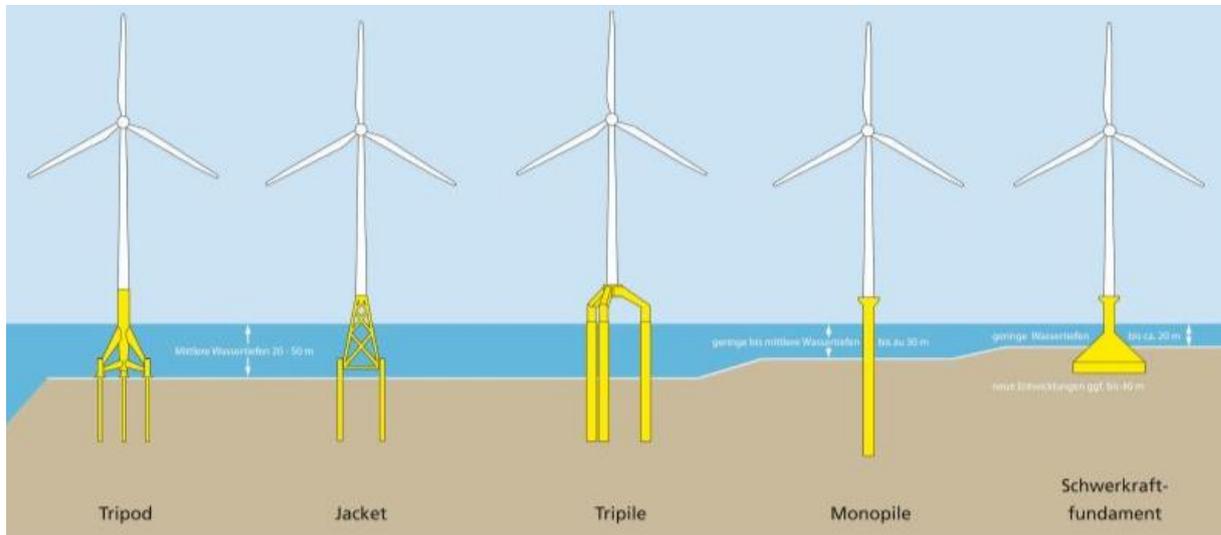


Abbildung 2: Strukturtypen bodenfester WEA [16]

Wie zu erkennen, wird zwischen folgenden bodenfesten Strukturtypen unterschieden: Tripod, Jacket, Tripile, Monopile und Schwerkraft-fundament. Zudem gibt es innovative Bucket-Fundamente, welche in der Abbildung nicht dargestellt werden. Der Einsatz der Art der Unterkonstruktion ist abhängig von Parametern wie Masse der Gondel, der Wassertiefe, der dynamischen Lastverteilung, der Meeresbodenbeschaffenheit und der vorhandenen Infrastruktur für die Installation [17]. In Europa sind 81,2 % aller bis zum Jahr 2020 installierten OWEA mit Monopiles gegründet worden. Jackets stehen an zweiter Stelle mit 9,9 %. Die anderen Strukturtypen wie Schwerkraftsfundamente (5 %), Tripods (2,2 %) und Tripiles (1,4 %) spielen eine untergeordnete Rolle. Gerade bei aktuelleren und zukünftigen Projekten geht der Trend zunehmend zur Verwendung von Monopiles [18]. In Deutschland kamen in den ersten Windparks auch Tripods, Jackets, Tripiles und testweise Bucket-Fundamente in vergleichsweise geringer Zahl zum Einsatz. Das sich aber Monopiles als Unterkonstruktion vorerst durchgesetzt haben, bestätigen auch die Zahlen aus Deutschland. Insgesamt wurden mehr als 90 % aller OWEA mit Monopiles gegründet [2]. Im Jahr 2022 waren alle installierten Fundamente Monopiles und auch zukünftige Projekte haben die Verwendung dieser bereits angekündigt [3]. Der Grund für den Einsatz von Monopiles, liegt an den für die Installation vorteilhaften Standortbedingungen. Die Nordsee ist zum einen ein flaches Gewässer und hat zum anderen einen hauptsächlich sandigen Meeresboden, welches perfekte Bedingungen für eine wirtschaftliche Installation von Monopile-Fundamenten darstellt. Die in Deutschland hauptsächlich eingesetzten Monopile-Konstruktionen bestehen aus nur einem zentralen

Stahlrohr, welches bei der Installation in den Meeresboden gerammt wird und über ein Verbindungsstück mit der WEA verbunden wird. Aktuelle Monopiles haben einen Durchmesser zwischen acht und zehn Metern und gelten für Wassertiefen von 20 bis 40 Metern als wirtschaftlich. Das Gewicht ist abhängig von der Länge beziehungsweise der Wassertiefe und des Durchmessers und kann bei modernen größeren Anlagen über 1000 Tonnen betragen. Zukünftige Anlagen werden bereits mit 12 Meter Durchmesser und für Wassertiefen bis zu 50 Metern geplant [2] [19]. Jacket-Fundamente sind vierbeinige aus Stahlrohren geschweißte Fachwerkkonstruktionen, die meist durch Hülsen mit den in Meeresboden gerammten Fundamentpfählen verbunden werden. Sie kommen hauptsächlich in Wassertiefen von 50 bis 70 Metern zum Einsatz [19]. Die genannten und in Abbildung 2 dargestellten weiteren Strukturtypen werden auf Grund des limitierten Umfangs der Arbeit und des geringen Einsatzes nicht näher beschrieben. Zudem wird sich im Folgenden bei der Installation und dem Rückbau auf Monopile-Fundamenten fokussiert.

Installation

Da Monopile-Installationen schon seit mehr als 10 Jahren durchgeführt werden, gibt es bereits einige Standards und Normen hinsichtlich der Herstellung, des Transportes, der Installation und der Betriebsführung. Durch die langjährige Anwendungserfahrung und der simplen Konstruktion gelten Monopile-Installationen als vergleichsweise kostengünstig und einfach in ihrer Handhabung [19].

Nach der Fertigung der Stahlrohre müssen diese auf hoher See zu dem jeweiligen Installationsstandort gebracht werden. Je nach Größe der Monopiles kommt es zu gewissen Anforderungen an die Infrastruktur. Typischerweise bringen für die Dimension der Monopiles ausgelegte Transportschiffe (Transportation barge) die Stahlrohre zum jeweiligen Standort. Um das Stahlrohr auszurichten, kommen Hubschiffe (Jackup-Vessel) oder Schwergutschiffe (Heavy lift Vessel) zum Einsatz. Diese sind in der Lage, die Monopiles mit Vorrichtungen und der notwendigen Kranleistung zu kippen und sie senkrecht auf den Meeresboden auszurichten [19]. Der Rammprozess unterliegt dabei regulatorischen Vorgaben, um die Umweltauswirkungen zu reduzieren. Seit 2008 dürfen laut dem BSH der Schallexpositionspegel und der Spitzenpegel nicht mehr als 160 dB beziehungsweise 190 dB in einer Entfernung von 750 Metern betragen. Die Rammdauer sollte pro Monopile 180 Minuten nicht überschreiten. Es ist zudem ein Schallschutz- sowie Messkonzept vorzulegen, um den Schalleintrag zu minimieren und zu dokumentieren. Vor den eigentlichen Rammprozess sorgt ein „Soft-Start“ zur Vergrämung der Tiere [4]. Die zu rammende Länge ist abhängig von den Eigenschaften des Meeresbodens und beträgt zwischen 3- bis 7-mal des

Stahlrohrdurchmessers [20]. Dieser Prozess ist mit Blick auf das Kapitel 4 in dieser Arbeit von relevanter Bedeutung, da es bei dem Impulsrammverfahren theoretisch zu erhöhten Lärmpegeln von 210 dB kommen kann, welches die Meereslebewesen schädigen könnte [21].

Deshalb werden seit 2011 verschiedene Schallschutzmaßnahmen eingesetzt und an weiteren geforscht. In deutschen Gewässern haben sich in den letzten zehn Jahren drei Basis-Schallschutzsysteme durchgesetzt. „Blasenschleier“ finden die meiste Anwendung und treten in verschiedenen Konfigurationen auf. Mithilfe eines optimierten, doppelten Großen Blasenschleier kann eine Schallminderung von bis zu 16 dB erzielt werden. Daneben kommen Rohr-in-Rohr-Schallschutzsysteme und Hydroschall-Dämpfer zum Einsatz. Bei der Kombination der Systeme wird eine Reduzierung des Schalls auf durchschnittlich 20 dB bis zu einer Wassertiefe von 40 Metern möglich. Es ist jedoch allgemein eine große wirtschaftlich und technische Herausforderung serienreife Schallschutzmaßnahmen für die sich stetig ändernden Dimensionen der Monopiles zu entwickeln [4]. Anstatt den Lärmpegel der Rammarbeiten mit technischen Schallschutzsystemen zu reduzieren, werden bereits auch andere Installationsmethoden neben dem konventionellen Impulsrammen erforscht und erprobt. Im neuesten deutschen Offshore Windpark „Karkasi“ in der Nordsee, welcher Ende 2022 in Betrieb gegangen ist, wurden einige Monopiles testweise unter dem Forschungsprojekt „VISSKA“ erstmals mithilfe einer innovativen Vibrationsrammung installiert. Die seit mehreren Jahren erforschte Methode soll in der Lage sein, die Unterwasserschallemissionen deutlich zu verringern und gleichzeitig die Installationsdauer zu verkürzen, wodurch die zuvor genannten Schallminderungsmaßnahmen obsolet werden könnten. Serienreife Verfahren gibt es jedoch noch nicht und scheinen auch nicht kurzfristig verfügbar werden, zudem ist das Verfahren abhängig vom jeweiligen Meeresboden [22]. Nachdem das Stahlrohr in den Meeresboden installiert wurde, wird ein Kolkschutz installiert. Dieser ist notwendig, da am Stahlrohr sonst der Boden durch Meeresströmungen in Abhängigkeit verschiedener Parameter abgetragen werden kann. Zum Einsatz kommen hier typischerweise Steinaufschüttungen, Sandcontainer oder synthetische Seegrasmatten [23]. Zur Größenveranschaulichung, bei einem Monopile-Durchmesser von 6 Metern wird ein Kolkschutz Durchmesser von 16 bis 66 Metern empfohlen und sorgt somit für eine umfangreiche Flächenversiegelung [23]. Der Kolkschutz spielt auch in Bezug auf die Auswirkungen auf die Umwelt eine Rolle und wird im Kapitel 4 näher betrachtet.

Rückbau

Alle in Deutschland verbauten OWEA haben eine Betriebs-Genehmigung von 25 Jahren. Falls die Verlängerung des Betriebs durch bestimmte Modernisierungsmaßnahmen nicht möglich

ist, müssen die OWEA inklusive der Fundamente zurückgebaut werden. Aktuell erfolgt der Rückbau, indem die Stahlrohre einige Meter unter dem Meeresboden abgeschnitten werden. Der untere im Boden verbliebende Teil stellt dabei ein finanzielles und ökologisches Risiko da. Für Windparkbetreiber bedeutet dies nachteilige vertrags- und haftungsrechtliche Verbindlichkeiten auch über die Betriebszeit hinweg. Zudem erschwert es auch die zukünftige Ausweisung von Gebieten für OWEA. Da aktuell noch keine Rückbauten im großen Stil umgesetzt werden müssen, wird für die zukünftig anfallenden Rückbauten an nachhaltigeren Alternativen geforscht. Konzepte sehen vor, durch innovative Verfahren die Stahlrohre komplett aus dem Meeresboden zu entfernen oder die Stahlrohre oberhalb des Meeresbodens abzuschneiden und den Kolkenschutz nicht zu entfernen [5].

Folglich bestehen die Hauptprobleme der Verwendung von Monopiles und deren konventionellen Installation mit dem Impulsrammverfahren in den hohen Lärmpegeln und der Frage wie die Fundamente nachhaltig wieder zurückgebaut werden können. Obwohl Monopile-Fundamente derzeit den Markt dominieren, wird weiterhin nach alternativen Gründungsmethoden geforscht, die nicht mit den gegenwärtigen Problemen von Monopiles verbunden sind. Mit Blick auf die Installationsproblematik des Impulsrammverfahrens und des Rückbaus haben Bucket-Fundamente großes Potenzial. Sie bestehen aus einem zylinderförmigen offenem Stahlfundament, welches durch eine Öffnung nach unten einen Unterdruck erzeugt und somit in den Boden gesaugt wird [16]. Die Technologie kann auch in den anderen Strukturtypen eingesetzt werden. Dadurch sind eine schallarmen Installationen und ein einfacher Rückbau bei vergleichsweise geringen Kosten möglich [24]. Eine Herausforderung ist jedoch die mangelnde Anwendungserfahrung. Die Installation von zwei Monobucket-Fundamenten im Windpark „Deutsche Bucht“ (Betrieb seit 2019) wurde aufgrund technischer Probleme bei der Installation abgebrochen und nicht weiter verfolgt [23]. Neben Bucket-Fundamenten haben auch die bereits seit langer Zeit eingesetzten Schwerkraftfundamenten den Vorteil, nicht in den Meeresboden eingebracht werden zu müssen. Schwerkraftgründungen bestehen aus Stahl- oder Betonkästen, die mit einem hohen Gewicht die WEA stabilisieren. Sie können somit geräuscharm installiert und nach einer langen Lebensdauer von 50 Jahren vollständig zurückgebaut werden. Nachteil ist jedoch der große Flächenbedarf sowie die überproportionale Zunahme der Fundamentmasse in höhere Wassertiefen, wodurch sie meist für sehr flache Gewässer unter 10 Meter Wassertiefe eingesetzt werden [19] [17]. Die anderen Strukturtypen (Abbildung 2) Jackets, Tripiles und Tripods verfügen meist über geringere Durchmesser der Pfahlgründungen aufgrund der höheren Anzahl an Pfählen im Vergleich zum Monopile. Dies bietet auch Potenzial zu einer

geräuschärmeren Installation und Rückbau. Sie müssen jedoch trotzdem fest in den Boden installiert werden [19].

Die aufgezeigten Probleme des jetzigen Stands der Technik im Bereich der bodenfesten OWE liefern also großen Raum für vielseitige Forschungen und innovative Lösungen in verschiedenen Bereichen. Es wird sich in Zukunft zeigen, welche innovativen Fundamente, Installations- und Rückbauverfahren und Schallminderungsmaßnahmen entwickelt und sich durchsetzen werden. Zudem zeigt die hohe Anzahl an technischen Möglichkeiten, dass alle Optionen mit komplexen Vor- und Nachteilen mit Blick auf Umweltfreundlich-, Wirtschaftlich- und Umsetzbarkeit verbunden sind.

2.2 Schwimmende Windenergieanlagen

Im Folgenden werden die theoretischen Grundlagen schwimmender WEA näher betrachtet. Dabei werden die wichtigsten Komponenten, wie Plattfortmtypen und derer Klassifikation sowie Verankerungssysteme inklusive Verankerungsleinen und Anker beschrieben. Zudem werden grundlegende Information zu der Installation und der Rückbaumöglichkeiten erfasst. Diese Aspekte sind für die Analyse der Umweltauswirkungen von schwimmenden WEA in Kapitel 4.2 von Bedeutung. Abschließend werden die typischen Lasten an schwimmenden WEA und wichtige Grundlagen des dynamischen Reaktionsverhalten der Plattfortmtypen beschrieben.

2.2.1 Klassifikation schwimmender Plattfortmen

Um eine schwimmende WEA auf hoher See betreiben zu können, muss eine Plattform eine gewisse Stabilität gegen die einwirkenden Lasten gewährleisten. Wie diese Stabilität erreicht wird, lässt sich bei schwimmenden WEA in drei Prinzipien klassifizieren. Eine Stabilisierung erfolgt grundlegend durch, die Schwerkraft, die Wasseroberfläche (Auftrieb) oder eine feste Verankerung. In der folgenden Abbildung sind die drei stabilisierenden Prinzipien dargestellt [25].

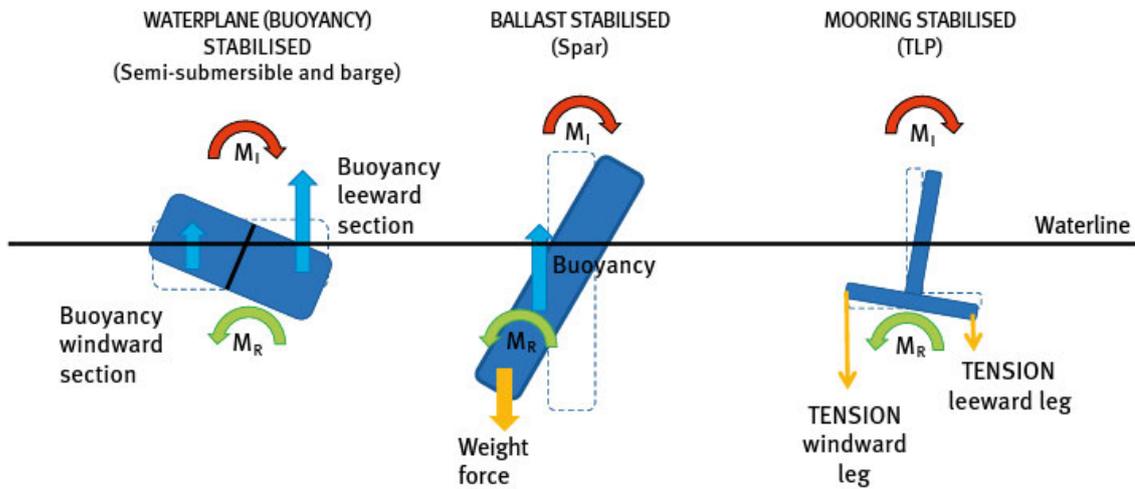


Abbildung 3: Stabilisierungsklassifizierungen schwimmender WEA [26]

Die Abbildung veranschaulicht das Gegenspiel von dem durch Wind einwirkenden Neigungsmoment M_I (roter Pfeil) und dem durch das jeweilige stabilisierende Prinzip erzeugte Rückstellmoment M_R (grüner Pfeil). Bei dem auf der linken Seite gezeigten Auftriebs- oder Wasseroberflächen Prinzip hat der leeseitige Teil (windabgewandt) bei Neigung ein größeres Unterwasservolumen als der luvseitige Teil (windzugewandt). Dadurch wirkt auf dem leeseitigen Teil eine höhere Auftriebskraft, welche das Rückstellmoment M_R erzeugt und somit die Anlage stabilisiert. Beim Schwerkraft-Prinzip sorgt ein großer vertikaler Abstand zwischen dem Gewichts- und Auftriebs-Schwerpunkt des schwimmenden Körpers für Stabilität. Die auf den Auftriebsschwerpunkt wirkende Auftriebskraft und die auf den Gewichtsschwerpunkt wirkende Gewichtskraft erzeugen das Rückstellmoment M_R , welches dem Neigungsmoment M_I entgegenwirkt. Das auf der rechten Seite dargestellte Verankerungsprinzip stabilisiert die Anlage durch einen Körper mit großem Auftrieb, welcher über Verankerungsseile oder ähnliches mit dem Meeresboden verbunden ist. Bei Auslenkung der Plattform erzeugt die erhöhte Spannung in der luvseitigen Verankerung das Rückstellmoment M_R und stabilisiert somit die Anlage [26].

Neben der genannten Klassifizierung kommen verschiedene Plattfortypen zum Einsatz, die nach einem der jeweilig vorgestellten Prinzipien die WEA stabilisieren. Hauptsächlich wird zwischen vier Plattfortypen: Spar, Barge, Semi-Submersible und Tension-Leg, welche in Abbildung 4 dargestellt sind, unterschieden. Auf Grund der schnellen Forschungsentwicklung gibt es aber auch eine Vielzahl weiterer Konzepte und Mischformen im Bereich der Plattfortypen [25].

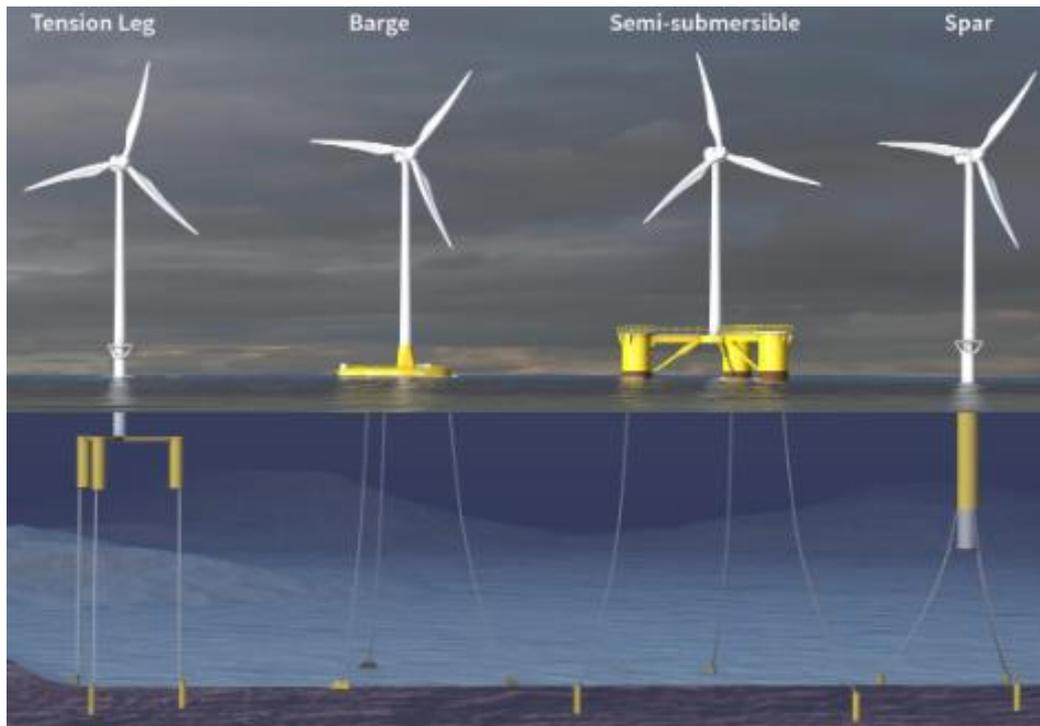


Abbildung 4: Plattfortmtyten schwimmender WEA [27]

Tension-Leg-Plattform

Der Plattfortmtyt Tension-Leg (TLP) basiert auf dem zuvor beschriebenen Prinzip der Stabilisierung durch Verankerung. Typischerweise besteht die Konstruktion aus einem unter der Wasseroberfläche schwimmenden vergleichsweise kleineren und leichteren stark auftriebenden Tauchkörper mit einer Breite zwischen 20 und 35 Metern. Die geometrischen Dimensionen variieren nach Leistungsgröße und fallen für zukünftige Anlagen größer aus. Der Tauchkörper ist mit durch den Auftrieb gespannten Ankerleinen am Meeresboden befestigt ist. Bei den Ankerleinen kann es sich um synthetische Leinen, Kabel, Spannrohre oder massive Stäbe handeln. Zur Befestigung am Meeresboden werden verschiedene Ankersysteme verwendet. Abhängig von der Meeresbodenbeschaffenheit kommen Schwerkraftanker, Suction-Buckets (Saugpfähle) oder gerammte Ankerpfähle zum Einsatz, die die hohen vertikalen Lasten aufnehmen können. Der Tiefgang variiert typischerweise zwischen 15-25 Metern, kann für höhere Leistungsgrößen aber größer sein [28] [29] [26].

Barge

Barge-Plattformen stabilisieren die Anlage nach dem Auftriebs-/Wasseroberflächenprinzip. Dafür kommen flache, aktuell zwischen 40 und 50 Metern Breite schwimmende Plattformen zum Einsatz. Das Abdriften der Plattform wird typischerweise durch ein Verankerungssystem mit drei bis sechs Ankerleinen verhindert. Im Vergleich zur TLP stehen die Ankerleinen nicht

unter ständiger Spannung, sondern werden üblicherweise mit einem Catenary-System verankert. Dadurch weist die Plattform ein größeres dynamisches Verhalten auf. Der Tiefgang ist mit weniger als zehn Metern der geringste aller Plattformtypen [28] [29] [26].

Semi-Submersible (Halbtaucher)

Semi-Submersible-Plattformen kombinieren das Auftriebs-/Wasserflächenprinzip mit dem Schwerkraftprinzip und bestehen typischerweise aus drei bis 5 vertikalen Zylindern, die miteinander verbunden sind. Die Breite des Halbtauchers liegt je nach Leistungsgröße aktuell zwischen 60 und 80 Metern. Für eine bessere Stabilität kommen manchmal sogenannte „Heavy Plates“ zum Einsatz, die an der Unterseite der Zylinder installiert werden, um das Gewicht zu erhöhen. Der Tiefgang beträgt typischerweise zwischen zehn und zwanzig Metern. Es werden ähnliche Verankerungssysteme wie bei Barge-Plattformen verwendet [28] [29] [26].

Spar

Spar-Plattformen bestehen typischerweise aus einem langen vertikalen Zylinder mit schwerem Ballast am unteren Ende, wodurch die Anlage nach dem Schwerkraftprinzip stabilisiert wird. Der Durchmesser beträgt zwischen 10 und 20 Metern. Die Anlage kann ähnlich wie Barge und Semi-Submersible mit einem „Catenary mooring System“ oder mit gespannten Ankerleinen vor dem Abdriften geschützt werden. Der Tiefgang ist aktuell mit 70 bis 100 Metern am größten im Vergleich zu den anderen Plattformtypen [28, 29] [26].

Die beschriebenen Plattformtypen haben Vor- und Nachteile, die abhängig von verschiedenen Standortparametern für die Auswahl des passenden Typs relevant sind. Standortparameter sind beispielsweise Küstennähe, Seegang, Wassertiefe, Umweltfaktoren und Meeresbodenbeschaffenheit [28]. Um einen Überblick über die typischen Vor- und Nachteile der Konzepte zu bekommen, ist dem Anhang eine Vergleichstabelle der Konzepte im Kapitel A und ein allgemeiner Vergleich in Kapitel B beigefügt. In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit, kann der Kostenanteil je nach Konzept und notwendigen Verankerungssystem stark variieren. Für die Plattform inklusive des Fundaments kann allgemein ein variabler Kostenanteil von 37,5 % von den Gesamtkosten angenommen werden. Somit haben die Plattform und das Verankerungssystem den größten Kostenanteil an einer schwimmenden WEA [15].

2.2.2 Verankerungssysteme

Verankerungssysteme dienen wie bereits erwähnt zur Sicherung der schwimmenden WEA vor dem Abdriften aufgrund von einwirkenden aerodynamischen und hydrodynamischen Lasten. Bei der TLP sorgt die Verankerung zusätzlich für die notwendige Stabilität der Plattform. Ein Verankerungssystem besteht aus der Ankerleine, Verbinder und Ankern. Zusätzlich können Schwimmkörper und Zusatzgewichte zum Einsatz kommen. Grundsätzlich wird zwischen drei Systemen unterschieden: das Catenary-System, das Tension/Taut-Leg-System und das Semi-Taut-System. Das Catenary- und Semi-Taut-System können bei allen Plattfortmtypen außer der TLP zum Einsatz kommen. Das Tension-Leg/Taut-System wird dagegen hauptsächlich bei der TLP angewandt [30]. Eine weitere Klassifizierung von Verankerungssystemen erfolgt in „Spread Mooring Systems“ und „Single-point Mooring Systems (SPM)“. Ersteres System besteht aus mehreren in gruppenangeordnete Verankerungsleinen, die die Plattform mit dem Meeresboden verbinden. Zweiteres System hat eine oder mehrere Verankerungsleinen, die an einem Drehmittelpunkt und dem Meeresboden befestigt sind. Der wesentliche Unterschied zwischen beiden besteht darin, dass SPM der Plattform ermöglicht sich zu drehen und sich die Plattform dadurch an Umgebungseinflüsse anpassen kann, wodurch die Belastung der Anker reduziert wird [31]. Im Allgemeinen werden als Verankerungsleinen Ketten, Stahlseile oder synthetische Faserseile verwendet. Das Catenary-System, welches in folgender Abbildung veranschaulicht wird, besteht meist aus langen Stahlketten, die über ihr Gewicht und gebogener Form auf dem Meeresboden aufliegt und somit die Plattform vor dem Abdriften schützt. Je nach Standort und Umwelteinflüssen können auch extra Gewichte an der Kette für eine bessere Fixierung sorgen. Am Ende der Stahlkette befindet sich zusätzlich ein Anker. Der Radius des Ankers in Bezug auf die schwimmende Plattform beträgt zwischen vier bis acht Mal der Wassertiefe. Durch die große Auflagefläche der Kette und des Ankers kommt es zu großem Einfluss auf den Meeresboden. Trotzdem wird vor allem in flachen bis mittlere Wassertiefen hauptsächlich dieses System verwendet, auch auf Grund der einfachen Installation und Wirtschaftlichkeit [32] [31].

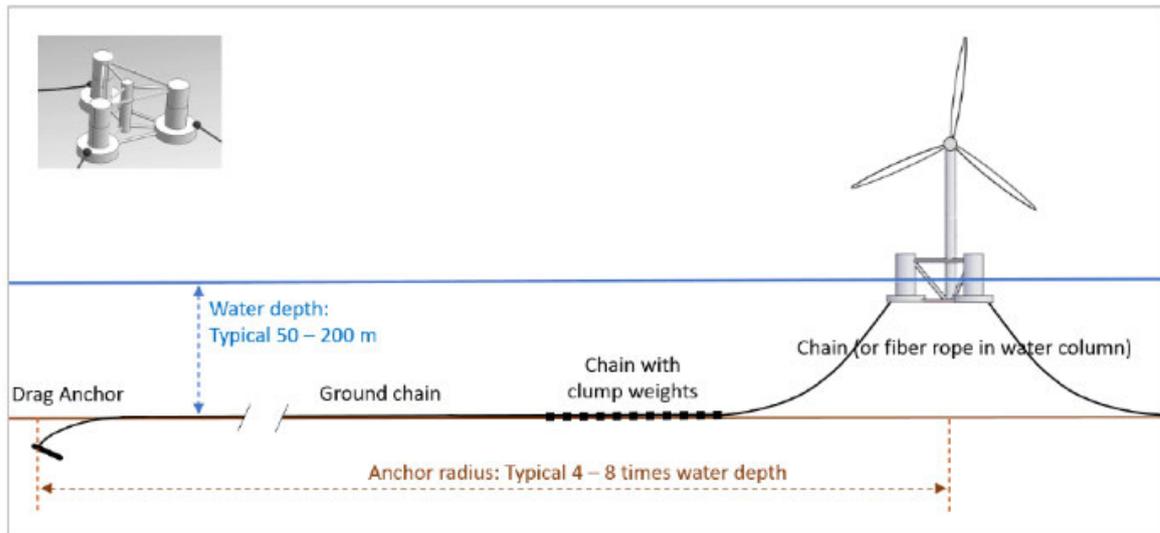


Abbildung 5: Typisches Design für ein Catenary-Verankerungssystem [32]

Beim Tension-Leg/Taut-System haben die aus synthetischen Fasern oder Stahlseilen bestehenden Verankerungsleinen keinen Kontakt mit dem Meeresboden. Die TLP in Abbildung 4 veranschaulicht dieses System. Sie sind über ein Ankersystem, welches Hohe vertikale Lasten aufnehmen muss am Meeresboden fixiert. Im Vergleich zum „Catenary-System“ sorgt dies abhängig vom Ankersystem zu geringeren Kontaktfläche mit dem Meeresboden. Die Installation ist jedoch komplexer und kostenintensiver. Da die Verankerungsleinen konstant unter Spannung stehen ist das dynamische Verhalten der Plattform eingeschränkt. TLP kommen hauptsächlich in tieferen Gewässern zum Einsatz und sind anfällig für einen großen Tidenhub. Im flachen Gewässer könnte es auf Grund der limitierten horizontalen Bewegung bei extremen Umweltbedingungen zu erhöhter Spannung in den Verankerungsleinen kommen [31] [30]. Das Semi-Taut-System ist eine Kombination des Catenary- und des Tension-Leg-Systems. Synthetische Fasern oder Drähte dienen als Verankerungsleinen, welche meist nach dem Single-Point-System mit dem Meeresboden verbunden sind. Schwimmkörper können zudem für eine gewisse Vorspannung der Verankerungsleinen führen. Im Vergleich zu den anderen Systemen, müssen die Anker gegebenenfalls horizontale und vertikale Lasten aufnehmen können. Der Einfluss auf den Meeresboden ist durch die Vorspannung der Verankerungsleinen geringer als bei Catenary-Systemen, da die Verankerungsleinen eine geringere Auflagefläche haben. Die Installation ist je nach Konstruktion als einfach einzuordnen [30]. Weitere Vor- und Nachteile der Verankerungssysteme sind dem Anhang im Kapitel C beigefügt.

Verankerungsleinen haben mit Blick auf die Gesamtkosten der Komponenten einen signifikanten Kostenanteil. Dabei hängt dieser maßgeblich von der Wassertiefe und der daraus resultierende Länge der Leinen ab. Hieraus ergibt sich ein Kostenvorteil für flache Gewässer,

wie der deutschen Nordsee. Die Kosten sind jedoch auch von weiteren Faktoren, wie Verankerungssystem, Konzept der Plattform und einwirkenden Lasten abhängig [33].

Anker

Die Auswahl des Ankersystems für schwimmende Windenergieanlagen orientiert sich an bewährten Parametern, die in der Offshore Öl- und Gasindustrie angewendet werden. Dazu gehören die Konfiguration der Verankerung, der Meeresbodenbeschaffenheit, der benötigte Haltekapazität und die Verfügbarkeit passender Installationsschiffe. Es wird zwischen folgenden, in Abbildung 6, dargestellten Ankern unterschieden: Schwerkraftanker, Rammpfähle, Schleppanker, Saugpfähle, Torpedo-Pfähle und vertikal belastete Anker. Beim Catenary-System, welches zu den am meisten verwendeten Systemen gehört, werden üblicherweise Schleppanker (siehe Abbildung 6, Nummer 3) verwendet. Schleppanker sind so konstruiert, dass sie sich teilweise bis vollständig in den Meeresboden verankern, wodurch der Widerstand des Bodens die Haltekraft bestimmt. Sie sind für die Aufnahme von großen horizontalen Lasten konzipiert. Je nach Standort könnten auch andere Ankertypen zum Einsatz kommen, jedoch stellen Schleppanker derzeit die kostengünstigste Option da. Verankerungssysteme mit gespannten Leinen wie Tension-Leg-Systeme müssen hohe vertikale Lasten aufnehmen können. Deshalb kommen hier vor allem Vertikallastanker, Ramm- und Saugpfähle, oder Schwerkraftanker zum Einsatz, um die hohen Lasten zu bewältigen. Vertikallastanker dringen dabei deutlich tiefer in den Boden ein als Schleppanker und können neben vertikalen Lasten auch horizontale aufnehmen. Sie sind somit auch für Semi-Taut-Systeme interessant. Rammpfähle basieren auf demselben Prinzip, wie die in der bodenfesten Fundamenttechnik verwendete Technologie und kommen aus wirtschaftlichen und technischen Gründen oft zum Einsatz. Aufgrund der Schallemissionen während des Rammprozess bei Installation sowie der problematische Rückbau sollte diese Technologie mit Blick auf den Umwelteinfluss jedoch vermieden werden. Suction-Pfähle sowie Schwerkraftanker sind hier nachhaltigere Lösungen, da sie vollständig zurückgebaut werden können. Suction-Pfähle können jedoch nur in bestimmten Meeresboden installiert werden. Zudem ist die Installation komplexer als die der anderen Ankertypen [32] [34].

Bei größeren schwimmenden Windparks kann es zudem sinnvoll sein, dass sich die einzelnen WEA Anker- und Verankerungsleinen teilen. Dadurch kann Material der Verankerungsleinen und Anker und die Installationszeit optimiert werden [35].

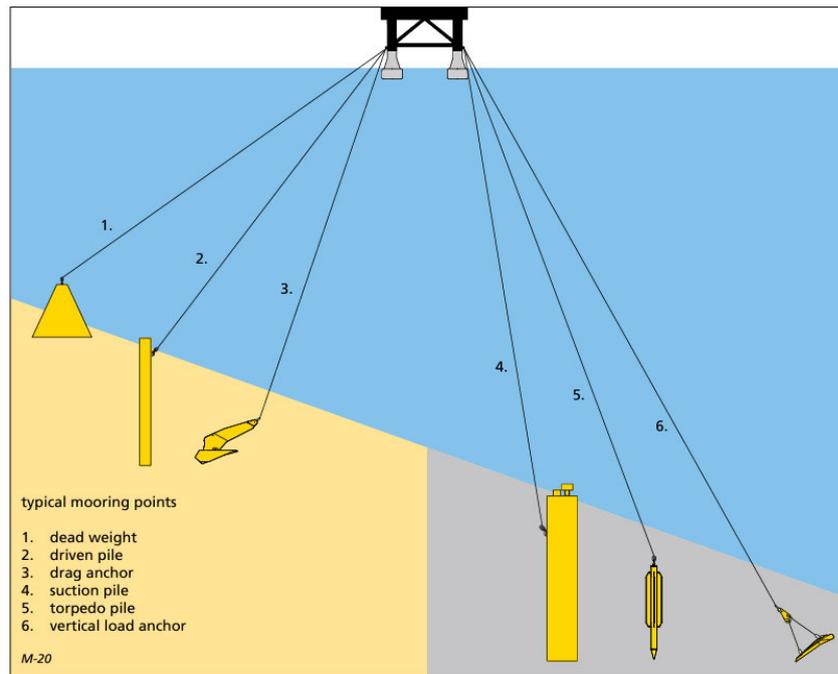


Abbildung 6: Übersicht Ankersysteme [34]

Weitere Vor- und Nachteile der Ankertypen sind dem Anhang im Kapitel D beigefügt.

Inter-Array-Kabel

Die sogenannten Inter-Array-Kabel dienen dazu die einzelnen Windturbinen miteinander zu verbinden und den produzierten Strom zu der Umspannplattform zu transportieren. Zusätzlich ermöglichen sie auch die Überwachung und Steuerung der einzelnen Windturbinen aus der Ferne. Außerdem können durch sie Schwankungen im Stromfluss ausgeglichen werden. Im Vergleich zu den Inter-Array-Kabeln bei bodenfesten Anlagen, gibt es bei schwimmenden WEA komplexere Herausforderungen, da die Plattform sich dynamisch verhält und somit auch die Kabel dynamischen Beanspruchungen standhalten müssen. Um die Zugspannungen in den Kabeln zu reduzieren, werden diese typischerweise, wie in folgender Abbildung 7 zu sehen, angeordnet. Typischerweise sind die Kabel in einer Art Wellen-Form angeordnet. Hierzu dienen positionierte Ballast- und Schwimmkörper. Durch diese Anordnung werden die Kabel bei stark dynamischem Verhalten der Plattform, weniger belastet. Die notwendige Wellen-Form könnte in geringeren Wassertiefen zu Problemen aufgrund der begrenzten Verformbarkeit der Kabel führen [36].

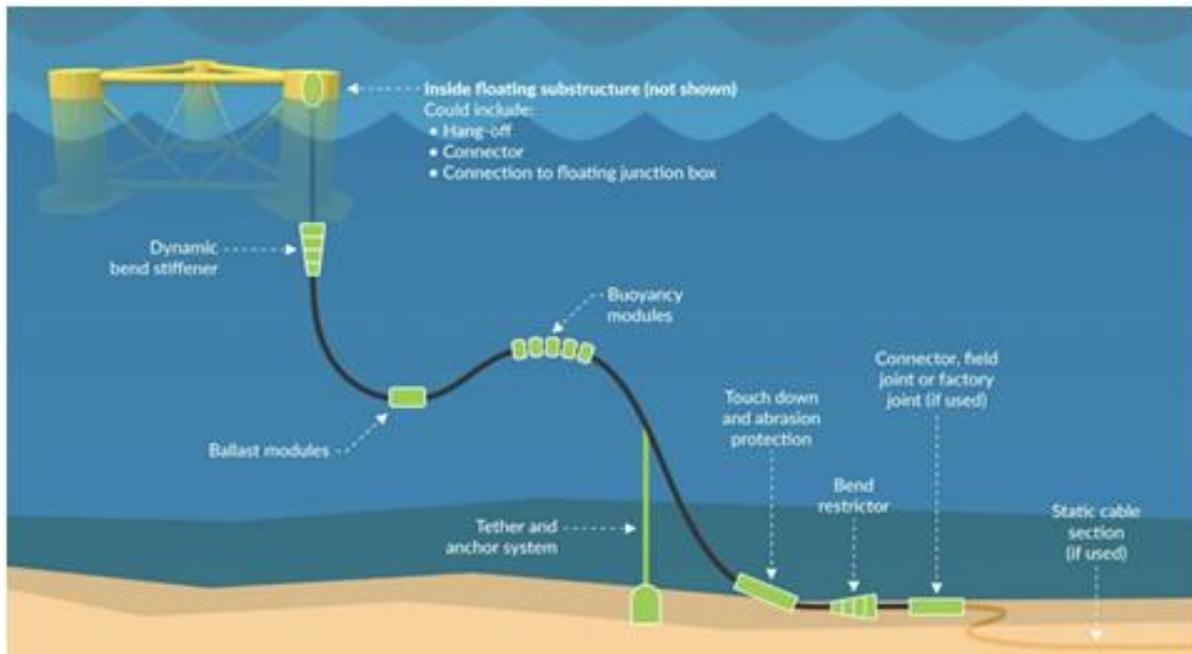


Abbildung 7: Inter-Array-Verkabelung einer Semi-Submersible Plattform [36]

2.2.3 Installation und Rückbau

Die Installation von schwimmenden WEA kann je nach Standort und verwendetem Konzept unterschiedlich ablaufen. Aufgrund der unzureichenden Kommerzialisierung der schwimmenden WEA besteht noch eine geringe Anwendungserfahrung, was zu Herausforderungen in der Umsetzung führt. Der Prozess von der Fertigung der Unterkonstruktion bis hin zur finalen Installation ist aufgrund mangelnder Infrastruktur aktuell oftmals schwierig durchzuführen. Der Kostenanteil der Installationsarbeiten beträgt um die 30 % der Gesamtprojektkosten [37]. Allgemein betrachtet beginnt der Installationsprozess nach der Fertigung der Plattform mit dem Verladen der schwimmenden Unterkonstruktion auf ein Transportschiff (Heavy Lift Vessel) oder dem Auslaufen aus einem Trockendock mit Schleppschiffen. Die Montage der WEA auf die Plattform kann je nach Konzept bereits im Hafen oder auf hoher See erfolgen. Die Plattform wird am Standort über das jeweilige Verankerungssystem mit Hilfe von Remotely Operated Vehicles (ROVs) mit dem Meeresboden verbunden. Der zum Einsatz kommende Anker inklusive Verankerungsleinen kann dabei auch schon vorher installiert worden sein. Bei den Konzepten Semi-Submersible Barge und TLP können die schwimmenden WEA bereits vollständig im Hafen montiert werden, welches einen hohen Kostenvorteil mit sich bringt. Bei Spar-Plattformen erfolgt die Installation der Komponenten überwiegend auf hoher See, da sie einen sehr großen Tiefgang in Hafennähe benötigen. Dies sorgt für größere Herausforderung auf Grund der Dynamik der schwimmenden Plattform inklusive höherer Kosten durch den Einsatz von Jack-Up-Vessels.

Obwohl für die Installation von Semi-Submersible, Barge und TLP mehr Schiffe benötigt werden als für die Installation von bodenfesten Anlagen, sind diese Schiffe deutlich kostengünstiger zu chartern, da es sich um kleinere Schleppschiffe handelt und keine Jack-Up-Vessels notwendig sind, wenn die vollständige Montage der WEA bereits im Hafen erfolgt. Zum Abschluss werden die Kabel unter Wasser mit Hilfe eines dafür ausgelegten Schiffes verbunden und die Anlage ans Netz angeschlossen [37] [19]. Die allgemeinen Installationsphasen lassen sich in folgenden Schritten zusammenfassen:

- Vermessung des Meeresbodens
- Installation von Ankern und Verankerungssystemen
- Bau der Unterkonstruktion und Komponenten der WEA wie Turbine
- Transport der schwimmenden WEA zum Offshore-Standort
- Kabelverlegung und Netzanschluss [37]

Für die genannten Installationsphasen und den Betrieb der Anlage gibt es zudem bereits definierte Normen und Standards von Gesellschaften wie DNV oder der ABS Group, wodurch Abläufe optimiert und die Sicherheit und Qualität erhöht wird. Wie bereits erwähnt können die Installationsschritte aber je nach Konzept der Unterkonstruktion, Offshore-Standort und Größe der WEA variieren. Die Dauer der Installation ist auch maßgeblich abhängig vom Verankerungssystem und dem Plattformtyp. Semi-Submersible Anlagen weisen typischerweise die kürzeste Installationsdauer auf [35] [19] [37].

Der Rückbau der schwimmenden WEA hängt maßgeblich vom verwendeten Konzept mit dem jeweiligen Verankerungssystem und Anker ab. Die Konzepte Barge, Semi-Submersible und Spar werden typischerweise mit Schleppankern oder Saugpfählen am Meeresboden befestigt. Diese Anker können vollständig zurückgebaut werden. Vor allem die weit verbreiteten Schleppanker können beim Rückbau leicht eingeholt werden, um anschließend die WEA je nach Konzept am Offshore-Standort zurückzubauen oder direkt zum Hafen zu schleppen. TLP haben mit Blick auf den Rückbau einige Nachteile aufgrund der höheren Anforderungen an das Verankerungssystem. Durch die hohen Spannungen und vertikalen Lasten in dem Verankerungssystem, müssen Anker wie Saugpfähle, Rammpfähle oder vertikal belastbare Anker verwendet werden. Rammpfähle werden aufgrund der technischen Eigenschaften und einfachen Installation oftmals bevorzugt. Ein vollständiger Rückbau erfolgt meistens wie bei bodenfesten Anlagen nicht. Der Ablauf des Rückbaus ist zudem komplexer als bei Schleppankern, da die Stabilität der Plattform auf den gespannten Verankerungsleinen basiert [35].

In der folgenden Tabelle 1 sind die Unterschiede der Plattformtypen in Bezug auf die Installation dargestellt, um Vor- und Nachteile jeweiliger Konzepte übersichtlich zusammenzufassen. Die Aspekte werden in Kapitel 4 in Bezug auf die Umweltauswirkungen relevant.

Tabelle 1: Vergleich Installation und Rückbau der Konzepte von schwimmenden WEA [35] [26]

Konzept	Installation	Betriebsführung	Rückbau
Spar	<ul style="list-style-type: none"> - Tiefgang erschwert Schleppen - meist Heavy Lift Vessels (HLV) erforderlich - Instabilität, beim Verbinden Offshore - hohe Kosten - erfordert Tiefwasserhäfen - stärkere Wettereinschränkungen 	<ul style="list-style-type: none"> + ähnlich wie bodenfeste Anlagen - HLV erforderlich - Tiefwasserhäfen für Reparaturen erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> +/- teilweiser Rückbau auf hoher See möglich - HLV erforderlich - abhängig vom Ankertyp vollständig möglich
Semi-Submersible	<ul style="list-style-type: none"> + einfache Installation + vollständige Montage im Hafen + kurze Installationsdauer + geringe Kosten - empfindlich gegen Wellen beim Schleppen 	<ul style="list-style-type: none"> + einfach von Verankerung lösbar + kann komplett an Land geschleppt werden für Reparatur + keine HLV erforderlich + Helikopter Zugang möglich 	<ul style="list-style-type: none"> + kann komplett an Land geschleppt werden + verwendet meist leicht einholbare Schleppanker + keine HLV erforderlich
Barge	<ul style="list-style-type: none"> + Montage im Hafen möglich +/- kurze Installationsdauer - empfindlich gegen Wellen beim Schleppen 	<ul style="list-style-type: none"> + kann an Land geschleppt werden + Helikopter Zugang möglich + keine HLV erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> + kann komplett an Land geschleppt werden + verwendet meist leicht einholbare Schleppanker + keine HLV erforderlich

TLP	+komplette Montage im Hafen möglich -komplexes Verankerungssystem -langsame und teure Installation	-Verankerung schwer lösbar, mehr Reparaturen Offshore -Verankerungssystem anfällig für Versagen	-schwer durch komplexes Verankerungssystem +-abhängig von Anker -kompliziert bei Rammpfählen
------------	--	--	--

Zusammengefasst haben bestimmte Konzepte der schwimmenden WEA Vorteile in der Installation und dem Rückbau im Vergleich zu bodenfesten WEA mit Monopile-Fundamenten. Hervorzuheben sind hierbei vor allem Semi-Submersible und Barge Plattformen. Die schnelle und einfache Installation kommt ohne HVL oder Jack-up-Vessels aus. Dieses kann einen großen Wettbewerbsvorteil darstellen, da die Kapazitäten dieser Schiffe aufgrund der zahlreichen Neuprojekte von bodenfesten Anlagen sehr gering ausfallen. Zudem kann die komplette Anlage unkompliziert zurückgebaut werden. Allgemein betrachtet fehlt es aktuell jedoch an Kapazitäten und Infrastruktur in Häfen unter anderem für die Serienproduktion von schwimmenden Plattformen, auf Grund der geringeren Technologiereife. Schwimmende WEA haben je nach Konzept andere und neue Anforderungen an die Installationsphasen im Vergleich zu den konventionellen WEA mit Monopile-Fundamenten. Zukünftige Innovationen sind vor allem im Bereich der Fertigung der Plattform, des Transports der Unterkonstruktion zum Offshore-Standort und der Betriebsführung auf hoher See wichtig, um die Sicherheit zu erhöhen und Kosten sowie Dauer zu reduzieren [37]. Die allgemeinen Kostenanteile der Installation und des Rückbaus werden mit 5,7 % und 1,8 % angegeben [15]. Hier ist ein potenziell großer Kostenvorteil im Vergleich zu bodenfesten WEA zu erkennen.

Die aufgezeigten Herausforderungen des jetzigen Stands der Technik im Bereich der schwimmenden WEA liefern also großen Raum für vielseitige Forschungen und innovative Lösungen in verschiedenen Bereichen. Es wird sich in Zukunft zeigen, welche innovativen Plattfortmtypen, Installations- und Rückbauverfahren sich durchsetzen werden. Zudem zeigt die hohe Anzahl an technischen Möglichkeiten, dass alle Optionen mit komplexen Vor- und Nachteilen mit Blick auf Umweltfreundlich-, Wirtschaftlich- und Umsetzbarkeit verbunden sind.

2.2.4 Lasten an schwimmenden Windenergieanlagen

Die Lasten, die auf eine schwimmende WEA im Betrieb einwirken sind sehr vielfältig und komplex. Die folgende Abbildung 8 veranschaulicht vereinfacht einige Lasten an einer schwimmenden WEA.

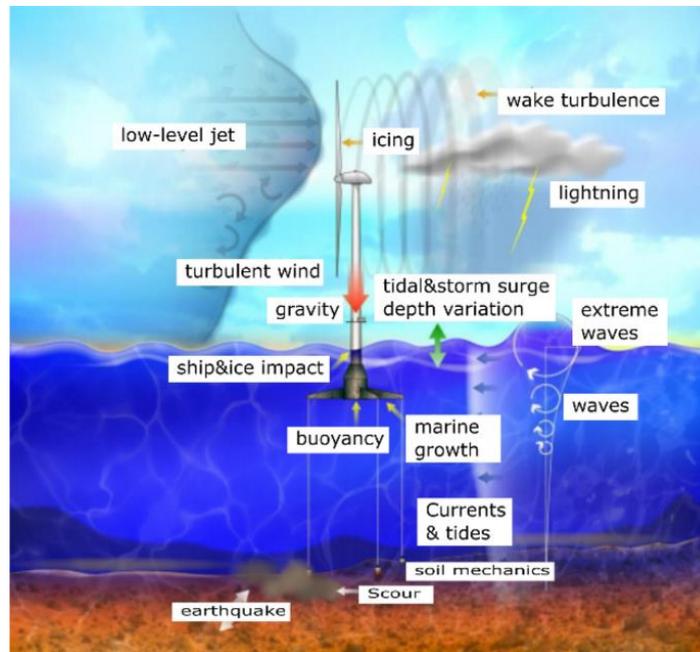


Abbildung 8: Lasten an schwimmenden WEA [38]

Allgemein wirken auf die gesamte WEA inklusive der schwimmenden Plattform und des Verankerungssystems statische und dynamische Lasten. Zu den statischen Lasten gehören vor allem die Eigengewichte der Komponenten der Anlage und die hydrostatische Auftriebskraft der Unterkonstruktion. Für die schwimmenden WEA stellen jedoch die dynamischen Lasten größere Herausforderungen da. Diese beziehen sich auf Umwelteinflüsse und werden in aerodynamische und hydrodynamische Lasten klassifiziert. Die aerodynamischen Lasten umfassen primär die Einwirkung des Windes, der an den Rotorblättern der WEA Auftriebs- und Widerstandskräfte erzeugt. Diese Kräfte werden durch die Wechselwirkung mit dem Turbinenrotor hervorgerufen und beeinflussen durch die Kraftübertragung des Turms auch das Verhalten der Plattform. Zu den hydrodynamischen Lasten zählen vor allem einwirkende Kräfte aufgrund der Bewegung des Wassers durch Wellen, Strömungen und Gezeiten. Diese wirken hauptsächlich auf das Verankerungssystem und der schwimmenden Unterkonstruktion ein [38] [28]. Zusätzlich können die verschiedenen Lasten in deterministische Lasten und stochastische Lasten unterteilt werden. Deterministische Lasten beschreiben konstante, periodische oder transiente Vorgänge, die anhand weniger Parameter leicht vorhersehbar und durch mathematische Modelle beschrieben werden können. Stochastische Lasten dagegen sind zufällig und basieren auf

Wahrscheinlichkeiten, die im Zeitverlauf variieren. Diese Unterscheidung ist für die Simulation des physikalischen Verhaltens einer schwimmenden WEA von großer Bedeutung, da vor allem die stochastischen Lasten, wie Turbulenzen und Seegang eine realitätsnahe Simulation stark erschweren [39]. Um die komplexen Lasten in der Auslegung von schwimmenden WEA zu berücksichtigen, werden Design Codes verwendet, die auf definierten Richtlinien basieren. Für schwimmende WEA kann die Norm IEC TS 61400-3-2:2019 herangezogen werden [40]. Neben der Betrachtung der verschiedenen Lasten aufgrund von Umwelteinflüssen wird zwischen Extremlastfällen und Betriebsfestigkeitslastfällen unterschieden. Der Betriebsfestigkeitslastfall beschreibt den Betrieb bei normalen Bedingungen und ist auf eine Lebensdauer von mindestens 20 Jahren ausgelegt. Extremlastfälle definieren eine Verkettung von Anlagenfehlern oder Extremwetterbedingungen, mit einer Wiederkehrperiode von 50 Jahren. Die Sicherheit der Anlage muss trotzdem zu jedem Zeitpunkt gegeben sein [41].

In dieser Arbeit soll keine detaillierte dynamische Betrachtung mit Hilfe von Simulationen erfolgen. Ein Vergleich des dynamischen Verhaltens der vier Plattformkonzepte erfolgt dagegen in Kapitel 5.1.2 auf Basis der aktuellen Studienlage. Hier wird sich auch auf den Einsatz in flachen Gewässern fokussiert. Deshalb werden die einwirkenden Lasten nicht näher beschrieben. Für zukünftige Simulationen spielen vor allem Kriterien wie Wind, Seegang, Gezeiten, Strömungen und Wasserstand eine wichtige Rolle. In Bezug auf den Seegang sind auch die verschiedenen Wellenarten zu berücksichtigen. Die Parameter sollten für eine spezifischere Standortauswahl mit Prüfung durch Simulationen genauer untersucht werden. Dafür kann das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) Echtzeitdaten und jährliche Statistiken von insgesamt acht Messtationen in der Nordsee liefern [42]. Die Forschungsplattformen FINO 1 und FINO 3 zeichnen auch meteorologische und hydrologischen Daten auf [43] [44].

2.2.5 Dynamische Eigenschaften von schwimmenden Windenergieanlagen

Allgemein betrachtet haben schwimmende Plattformen, wie in Abbildung 9 dargestellt, sechs globale Freiheitsgrade. Es wird zwischen rotatorischen und translatorischen Bewegungen unterschieden. Die Rotationsbewegungen werden nach den x-, y- und z-Achse als Roll, Pitch und Yaw bezeichnet. Die Translationsbewegung hingegen Surge, Swag und Heave [45].

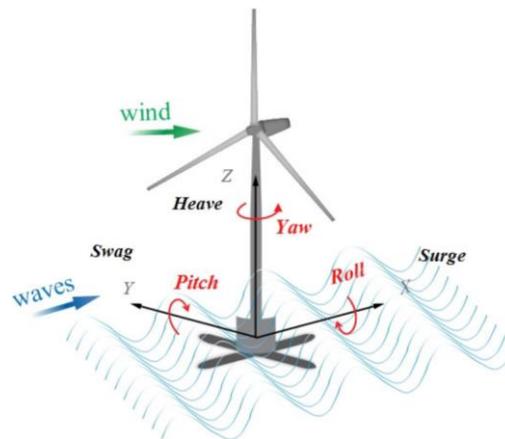


Abbildung 9: Freiheitsgrade schwimmender WEA [45]

Um das dynamische Verhalten der verschiedenen schwimmenden Plattformtypen standardisierter betrachten zu können, liefert die DNV-ST-0119 einige hilfreiche Anhaltspunkte. Um die zuvor beschriebenen möglichen Bewegungsrichtungen der Plattformtypen vergleichen zu können, sind folgende Randbedingungen für die verschiedenen Plattformtypen definiert. Die Bewegungen werden in „nachgiebig“ und „eingespannt“ klassifiziert. Nachgiebig bedeutet dabei, dass sich die Plattform in die jeweilige Richtung bewegen kann. Eingespannt dagegen heißt eine minimal mögliche Bewegung von wenigen Zentimetern. Die TLP ist aufgrund ihres Verankerungssystems im Vergleich zu den anderen Konzepten in Heave-, Roll- und Pitch-Richtung eingespannt, wodurch die Bewegung in diese Richtungen stark eingeschränkt ist. Die andere Plattformtypen sind in alle Richtungen als „nachgiebig“ eingeordnet [46].

Bei schwimmenden WEA ist vor allem die hydrostatische Auslegung, der Pitchwinkel und die Eigenfrequenz der Plattform mit Blick auf ein stabiles und optimales Verhalten der WEA auf hoher See entscheidend. Bei der hydrostatischen Betrachtung ist die Berechnung des notwendigen Auftriebs der Plattform für das Gewicht der WEA und dem damit verbundenen Ballast wichtig. Der Pitchwinkel ist stark durch die Wind- und Wellendynamik beeinflusst und kann bei zu großer Abweichung vom Optimum zu hoher Instabilität der Plattform und großen Ertragseinbußen führen. Die Eigenfrequenz ist die körpereigene Schwingungsfrequenz, bei einmaliger externer Anstoßung des schwingungsfähigen Systems. Für schwimmende WEA ist die Eigenfrequenz aufgrund der Strukturstabilität und Effizienz der Anlage von Bedeutung [47] [48] [49]. Im Kapitel 5.1.2 wird detaillierter auf das dynamische Verhalten in Bezug auf flache Gewässer eingegangen. Da das Verhalten vor allem abhängig von dem Plattformtyp und des Verankerungssystem ist, erfolgt die Betrachtung für die verschiedenen Plattformtypen.

3. Derzeitige Projekte schwimmender Windenergieanlagen

In diesem Kapitel wird zuerst der Stand des aktuellen und zukünftig potenziellen Ausbaus schwimmender WEA dargestellt. Danach werden die bereits in Betrieb genommenen schwimmenden Windenergieanlagen beschrieben, die für den Markt relevant sind.

Daten und Fakten

Aktuell befindet sich die Technologie der schwimmenden WEA am Anfang der kommerziellen Nutzung (Pre-Commercial-Phase) und verlässt die ausschließliche Pilot- und Demonstrationsphase. Die kommerzielle Phase soll 2026 beginnen und wird durch eine erhöhte Industrialisierung der Produktions- und Zulieferungsprozesse zu größeren Projektkapazitäten und starken Kostenreduzierungen führen. Da schätzungsweise mehr als 80 Prozent des Offshore-Windenergiepotenzials in Wassertiefen über 60 Metern liegen, in welchen bodenfeste Anlagen als wirtschaftlich unattraktiv gelten, steigt das Interesse an schwimmenden WEA massiv. Zu den Vorreitermärkten zählen vor allem Westeuropa und Südostasien. Der Windmarktbericht der GWEC prognostiziert ein Wachstum von 17 MW aus dem Jahr 2020 auf 16,5 GW im Jahre 2030. Der Anteil am globalen Offshore-Windmarkt soll von 0,1 % aus dem Jahr 2022 auf schätzungsweise 6,1 % im Jahr 2030 steigen. Europa wird dabei eine weltweit marktführende Rolle mit 47 % im Jahre 2030 einnehmen, kurz gefolgt von Asien mit 45 %. Aktuell gehören das Vereinigte Königreich, Portugal, Norwegen und Frankreich im europäischen Raum zu den interessantesten Märkten. Deutschland mit seinen flachen Gewässern scheint aktuell hauptsächlich für bodenfeste WEA attraktiv und spielt im Bereich der schwimmenden WEA eine untergeordnete Rolle. Bis zum Jahre 2030 werden Südkorea, Japan, Norwegen, Frankreich und das Vereinigte Königreich global zu den fünf wichtigsten Märkten zählen [8].

In der folgenden Abbildung 10 ist ein Zeitplan von Projekten schwimmender WEA dargestellt. Zu den Projekten gehören Prototypen, Demonstrationsanlagen und kommerzielle Windparks. Dem Anhang ist weiterhin eine Übersicht zu den Projekten verschiedener Plattformtypen im Kapitel D beigefügt. Hier sind Daten zu den Entwicklern, Betriebsjahr und Verankerungssystem hinterlegt.

Tension-Leg-Plattform (TLP)

Das erste Projekt im Bereich schwimmender WEA war das Pilotprojekt „Blue H“. Es bestand aus einer 80 KW Anlage mit einer TLP und wurde 2007 im adriatischen Meer in Italien gebaut. Das war der Startschuss für weitere Forschungsprojekte und der dynamischen Entwicklung von innovativen Plattformtypen. Auffällig ist, dass es das bis heute einzige umgesetzte Projekt

mit einer TLP war. Dies liegt dem zugrunde, dass nach einer Skalierung der Anlage von 80 KW auf 5 MW, das Projekt aus technischen und finanziellen Gründen nicht weiter verfolgt wurde [50]. Im Bereich von TLP gibt es also sehr geringe praktische Erfahrung und wenig Prototypen, welches eine Kommerzialisierung dieses Plattfortmtyps in naher Zukunft sehr unwahrscheinlich erscheinen lässt.

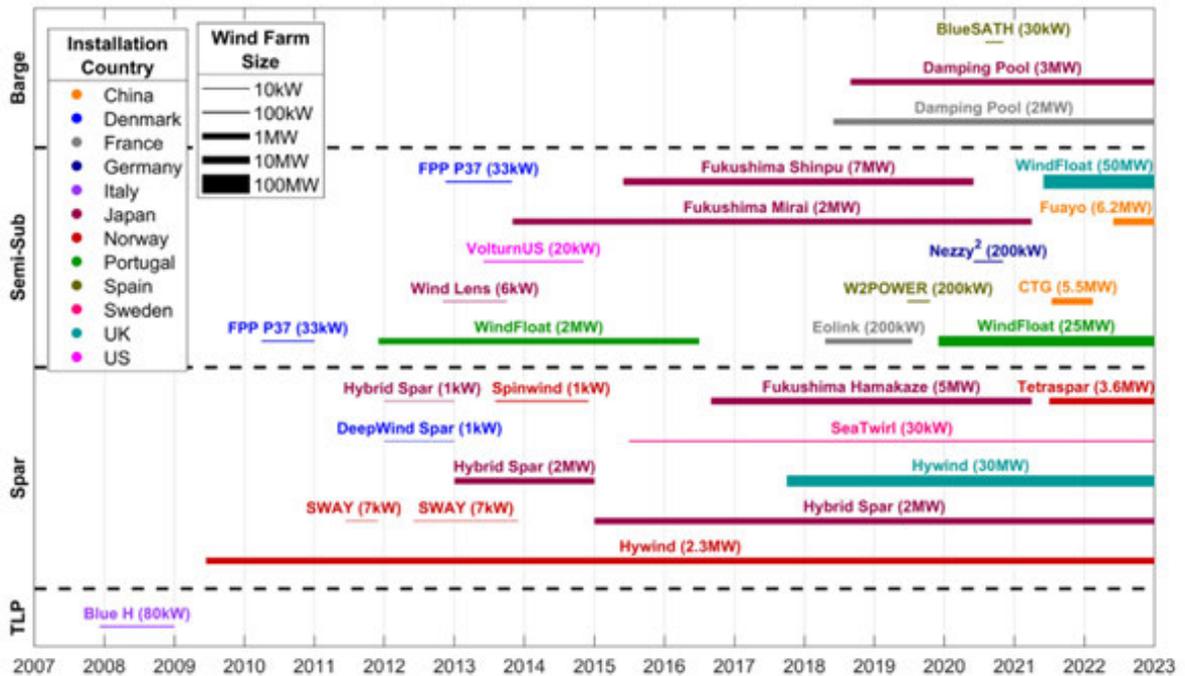


Abbildung 10: Zeitstrahl Projekte schwimmender WEA [25]

Spar

Zwei Jahre später wurde der erste schwimmende Windpark in der Nordsee vor der Küste Norwegens installiert. Das Demonstrationsprojekt „Hywind“ vom norwegischen Erdölkonzern „Equinor“ besteht aus einer Windturbine mit 2,3 MW, die mit einer Spar-Plattform in einer Wassertiefe um die 100 Meter betrieben wird. Die Anlage wird über ein Catenary-System bestehend aus drei Stahlketten und Zusatzgewichten verankert. Auf Basis dieses Demo-Projektes wurde der weltweit erste kommerzielle schwimmende Windpark „Hywind Scotland Pilot Park“ im Jahr 2017 vor der schottischen Küste in einer Wassertiefe zwischen 95 und 120 Metern in Betrieb genommen. Die fünf einzelnen WEA mit einer Turbinengröße von 6 MW liefern eine Gesamtkapazität von 30 MW. Der Park zählt somit bis heute zum drittgrößten schwimmenden Windpark weltweit. Die Spar-Plattformen haben einen Durchmesser von 14 Metern und einen Tiefgang von 74 Metern. Durch die größere Anlagengröße wurde zudem ein stärkeres Aufschwingen der Plattform beobachtet, welches durch technische Anpassungen behoben wurde. Die Kosten pro MW konnten im Vergleich zum Demo-Projekt um 70 %

reduziert werden. „Hywind Tampen“ ist das modernste Projekt der Firma Equinor und seit August 2023 vollständig im Betrieb. Mit einer Gesamtkapazität von 88 MW zählt es zu dem mit Abstand größten schwimmenden Windpark der Welt und versorgt als erster schwimmender Windpark Offshore-Öl- und Gasplattformen mit Strom. Hierfür kommen elf WEA auf Spar-Plattformen mit einer jeweiligen Leistung von 8,6 MW in einer Wassertiefe von 260 bis 300 Metern zum Einsatz [51]. Zur Verankerung wurden 19 Suction-Anker (Sauganker) mit spiralförmigen Seilen an die Spar-Plattformen befestigt [52]. Die Kosten sollen sich im Vergleich zum „Hywind Scotland“ Projekt nochmals um 40 % reduziert haben [25]. Im Bereich der Spar-Plattformen gibt es bereits Anwendungserfahrung und einige laufende Demonstrationsprojekte mit einem Netzanschluss. Durch den größeren Tiefgang der Anlagen sind sie ausschließlich für tiefere Gewässer interessant.

Semi-Submersible

In der Entwicklung der Semi-Submersibles spielt vor allem das Projekt Windfloat von Principle Power eine tragende Rolle. Die Entwicklung des Demo-Projekts begann in 2006. Im Jahr 2011 wurde dann die Demo-Anlage mit einer 2 MW Turbine und einer drei-Zylinder-Plattform in Portugal installiert. Die Anlage wurde anschließend 5 Jahre lang in einer Wassertiefe von 49 Metern betrieben. In der Betriebszeit überlebte die Anlage Wellenhöhen von 20 Metern und konnte bis zu einer Wellenhöhe von 12 Metern betrieben werden. Aufbauend auf den Erkenntnissen aus dem Demo-Projekt wurde Windfloat Atlantic 2019 in Betrieb genommen. Der Windpark bestehend aus drei Plattformen mit jeweils 8,4 MW Anlagen wurde in 100 Metern Wassertiefe vor der Küste Portugals installiert und gehört bis heute mit einer Gesamtkapazität von 25 MW zu den vier größten schwimmenden Windparks weltweit. Im Jahr 2021 wurde dann die Gesamtkapazität mit dem Windpark Kincardine in Schottland auf 50 MW verdoppelt. Die Plattformkonstruktion ist dabei nahezu identisch wie beim Demo-Projekt. Der Park besteht aus fünf Plattformen mit 9,5 MW Anlagen in einer Wassertiefe von 60 bis 80 Metern. Aktuell ist es der zweitgrößte schwimmende Windpark weltweit [25]. Derzeit ist eine weitere Generation von Windpark der Windfloat-Reihe in der Bauphase, welche 2024 ans Netz gehen soll. Der Windpark „Les Éoliennes Flottantes du Golfe de Lion“ wird im Mittelmeer in Frankreich in einer Wassertiefe von 70 bis 100 Metern installiert. Die Gesamtkapazität beträgt 30 MW bei 3 einzelnen Anlagen mit jeweils 10 MW Turbinen. Der Park wird dann zum viertgrößten schwimmenden Windpark weltweit gehören [53]. Frankreich ist derzeit der Vorreitermarkt für Semi-Submersible-Plattformen. Die Projekte „Provence Grand Large“ (24 MW Gesamtkapazität mit 3 WEA) und EolMed (30 MW Gesamtkapazität mit drei WEA) befinden sich derzeit in der Bauphase und werden voraussichtlich in 2024 fertiggestellt [54]

[55]. Ein weiteres Projekt „Groix-Belle-Ile“ in ähnlicher Größenordnung wurde dagegen abgebrochen [56].

Barge

„DampingPool“ und „SATH“ gehören zu den wichtigsten Projekten im Bereich der Barge-Plattformen. Zu dem Projekt „Damping Pool“ gehören die Demo-Projekte „HIBIKI“ und „FLOATGEN“. Beide stützen sich auf das von BW Ideol patentierte Damping Pool Design der schwimmenden Plattform. Die schwimmende Plattform besteht aus einer rechteckigen Konstruktion mit einem Loch in der Mitte, dem sogenannten Moonpool, welcher die Schwingung der Plattformen dämpft. Die Plattform ist 36 Meter breit und hat einen Tiefgang von 7,5 Metern. Die Verankerung an der Plattform befindet sich oberhalb der Meeresoberfläche. Es werden Kettenverankerungen für mittlere Wassertiefen und gemischte Kabel und Kettensysteme mit Polyesterverankerungen für geringe Wassertiefen mit hohem Wellengang bevorzugt. FLOATGEN war die weltweit erste WEA mit Barge-Design und synthetischen Nylon-Verankerungsleinen in dieser Größenordnung und galt als Startpunkt für den Einsatz von Barge-Plattformen im kommerziellen Maßstab [57]. Die Turbinengröße beträgt 2 MW und wird seit 2018 in einer Wassertiefe von 33 Metern vor der Küste Frankreichs betrieben. Die Plattform besteht hauptsächlich aus Beton und hat bis jetzt Wellenhöhen von 11 Metern standgehalten. Hibiki wurde 2018 vor der Küste Japans in einer Wassertiefe von 55 Metern in Betrieb genommen. Die Konstruktion der Plattform ist identisch zum FLOATGEN Projekt, jedoch besteht diese hauptsächlich aus Stahl und nicht Beton. Die verbaute Zweiblatt-Turbine liefert eine Leistung von 3 MW. Die WEA hat seit Betrieb drei starke Taifune überlebt. Es sind zudem zukünftig größere Anlagen auf Basis des Damping Pool-Designs geplant [25].

Die SATH-Plattform der Firma Saitec besteht aus einer innovativen Konstruktion aus zwei horizontalen Zylindern und einem Heavy-Plate unterhalb der Zylinder. Die Verankerung erfolgt über einem Single-Point-Mooring-System, wodurch die Verankerungsleinen weniger belastet werden. Nach ersten hydrodynamischen Laboruntersuchungen wurde 2020 ein Prototyp mit einer Leistung von 30 kW im Maßstab 1:6 vor der spanischen Küste im Projekt Blue Sath getestet. Der Prototyp überlebte, wie geplant, Wellen von bis zu 30 Meter, brach jedoch bei einem Hurrikan mit skalierten Wellenhöhen von 60 Metern zusammen. 2022 wurde ein das Demo-Projekt DemoSath mit einer 2 MW Turbine in einer Wassertiefe von 85 Metern installiert. Das Verankerungssystem besteht aus hybriden Verankerungsleinen und Schleppankern [58]. Das Projekt dient als wichtigen Schritt kurz vor der Kommerzialisierung dieses Plattfortmtyps und läuft über 2 Jahre. Bis zum Jahr 2025 sollen zwei weitere Projekte in Spanien auf Basis

der SATH-Plattform in einer Größenordnung von 45 und 50 MW installiert werden. In Kalifornien ist ein 60 MW Park geplant [25].

Mischformen

Neben den vier Hauptgruppen der Plattfortmtypen, gibt es auch eine Vielzahl innovativer Plattfortmtypen, die nicht zu den typischen Designs zugeordnet werden. Ein wichtig zu nennendes hybrides Projekt ist „Tetra-Spar“ vom deutschen Energieversorger RWE, da es laut Entwickler das weltweit erste vollständig industriell gefertigte schwimmende Fundament für eine WEA ist. Die WEA mit 3,6 MW hat eine tetraederförmige Plattform, basiert aber auf dem Spar-Konzept und wird seit 2021 vor der Küste Norwegens im Marine Test Center in einer Wassertiefe von 200 Metern betrieben [59]. Bei weiteren Projekten von hybriden Plattfortmtypen handelt es sich sonst meistens um kleinere Pilotprojekte, die noch weit entfernt von der Kommerzialisierung sind und oftmals auch nicht an das Netz angeschlossen werden. Zu nennen sind hier vor allem Self-Aligning-Konzepte, also Plattfortmen, die sich selbst ausrichten können und Multi-Rotor-Konzepte, Plattfortmen mit mehreren Rotoren [25]. In dieser Arbeit wird sich jedoch auf die vier klassischen Plattfortmtypen konzentriert.

Es ist zu sehen, dass die aktuell größten und am kommerziell weitesten fortgeschrittenen Projekte in Europa sind. Vorreiter sind das Vereinigte Königreich, Portugal, Norwegen, Spanien und Frankreich. Global gesehen gibt es viele kleinere Demoprojekte hauptsächlich in China, Japan und Südkorea. In den nächsten Jahren sind jedoch auch einige Projekte mit großen Gesamtkapazitäten im asiatischen, aber auch nordamerikanischen Raum zu erwarten. Zu nennen sind hier China, Südkorea, Japan, Taiwan und die USA [8].

Deutschland hat derzeit nur ein aktiv laufendes Projekt einer innovativen schwimmenden WEA. Das Projekt Nezy 2 des Energieversorgers EnBW in Kooperation mit Aerodyn Engineering besteht aus zwei Turbinen auf einer Art Semi-Submersible-Plattform. Die Plattform setzte sich hauptsächlich aus Betonfertigteilen und den drei Auftriebskörpern zusammen. Die Plattform richtet sich selbst aus und ist über sechs Seilen nach dem SPM mit dem Meeresboden verankert. Die beiden Turbinen werden von zwei geneigt angeordneten Türmen, sowie Abspannseilen getragen. Der erste Test dieser innovativen Konstruktion wurde 2020 in einem Baggersee in Bremerhaven durchgeführt. Anschließend wurde das Modell im Maßstab von 1:10 in der Ostsee getestet. Zeitnahe soll die Testphase der Originalgröße mit 15 MW vor der Küste Chinas starten [60].

Zusammenfassend ist bei der Betrachtung des gesamten Marktes ein Trend zu Semi-Submersible Anlagen zu erkennen. Die aktuell größten schwimmenden Windparks basieren

zwar auf dem Spar-Konzept, jedoch ist diese Plattform nur für Gewässer mit sehr großen Wassertiefen attraktiv. Semi-Submersible-Plattformen stellen mit Blick auf Installation- und Rückbau, dynamisches Verhalten und Wirtschaftlichkeit den aktuell besten Kompromiss für die meisten Einsatzbereiche da. Zukünftig angekündigte Projekte in höheren Leistungsgrößen fokussieren sich überwiegend auf dieses Konzept [61] [25].

Wie sich der zukünftige schwimmende Windenergiemarkt entwickelt und auf welche Technologie gesetzt wird hängt vor allem von den Kosten pro MWh des produzierten Stroms ab. Eine Studie zu den Energiekosten (LCOE) für WEA im europäischen Atlantik aus dem Jahr 2022 liefert folgende Erkenntnisse. Die Fallstudie basiert auf einen Windpark mit hundert 10-MW-Turbinen mit Semi-Submersible Plattformen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Energiekosten mit großem Abstand von der verfügbaren Windressource abhängig sind. Standorte mit hoher mittlerer Windgeschwindigkeit wie der Nordsee, der Küste vor Großbritannien und Irland und der Nordwestküste von Spanien erzeugen den Strom zu den geringsten Kosten (95 Euro/MWh). Neben dem großen Einfluss der Ressource Wind spielt die Entfernung zur Küste die zweitgrößte Rolle. Im Vergleich dazu sind die Kosten, die abhängig von der Wassertiefe sind, von geringer Bedeutung [33]. Mit der weiter voranschreitenden Kommerzialisierung der schwimmenden WEA wird ein Kostenrückgang von 38 bis 50 % bis 2050 erwartet [62].

4. Auswirkungen von Offshore Windenergieanlagen auf das marine Ökosystem in der Nordsee

Im Folgenden werden die Auswirkungen der OWEA auf das marine Ökosystem in der Nordsee auf Basis vorhandener Studien untersucht. Es werden wichtige Ergebnisse zusammengetragen, die zum Erreichen eines Teilziels dieser Arbeit relevant sind. Dabei werden die Auswirkungen der bodenfesten und schwimmenden WEA separat zusammengefasst und anschließend miteinander verglichen. Dieses Kapitel dient dazu eine Aussage über einen potenziellen Vorteil der schwimmenden WEA gegenüber der konventionellen bodenfesten WEA mit Blick auf die Umweltauswirkungen treffen zu können. Die Umweltauswirkungen beziehen sich dabei auf die Installation, den Betrieb und den Rückbau der Anlagen. Es wird sich auf die wesentlichen Unterschiede der bodenfesten und schwimmenden WEA konzentriert, also das Fundament und das Verankerungssystem. Die Einflüsse der WEA-Komponenten oberhalb des Meeresspiegels, wie Turm, Turbine und Rotoren werden folglich vernachlässigt.

Um die komplexen und oftmals schwer quantifizierbaren Wechselwirkungen zwischen OWEA und der Umwelt wissenschaftlich zu untersuchen und zu bewerten, wird sich auf folgende Aspekte konzentriert. Es werden verschiedene Ursachen, deren Wirkung und Folgen inklusive der hauptsächlich betroffenen Elemente im Ökosystem zusammengetragen. Unterschieden wird dabei in Ursachen oder auch Wirkfaktoren genannt, die während der Bauphase, des Betriebs und des Rückbaus durch OWEA auftreten. Es ist zu erwähnen, dass sich bei den bodenfesten WEA auf Monopile-Fundamente fokussiert wird, da diese den mit Abstand größten Marktanteil besitzen und ein weiterer Vergleich zwischen den bodenfesten Fundamentsarten für diese Arbeit zu umfangreich wäre.

Im Folgenden werden die von den Auswirkungen der OWEA betroffenen Elemente kategorisch zusammengetragen. Eine Übersicht ist in Tabelle 2 dargestellt. Dabei ist anzumerken, dass das vorhandene Ökosystem und die betroffenen Gruppen je nach Standortbegebenheiten und Parametern wie Wassertiefe und Küstenentfernung variieren können. Auf Basis der zusammengetragenen betroffenen Elemente und Wirkfaktoren, werden die Parameter für bodenfeste und schwimmende Anlagen untersucht und anschließend bewertet. Eine Übersicht zu den Wirkfaktoren ist in Tabelle 3 dargestellt. Dafür wird sich im letzten Schritt auf eine Konfiguration einer schwimmenden WEA festgelegt, um eine konkretere Aussage treffen zu können.

Tabelle 2: Auswirkungen von OWEA auf das Ökosystem [63]

Lebewesen	Strukturen und Funktion
Säugetiere	Wasser
Fische	Meeresboden und Sediment
Wirbellose Tiere/Benthos	Wellen und Strömungen
Vögel	

Zu den typischen Säugetierarten, die in der deutschen Nordsee beheimatet sind, zählen Schweinswale, Seehunde und Kegelrobben. Die Schweinswale sind hierbei von größerer Bedeutung, da sie im Gegensatz zu Seehunden und Kegelrobben auch in küstenferneren Gebieten aufzufinden sein können. Die Population der Schweinswale wird aktuell auf 345.000 Tiere in der Nordsee geschätzt. Zusätzlich steht der Schweinswal in Deutschland auf der roten Liste der stark gefährdeten Säugetiere und wird durch mehrere Abkommen geschützt. Große Bedeutung haben auch die vielzähligen Fischarten. Zu nennen sind hier vor allem Makrele, Kabeljau, Schellfisch, Seelachs, Wittling, Hering, Schollen und Seezungen. Es gelten 94 Arten als etabliert. Die Lebensräume der verschiedenen Fischarten variieren stark nach Art und Jahreszeit beziehungsweise Laichzeit. Der überwiegende Teil ist jedoch in Küsten- und Grundnähe zu finden. Fische, die im Freiwasser leben ernähren sich nahezu ausschließlich von Zooplankton. Grundnahe Fische ernähren sich dagegen von Tieren und Organismen, die in oder auf dem Meeresboden zu finden sind. Wirbellose Tiere, wie Muscheln, Schnecken, Würmer und Krebse haben eine große Artenvielfalt und dienen als wichtige Nahrungsgrundlage für die bereits genannten Lebewesen. Sie erschließen sich hauptsächlich Lebensräume am Meeresboden oder an Hartsubstraten, überwiegend in Küstennähe. Die am Meeresboden lebenden Organismen werden auch als Benthos bezeichnet und stellen ein besonders zu schützendes Gut da. In der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone von Nord- und Ostsee gibt es mehr als 1.200 etablierte Arten. Oftmals liegt der Fokus der Lebewesen in Bezug auf WEA aber auf den Vögeln. Da die Einflüsse auf die Vögel sich hauptsächlich auf den Betrieb und somit den Turm und den Rotor beziehen, werden diese nicht genauer berücksichtigt. Dies erfolgt, da es keinen wesentlichen Unterschied zwischen schwimmenden und bodenfesten Anlagen mit Blick auf deren Turm und Rotor gibt. Es ist somit zu erwarten, dass sich die Einflüsse auf die Vögel, deren Lebensraum hauptsächlich durch die Türme und Rotoren beeinflusst werden, nicht merklich unterscheiden. Ein Unterschied könnte aber die schwimmende Plattform machen, die bei bodenfesten WEA nicht vorhanden ist und ein potenzieller Rastplatz für Vögel darstellt [64].

Tabelle 3: Wirkfaktoren von Bau-, Betrieb- und Rückbauphase von OWEA [65]

Wirkfaktoren	
Bau-/Rückbauphase	Fundamentierung
	Kabelverlegung
	Verankerung
	Bau- und Transportfahrzeuge
	Schadstoffe
Betriebsphase	Bauobjekte und geänderte Nutzung
	Flächenversiegelung/-verbrauch
	Einbringung Hartsubstrat (Kolkschutz)
	Fischereiliche Nutzung
	Geräuschemissionen und optische Effekte
	Elektromagnetische Felder und Wärmemissionen der Kabel
	Schadstoffe
Wartungs- und Reparaturfahrzeuge	

Die Bewertung der Auswirkungen von OWEA auf die Lebewesen des Ökosystem kann auf Indikatoren wie: Anzahl/Verbreitung, Verhalten, Fruchtbarkeits-, Überlebens-, und Sterblichkeitsraten, sowie Wachstum der Population der jeweiligen Spezies basieren. Es ist zu erwähnen, dass Auswirkungen im Allgemeinen nicht nur negativ sein können, sondern auch positiv [63]. Die OWEA können durch bestimmte Wirkfaktoren auch Einfluss auf die Strukturen und allgemein ablaufende Prozesse im Ökosystem haben. Der Meeresboden spielt eine sehr bedeutende Rolle, da hier durch das Benthos eine Nahrungsgrundlage und wichtiger Lebensraum für die meisten Lebewesen vorhanden ist. Veränderungen an der Struktur und dem Sediment könnten somit erst das Benthos beeinflussen und dann viele ablaufende komplex zusammenhängende Folgeprozesse bedeuten. Durch die eingebrachten neuen Strukturen von OWEA durch Fundamente und Verankerungen, können sich die Wellen und die Strömungsbedingungen lokal ändern. Dies kann sich auch indirekt auf die Lebensräume der Lebewesen und deren Verhalten auswirken.

4.1 Bodenfeste Windenergieanlagen

Das UK Energy-Data-Center bietet eine frei verfügbare Datenbank mit registrierten Veröffentlichungen zum Thema Umweltauswirkung von Offshore-Windparks. Die zusammengetragene Datenbank liefert über 1075 Datensätze mit überwiegend primär Literatur aus dem Jahr 2000 bis Ende 2022. Für Deutschlands Nordsee sind 21 primär Studien mit deren Ergebnissen veröffentlicht. Die Anzahl ist für den Zeitraum von 20 Jahren als gering einzustufen. Dabei befassen sich nur vier Studien mit den Umweltauswirkungen der Windparks in der Bauphase und den Unterwasserschallemissionen. Eine primäre Literatur befasst sich mit dem Einfluss von elektromagnetischen Feldern und 16 mit Einflüssen während des Betriebs [66]. Es werden im Laufe des Kapitels Studien aus der Datenbank vorgestellt.

Eine Untersuchung der ökologischen Auswirkungen von bodenfesten Offshore Windparks aus dem Jahr 2022 zeigt folgende Erkenntnisse über den aktuellen Forschungsstand. Aus der Meta-Analyse geht hervor, dass 867 verschiedene Belastungen durch OWEA auf Grundlage von 158 Veröffentlichungen festgestellt wurden. Dieses sei laut dem Bericht eine kleine Anzahl, da insgesamt 1353 Artikel untersucht wurden. Die Anzahl der Veröffentlichungen haben dabei in den letzten Jahren mit dem zeitgleich ansteigenden Neubau von Offshore-Windparks stark zugenommen. Die Veröffentlichungen basieren hauptsächlich auf empirischen Beweisen und Modellierungsansätzen. Die Studien wurde dabei zu 66 % in der Nordsee und zu 64 % während der Betriebsphase durchgeführt. 90 % beziehen sich auf Untersuchungen in Gewässern mit einer Wassertiefe von unter 30 Metern. Außerdem zeigt die Untersuchung, dass die meisten Studien nur einzelne Ursachen/Wirkfaktoren untersuchen. Dieses ist wichtig zu erwähnen, da es gerade beim Eingriff in die Umwelt zu komplexen Verkettungen und Folgereaktionen zwischen und durch mehrere Einflüsse kommen kann [63].

Die Untersuchungen haben eine Übersicht, über die am häufigsten gemeldeten Auswirkungen der bodenfesten OWEA auf die verschiedenen Elemente des Ökosystems ergeben. Diese ist in Abbildung 11 dargestellt. Die Einflüsse auf die Elemente des Ökosystems sind nach Ausmaß und Art (positiv oder negativ) geordnet. Die orangenen Kreise beziehen sich auf Vögel und werden wie bereits erwähnt nicht detaillierter betrachtet. Es kann jedoch kurz angemerkt werden, dass die Einflüsse von bodenfesten OWEA auf das Verhalten, der Biomasse und Sterberate einen hohen negativen Einfluss haben. Das ist auf die Rotorbewegung und des Turmes zurückzuführen. Der Einfluss ist vor allem sehr stark ausgeprägt, wenn sich die Windparks auf den Zugrouten der Vögel befinden oder in küstennahen Gebieten [63].

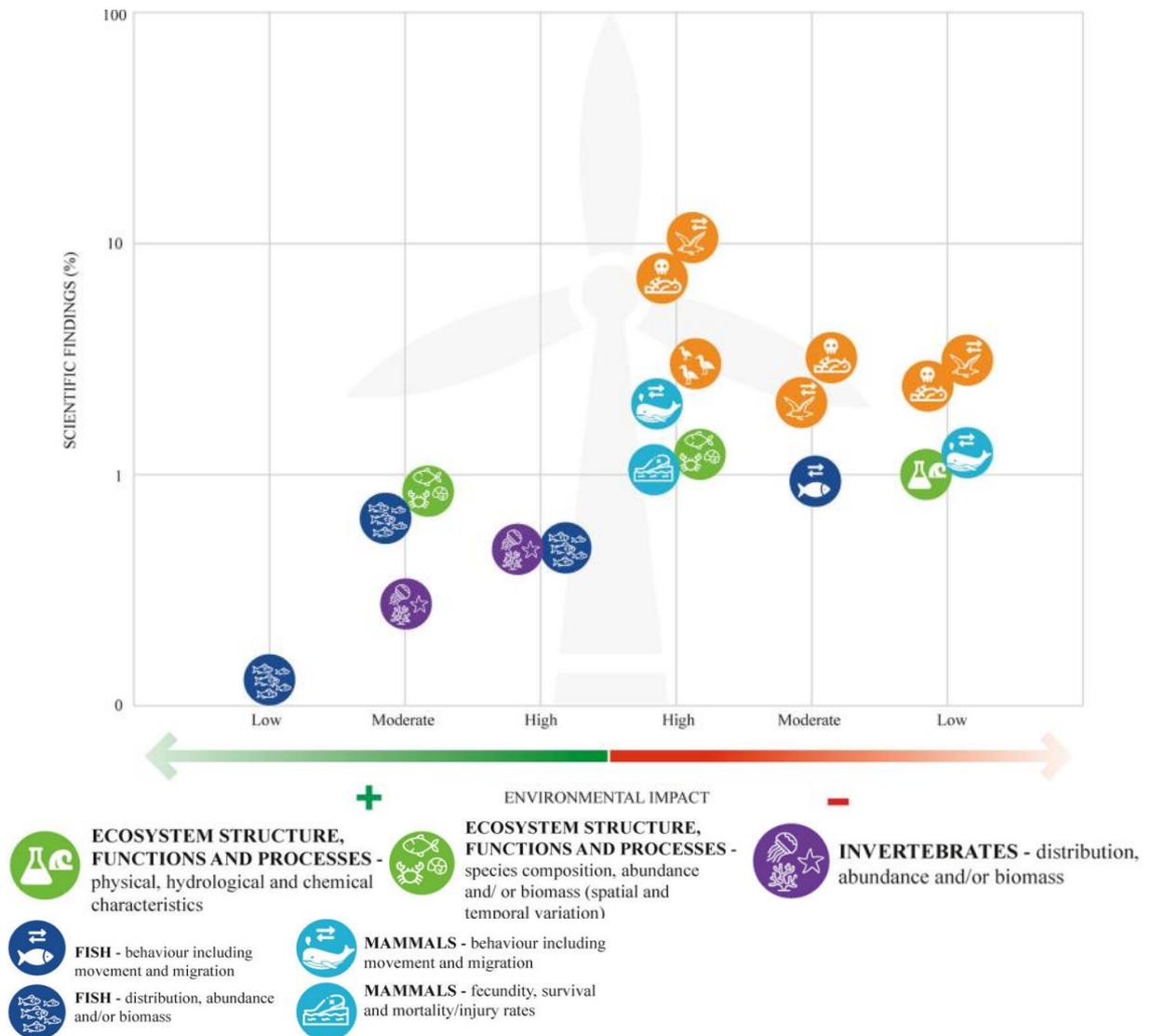


Abbildung 11: Die häufigsten Umweltauswirkungen von bodenfesten OWEA auf Elemente des Ökosystems [63]

Die Übersicht verdeutlicht, dass die negativen Einflüsse den positiven überwiegen. Nimmt man jedoch den hohen Anteil von negativen Einflüssen auf die Vogelarten raus, sind die Einflüsse ausgeglichen. In 10 % der Studien werden negative Folgen aufgezeigt, die sich hauptsächlich auf Vögel, Säugetiere und allgemeine Strukturen und Funktionen des Ökosystems auswirken. Positive Folgen sind nur in 1 % der Studien zu finden, von den meistens Fische und wirbellose Tiere profitieren. Das liegt vor allem an der Schaffung von neuen Strukturen durch Hartsubstraten, wie Fundamenten und Kolkschutz, wodurch sich ein neuer Lebensraum für wirbellöse Tiere ergibt, wovon die Fische durch ein höheres Nahrungsangebot profitieren können. Auch durch den Windpark entstandene neue Fischereirechtliche Schutzzonen können sich positiv auf die Fischpopulation auswirken. Es ist jedoch anzumerken, dass die Einflüsse immer stark vom Standort abhängig sind und sich auch mit der Zeit dynamisch verändern können. Es können zudem indirekte Prozesse ablaufen, die sich langfristig

auswirken. Beispielsweise zeigt die Übersicht einen positiven Einfluss auf die Fisch Biomasse, welches für Vögel und Säugetiere, wie dem Schweinswal ein größeres Nahrungsangebot darstellt, was folglich auch einen positiven Effekt auf die Vogel- und Säugetierpopulation haben könnte. Im Folgenden werden die Auswirkungen in den einzelnen Phasen der Windparks auf die Elemente des Ökosystems detaillierter erläutert. Die Daten beziehen sich dabei auf Studien aus der deutschen Nordsee von bereits installierten Windparks.

Bauphase

Auf Grund der Arbeiten während der Bauphase eines bodenfesten Offshore-Parks fallen verschiedene Wirkfaktoren (Tabelle 3) an. Bei dem Bau von bodenfesten WEA ist die Errichtung des Fundaments von maßgeblicher Bedeutung. Aktuell werden die Fundamente, hauptsächlich Monopiles, in den Meeresboden mit dem Impusrammverfahren installiert, weshalb sich auf dieses Verfahren konzentriert wird. Zudem sind die dafür notwendigen Bau- und Transportschiffe und ihre Wirkung auf das Ökosystem zu beachten. Daneben muss die Kabelverlegung und der mögliche Eintrag von Schadstoffen während des Installationsprozess berücksichtigt werden.

Für den Bau von Monopile-Fundamenten sind große Jack-Up-Vessels notwendig. Aufgrund der Motoren und der lokalen Verankerung haben diese bereits vor dem Rammprozess eine Scheuch-Wirkung auf Meeressäuger und Fische und zerstören lokal das Benthos. Bei der Fundamentierung muss eine Schallgrenze von 160 dB in 750 Metern Entfernung eingehalten werden [4]. Durch den Rammprozess mit Schallpegeln an die 160 dB werden Säugetiere in einem kilometerweiten Umkreis verscheucht. Zudem können Schädigungen des Gehörs oder Verhaltensänderungen bei Fischen aber vor allem bei Säugetieren wie dem gehörempfindlichen Schweinswal entstehen. Durch den Kolkschutz können Fische und das Benthos durch die Sedimentaufwirbelung und der Flächenversiegelung verscheucht und beeinträchtigt werden. Zudem kann Fischlaich verschüttet werden. Durch die Flächenversiegelung wird das lokale Benthos zerstört und naheliegendes durch Vibration und Aufwirbelung beeinflusst. Die Kabelverlegung sorgt für ähnliche Auswirkungen und lokalen Einfluss auf den Meeresboden, wie Sedimentaufwirbelung und Benthos Zerstörung, jedoch auf einer geringen Fläche. Die weiterhin verwendeten Bau- und Transportfahrzeuge sorgen für zusätzlichen Lärm Unterwasser und können somit Fluchtreaktionen von Lebewesen bewirken. Durch Unfälle ausgesetzte Schadstoffe sind ein zusätzliches Risiko und können die Wasserqualität kurzfristig beeinträchtigen und zu direkten oder nachhaltigen Schädigungen an Benthos, Fischen und Meeressäugern führen. Zusammengefasst sorgt die Lärmeinwirkung auf das Ökosystem insbesondere der Säugetiere wie Schweinswale für die größten negativen Folgen. Zudem ist die potenzielle Schädigung des Gehörs von Schweinswalen schwer

festzustellen, weshalb langfristige negative Folgen wie Orientierungslosigkeit oder veränderte Verhaltensweisen, die auch zum Tod führen könnten, nicht ausgeschlossen werden. Belege für Todesfälle aufgrund von Offshore Installationen gibt es jedoch nicht [65] [67].

Betriebsphase

Durch die Einbringung von neuen Hartsubstrat (Kolkschutz und Monopile) führt dies nach einigen Monaten zur Zunahme von Benthos durch Ansiedlung neuer Hartsubstratsfauna- und flora. Dieser sogenannte Riff-Effekt ist in folgender Abbildung 12 veranschaulicht.

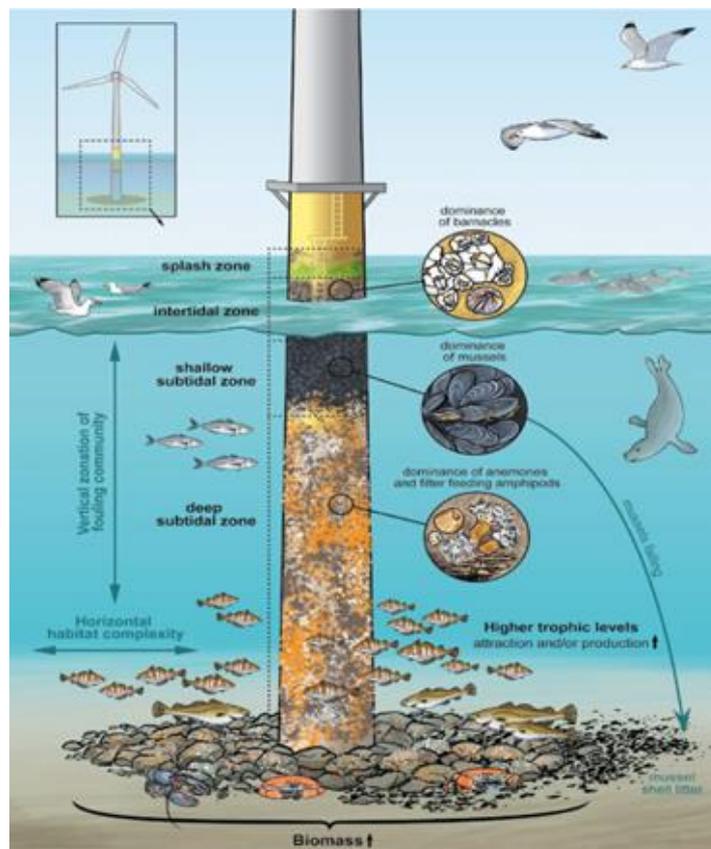


Abbildung 12: Riff-Effekt von Monopiles [67]

Dies verändert potenziell die Produktion, Diversität und Artenzusammensetzung von Fischen und Meeressäuger, da durch die Zunahme des Benthos lokal neue Nahrung entsteht. Zudem hat der Wegfall der fischereilichen Nutzung innerhalb des Windparks positiven Einfluss auf die Wasserqualität, Benthos, Fische und Säugetiere. Es wird kein Sediment mehr durch Schleppnetze aufgewirbelt. Zudem gibt es keine Beifänge von Benthos und Fischen mehr, was die Mortalitätsrate verringert und sich positiv auf die Population auswirkt. Die Fischbestände erholen sich und die Artenzusammensetzung verändert sich. Die kann einen positiven Effekt auf Säugetiere haben, die Fische als Nahrungsquelle sehen. Durch die Fundamente können Strömungen lokal verändert werden, was sich auf die Lebewesen

einwirken kann. Durch Wartungs- und Reparaturarbeiten kann durch notwendige große Transportschiffe Lärm entstehen, welches zu temporäre lokale Vertreibung von Lebewesen führen kann. Zusammengefasst gibt es während der Betriebsphase keinen großen negativen Einfluss auf das marine Ökosystem. Durch die Zunahme der Biomasse aufgrund des neuen Hartsubstrates ist ein positiver Effekt auf Benthos und somit auch auf Fische und Säugetiere zu erwarten. Zudem werden diese sich an die neuen Unterwasserstruktur anpassen und ihr Verhalten auf dieses einstellen. Die Einbringung von Hartsubstrat und der resultierenden Zunahme von Biomasse, kann jedoch auch kritisch gesehen werden, da ein neuer nicht natürlicher Lebensraum geschaffen wird. Da die Nordsee sonst von sandigem strukturlosem Meeresboden geprägt ist, kann dies die natürliche Artenzusammensetzung beeinflussen und gegebenenfalls die Ansiedlung von nicht einheimischen Arten fördern [65] [67].

Rückbau

Nach aktuellem Stand werden die Monopiles ein paar Meter unterhalb des Meeresbodens abgeschnitten. Dies geschieht meist durch Abrasives Wasserstrahlschneiden. Die Geräuschentwicklung unter Wasser ist schwer einzuschätzen und ist abhängig vom Düsenabstand zum Material. Der Schalldruck in Luftumgebung kann bis zu 130 dB betragen, weshalb unter Wasser auch mit einem signifikanten Schalldruck zu rechnen ist, der lokal Lebewesen verscheuchen kann [68]. Bei einem kompletten Rückbau muss zudem der Kolkschutz wieder entfernt werden. Hier sorgen die jeweiligen Schiffe und Arbeiten für Geräuschemissionen, welches die angesiedelten Tiere verscheucht, jedoch sind die Schallemissionen im Vergleich zur Bauphase als geringer einzustufen. Falls der Kolkschutz entfernt werden muss, wird zudem das neu geschaffene Habitat mit der erhöhten Biomasse von Benthos und Fisch zerstört. In der Vergangenheit geschaffene neue Laichgebiete werden somit wieder vernichtet, wodurch eine Verringerung der Population zu erwarten ist. Zudem sorgen Sedimentaufwirbelung zur Trübung des Wassers und potenziellen negativen Effekten auf umliegende Lebewesen. Dies kann negative Einflüsse auf den Bestand der Fischarten und somit auch auf sich an das neue Habitat angepasste Säugetiere haben. Gerade bei modernen Monopiles mit Durchmessern von über 10 Metern beträgt der Kolkschutzdurchmesser das 3,5 bis 6 fache des Monopile-Durchmessers. Zur Veranschaulichung wird somit ein Habitat pro Fundament von einer Fläche von ca. 2.800 Quadratmetern zerstört [23]. Für das geschaffene Habitat und die Lebewesen wäre kein Rückbau des Kolkschutzes somit sinnvoller. Die geschaffenen positiven Effekte während der Betriebsphase würden durch einen vollständigen Rückbau wieder zerstört werden. Zudem wird sich der im Boden verbliebende Monopile mit der Zeit zersetzen, welches Bestandteile wie Aluminium und Zink sowie weitere Schadstoffe in das Wasser freisetzt. Dies stellt eine potenzielle Gefahr für das lokale marine Ökosystem

da. Schadstoffe könnten theoretisch zu direkten und indirekten Schädigungen bis hin zur Mortalität führen. Es sind bis jetzt jedoch keine langfristigen negativen Effekte auf das Benthos und Sediment nachgewiesen [67] [65].

Ergebnisse aus bestehenden deutschen Offshore-Windparks

Nachweisliche Rückschlüsse zu den Effekten der Rammarbeiten für die Fundament-Installation in der Nordsee liefert eine primäre Studie aus dem Jahr 2013 am ersten deutschen Offshore-Windpark „Alpha Ventus“. Hier wurden zwar keine Monopiles verbaut, sondern Jackets und Tripods, jedoch müssen auch hier Pfähle in den Boden gerammt werden, weshalb die Auswirkungen in Bezug auf Schallemissionen vergleichbar sind. Der Schweinswal, welcher als besonders schützenswert zählt, ist besonders anfällig für Störungen, Verletzungen oder den Tod durch anthropogene Aktivitäten, welche gerade während der Bauphase im hohen Maß anfallen. Die größte Bedrohung stellen die hohen Schallemissionen während des Rammens der Fundamente da. Bei jedem Schlag des Rammhammers wird ein Teil der Energie auf das Wasser und den Meeresboden übertragen. Die Schallemissionen korrelieren dabei mit dem Pfahldurchmesser und können bei Pfählen mit einem Durchmesser größer als vier Metern ein Schallleistungspegel (SEL) von 200 dB in einer Entfernung von 750 Metern haben. Laut aktuellem Erkenntnisstand dürfen der SEL für ein Einzelereignis 160 dB und der Spitzenschalldruckpegel von 190 dB nicht überschritten werden, damit ein Schaden an Schweinswalen ausgeschlossen werden kann [69]. Bei der Installation von „Alpha Ventus“ kam ein Hydraulikhammer Typ Menck MHU500T der mit bis zu 500 kJ rammen kann zum Einsatz. Bei den Rammarbeiten wurden in einer Entfernung von 750 Metern ein SEL von 154 bis 175 dB gemessen. In einer Entfernung von 50 km wurde der SEL auf 131-137 dB berechnet. Es ergab sich ein SEL von 157 dB bei dem Testweisen Einsatz eines Blasenschleiers zur Schallreduktion [70]. Die Studie kam mithilfe von Luftbildaufnahmen und umfangreicher statischer akustischer Überwachung zu folgenden Ergebnissen in Bezug auf die Auswirkungen auf die Schweinswale. In der Abbildung 13 ist die Verteilung der Schweinswaldichte um den Windpark „Alpha Ventus“ (türkiser Punkt) zu sehen. Links zeigt die Verteilung vor und rechts während der Rammarbeiten.

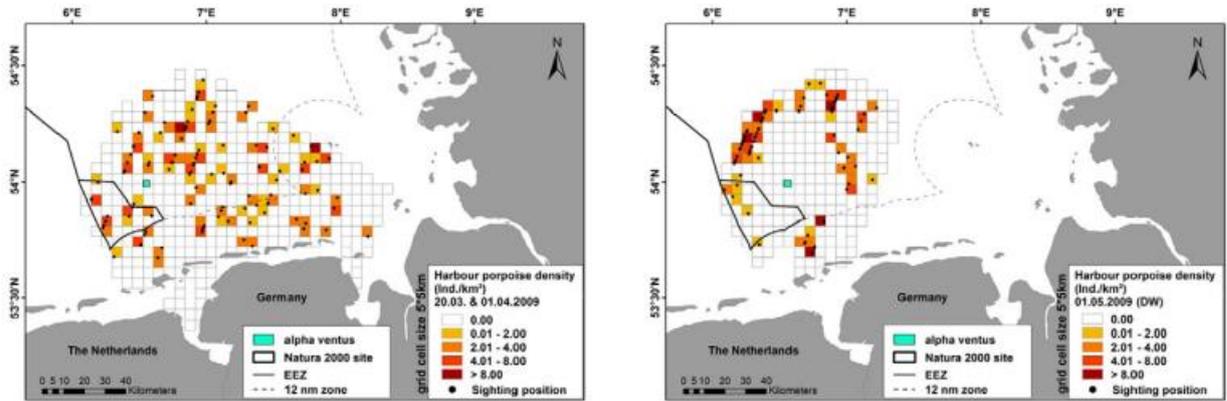


Abbildung 13: Verteilung Schweinswale vor und während der Rammarbeiten [70]

Aus der Abbildung geht hervor, dass die Schweinswale eindeutig während des Rammprozess mit einem SEL zwischen 139-145 DB (25km) und 146-152 (10 km) rund um den Standort des Windparks vertrieben werden. Die Dauer der Rammarbeiten beeinflusst zudem stark die Distanz der Vertreibung. Das bedeutet, dass bei potenziellen größeren Monopiles, die längere Rammzeiten benötigen, eine weitreichendere Vertreibung zu erwarten ist. Sterbezahlen oder irreversible Schäden an den Schweinswalen wurden jedoch nicht festgestellt. Trotzdem können durch die Fluchtreaktion der Schweinswale Folgeschäden, wie erheblicher Energieverlust entstehen [70].

Eine weitere Studie aus dem Jahr 2018 untersucht das Verhalten der Schweinswale in der Bauphase der ersten sieben deutschen Offshore Windparks. Die Studie kommt zu ähnlichen Ergebnissen, wie die bereits beschriebene, stellt jedoch einen klaren positiven Effekt durch die Verwendung von Schallminderungsmaßnahmen fest. In sechs der sieben untersuchten Windparks wurden Schallminderungsmaßnahmen eingesetzt. In der Studie wurde die Vertreibung der Schweinswale bei einem SEL von 143 dB und einer Entfernung zum Ramm-Ort von 17 km festgestellt. Bei Windparks mit Schallminderungsmaßnahmen betrug die maximale Vertreibungsentfernung nur 14 km und führte zu einer geringeren Vertreibung über alle Entfernungen. Außerdem wurde beobachtet, dass die Schweinswaldichte bereits einige Stunden vor Start der Rammarbeiten und 1 bis 2 Tage danach in einem kleinen Umkreis von weniger als 2km abgenommen hat. Bei größeren Entfernungen wurde die Abnahme der Schweinswaldichte nur während des Rammprozesses festgestellt, vor und nach den Arbeiten blieb diese unverändert [71].

Eine Studie aus dem Jahr 2014 hat die Bewegung von Kegelrobben und Seehunden mithilfe von GPS-Trackern im Windpark Alpha Ventus ein Jahr nach dessen Fertigstellung im Jahr 2009 beobachtet. Zwei der vier Tiere wiesen dabei durch ein gitterähnliches Bewegungsmuster auf. Die Tiere haben sich überwiegend an den Fundamenten aufgehalten und sind in einer Art

Gitterstruktur zwischen den WEA hin und her gewandert. Das zeigt einen Einfluss auf die Bewegungsmuster der Tiere, jedoch ist nicht zu sagen, ob der Einfluss positiv oder negativ ist [72]. Es kann jedoch vermutet werden, dass die Tiere aufgrund von einem höheren Nahrungsangebot um die Fundamente angelockt werden und deshalb die Bewegungsmuster entstehen. Dieses höhere Nahrungsangebot wird durch folgende Studien mit Bezug auf die Auswirkungen auf Fische und wirbellose Tiere nach der Bauphase belegt.

An der FINO 1 Messstation wurden von 2005 bis 2007 Untersuchungen mit Blick auf die Dynamik der Epifauna an einem Offshore-Fundament durchgeführt. Die Ergebnisse wurden 2013 veröffentlicht. Nach der Entnahme von 183 Einzelproben in unterschiedlichen Wassertiefen und nach unterschiedlicher Zeit wurde festgestellt, dass an der Oberfläche des Fundaments 35-mal mehr Biomasse vorhanden war als auf einer gleichen Fläche des typischen Weichbodens in der deutschen Nordsee. Die Fundamente sorgen für größere Siedlungsflächen für Tiere und Organismen, die harten Boden bevorzugen und haben zu einem massiven Anstieg der Population bestimmter Arten geführt. Zusätzlich liefern die neuen Strukturen auch Lebensraum für Arten, die unter natürlichen Bedingungen nicht vorkommen würden. Ein Beispiel ist dabei die gemeine Miesmuschel (*Mytilus edulis*). Diese dient nicht nur als Nahrung für bestimmte Lebewesen, sondern kann auch einen Einfluss auf die Wasserqualität durch ihre Filtrationseigenschaften haben. Die weiterhin entstehende hohe Anzahl an Schwebeteilchen in der Nähe der Fundamente sorgt für eine bessere Nahrungsverfügbarkeit für Wirbeltiere und wirbellose Tiere. Dies verändert das lokale Nahrungsangebot und kann sich wie in der vorherigen genannten Studie so auswirken, dass Tiere wie Kegelrobben sich in ihrem Bewegungsverhalten an die neuen Bedingungen anpassen [73].

Eine weitere Studie aus dem Jahr 2017 untersucht die Megafauna an den unterschiedlichen Fundamentarten Monopile, Jacket und Tripods auf Basis des Windparks „Alpha Ventus“, „Riffgat“ und Fino 1, zwei Jahre nach der Inbetriebnahme. Die Ergebnisse zeigen, dass alle drei Fundamente zu einer erhöhten Anzahl an Krebsen (*Cancer pagurus*) führten. Bei Fundamenten mit Kolkschutz, wie beim Monopile, hat sich die Anzahl verdoppelt. Die untersuchten Strukturen wiesen dabei bereits nach zehn Monaten einen starken Bewuchs mit einem großen Anteil der Gemeinen Miesmuschel (*Mytilus edulis*), Blumentiere (Anthozoa) und Flohkrebse (Amphipoda) auf. Der Kolkschutz war hauptsächlich mit Nesseltieren (Hydrozoen) und Blumentieren bewachsen. Insgesamt stiegen die Populationen einiger Arten unterschiedlich je nach Fundamentart. Außerdem ist aufgrund der erhöhten Fauna auch ein Anstieg der Population einiger Fischarten zu erkennen [74].

Im Jahr 2017 wurde eine Studie über den pelagischen Effekt von Offshore-Windfarmen in der Nordsee veröffentlicht. Das Hauptziel bestand darin erstmalig empirische Hinweise auf mögliche Auswirkungen von Offshore-Fundamenten auf die Umgebungshydrographie, lokale Nährstoffkonzentration, Planktondichten und die Fischverteilung aufzuzeigen. Die Untersuchungen beziehen sich auf die Windparks Global Tech I und BARD Offshore 1, welche sich in einer Wassertiefe von 40 Metern befinden. Die Daten wurden mit einem ferngesteuerten Fahrzeug namens „Triaxusrotv“ im Sommer aufgenommen. Der Windpark war dabei nicht im Betrieb. Die Ergebnisse zeigen eine erhöhte Durchmischung der Wasserschichten innerhalb der Windparks. Das bedeutet, dass Nährstoffe aus den tieferen Schichten in die oberflächengemischte Schicht (SML) transportiert werden. Es wurde jedoch keine signifikante Zunahme der Phytoplankton-Biomasse beobachtet. Die hydroakustischen Aufzeichnungen ergaben keinen Hinweis, dass sich die Windparks auf die Verteilung der Fische auswirken. Es wurde jedoch angemerkt, dass es sehr komplex ist, die Auswirkungen der Windparks klar von der natürlichen Variabilität zu trennen [75].

Das bis jetzt eher weniger berücksichtigte Problem des Rückbaus eines Offshore-Windparks wird in einer Studie aus dem Jahr 2023 analysiert. Die Daten stützen sich dabei auf verschiedene Offshore Windparks aus Dänemark, den Niederlanden, Belgien und der deutschen Fino 1 Forschungs-Plattform. Die Studie verweist jedoch darauf, dass die Datenbasis zu diesem Thema aktuell noch lückenhaft ist. Es wurden drei Optionen zum Rückbau untersucht. In der ersten Möglichkeit, wie die Regulatorik es in Deutschland bis jetzt vorsieht, wird der Kolkschutz komplett entfernt und das Fundament einen Meter unter dem Meeresboden abgeschnitten. Die zweite Option ist, den Kolkschutz nicht zu entfernen und das Fundament einen Meter unterhalb des Meeresbodens abzuschneiden, welches derzeit so im Vereinigten Königreich erfolgen soll. Die letzte Möglichkeit entfernt ebenfalls nicht den Kolkschutz, aber schneidet das Fundament fünf Meter oberhalb des Meeresbodens ab. Die Ergebnisse zeigen, dass sich im Durchschnitt ungefähr 70 % der Spezies am Kolkschutz befinden und fast 80% inklusive der ersten fünf Meter am Monopile oberhalb des Meeresbodens. Die Anzahl variiert jedoch je nach Spezies und einige wenige Arten kommen auch mehr oberhalb der fünf Meter Marke vor. Auf dieser Basis entstehen folgende Resultate für den Artenerhalt der drei verschiedenen Rückbaumöglichkeiten. Die Varianten zwei und drei erhalten 69,16 % +- 23,84 % (Variante 2) und 78,24 +-15,71% (Variante 3) des Artenreichtums und zeigen somit positive Ergebnisse. Die Variante 1 dagegen erhält 0 % des Artenreichtums und hätte somit einen starken negativen Einfluss auf das neu entstanden Habitat. Dies hat laut der Studie auch Einfluss auf andere Lebewesen wie Säugetiere und Fische, die von der Nahrung vor dem Rückbau profitierten, wodurch ein Anstieg der Fischanzahl in

Fundamentnähe zu erkennen war. Es ist außerdem ein Unterschied zwischen den Fundamenttypen zu erkennen. Beispielsweise haben Monopiles die meiste Biomasse in der Nähe des Meeresbodens. Jackets dagegen weisen einen konstanten Befund von Benthos unabhängig der Entfernung zum Meeresboden auf. Um die Rückbauoptionen besser einschätzen zu können, sollten zukünftig weitere Bereiche untersucht werden. Hier sind genauere Daten zum Artenreichtum am Kolkschutz, umliegende Fischpopulationen und Biomasse und der Verkettungen zwischen den Tierarten zu untersuchen [76].

Zusammengefasst liefern die untersuchten Studien in der deutschen Nordsee folgende Erkenntnisse. Der Rammprozess während der Installation hat einen lokalen negativen Einfluss auf Säugetiere, wie den Schweinswal und sorgt für eine vorübergehende Vertreibung. Es wurden aber keine Schäden an den Tieren nachgewiesen und zudem kehren die Tiere nach den Arbeiten wieder zurück. Trotzdem können Schäden an Hörorganen, die langfristig negative Folgen haben und theoretisch zum Tod führen können nicht ausgeschlossen werden. Der Einsatz von Schallminderungsmaßnahmen verringert die Vertreibung der Säugetiere. Mit Blick auf die Fauna und wirbellosen Tiere wurde ein klarer positiver Effekt auf die Biomasse festgestellt, vor allem durch den Kolkschutz. Ein negativer Einfluss auf den Fischbestand wurde nicht bewiesen. Allgemein kann nach der Installation ein positiver Effekt auf Fischbestände und Säugetiere vermutet werden, da es zu einem erhöhten Nahrungsangebot an und um die Fundamente kommt. Die Datengrundlage zum Thema Rückbau ist noch sehr lückenhaft und es ist noch nicht abschließend geklärt, wie die OWEA genau zurückgebaut werden sollen. Der aktuelle Stand der Technik in Deutschland sieht hier jedoch ein Abschneiden des Monopiles kurz unterhalb des Meeresbodens und ein Entfernen des Kolkschutzes vor. Dies würde das geschaffene Habitat komplett zerstören und viele Arten vernichten. Es wird sich in Zukunft zeigen, ob der Kolkschutz nicht abgebaut wird oder es andere Lösungsansätze gibt, um das entstandene Habitat nicht wieder zu zerstören. Die Frage ist auch, ob die Zunahme der Biomasse durch die geschaffenen Strukturen als positiv zu bewerten sind, da ein nicht natürliches Habitat geschaffen wird, welches auch einen Lebensraum für nicht einheimische Arten darstellt und die Artenzusammensetzung verändert. In Zukunft muss diskutiert werden, ob in der Gesamtbetrachtung ein vollständiger Rückbau zu erstreben ist, oder die neu geschaffene Artenvielfalt erhalten werden soll.

Fazit und zukünftige Entwicklung

Zusammengefasst zeigt die Verwendung von bodenfesten Fundamenten einige problematische Faktoren mit Blick auf deren Wirkung auf die Umwelt. Die wichtigsten Bereiche sind dabei die trotz innovativer werdenden Schallmindermaßnahmen hohen Schallemissionen. Außerdem ist nach aktuellem Stand der Technik kein Rückbau der

Windparks ohne negativen Einfluss auf das neu geschaffene Habitat möglich. Zudem zeigt der Trend immer größer werdende Turbinen und folglich auch größere Monopile-Durchmesser. Dadurch steigen auch die potenziellen Schallemissionen, auf Grund der notwendigen erhöhten Energie der Rammschläge und die Problematik des vollständigen Rückbaus der Fundamente. Zukünftig müssen mehr spezifischere Daten zu den Auswirkungen auf die Umwelt durchgeführt werden und Verkettungen zwischen den Schutzgüter untersucht werden, um verschiedene Maßnahmen zur Verbesserung vergleichen zu können. Darauf aufbauend müssen sinnvolle flexible regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, um die Umweltauswirkungen zu reduzieren, vor allem im Bereich des Rückbaus. Neue innovative Schallminderungsmaßnahmen, Fundamentsarten, Installationsverfahren und Rückbauverfahren können zudem Lösungen darstellen. Zu erwähnen ist jedoch, dass die Installation stark abhängig vom Meeresboden ist. Dadurch werden variable Ansätze notwendig sein, um auf verschiedene Standortbedingungen reagieren zu können, um den Einfluss auf die Umwelt zu minimieren.

4.2 Schwimmende Windenergieanlagen

Im Vergleich zur Datengrundlage an bodenfesten OWEA gibt es signifikant weniger Studien mit Blick auf die Umweltauswirkungen von schwimmenden OWEA. Dies liegt vor allem an der geringen Technologiereife, beziehungsweise daran, dass es noch keine langjährigen kommerziellen Projekte in diesem Bereich gibt. Ein wesentlicher Unterschied zu den bodenfesten OWEA stellt vor allem das Fundament da, welches wie im vorherigen Kapitel gezeigt, während des gesamten Lebenszyklus der OWEA einen vielfältigen Einfluss auf das marine Ökosystem hat. Bei schwimmenden WEA wird sich somit auf die verschiedenen Verankerungssysteme und deren Installation konzentriert. Zu betrachtende Aspekte sind dabei die räumliche Ausdehnung, der Schalleintrag während der Installation, die Auswirkung auf den Meeresboden und daraus resultierende potenzielle Lebensraumveränderungen inklusive sedimentärer Prozesse. Es ist anzumerken, dass für die jeweiligen Plattformtypen unterschiedliche Verankerungssysteme beziehungsweise Anker technisch notwendig sind. Die Auswahl des Ankers hängt zudem mit der Meeresbodenbeschaffenheit zusammen. Wie auch bei den Auswirkungen der bodenfesten Anlagen wird sich hauptsächlich auf die in Tabelle 2 und 3 definierten Schutzgüter und Wirkfaktoren konzentriert, wobei Vögel eine untergeordnete Rolle spielen. Allgemein sind zudem verschiedene Installations-, Betriebs- und Rückbauabläufe für die jeweiligen Plattformtypen notwendig. Das bedeutet, dass die Plattformtypen unterschiedliche Auswirkungen auf die Umwelt haben können. Es wird sich hier auf die Plattformtypen konzentriert, die in flachen Gewässern, wie der deutschen Nordsee,

nach bisheriger Recherche als technisch sinnvoll betrachtet werden. Diese sind Semi-Submersible und Barge-Plattformen, da diese den geringsten Tiefgang aufweisen. Gegebenenfalls spielen TLP auch eine Rolle. Spar-Plattformen mit ihrem großen Tiefgang scheinen wenig attraktiv.

Bauphase

Die Bauphase einer schwimmenden WEA und deren Auswirkung auf die Umwelt hängt davon ab, welcher Plattfortmtp und welche Verankerung für den jeweiligen Standort möglich ist. Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist die Möglichkeit der kompletten Installation der WEA im Hafen. Dieses ist bei Semi-Submersible, Barge und TLP möglich. Dadurch fällt der Einsatz von Jack-Up-Vessels weg, welches zu geringeren Schallemissionen führt und somit eine geringe Verschleuchung von Lebewesen, wie Schweinswalen zur Folge hat. Zudem ist kein Aufstellen des Schiffes vor Ort notwendig, welches den Meeresboden schont und somit Benthos nicht zerstört wird. Spar-Plattformen können aufgrund des Tiefgangs nur an wenigen Standorten zum Windpark geschleppt werden, wodurch Jack-up-Vessels notwendig sind. Hier sind größere Einflüsse auf den Meeresboden zu erwarten. Wenn die WEA und die Plattform vor Ort ist, muss diese am Meeresboden verankert werden. Hier kommt es je nach Verankerungssystem zu verschiedenen Schallemissionen. Es kommen je nach Gegebenheit Ramppfähle, Schlepp-, Saug,- oder Schwerkraftsanker zum Einsatz. Ramppfähle werden, wie Monopiles bei bodenfesten WEA in den Boden gerammt, wobei ein erhöhter Schalleintrag entsteht. Im Vergleich zu Monopiles, werden jedoch mehrere Ramppfeile mit kleinerem Durchmesser benötigt. Dadurch ist auch der Schalleintrag geringer, wodurch hier ein geringer Vorteil zu Monopiles festzustellen ist. Pfeile können zudem auch in den Meeresboden gebohrt werden. Dieses wird bei zu steinigem Meeresboden durchgeführt, wobei auch Schallemissionen entstehen. Die Installation von Schlepp-, Saug- und Schwerkraftsankern ist dagegen schallemissionsarm und hat somit keinen negativen Effekt in diesem Bereich. Nur die Flächenversiegelung sorgt für negativen Einfluss und zerstört lokal Benthos. Sedimentaufwirbelung führt wiederum zur temporären Wassertrübung. Dieses kann umliegende Lebewesen kurzfristig verschrecken [77].

Betriebsphase

Während der Betriebsphase sind im Vergleich zu bodenfesten OWEA dynamische Aspekte der Plattform, des Verankerungssystems und der Kabel zu beachten. Diese können durch ihr dynamisches Verhalten aufgrund von Wellenbewegung und Strömung Lebewesen, wie Säugetiere und Fische in ihrem Habitat stören und verschrecken.

Das Risiko, dass sich Lebewesen während der Betriebsphase in den Kabeln und Verankerungsleinen verfangen, stellt ein hohes Risiko im Vergleich zu bodenfesten OWEA da. Bei den Kabeln geht es hauptsächlich um die Inter-Array-Kabel, die die OWEA untereinander verbinden. Es wird dabei in primäres Verfangen, bei dem die Tiere sich direkt in den Ketten oder Kabeln verfangen und sekundäres, bei dem sie sich in Materialien, wie tote Fischernetze, verfangen, unterschieden. Das potenzielle Verfangen hängt dabei von einigen Faktoren ab, wie der Verankerungsleinen-geometrie, des Verhaltens der Tiere in der Nähe, ob die Tiere die Leinen gut identifizieren können, die Häufigkeit von Meeresmüll sowie die Nähe zu Fischfanggebieten. Das Risiko für Säugetiere und Fische eines primären Verfangens ist als gering eingeschätzt, dieses liegt an den großen Durchmesser und steifen Struktur der Verankerungsketten. Zudem sind Säugetiere und Fische in der Lage die großen Durchmesser der Verankerungsleinen im Vergleich zu Fischernetzen besser wahrzunehmen. Große Bartenwale haben aufgrund ihrer Körpergröße und ihres Fressverhaltens das größte Risiko sich zu verfangen. Sie kommen in der Nordsee nur vereinzelt vor, weshalb das Risiko in Deutschland als noch geringer einzustufen ist. Catenary-Systeme haben den größten Anteil an „loser“ Verankerungsleinen, weshalb hier das potenziell größte Risiko zu erwarten ist. Es ist jedoch zu erwähnen, dass diese Systeme bereits seit Jahrzehnten im Bereich der Offshore Öl- und Gasindustrie eingesetzt werden, wo keine signifikanten Vorfälle dieser Art berichtet wurden. Auch bei den bereits installierten schwimmenden WEA ist kein primäres Verfangen berichtet worden. Das sekundäre Verfangen, von Lebewesen in Meeresmüll, welcher sich in den Verankerungsleinen verfangen hat, stellt dagegen ein höheres Risiko da. Jedoch gibt es hierzu keine sichere Datengrundlage. Fakt ist jedoch, dass sich einige Tierarten in Seilen, Leinen, Netzen und allgemeine Plastikverschmutzungen leichter verfangen können. Zu nennen sind hier auch tauchende Seevögel. Zudem können sich Fische leicht verfangen und sterben, was potenziell weitere Tiere wie Schweinswale aufgrund von leicht zugänglicher Nahrung anlocken könnte, die dann auch potenziell Gefahr laufen sich zu verfangen. Die Gefahr des sekundären Verfangens wird mit zunehmenden Biofouling, also dem Bewuchs der Verankerungsleinen noch größer, da die Leinen dadurch mehr Struktur aufweisen. Sekundäres Verfangen stellt somit ein gesondertes Risiko für gefährdete Arten, wie Schweinswale da, die als einzig heimische Walart in der deutschen Nordsee zählen. Die Anzahl von allgemeinen Verwickelungen haben weltweit zugenommen und stellen eine der größten Bedrohung für Wale und Delfine da. Deshalb muss die Auswirkung von sekundärem Verfangen speziell auf Schweinswale überwacht werden. Um das Risiko zu minimieren, stellt auch die Anzahl an notwendigen Verankerungsleinen einen potenziell wichtigen Parameter in der Wahl des Plattformtyps da. Eine Überwachung der Verankerungsleinen über Spannungssensoren und Unterwasserkameras kann das Verfangen von Tieren überwachen

und somit den Einfluss reduzieren. Auch die Verwendung von Auftriebskörpern für die Array-Kabel oder Verankerungsleinen stellen zudem eine potenzielle Gefahr für das Verfangen da [77]. Es ist jedoch zu erwähnen, dass die Gefahr des sekundären Verfangens auch bei bodenfesten WEA besteht. Ein signifikantes Risiko wurde hier jedoch nicht festgestellt.

Durch die geschaffenen neuen Strukturen können schwimmenden OWEA ähnlich wie bodenfeste OWEA ein neues Habitat für Benthos und somit eine Nahrungsgrundlage für Säugetiere und Fische schaffen. Schwimmende OWEA bieten dagegen zusätzlich mehr Fläche oberhalb des Meeresspiegels für zusätzliche Rastmöglichkeiten für Vögel. Dies gepaart mit einem erhöhten Nahrungsangebot an Fischen, kann für einige Vogelarten einen Lockeffekt bewirken. Diese kann potenziell auch die Kollisionsgefahr mit dem Turm und der Turbine erhöhen. Es liegen jedoch keine soliden Daten vor und das Verhalten kann stark zwischen der jeweiligen Vogelart variieren. Die Geräuschemissionen während des Betriebes sind von niederfrequenten Geräuschen geprägt und sind abhängig vom Verankerungssystem und der Umgebungsbedingungen. Einflüsse auf das Ökosystem sind bis jetzt nicht untersucht [77].

Die Verankerungssysteme haben zusätzlich einen Einfluss auf den Meeresboden. Die Verwendung von Catenary-Verankerungssystemen sehen oftmals Schleppanker vor und werden präferiert bei Semi-Submersible, Barge und Spar aufgrund der wirtschaftlichen und praktischen Vorteile eingesetzt. Diese am weitverbreitetste Verankerungsart, hat jedoch den größten Einfluss auf den Meeresboden, da die Verankerungskette auf dem Meeresboden über eine typische Länge von 4- bis 8-mal der Wassertiefe aufliegt, weil sie horizontale Lasten abfangen muss. Zudem hat diese je nach Wellengang und Bewegung der Plattform ein dynamisches Verhalten und reibt somit am Meeresboden. Dieses sorgt zur lokalen Zerstörung des Benthos und zur Sedimentaufwirbelung, welches Fische in ihrem Laichhabitat und Säugetiere stören kann. Das permanente Aufwirbeln von Sediment, führt zudem zur bodennahen Wassertrübung, welches die Photosynthese von bodennahen Organismen einschränken kann. Zudem gibt es Studien in Bezug auf vergleichbare Bodeneinwirkungen von Bodenschleppnetzen, welche nachweislich zu negativen Effekten auf das Benthos führen. Die Verankerung mit einem Taut-System von TLP hat beim Einsatz von Suction-Buckets, welche jedoch nur in bestimmten Meeresboden eingesetzt werden können, den kleinsten Einfluss auf den Meeresboden, da die Verankerungsleinen keinen Bodenkontakt haben. Das Verankerungssystem von TLP ist jedoch sehr komplex zu installieren und unwirtschaftlicher. Semi-Taut-Systeme, die auch bei Semi-Submersible und Barge Plattformen eingesetzt werden können, haben einen geringeren Einfluss auf den Meeresboden im Vergleich zum Catenary-System, da die Verankerungsleinen einen geringeren Bodenkontakt aufweisen. Da

bei Semi-Taut und Taut-Systemen verstärkt vertikale Lasten aufgenommen werden müssen, kommen Rammpfähle, Suction-Buckets oder Schwerkraftsanker zum Einsatz. Diese Ankertypen haben während der Betriebsphase einen ähnlichen Riffeffekt, wie Monopiles. Diese reiben nicht auf dem Meeresboden und sorgen somit zu keiner dynamischen Zerstörung von Benthos und Sedimentaufwirbelungen. Sie zerstören lediglich bei der Installation die versiegelte Fläche. Allgemein ist der Kontakt von Verankerungsleinen und Anker mit dem Meeresboden im bestenfalls zu minimieren. Es ist somit ein Zielkonflikt zwischen Einfachheit der Installation beziehungsweise Wirtschaftlichkeit des Verankerungssystems und der Umweltauswirkungen auf den Meeresboden festzustellen [77].

Rückbau

Der Rückbau von schwimmenden WEA ist, wie die Installation maßgeblich abhängig vom Plattformtyp und dem verwendeten Verankerungssystem. Die Möglichkeit Semi-Submersible und Barge-Plattformen über kleinere Schleppschiffe zum Hafen zu transportieren, ohne die WEA Offshore abbauen zu müssen, sorgt für eine geringere Lärmbelastung im Vergleich zum Einsatz von Jack-Up-Vessels. Es werden jedoch die an den Plattformen entstandenen Habitate entfernt. Dies sorgt in Bezug auf Vögel, die die Plattformen als neue Rastflächen verwendet haben, zur Vertreibung oder Veränderung des Verhaltens. Hier haben die Semi-Submersible und Barge-Plattformen den größten Nachteil, da sie im Vergleich zu TLP und Spar-Plattformen die größte Fläche oberhalb des Meeresspiegels bieten. Damit wird das geschaffene Habitat wieder zerstört und die Lebewesen müssen sich wieder an die neue Situation anpassen. Dieses geschieht zudem beim Abbau der Verankerungssysteme. Hier haben sich während der Betriebsphase Benthos und Organismen an den Leinen/Ketten und Ankern angesiedelt. Diese dienen potenziell auch als Nahrungsgrundlage für weitere Fische und Säugetiere. Durch die Entfernung der Verankerungssysteme verfällt auch diese neue Nahrungsquelle. Der Rückbauvorgang unterscheidet sich dabei zwischen den jeweilig verwendeten Ankertypen. Schleppanker, verhalten sich wie klassisch verwendete Bootsanker und können einfach beim Rückbau eingeholt werden. Dieser Vorgang wird temporär Sedimentaufwirbeln, welches kurzfristig Einfluss auf das Verhalten von Lebewesen haben kann. Der vollständige Rückbau ist jedoch sehr schnell und ohne Einsatz von schwerem Gerät durchgeführt. Ähnlich verhält es sich mit Schwerkraftsankern. Suction-Buckets können auch komplett zurückgebaut werden. Der Rückbauprozess ist jedoch etwas aufwendiger, da der Unterdruck mit Überdruck ausgeglichen werden muss. Durch diesen Prozess wird temporär Schall entstehen und durch den Einsatz von Maschinen, werden Säugetiere und Fische lokal verscheucht. Trotzdem ist somit ein vollständiger Rückbau möglich und der Schalleintrag ist als eher gering einzustufen. Rammpfähle dagegen sind je nach Durchmesser und Rammtiefe,

wie Monopiles meistens nicht aus dem Boden zu entfernen. Es gibt zudem auch Rückbauoptionen, bei denen nur die schwimmenden Plattformen abgebaut werden und die Verankerungssysteme auf dem Meeresboden verbleiben. Dieses sorgt für dieselben Umweltauswirkungen und Probleme, die bereits im vorherigen Kapitel der bodenfesten OWEA beschrieben wurden [77].

Vergleich der Verankerungssysteme

In der folgenden Tabelle 4 werden die Umweltauswirkungen der Verankerungssysteme und die jeweiligen Ankeroptionen der schwimmenden WEA zusammengefasst dargestellt. Hierbei wird sich auf den Einfluss auf den Meeresboden des jeweiligen Systems und auf die Schutzgüter während der Bau-, Betriebs- und Rückbauphase konzentriert. Der Einfluss wird dabei von ++ (geringen negativen Einfluss) bis -- (großen negativen Einfluss) bewertet. Die Bewertung wurde auf Basis der zuvor recherchierten Daten durchgeführt. Es ist anzumerken, dass die Bewertung allgemein vollzogen wurde und sich zwischen den einzelnen Schutzgütern und je nach Standort in ihrer Gewichtung unterscheiden kann. Die Tabelle dient lediglich einer vereinfachten Übersicht, um die Verankerungssysteme auf Makro-Ebene vergleichen zu können. Die Tabelle zeigt auf, dass zwischen den drei verschiedenen Verankerungssystemen ein wesentlicher Unterschied in Bezug auf den Einfluss auf den Meeresboden während des Betriebes festzustellen ist. Es fällt dabei auf, dass eine Art Zielkonflikt bei den Konfigurationen entsteht, die überwiegend in der Praxis eingesetzt werden. Zu nennen ist hier die Verwendung von Schleppankern im Catenary-System und die Verwendung von Rammpfählen bei Taut-Systemen. Die Verwendung dieser Kombinationen hat vor allem wirtschaftliche Gründe.

Tabelle 4: Vergleich Umwelteinwirkung der Verankerungssysteme schwimmender WEA

Verankerungssystem	Ankeroption	Meeresboden (Betrieb)	Einflüsse auf Schutzgüter	
			Installation	Rückbau
Catenary		-		
(anwendbar bei Barge Semi-Submersible und Spar)	Schlepp		+	+
	Ramm		--	--
	Suction		+-	+-
	Schwerkraft		+	+
Semi-Taut		+-		
(anwendbar bei Barge Semi-Submersible)	Schlepp		+	+
	Ramm		--	--
	Suction		+-	+-
	Schwerkraft		+	+
	Vertikale Lastanker		+-	+-

Taut		+		
(anwendbar bei TLP)	Ramm		--	--
	Suction		+-	+-
	Schwerkraft		+	+
	Vertikale Lastanker		+-	+-
Bewertungsskala: ++ (sehr geringe negative Einwirkung) bis -- (sehr starke negative Einwirkung)				

Der Zielkonflikt liegt darin, dass bei einer positiven Bewertung der Installation und des Rückbaus ein negativer Effekt während des Betriebs festzustellen ist (Kombination Catenary-System und Schleppanker). Andersherum ist bei einem positiven Betrieb, die Installation und der Rückbau als kritisch anzusehen (Kombination Taut-System und Rammpfähle). Dieser Zielkonflikt tritt bei anderen Konfigurationen nicht unbedingt auf, jedoch wird dieser erwähnt, da er bei den Kombinationen auftritt, die am meisten in der Praxis angewendet werden. Das Semi-Taut System, welches auch bei Semi-Submersible und Barge Anlagen zum Einsatz kommen kann, stellt einen guten Kompromiss da. Durch die Anordnung von Schwimmkörpern, kann eine Vorspannung der Verankerungsleine erreicht werden, sodass die Kontaktfläche mit dem Meeresboden geringer ausfällt als beim Catenary-System. Solange keine Rammpfähle als Anker verwendet werden, ist dieses System eine gute Option mit Blick auf die Umwelteinflüsse. Im Bereich der Anker ist für die Aufnahme von richtungsunabhängigen Lasten ein Schwerkraftsanker und Suction-Buckets positiv zu vermerken. Schleppanker fallen auch positiv auf, jedoch können diese nur bei horizontalen Lasten eingesetzt werden. Der Einsatz von vertikalen Lastankern bei vertikalen Lasten ist auch zu empfehlen, falls diese technisch umsetzbar ist.

Ergebnisse aus Studien bestehender schwimmender Offshore-Windparks

Aufgrund der geringen Anzahl an kommerziellen schwimmenden Offshore Windparks im Vergleich zu bodenfesten, gibt es derzeit wenig Daten von unabhängigen Instituten, die primäre Studien über Umweltauswirkungen liefern. Die im Kapitel 3 vorgestellten Windparks befinden sich am Anfang der Kommerzialisierung und sind erst seit kurzer Zeit installiert. Die verantwortlichen Unternehmen haben jedoch veröffentlicht, dass es Begleitstudien zu den Projekten, wie beispielsweise „Hywind Tampen“, Floatgen geben wird. Umfangreiche Daten, zu den Auswirkungen der Verankerungssystem sind aber noch nicht veröffentlicht.

Beim Projekt Hywind Scotland wurde ein Bericht über potenziell mögliche Auswirkungen auf bestimmte Schutzgüter veröffentlicht, jedoch basieren diese Informationen auf anderweitige Literatur und nicht aus aufgenommen Daten anhand von Begleitforschung am Windpark. Es

werden somit nur potenzielle Gefahren geschildert aber nicht bewiesen [78]. Beim aktuell größten schwimmenden Windpark Hywind Tampen, wurde veröffentlicht, dass es Begleitforschungen mit der Universität Bergen gibt [79]. Zudem wurde eine Untersuchung des Fischbestandes vor dem Bau durchgeführt, um die zukünftigen Auswirkungen untersuchen zu können [80]. Das Institute of Marine Research (IMR) wird zudem die Auswirkungen auf den Meeresboden untersuchen. Bis jetzt wurden noch nicht viele Daten veröffentlicht. Jedoch wurden Aufzeichnungen zu sich an den Verankerungsleinen angesiedelten Fischen gemacht, welche in folgender Abbildung 14 zu sehen sind. Die Fische scheinen nicht von den Ketten gestört, sondern angelockt zu werden. Das Verhalten der Fische und Säugetiere wird weiterhin untersucht [81].



Abbildung 14: Leng an Verankerungsleine vom Windpark Hywind Tampen [81]

Zu dem in Frankreich installierten Projekt Floatgen wurde ein umfangreicher Umweltbericht von dem Entwickler BW Ideol im Jahr 2021 in französischer Sprache veröffentlicht. Hier wurden die Auswirkungen des Catenary-Systems und der Semi-Submersible Plattform auf Säugetiere und Benthos untersucht. Die Studie kam zu dem Entschluss, dass es keinen signifikanten Effekt in Bezug auf das marine Ökosystem oder andere Umweltverschmutzungen, während der Bau-, Betriebs- und Wartungsphase gegeben habe [82]. Zur Veranschaulichung sind in der folgenden Abbildung 15 Unterwasseraufnahmen von dem Verankerungssystem aus dem Jahr 2018 und 2020 zusehen. Die oberen Aufnahmen sind aus 2018 und die unteren aus 2020. Zu sehen ist ein sandiger strukturloser Boden. Im Bild oben links ist der Anker zu sehen, der sich in den Meeresboden gegraben hat. Es ist ein klarer Unterschied im Bewuchs des Verankerungssystems zwischen den Jahren zu erkennen.

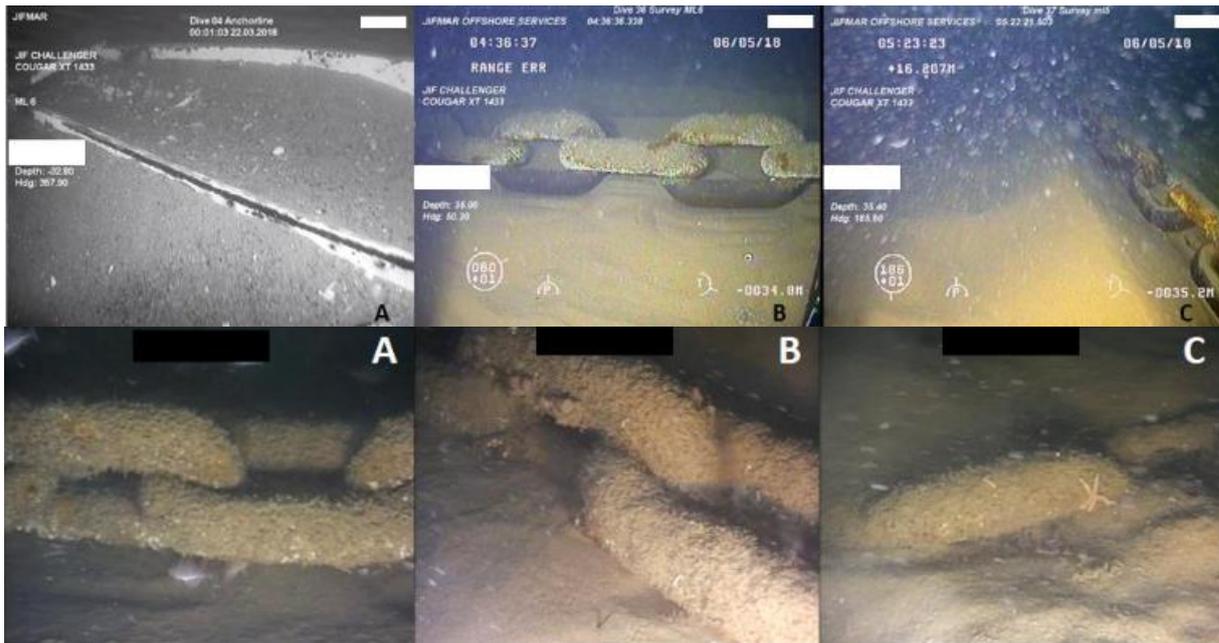


Abbildung 15: Aufnahmen des Verankerungssystems Floatgen [136]

Fazit und zukünftige Entwicklung

Zusammengefasst gibt es aktuell sehr wenig aussagekräftige Daten aus primären Studien in Bezug auf Einwirkungen auf das marine Ökosystem. Diese werden voraussichtlich mit der Zunahme von kommerziellen schwimmenden Windparks ansteigen. Es ist wichtig zu erwähnen, dass die vorhandenen Begleitforschungen sich auf Windparks mit geringer Anzahl an Turbinen beschränken. Die Auswirkungen von großen kommerziell genutzten schwimmenden Windparks mit Leistungen im Bereich von mindestens 100 MW sind bis lang noch unerforscht, da diese noch nicht existieren. Die Öl- und Gasindustrie verwendet jedoch seit Jahrzehnten ähnliche Techniken im Bereich der Verankerungssysteme. Hier könnten Schlussfolgerungen auf Auswirkungen von schwimmende WEA gezogen werden.

Die potenziellen Risiken von schwimmenden WEA beziehen sich hauptsächlich auf die Betriebsphase. Dabei spielen die Verankerungssysteme die größte Rolle. Wichtig sind hierbei das potenzielle primäre und sekundäre Verfängen und der Einfluss auf den Meeresboden. Die Installations- und Rückbauphase dagegen scheint weniger negativen Einfluss auf das marine Ökosystem zu haben. In Bezug auf die Wahl des Verankerungssystems und dem damit verbundenen unterschiedlichen Auswirkungen auf das Ökosystem ist zudem anzumerken, dass diese stark vom Standort und des Meeresbodens abhängig ist. Auch die potenziellen negativen Auswirkungen von einem Catenary-System durch die Auflagefläche hängt stark vom jeweiligen Meeresboden und dem vorher vorhandenen Benthos ab.

Zukünftig wird es wichtig sein, an vorhandenen Projekten Begleitforschungen durchzuführen, um die komplexen Einflüsse besser einschätzen zu können. Ein Monitoring mithilfe von ferngesteuerten Tauchbooten, die Daten während des Betriebes aufnehmen, sowie Messsensoren sind dafür notwendig.

4.3 Bewertung und Vergleich

Im Folgenden wird ein Vergleich und eine Bewertung von bodenfesten und schwimmenden OWEA mit Blick auf deren Umweltauswirkungen durchgeführt. Aufgrund der Variabilität und Abhängigkeit von verschiedenen Parametern wie Fundamenten, Plattformtypen und Verankerungssystemen, wird eine begründete Auswahl einer Konfiguration getroffen, um einen Vergleich mit Blick auf die deutsche Nordsee zu vereinfachen.

In Bezug auf den Vergleich bodenfester und schwimmender WEA ist keine konkrete Aussage zu treffen, welche Technologie einen klaren Vorteil mit Blick auf die gesamte Auswirkung auf das marine Ökosystem hat. Beide Technologien haben Vor- und Nachteile, die es abzuwägen gilt. Zudem ist eine Vergleichbarkeit schwierig, da es im Bereich der schwimmenden WEA eine geringe Datenlage gibt. Die Auswirkungen von bodenfesten Anlagen können somit besser eingeschätzt werden, da es hier auch primäre Studien mit Datensätzen aus bestehenden Offshore-Windparks in Deutschland gibt, die außerdem seit mehreren Jahren in Betrieb sind. Jedoch sind selbst hier die Verkettungen zwischen den Schutzgütern und längerfristige Folgen kaum erforscht. Die derzeitigen schwimmenden Windparks dagegen bestehen aus wenigen Anlagen, die erst seit kurzer Zeit im Betrieb sind. Zudem sind diese nicht in der deutschen Nordsee. Um Aussagen über potenzielle Vorteile der jeweiligen Technologie treffen zu können, müssen mehrere Aspekte betrachtet werden. Ein Vergleich von bodenfesten und schwimmenden WEA ist zudem schwierig, da die Auswirkungen stark von Parametern wie Fundament und Verankerungssystem und Plattformtyp abhängig sind. Diese Parameter sind wiederum hauptsächlich abhängig von den Standortbegebenheiten und wirtschaftlichen Aspekten. Der Meeresboden spielt dabei eine große Rolle, welche Fundamente beziehungsweise Verankerungssysteme technisch eingesetzt werden können.

Da die Auswirkungen auf das marine Ökosystem sehr komplex sind, wird in den folgenden Tabellen 5 und 6 eine vereinfachte Übersicht dargestellt, die die Einflüsse der Wirkfaktoren (Tabelle 2) auf die Schutzgüter (Tabelle 3) zusammenfassen. Es wird sich bei bodenfesten WEA auf Monopile-Fundamente mit dem Impulsrammverfahren begrenzt, da dieses in der deutschen Nordsee am meisten angewandt wird und auch zukünftige Projekte hauptsächlich Monopiles vorsehen. Der Rückbauvorgang umfasst den kompletten Rückbau des Kolkschutz

und das Abschneiden des Monopiles unterhalb des Meeresbodens, wie es derzeit in Deutschland festgelegt ist. Um einen Vergleich zu schwimmenden WEA herzustellen, wird sich auf Plattfortmtypen konzentriert, die nach jetzigem Stand dieser Thesis in Deutschland technisch umsetzbar scheinen und auf Basis der Marktübersicht eine relevante Rolle spielen werden. Hier scheint die Spar-Plattfortm aufgrund des großen Tiefgangs als unattraktiv. Laut der Marktübersicht liegt der Fokus in der Entwicklung auch nicht auf TLP, welches vor allem wirtschaftliche Gründe hat. Da aus der im Kapitel 3 zusammengetragenen Marktübersicht ein Trend zu Semi-Submersible-Plattfortmen zu erkennen ist, wird dieser Plattfortmtyp für den Vergleich ausgewählt. Ein weiteres Argument für den Vergleich mit einer Semi-Submersible Plattfortm ist, dass es bereits ein Projekt gibt, welches in Gewässertiefen und Wellenbedingungen ähnlich zur deutschen Nordsee in Betrieb ist. Die 2 MW WEA des Demo-Projekt „Floatgen“ ist in Frankreich seit 2018 in einer Wassertiefe von 33 Metern im Einsatz und fundiert auf einer Semi-Submersible Plattfortm [57]. Zudem unterscheidet sich eine Semi-Submersible Plattfortmtyp kaum vom Typ Barge, wodurch ähnliche Umwelteinflüsse zu erwarten sind. Als Verankerungssystem wird das Catenary-System mit einem Schleppanker ausgewählt, da diese Kombination am meisten angewendet wird und wirtschaftlich am sinnvollsten ist. Im Folgenden ist der Vergleich von Monopile-WEA und schwimmenden WEA mit Semi-Submersible Plattfortmen (Catenary-System mit Schleppanker) anhand der Wirkfaktoren und Schutzgüter dargestellt. Die Bewertung erfolgt dabei von -- (sehr schlechten Einfluss) bis ++ (sehr guten Einfluss). Falls keine Aussage getroffen werden konnte, wurde k.A. eingetragen und bei nicht relevanter Betrachtung n.R.. Die Bewertung basiert auf der zuvor in dieser Masterthesis vorgestellten Literatur. In Tabelle 5 wird sich auf die Auswirkungen auf die Lebewesen bezogen und in Tabelle 6 auf die Strukturen und Funktionen des Ökosystems.

Zusammengefasst sind folgende Aspekte festzustellen. Es ist klar zu erkennen, dass die Monopile-Fundamente bei der Installation und dem Rückbau zu hauptsächlich negativen Einflüssen auf die Schutzgüter führen. Hier hat der Einsatz von Schleppankern bei schwimmenden WEA einen klaren Vorteil. Diese beziehen sich vor allem auf die wegfallenden Rammarbeiten und die Verwendung von großen Jack-Up-Vessels, aber auch auf den aufwändigeren Rückbauprozess. Gerade die Säugetiere, wie der gefährdete Schweinswal profitieren von geräuscharmen Arbeitsabläufen.

Tabelle 5: Vergleich Monopile WEA mit schwimmender WEA (Catenary-System und Schleppanker) Abschnitt 1 [65]

Wirkfaktoren	Schutzgüter							
	Lebewesen							
	Säugetiere		Fische		Benthos/Wirbellose		Vögel	
Bauphase	Monopile	Semi-Sub	Monopile	Semi-Sub	Monopile	Semi-Sub	Monopile	Semi-Sub
Fundamentierung	--	+	--	+-	-	+-	n.R.	n.R.
Kabelverlegung	+-	+-	+-	+-	-	+-	n.R.	n.R.
Verankerung von Schiffen	-	+-	-	+	-	+	n.R.	n.R.
Bau- und Transportfahrzeuge	-	+	-	+	-	+	-	+-
Schadstoffe	-	+-	-	+-	-	+-	n.R.	n.R.
Betriebsphase								
Komponenten	n.R.	-	+-	-	n.R.	n.R.	+-	+-
Flächenversiegelung	n.R.	n.R.	n.R.	n.R.	-	+-	n.R.	n.R.
Einbringung Hartsubstrat	+	+-	+	+-	++	+-	n.R.	n.R.
Wegfall Fischerei	+	+	++	++	++	++	+	+
Geräuschemission	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-	+-
Optische Effekte	+-	+-	+-	+-	n.R.	n.R.	+-	+-
Elektromagnetische Felder	+-	+-	+-	+-	+-	+-	n.R.	n.R.
Rückbauphase								
Fundamentierung	-	+	--	+-	--	-	+-	-
Kabelverlegung	+-	+-	+-	+-	-	+-	n.R.	n.R.
Verankerung von Schiffen	-	+	-	+	-	+	n.R.	n.R.
Bau- und Transportfahrzeuge	-	+	-	+	-	+	-	+-
Schadstoffe	-	+-	-	+-	-	+-	n.R.	n.R.

Die aufwendigeren Arbeitsabläufe erhöhen zudem durch die Dauer und notwendiger Maschinen die Gefahr vor Schadstoffeintrag. Die Einwirkung auf den Meeresboden dagegen ist durch das Aufliegen der Verankerungsketten auch potenziell negativ und kann falls Benthos vorhanden ist, diesen zerstören. In der Betriebsphase fallen kaum negative Aspekte auf. Hier stellen jedoch schwimmende WEA mit den Verankerungsleinen eine erhöhte Gefahr durch sekundäres Verfangen da. Hiervon könnten vor allem Säugetiere und Fische betroffen sein, aber auch Tauchvögel. Durch das Einbringen von Hartsubstrat entstehen bei beiden grundsätzlich positive Einflüsse. Der Einfluss ist als positiv gewertet, da die Biomasse nachweislich ansteigt. Man könnte den Einfluss auch kritisch bewerten, da nicht natürliche Strukturen geschaffen wurden, die die Artenzusammensetzung nachweislich beeinflussen. Durch den Kolkenschutz bei Monopile-Fundamenten entsteht ein noch stärkerer Riffeffekt, weshalb hier ein größerer Einfluss zu erwarten ist. Dieser bezieht sich vor allem auf Benthos

und andere Wirbellose Organismen, hat jedoch auch einen indirekten Einfluss auf die anderen Lebewesen aufgrund des erhöhten Nahrungsangebot.

Tabelle 6: Vergleich Monopile WEA mit schwimmender WEA (Catenary-System und Schleppanker) Abschnitt 2 [65]

Wirkfaktoren	Schutzgüter					
	Struktur und Funktion des Ökosystems					
	Wasser		Meeresboden/Sediment		Wellen/Strömungen	
Bauphase	Monopile	Semi-Sub	Monopile	Semi-Sub	Monopile	Semi-Sub
Fundamentierung	--	-	--	-	k.A.	k.A.
Kabelverlegung	+-	+-	-	+-	k.A.	k.A.
Verankerung von Schiffen	-	+	-	+	k.A.	k.A.
Bau- und Transportfahrzeuge	n.R.	n.R.	-	+	k.A.	k.A.
Schadstoffe	-	+-	-	+-	n.R.	n.R.
Betriebsphase						
Komponenten	n.R.	n.R.	+	-	k.A.	k.A.
Flächenversiegelung	n.R.	n.R.	-	+-	k.A.	k.A.
Einbringung Hartsubstrat	n.R.	n.R.	+-	+-	k.A.	k.A.
Wegfall Fischerei	+	+	++	++	n.R.	n.R.
Geräuschemission	n.R.	n.R.	n.R.	n.R.	n.R.	n.R.
Optische Effekte	n.R.	n.R.	n.R.	n.R.	n.R.	n.R.
Elektromagnetische Felder	n.R.	n.R.	+-	+-	n.R.	n.R.
Rückbauphase						
Fundamentierung	--	-	--	-	k.A.	k.A.
Kabelverlegung	+-	+-	-	+-	k.A.	k.A.
Verankerung von Schiffen	-	+	-	+	k.A.	k.A.
Bau- und Transportfahrzeuge	n.R.	+	-	+	k.A.	k.A.
Schadstoffe	-	+-	-	+-	k.A.	k.A.

Fazit und Ausblick

Nach diesem ausgewählten Vergleich von konventionellen Monopile-WEA mit Semi-Submersible-WEA lässt sich feststellen, dass der Einsatz der schwimmende WEA im Bereich der Installation aber auch vor allem in der einfachen Rückbaumöglichkeit mit Blick auf die Umweltauswirkungen sinnvoll erscheint und klare Vorteile aufweist. Einflüsse während des Betriebs scheinen zudem laut ersten Erkenntnissen aus Vergleichsprojekten wie „Floatgen“

nicht negativ zu sein. Vor allem die Betriebsphase mit der potenziellen Gefahr des Verfangens muss jedoch in zukünftigen Studien in größeren Windparks mit mehreren Verankerungsleinen untersucht werden. Auch der potenzielle negative Einfluss auf den Meeresboden der aufliegenden Verankerungsleinen ist wichtig zu nennen. Hier könnte das Semi-Taut System durch kürzer aufliegenden Verankerungsleinen sinnvoller erscheinen, solange keine Rammpeile für die Verankerung verwendet werden. Hier müssen weitere Studien Datensätze liefern. Auch die Auswirkungen der größeren, neu geschaffenen Rastplätze für Vögel müssen untersucht werden. Zukünftig wird es zudem wichtig sein, durch Überwachung mit Messsystemen und Remote-Tauchbooten mehr Daten für die Analyse der Umweltauswirkungen von schwimmenden WEA aufzunehmen. Gerade die komplexen Folgeeffekte in einem Ökosystem sind wichtig zu untersuchen.

Mit Blick auf die bodenfesten Anlagen muss auch ein enormer Innovationsdruck festgestellt werden. Hier geht es vor allem um andere Installationsprozesse und bessere Schallminderungsmaßnahmen. Dies kann die jetzt noch negativen Einflüsse während der Installation und des Rückbaus zukünftig stark reduzieren oder gar eliminieren. Vielversprechend ist hierbei das Einbringen des Monopiles durch Vibration. Auch der Einsatz von anderen Fundamenten wie Suction-Buckets kann die negativen Aspekte der Monopiles eliminieren. Fakt ist jedoch, dass die technische Umsetzbarkeit und das Risiko vor allem bei Suction-Buckets stark von der Bodenbeschaffenheit abhängig ist. Nicht ohne Grund werden hauptsächlich Monopile-Fundamente verbaut. Allgemein stellt sich auch die Frage, ob die Schaffung von einem neuen Habitat und erhöhter Biomasse durch die Einbringung von Hartsubstraten wirklich als nur positiv zu bewerten ist. Der typische Meeresboden und somit auch Lebensraum in der deutschen Nordsee sind eher sandig und strukturlos. Die Artenzusammensetzung kann sich durch das neue Hartsubstrat stark verändern. Das erhöht auch die Gefahr der Ausbreitung von nicht einheimischen Arten.

Zusammengefasst ist also keine allgemeine klare Empfehlung für bodenfeste und schwimmende WEA mit Blick auf deren Umweltauswirkungen festzulegen. Dafür gibt es zu viele variable Parameter, die vor allem vom lokalen Ökosystem und der Meeresbodenbeschaffenheit abhängig ist. Fakt ist jedoch, dass schwimmende WEA ein großes Potenzial mitbringen, die negativen Umweltauswirkungen zu reduzieren und die bis jetzt großen Probleme des Schalleintrags und des Rückbaus von Monopiles zu lösen. Es sollte somit eine Technologieoffenheit gewahrt werden, um nach gegebenen Standortparametern das beste System auszuwählen.

5. Machbarkeit schwimmender Windenergieanlagen in der Nordsee

In diesem Kapitel wird die technische Machbarkeit von den vier verschiedenen schwimmenden WEA-Konzepten untersucht. Hierbei wird sich auf die Machbarkeit in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (ASW) fokussiert. Die Skalierung erfolgt dabei auf Basis einer vorher ausgewählten Referenzanlage für die jeweilige Plattform. Die Konzepte werden zudem hinsichtlich ihrer dynamischen Eigenschaften auf einen Einsatz in der Nordsee betrachtet. Abschließend erfolgt die Standortanalyse der verschiedenen skalierten Konzepte. In diesem Kapitel wird somit das zweite Teilziel der Arbeit näher beleuchtet.

5.1 Betrachtung der vier Konzepte schwimmender Windenergieanlagen in der Nordsee

Um die Skalierung der vier Konzepte: Barge, Semi-Submersible, Spar und TLP durchzuführen, werden kurz allgemeine Skalierungsregeln und -methoden vorgestellt. Im Anschluss erfolgt die Hochskalierung der Konzepte von der jeweiligen Referenzanlage auf 25 MW. Fokus der Skalierung ist dabei die Plattformgeometrie der verschiedenen Konzepte. Hier ist vor allem der Tiefgang für die spätere Standortanalyse von großer Bedeutung aufgrund der geringen Wassertiefe in der deutschen Nordsee. Im zweiten Unterkapitel werden die Konzepte hinsichtlich ihrer dynamischen Eigenschaften auf Basis vergleichbarer Studien betrachtet.

5.1.1 Skalierung verschiedener Konzepte

Die Leistungsgrößen der installierten OWEA steigen kontinuierlich an, welches zu größeren Dimensionen der notwendigen Fundamente führt. Der Trend zu immer größeren Anlagen ist bis heute nicht abgeschlossen, wodurch zukünftig mit OWEA in Leistungsgrößen über 20 MW gerechnet wird. Dieser Entwicklung zeigt sich auch bei schwimmenden WEA. Die Gründe hierfür liegen in der erhöhten Leistungsproduktion pro Anlage, wodurch weniger WEA für die gleiche Leistungskapazität eines Windparks notwendig sind, was wiederum zu geringen Kosten während der Installation und Betriebsführung führt [83]. Zudem sinken auch die Materialkosten pro MW im Bereich der Plattform und Verankerungsleinen. Die Turbinenkosten erhöhen sich dagegen nur leicht bei steigender Leistungsgröße [84].

Deshalb ist die Methodik des Skalierens von kleineren Referenzanlagentypen auf größere Leistungszahlen auch im Bereich der schwimmenden WEA von großer Bedeutung. Im Folgenden werden klassische Skalierungsregeln und -methoden dargestellt. Der Fokus der Skalierung liegt in dieser Arbeit in der Geometrie des Plattfortmtyps.

Regeln, Methoden und Grenzen von Skalierungen

Das Skalieren von WEA dient der Übertragung bestimmter Anlagenkonfigurationen von beispielsweise einer Leistungsgröße auf eine beliebig weitere. Typische Parameter, die betrachtet werden, sind neben der Leistung, die Geometrie und das Gewicht der Anlage. Daraus folgt auch die Möglichkeit der dynamischen Betrachtung der skalierten Anlage. Das Skalieren basiert auf bestimmten Skalierungsgesetzen, die je nach Anwendungsfall variieren können. Ziel ist es, Skalierungsfaktoren zu erhalten, über die unter Berücksichtigung von bestimmten Parameterbeziehungen andere Konfigurationsparameter wie beispielsweise das Gewicht berechnet werden können. Die Skalierung kann auf verschiedenen Methoden basieren. Die klassische Methode sieht dabei die Berechnung eines Skalierungsfaktors auf Basis des Rotorradius oder der Turbinenleistung vor. Um Skalierungsmethoden zu bewerten, werden oftmals vorhandenen Referenzmodelle in kleinerer Leistungsgröße auf eine höhere Leistungsgröße skaliert, für die auch eine Referenzanlage definiert ist. Somit lässt sich die Plausibilität der Methode einschätzen [85].

Die einfachste Art der Skalierung erfolgt linear und basiert auf der geometrischen Ähnlichkeit. Hier werden alle Dimensionen anhand eines Skalierungsfaktors berechnet. Es gelten folgende Ähnlichkeitsgesetze, die eine lineare geometrische Skalierung vorausgesetzt wird:

1. Die Schnelllaufzahl λ bleibt konstant [85]:

$$\lambda = \frac{\omega_T \cdot R}{u_\infty} \quad (1)$$

Die Gleichung zeigt, dass bei vorausgesetzten gleichen Standortbedingungen eine konstante Windgeschwindigkeit u_∞ herrscht, wodurch die Schnelllaufzahl konstant bleibt.

2. Die Anzahl der Rotorblätter ist gleich, sowie deren Material und Geometrie.

Die aerodynamischen Eigenschaften, die unter anderem die Leistung beeinflussen, müssen durch die gleiche Anzahl und Eigenschaft der Rotorblätter gleichbleiben [85].

3. Die geometrische Ähnlichkeit basiert auf definierten Parameterbeziehungen.

Der Skalierungsfaktor $k_{skaliert}$ ergibt sich aus dem Verhältnis des Rotordurchmessers oder der Leistungsgröße P_{Ref} der Referenzanlage und der zu skalierende Anlage $P_{skaliert}$. Auf Basis dieses Faktors werden nach definierten Beziehungen die Berechnung von verschiedenen Parametern durchgeführt. Allgemeine Skalierungsbeziehung sind dem Anhang

im Kapitel F beigefügt. Aufgrund der quadratischen Beziehung der Leistung, berechnet sich der Skalierungsfaktor $k_{skaliert}$ wie folgt [86]:

$$k_{skaliert} = \sqrt{\frac{P_{skaliert}}{P_{Ref}}} \quad (2)$$

Wichtig zu nennen ist hier das „Square-Cube-Law“. Dieses besagt, dass die Leistung quadratisch zum Rotordurchmesser steigt und die Masse kubisch. Dieses Gesetz ist aus wirtschaftlicher Sicht entscheidend, da durch das kubische Verhalten der Masse, die Kosten für die Materialien auch steigen. Zudem ist es wichtig im Bereich des Transports und Installation der Anlage [85] [87]. Aufgrund der Annahmen hat diese Methode jedoch auch Grenzen in ihrer Genauigkeit. Es werden beispielsweise die Reynoldszahl, der „Wind-Shear-Effekt“, sowie die grundlegende Gleichgewichts- und Stabilitätsanforderungen an die schwimmende Plattform nicht berücksichtigt. Es ist schwierig die realen Lasten der WEA zu skalieren. Zudem fließt die technische Entwicklung der Turbine und Materialien nicht mit in die Berechnung ein, die beispielsweise zur Reduzierung des Gewichts und Material führen können. Eine Skalierung auf Basis der linearen geometrischen Ähnlichkeit führt somit meist zu einem über-konservativen Design, welches optimiert werden kann [88] [89].

Neben der beschriebenen klassischen linearen Skalierungsmethode auf Basis der geometrischen Ähnlichkeit, kommen auch andere Methoden zum Einsatz, um das Design zu optimieren. Im Folgenden werden Skalierungsmethoden für schwimmende WEA aus anderen Veröffentlichungen kurz vorgestellt. Zu erwähnen ist, dass sich die meisten Veröffentlichungen mit dem Design und Skalieren von Semi-Submersible beschäftigen. Zu nennende Autoren, die mehrere Arbeiten zum Skalieren von schwimmenden WEA veröffentlicht haben, sind: Maik Leimeister, J. George, Jeffrey Wu, Yuka Kikuchi und Takeshi Ishihara.

Leimeister führt vor der eigentlichen Skalierung, eine Design Optimierung der Referenzanlage unter der Annahme durch, dass die Geometrie übermäßig solide ausgelegt wurde. Es werden drei Skalierungsfaktoren eingeführt, die sich auf die natürliche Periode in Heave-Bewegung, der Verkleinerung des Durchmessers der Hauptsäule der Plattform und des nominalen Pitch-Winkels beziehen. Die anschließende optimierte Plattform wird nun nicht nach der Leistung skaliert, wie zuvor beschrieben, sondern auf Grundlage der Turbinenmasse. Zudem werden zwei weitere Skalierungsfaktoren auf Basis der Hauptsäule der Plattform und des oberen Säulendurchmessers berechnet [89]. In einer weiteren Veröffentlichung basiert die Skalierung auf der klassischen linearen geometrischen Ähnlichkeitsmethode durch das Verhältnis der Leistung. Es werden jedoch weitere Randbedingungen definiert. Diese beziehen sich auf den

Durchmesser der Hauptsäule und der Nabenhöhe. Somit folgt die Skalierung des Turmes auf Basis eines weiteren Skalierungsfaktors [90].

George skaliert auf der Grundlage des Massenverhältnis der Turbinen. Zudem legt er den Tiefgang als konstante Randbedingung mit Blick auf die vorhandene Hafeninfrastuktur fest, um den Bau im Trockendock zu ermöglichen [91].

Kikuchi und Ishihara skalieren ebenfalls auf Basis der Massen der Turbinen. Jedoch wird dieser Faktor nicht für die Hochskalierung nach geometrischer Ähnlichkeit benutzt. Sie nutzen diesen Skalierungsfaktor, um die Verschiebung des hochskalierten Semi-Submersibles zu bestimmen. Anschließend wird daraus die Skalierung des Radius der Säulen im Halbtaucher berechnet. Mit der Software FAST, wird der Abstand zwischen den Säulen ermittelt, um den Skalierungsfaktor des maximalen Kippmoments zu ermitteln. Der Tiefgang wurde nicht berücksichtigt [84].

Wu kombiniert die Ergebnisse der vorher genannten Autoren und setzt konstante Randbedingungen wie Tiefgang und Freibord und skaliert nur die horizontalen Abmessungen der Plattform. In seiner ersten Methode werden sowohl der Radius der Plattformssäulen als auch der Abstand zwischen ihnen skaliert, während bei der zweiten Methode lediglich der Abstand zwischen den Säulen skaliert wird. Das Verankerungssystem wird nicht berücksichtigt, da es sich um ein Catenary-System handelt, das die hydrostatische Stabilität kaum beeinflusst [92].

Da in dieser Arbeit die schwimmenden Konzepte nur auf ihrer technischen Machbarkeit geprüft werden sollen und keine Simulationen des dynamischen Verhaltens durchgeführt werden, wird eine einfache Skalierung auf Basis geometrischer Ähnlichkeit anhand der Leistung als Methode ausgewählt. Der Fokus liegt auf der Veranschaulichung der Größenordnungen schwimmender Plattformkonzepte und ihren möglichen Einsatz in flachen Gewässern, wie der deutschen Nordsee. In zukünftigen Arbeiten wäre es sinnvoll, gewisse potenziell machbare Konzepte optimiert zu skalieren und anschließend mit Simulationssoftwares dynamisch zu betrachten. Um Skalierungen durchzuführen, werden Referenzanlagen benötigt, auf deren Basis die geometrischen Maße mit dem Skalierungsfaktor hochskaliert werden. Im Folgenden werden veröffentlichte Referenzanlagen dargestellt.

Allgemeine Referenzanlagen

Referenzanlagen werden von verschiedenen Institutionen veröffentlicht. Diese dienen als Vergleichsgrundlage für Skalierungsmethoden. Ein zentrales Institut ist das „National

Renewable Energy Laboratory“, kurz NREL. NREL hat mehrere Referenz Windturbinen für die Offshore-Anwendung veröffentlicht. Ältere Referenz-Windturbinen liegen im Bereich von 5MW, neuere Anlagen bei 15MW [93] [94].

In der Vergangenheit wurden einige Referenz-Windturbinen veröffentlicht, die im Bereich der Offshore-Entwicklung als Vergleichsgrundlage dienen. Referenzanlagen, die im Zusammenhang mit der Skalierung von schwimmenden WEA in mehreren Studien genannt werden sind:

- NREL 5 MW Referenz-Windturbine für Offshore-System-Entwicklung [93]
- IWES IWT- 7.5-164 (Fraunhofer IWES 7.5 MW) [95]
- DTU 10 MW Referenz-Windturbine [96]
- NREL IEA-15-240-RWT [94]

Es sind auch andere Referenzanlagen von weiteren Institutionen veröffentlicht, jedoch werden die oben genannten, am meisten in Studien zu Skalierungsmethoden verwendet. Im Bereich der schwimmenden Plattformstrukturen, ist das DeepCWind Projekt mit der Offshore Code Comparison Collaboration (OC3 und OC4) zu nennen [92]. Das Projekt OC3 wurde im Rahmen der IEA Wind Task 23 veröffentlicht und definiert 3 Modelle für bodenfeste WEA und ein Modell für schwimmende WEA. Außerdem wurden unter dem DeepCWind Projekt Testdaten für die Validierung von Modellierungstools von schwimmenden WEA erhoben. Betrachtet wurden Spar, Semi-Submersible und TLP. Unter dem Projekt OC3 wurde anschließend auf Basis der NREL 5 MW Referenz-Windturbine eine Referenzanlage für ein Spar-Konzept definiert. Im Projekt OC4 wurde eine Semi-Submersible-Referenzanlage veröffentlicht, ebenfalls für die Leistungsgröße von 5MW. Im Rahmen des DeepCWind Projektes wurde zudem ein Prototyp namens „VolturnUS“ einer schwimmenden WEA mit 6 MW im Maßstab von 1:8 entwickelt und hergestellt. Dieser wurde 2013 in den USA in Betrieb genommen. Auf Basis dieses Prototyps und der NREL 15 MW Referenz-Windturbine wurde die Referenzanlage „VolturnUS-S“, eine schwimmende 15 MW WEA mit Semi-Submersible Plattform entwickelt und 2020 veröffentlicht [92].

Referenzanlagen für schwimmende Plattformen

Tension-Leg-Plattform

Es gibt nur wenige Studien, die sich mit dem Design und Skalieren von TLP im Bereich schwimmender WEA beschäftigen. Diese basieren meist auf allgemeinen Referenzanlagen wie der NREL 5 MW [97]. Eine offiziell veröffentlichte Referenz-Plattform einer TLP von

Institutionen wie der NREL ist nicht vorhanden. Es gibt jedoch, wie bereits erwähnt, unter dem Projekt DeepCWind eine Veröffentlichung eines skalierten TLP-Modells [98]. Diese Parameter könnten bei einer Skalierung als Referenz gelten. Das Design und die geometrischen Abmaße sind in folgender Abbildung dargestellt. Das Modell hat die Leistungsgröße 5 MW und basiert auf der NREL 5MW Referenzanlage.

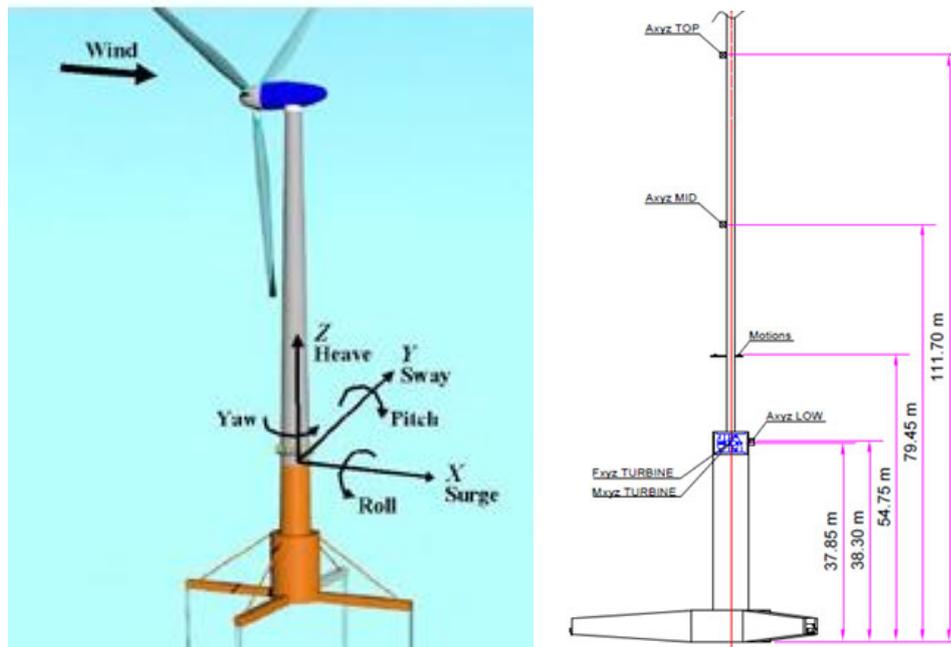


Abbildung 16: Modell TLP der NREL [98]

TLP Dimensions	
Mass with Turbine (metric ton (mt))	1,361
Displacement (mt)	2,840
Draft (m)	30.0
Center of Mass above Keel (m)	64.1
Mooring Spread Diameter (m)	60.0
Roll Radius of Gyration (m)	52.6
Pitch Radius of Gyration (m)	52.7

Abbildung 17: Abmaße der Plattform [98]

Es ist ein Tiefgang von 30 Metern bei einer Anlagengröße von 5 MW festzustellen. Eine weitere Design-Studie von Bachynski und Moan, gibt einen Tiefgang je nach Design von über 23 bis ca. 53 Metern für eine 5 MW Anlage an [97]. Es sind weitere Design-Studien veröffentlicht.

Spar

Das NREL veröffentlichte unter dem DeepCWind Projekt die Referenzanlage OC3-Hywind mit Spar-Design passend für die Referenzwindturbine NREL 5 MW [99]. Der 2010 veröffentlichte Bericht liefert Eigenschaften zur Geometrie des Turms, der Plattform und des

Verankerungssystems. Zudem wird das hydrodynamische Verhalten und das Steuerungssystem definiert. Die Anlage ist in folgender Abbildung 18 dargestellt. Die Verankerung erfolgt durch ein Catenary-System, bestehend aus drei Verankerungsleinen.

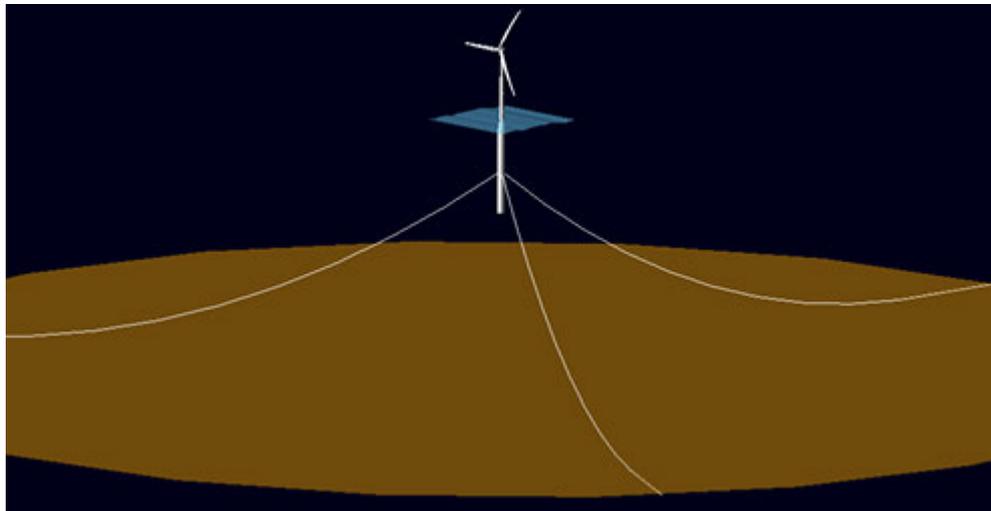


Abbildung 18: OC3-Hywind Referenzanlage [99]

Die geometrischen Eigenschaften der Plattform werden für die 5 MW Anlage wie folgt angegeben.

Depth to Platform Base Below SWL (Total Draft)	120 m
Elevation to Platform Top (Tower Base) Above SWL	10 m
Depth to Top of Taper Below SWL	4 m
Depth to Bottom of Taper Below SWL	12 m
Platform Diameter Above Taper	6.5 m
Platform Diameter Below Taper	9.4 m
Platform Mass, Including Ballast	7,466,330 kg
CM Location Below SWL Along Platform Centerline	89.9155 m
Platform Roll Inertia about CM	4,229,230,000 kg·m ²
Platform Pitch Inertia about CM	4,229,230,000 kg·m ²
Platform Yaw Inertia about Platform Centerline	164,230,000 kg·m ²

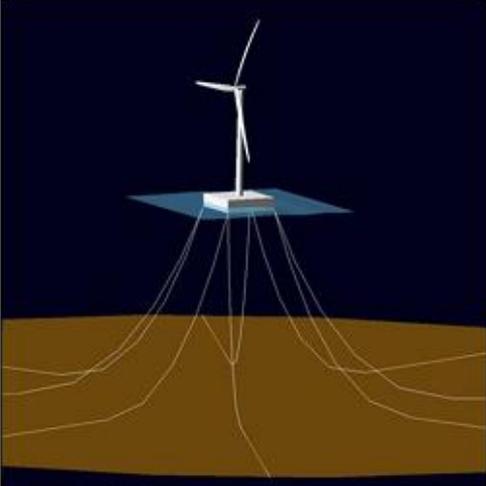
Abbildung 19: Geometrische Eigenschaften der OC3-Hywind Referenzplattform [99]

Zu erkennen ist der sehr große Tiefgang von 120 Metern für eine 5 MW Anlage. Es gibt weitere Design-Studien in Bezug auf Spar-Plattformen.

Barge

ITI Energy hat eine Referenzanlage für eine Barge-Plattform für eine 5 MW-Windturbine definiert. Für eine möglichst einfache Fertigung ist die Plattform quadratisch konzipiert. Um die Stabilität zu erhöhen, wird die Plattform mit Meerwasser beschwert. Zudem ist in der Mitte der Plattform ein „Moonpool“ integriert, um die Wellenenergie zu absorbieren. Die Verankerung

erfolgt nach dem Catenary-System durch acht Verankerungsleinen. Die Anlage und die geometrischen Eigenschaften sind in folgender Abbildung 20 dargestellt [100].



Size (W×L×H)	40 m × 40 m × 10 m
Moon pool (W×L×H)	10 m × 10 m × 10 m
Draft, Freeboard	4 m, 6 m
Water Displacement	6,000 m ³
Mass, Including Ballast	5,452,000 kg
CM Location below SWL	0.281768 m
Roll Inertia about CM	726,900,000 kg·m ²
Pitch Inertia about CM	726,900,000 kg·m ²
Yaw Inertia about CM	1,453,900,000 kg·m ²
Anchor (Water) Depth	150 m
Separation between Opposing Anchors	773.8 m
Unstretched Line Length	473.3 m
Neutral Line Length Resting on Seabed	250 m
Line Diameter	0.0809 m
Line Mass Density	130.4 kg/m
Line Extensional Stiffness	589,000,000 N

Abbildung 20: Barge-Referenzanlage von ITI Energy [100]

Der Tiefgang ist mit Abstand am geringsten im Vergleich zu den anderen Konzepten und beträgt für eine 5 MW-Anlage nur 4 Meter. Dieser wird durch das Ballastieren mit Meereswasser erreicht. Der Referenzstandort, für der die Plattform dynamische ausgelegt ist, befindet sich nord-östlich der Shetland Inseln vor der Küste Schottlands [100]. Die Referenzanlage ist zwar bereits über 10 Jahre alt. Trotzdem basieren die meisten auch kürzlich veröffentlichten Designstudien im Bereich der Barge-Plattformen auf dieser Referenzanlage [101].

Das bereits in Frankreich in Betrieb genommene „Damping-Pool“ Design der Firma BW Ideol liefert auch geometrische Referenzdaten für eine Barge-Plattform. Die Eigenschaften beziehen sich auf eine Anlage mit 6 MW. Im Vergleich zur zuvor genannten Referenzanlage von ITI Energy, ist die WEA an einer Seite der quadratischen Plattform positioniert. Zudem ist ein größerer „Moonpool“ vorhanden. Die Anlage und die geometrischen Daten sind in folgender Abbildung 21 dargestellt. Der Tiefgang ist dabei abhängig von Ballast und unterscheidet sich je nach Betriebsstandort. Die Tiefe der Plattform beträgt zwischen 10 und 11 Metern.



	<u>Concrete</u>	<u>Steel</u>
Breadth	47m	45m
Moonpool width	27m	27m
Depth	10.5m	11m
Displacement	10'900t	10'000t
Waterplane area	1'380m ²	1'300m ²

Abbildung 21: "Damping Pool"-Design von BW Ideal [102]

Eine weitere Referenzanlage ist die MIT / NREL Barge, welche auf der NREL 5 MW-Referenzanlage basiert. Die Plattform hat eine zylindrische Form und wird durch vier Spannseile nach dem Taut-System verankert. Die geometrischen Daten sind in folgender Abbildung dargestellt. Der Tiefgang beträgt 5 Meter [100].

Diameter, Height	36 m, 9.5 m
Draft, Freeboard	5 m, 4.5 m
Water Displacement	5,089 m ³
Mass, Including Ballast	4,519,150 kg
CM Location below SWL	3.88238 m
Roll Inertia about CM	390,147,000 kg·m ²
Pitch Inertia about CM	390,147,000 kg·m ²
Yaw Inertia about CM	750,866,000 kg·m ²
Anchor (Water) Depth	200 m
Separation between Opposing Anchors	436 m
Unstretched Line Length	279.3 m
Neutral Line Length Resting on Seabed	0 m
Line Diameter	0.127 m
Line Mass Density	116.0 kg/m
Line Extensional Stiffness	1,500,000,000 N

Abbildung 22: Geometrische Eigenschaften der MIT / NREL Barge 5 MW [100]

Es sind weitere Design-Studie zu Barge-Plattformen veröffentlicht.

Semi-Submersible

Wie bereits erwähnt, überwiegt die Datenlage zu Design-Studien und Referenzanlagen der Semi-Submersible Plattformen im Vergleich zu den anderen Typen. Die in Design-Studien am häufigsten verwendeten Referenzanlagen sind die OC4 und die VoltturnUS-S-Plattform, welche beide vom NREL veröffentlicht wurden.

Die OC4 Plattform wurde 2014 veröffentlicht und ist für die NREL 5 MW Referenzwindturbine ausgelegt. Der Bericht definiert die allgemeinen Eigenschaften des Turmes, der Plattform und des Verankerungssystems. Zudem werden die hydrodynamischen Eigenschaften der Plattform sowie das Steuerungssystem definiert. Wie in folgender Abbildung 23 zu erkennen, besteht die Plattform aus drei Säulen, welche in einem Dreieck angeordnet und verbunden sind. Die WEA befindet sich mittig auf der kleineren Hauptsäule der Plattform. Die an den drei äußeren Säulen zu sehende größere Durchmesser mit einer Höhe von 6 Metern, sorgen für eine verbesserte Stabilität, vor allem in Heave-Richtung. Zudem werden sie mit Meereswasser ballastiert [103]. Weitere geometrische Daten der Plattform sind dem Anhang in Kapitel G beigefügt.

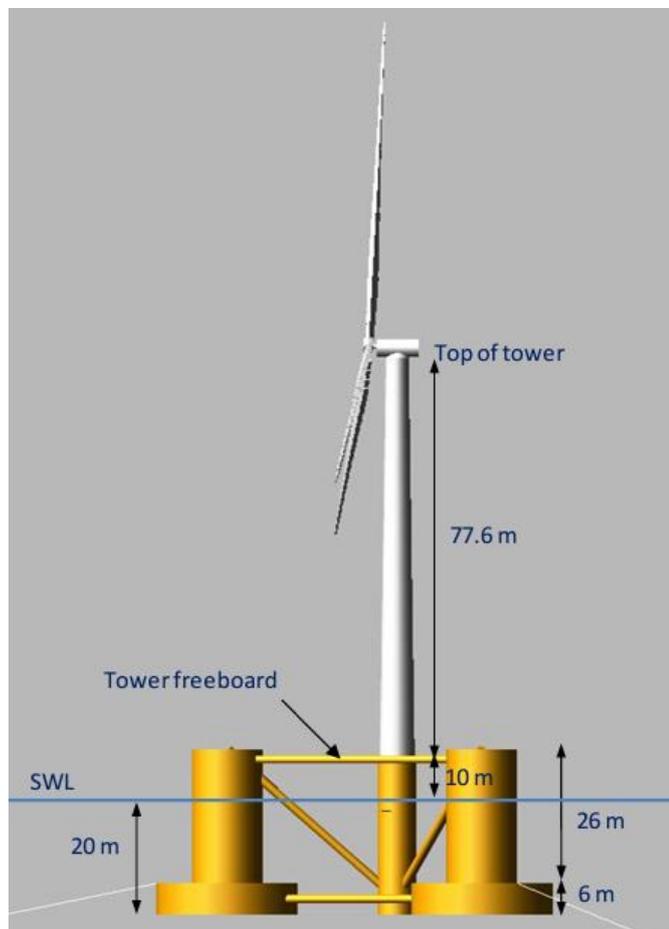


Abbildung 23: OC4-Referenzanlage Semi-Submersible [103]

Weitere zu nennende Referenzanlagen für die Leistungsgröße 5 MW sind die CSC-Semi-Submersible-Anlage und die Windfloat-Plattform. Die CSC-Referenzanlage, ähnelt von der Konstruktion her, der VolturnUS-S Plattform und wurde im norwegischen Forschungszentrum für Offshore Wind Technologie (NOWITECH) entwickelt. Das Windfloat Design sieht auch drei

Zylinder vor und ähnelt der OC4 Plattform, jedoch ist die WEA nicht mittig, sondern auf einem der äußeren Zylindern platziert. Das Windfloat Design ist in Portugal seit 2020 im Einsatz [104].

Die VoltturnUS-S Plattform ist für die Referenzanlage IEA-15-240-RWT ausgelegt und wurde 2020 vom NREL veröffentlicht. Die Leistungsgröße beträgt 15 MW und ist somit im Vergleich zu den anderen beschriebenen Referenzanlagen mit Abstand am größten und modernsten. Die Grundstruktur der Plattform, mit drei im Dreieck angeordneten äußeren Säulen und einer mittigen Säule auf der sich die WEA befindet, ähnelt dabei der OC4-Plattform [105]. Die Plattform ist in folgender Abbildung 24 zu erkennen. Eine weitere Ansicht ist dem Anhang unter Kapitel H beigefügt.

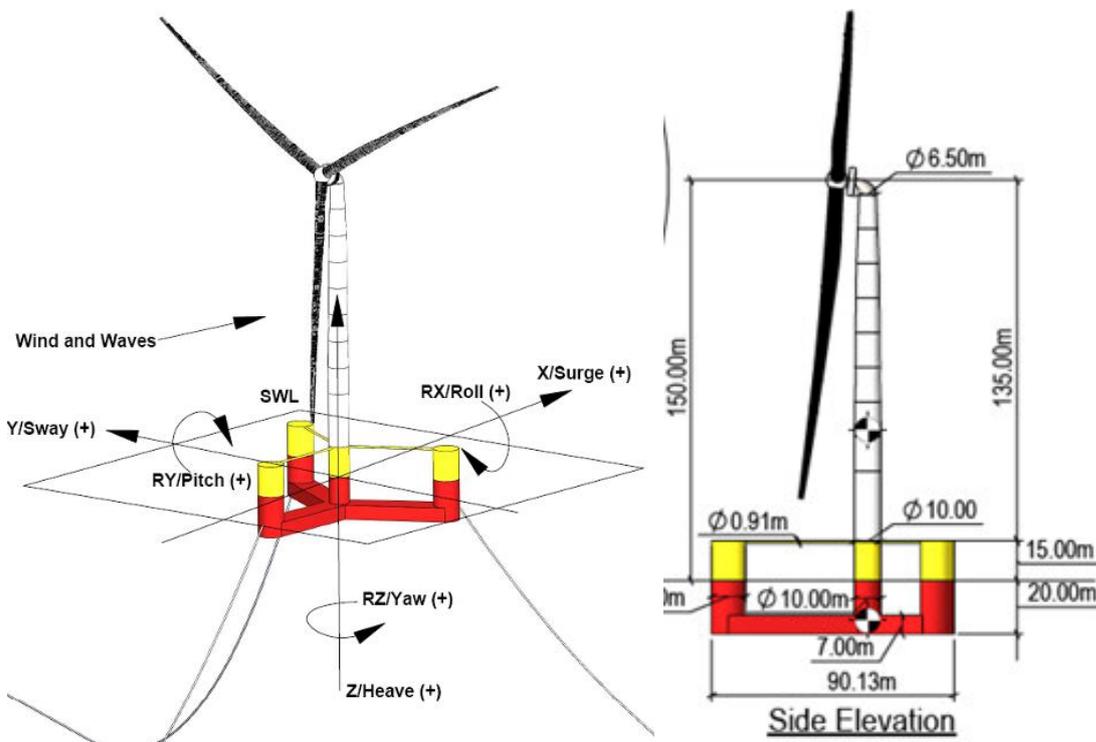


Abbildung 24: VoltturnUS-S 15 MW Referenzanlage Semi-Submersible [105]

Die Plattform wird durch drei Verankerungsleinen nach dem Catenary-System befestigt. Die Dimensionen des Verankerungssystems sind für einen Betrieb in 200 Metern Wassertiefe ausgelegt und haben hier einen Radius von 837,6 Metern, gemessen von der mittigen Hauptsäule bis zu den Anker. Die Plattform hat wie in Abbildung 25 zu erkennen einen Tiefgang von 20 Metern. Weitere allgemeine Eigenschaften der Plattform sind der folgenden Abbildung zu entnehmen. Zu erwähnen ist, dass die Plattform den gleichen Tiefgang wie die OC4-Plattform hat, jedoch eine 10 MW größere Windturbine unterstützt. Dies verdeutlicht neben der technischen Entwicklung, auch die Möglichkeit zur Anpassung und Optimierung der Plattform-Geometrie, auch bedingt durch das strukturelle Design.

Parameter	Units	Value
Turbine Rating	MW	15
Hub Height	m	150
Excursion ¹ (Length, Width, Height)	m	90.1, 102.1, 290.0
Platform Type		semisubmersible
Freeboard	m	15
Draft	m	20
Total System Mass	t	20,093
Platform Mass	t	17,839
Tower Mass	t	1,263
RNA Mass	t	991
Water Depth	m	200
Mooring System	-	Three-line chain catenary

Abbildung 25: Allgemeine Eigenschaften der VoltumUS-S Referenzanlage [105]

Skalierung der vier Plattfortmtypen

Die in dieser Arbeit durchzuführende Skalierung dient lediglich einer Einschätzung der Größenordnung der verschiedenen Plattfortmen für höhere Leistungsgrößen. Es werden ausschließlich Leistungsgrößen von 15 MW, 20 MW und 25 MW betrachtet, da diese Leistungsgröße in für die nächsten Jahre geplanten Projekten von bodenfesten Offshore-Windparks aus wirtschaftlichen Gründen zum Einsatz kommen. Somit ist der Trend zu größeren Windturbinen ebenfalls im Bereich von schwimmenden Anlagen zu erwarten, weshalb eine Skalierung von kleineren Anlagen als nicht sinnvoll erscheint. Ein wichtiger Parameter im Bereich der Geometrie, ist vor allem der Tiefgang, auf Grund des Einsatzes in der Nordsee. Die ausschließliche deutsche Wirtschaftszone in der Nordsee hat eine ungefähre Spitzen-Wassertiefe von 60 Metern. Die tieferen Zonen sind jedoch hauptsächlich zwischen 40 und 50 Meter tief, weshalb der Tiefgang der Plattfortmen in Bezug auf diese Wassertiefen kritisch betrachtet wird [23]. Aber auch weitere Parameter, wie die Breite und Länge der Plattfortm, sowie das Gewicht sind für die notwendige Hafeninfrastruktur von Bedeutung.

Die verwendete Methode der Skalierung basiert auf der einfachen linearen geometrischen Ähnlichkeit. Somit werden Skalierungsfaktoren auf Grundlage des Verhältnisses der Leistungsgröße nach der Formel (2) berechnet.

Das Gewicht einer Plattfortm berechnet sich nach dem Square-Cube-Law wie folgt:

$$m_{\text{Plattfortm,skaliert}} = m_{\text{Plattfortm,Ref}} \cdot k_{\text{skaliert}}^3 \quad (3)$$

Tension-Leg

Eine vollständige Skalierung der Tension-Leg-Plattform wird aufgrund des bereits sehr großen Tiefgangs von 30 Metern der Referenzanlage, die für eine geringe Leistungsgröße von 5 MW ausgelegt ist, nicht durchgeführt. Eine weitere recherchierte Designstudie geht von ähnlichen Tiefgängen in gleicher Leistungsgröße aus [97]. Für eine Skalierung der Plattform von 5 MW auf 15 MW würde sich nach Formel (2) ein Skalierungsfaktor von $k_{skaliert.TLP,5\ auf\ 15} = 1,732$ ergeben. Zur Veranschaulichung würde der Tiefgang für eine 15 MW Anlage somit ungefähr: $T_{TLP,15\ MW} = 30\ m * 1,732 = 51,96\ m$ betragen, welches in der deutschen Nordsee aufgrund der durchschnittlichen Gewässertiefen technisch nicht umsetzbar ist. Deshalb lässt sich die Aussage treffen, das TLP für die deutsche Nordsee uninteressant erscheinen. Es ist jedoch anzumerken, dass durch Designoptimierungen ein geringerer Tiefgang möglich wäre und die Referenzen bereits über 10 Jahre alt sind. Durch optimierte Skalierungsmethoden und einer Referenzanlage, welche auf dem neusten Stand der technischen Entwicklung basiert, wären geringere Tiefgänge möglich. Ob der Tiefgang sich jedoch so stark reduzieren würde, sodass TLP in der Nordsee als interessant gelten und gleichzeitig die Breite der Plattform nicht zu groß wird, bleibt fraglich. Weiterhin wurde in der Marktübersicht in Kapitel 3 festgestellt, dass TLP keine große Relevanz zugeschrieben wird.

Spar

Es wird ebenfalls keine Skalierung der Spar-Plattform durchgeführt. Die Spar-Plattformen haben durch das Stabilisierungsprinzip einen konstruktiv bedingten noch größeren Tiefgang als TLP. Die vorgestellte OC3-Referenzanlage mit 5 MW hat bereits einen Tiefgang von 120 Metern. Ein weiteres Beispiel sind die Anlagen des Windparks Hywind Tampen. Die Plattformen der 8 MW Anlagen haben einen Tiefgang von über 100 Metern [106], wodurch sich ein Einsatz in der Nordsee ausschließt. Es ist anzumerken, dass der Tiefgang der Referenzanlage OC3 von 5 MW etwas größer ist als die größeren 8 MW Anlagen von Hywind Tampen. Dies verdeutlicht die Variabilität der geometrischen Größen, durch Designoptimierung und technischer Entwicklung. Es ist jedoch festzuhalten, dass Spar-Plattformen einen sehr großen Tiefgang für die Stabilität benötigen, weshalb sie für die deutsche Nordsee in relevanter Leistungsgröße eindeutig nicht umsetzbar sind.

Barge

Für die Skalierung der Barge-Plattform, wird die 5 MW Referenzanlage des ITI Energy Centers verwendet. Diese Auswahl wird getroffen, da eine gute Datenlage zu der Geometrie und Dynamik vorhanden ist. Im Vergleich zum „Damping-Pool“ Konzept ist die Veröffentlichung

zwar älter, jedoch unterscheiden sich die geometrischen Dimensionen in Bezug auf die Leistungsgröße kaum.

Es ergeben sich folgende Skalierungsfaktoren auf Basis der Formel (2) für die verschiedenen Verhältnisse der Leistungsgrößen:

1. Verhältnis: 15 MW zur 5 MW Referenz:

$$k_{ITI,barge,5\ auf\ 15} = \sqrt{\frac{15\ MW}{5\ MW}} = 1,732 \quad (4)$$

2. Verhältnis 20 MW zur 5 MW Referenz:

$$k_{ITI,barge,5\ auf\ 20} = \sqrt{\frac{20\ MW}{5\ MW}} = 2 \quad (5)$$

3. Verhältnis 25 MW zur 5 MW Referenz:

$$k_{ITI,barge,5\ auf\ 25} = \sqrt{\frac{25\ MW}{5\ MW}} = 2,236 \quad (6)$$

Die Skalierung der geometrischen Maße der Referenzanlage erfolgt auf die Leistungsgrößen 15 MW, 20 MW und 25 MW. Dafür werden die Skalierungsfaktoren $k_{ITI,barge,5\ auf\ 15} = 1,732$, $k_{ITI,barge,5\ auf\ 20} = 2$ und $k_{ITI,barge,5\ auf\ 25} = 2,236$ verwendet. Um die Geometrie der Plattform zu veranschaulichen, wird die Referenzplattform in der CAD-Software CREO nachmodelliert und anschließend über die Skalierungsoption anhand der zuvor genannten Faktoren skaliert. Die Ergebnisse der Skalierung sind in folgenden Abbildungen 26 bis 29 zu erkennen. Es sind zudem die wichtigsten Maße angegeben. Außerdem wurde die Wasserlinie (blaue Ebene) und der Meeresboden (braune Ebene) eingefügt. Die Wassertiefe ist mit 50 Metern angegeben. Es ist jedoch anzumerken, dass dieser Wert optimistisch festgelegt wurde, was bedeutet, dass viele attraktive Offshore-Wind-Standorte, auch in Bezug auf die Küstennähe, eine geringere Wassertiefe von 30 bis 50 Metern haben.

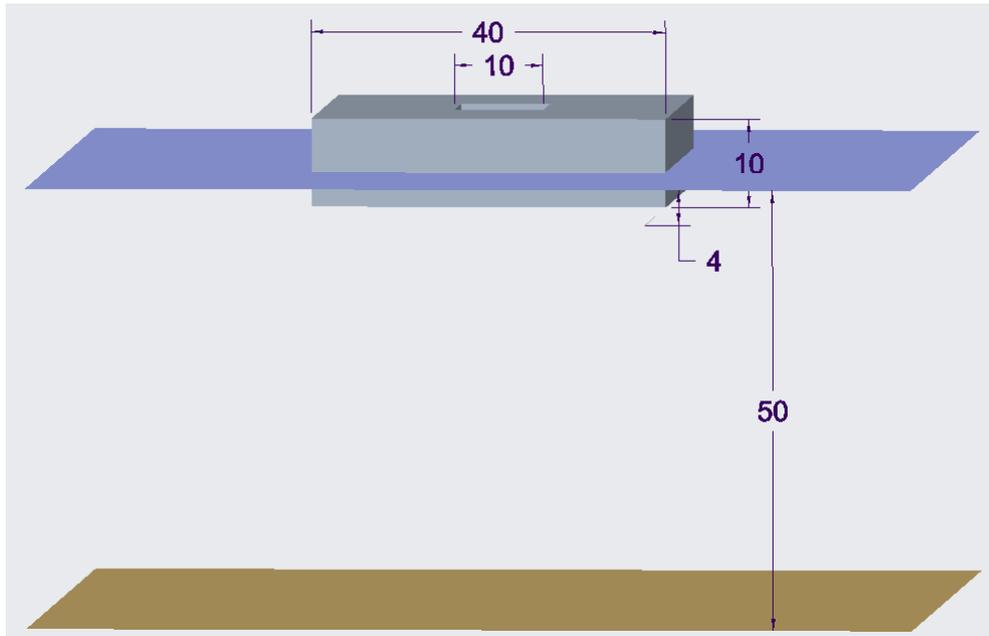


Abbildung 26: Barge 5 MW Referenzplattform

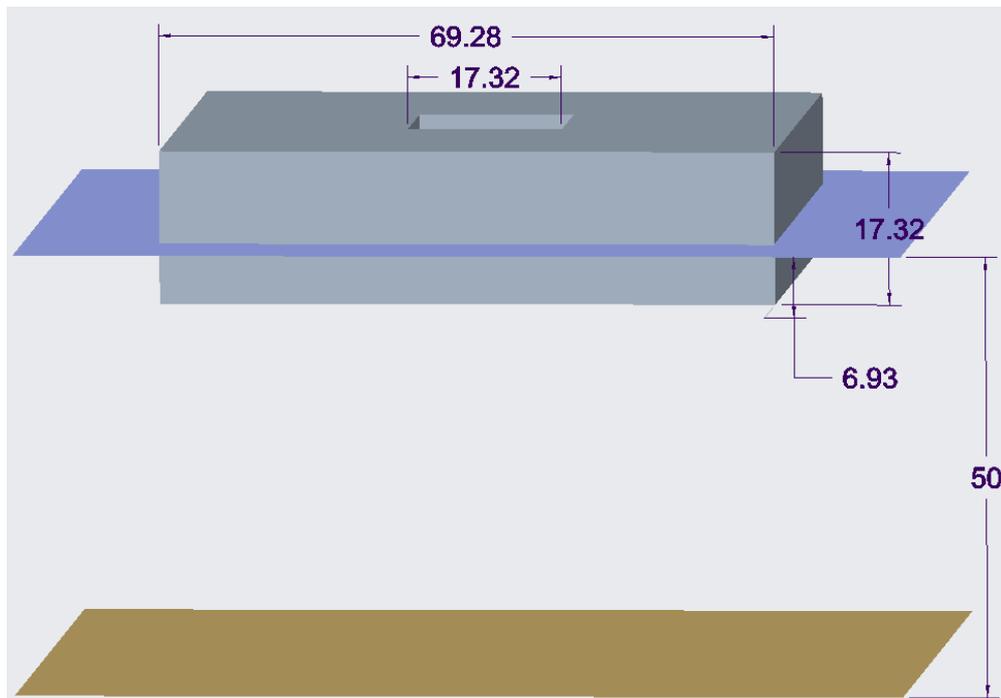


Abbildung 27: Skalierte 15 MW Barge-Plattform

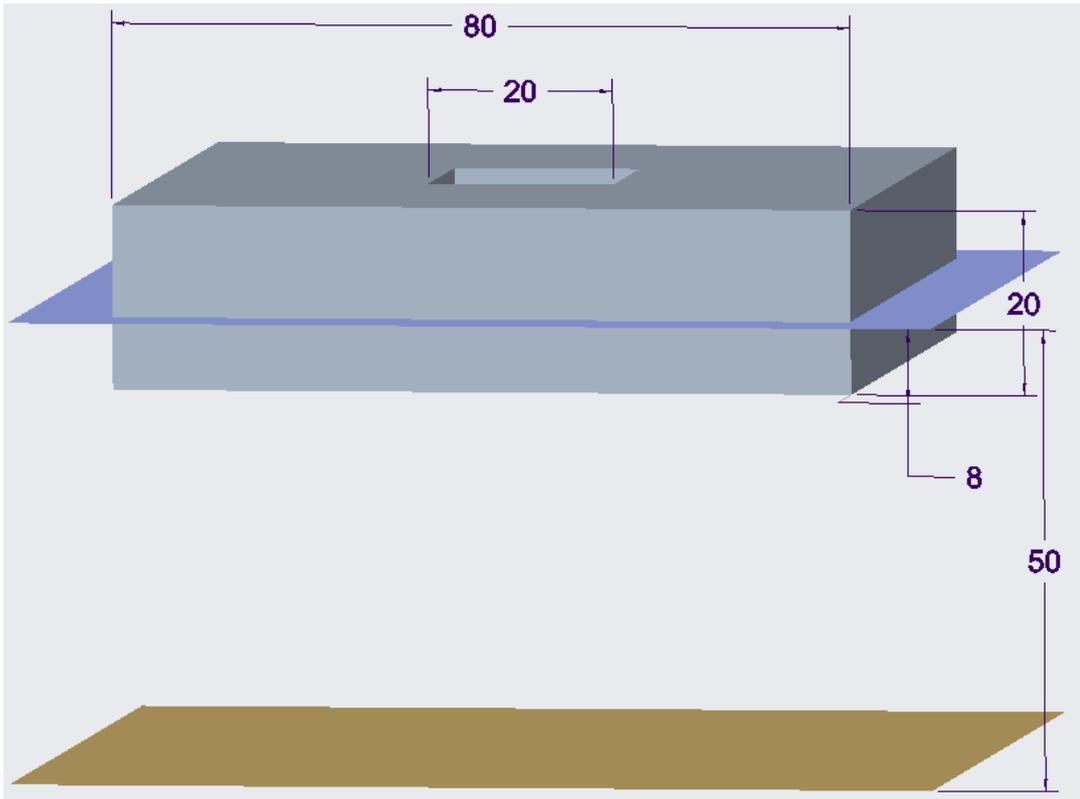


Abbildung 28: Skalierte 20 MW Barge-Plattform

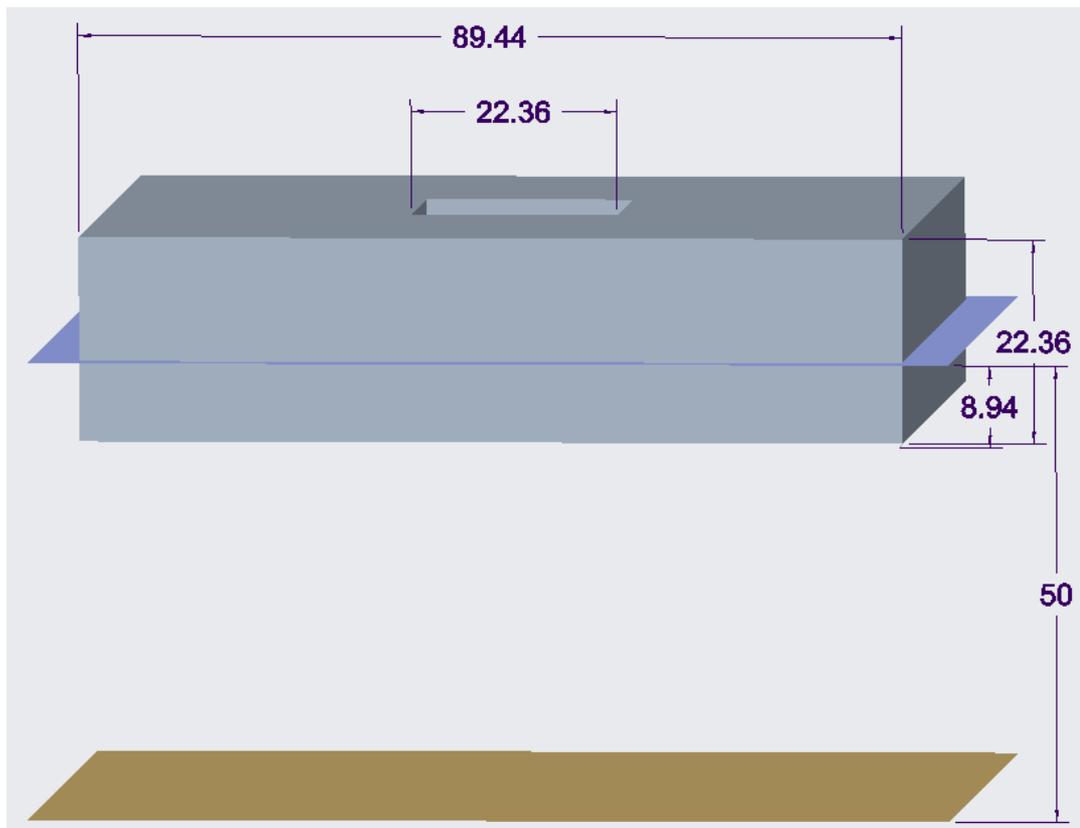


Abbildung 29: Skalierte 25 MW Barge-Plattform

Die Abbildungen veranschaulichen die geometrischen Dimensionen der jeweiligen Skalierungsetappen. Das Argument des geringen Tiefgangs, was für eine Barge-Plattform in flachen Gewässern spricht, ist deutlich zu erkennen. Bei der maximal skalierten Leistungsgröße von 25 MW beträgt dieser knapp 9 Meter. Dies ist im Vergleich zu den Spar und TLP sehr gering. Die Breite der quadratischen Plattform beträgt 89,44 Meter, diese muss in Bezug auf die verfügbare Hafeninfrastuktur kritisch betrachtet werden. Aufgrund der massiven Konstruktion, ist zudem das Gewicht der Plattform zu betrachten. Hierbei ist zu erwähnen, dass dieses vom Ballast abhängig ist, der den notwendigen Tiefgang und die dynamischen Eigenschaften für den jeweiligen Standort ermöglicht. Das Gewicht wird auf Basis der Referenzanlage nach der Formel (3) berechnet:

1. Gewicht skalierte 15 MW-Plattform:

$$m_{ITI,barge,15} = 5.452t \cdot 1,732^3 = 28.326,93 t \quad (7)$$

2. Gewicht skalierte 20 MW-Plattform:

$$m_{ITI,barge,20} = 5.452t \cdot 2^3 = 43.616 t \quad (8)$$

3. Gewicht skalierte 25 MW-Plattform:

$$m_{ITI,barge,25} = 5.452t \cdot 2,236^3 = 60.949,65 t \quad (9)$$

Durch das kubische Verhalten ist der starke Anstieg des Gewichts bei höheren Leistungsklassen zu erkennen. Das Gewicht verdoppelt sich dabei in etwa von 15 MW auf 25 MW. Es ist jedoch anzumerken, dass der Ballast, der für den dargestellten Tiefgang notwendig ist mit in das Gewicht eingerechnet ist. Somit müsste die Masse der Stahlkonstruktion separat betrachtet werden, um beispielsweise notwendige Kranleistungen im Hafen zu beurteilen. Da keine Angabe zur Masse der Plattform ohne Ballast vorhanden ist und ein Vergleich zur Semi-Submersible-Plattform sinnvoll ist, wird hierfür das „Damping-Pool“ Design mit Stahl verwendet. Es ergeben sich folgende Skalierungsfaktoren für die 6 MW „Damping-Pool“ Referenzplattform.

1. Verhältnis: 15 MW zur 6 MW Referenz:

$$k_{DP,6 \text{ auf } 15} = \sqrt{\frac{15 \text{ MW}}{6 \text{ MW}}} = 1,581 \quad (10)$$

2. Verhältnis 20 MW zur 6 MW Referenz:

$$k_{DP,6 \text{ auf } 20} = \sqrt{\frac{20 \text{ MW}}{6 \text{ MW}}} = 1,826 \quad (11)$$

3. Verhältnis 25 MW zur 6 MW Referenz:

$$k_{DP,6 \text{ auf } 25} = \sqrt{\frac{25 \text{ MW}}{6 \text{ MW}}} = 2,041 \quad (12)$$

Daraus resultiert das Gewicht ohne Ballast für das skalierte „Damping-Pool“ Design mit Stahl:

1. Gewicht skalierte „Damping-Pool“ Plattform 15 MW

$$m_{DP,barge,oB,15} = 2.200 \text{ t} \cdot 1,581^3 = 8693,97 \text{ t} \quad (13)$$

2. Gewicht skalierte „Damping-Pool“ Plattform 20 MW

$$m_{DP,barge,oB,20} = 2.200 \text{ t} \cdot 1,826^3 = 13.394,45 \text{ t} \quad (14)$$

3. Gewicht skalierte „Damping-Pool“ Plattform 25 MW

$$m_{DP,barge,oB,25} = 2.200 \text{ t} \cdot 2,041^3 = 18.704,74 \text{ t} \quad (15)$$

Semi-Submersible

Für die Betrachtung der Leistungsgrößen 15 MW, 20 MW und 25 MW für Semi-Submersible Plattformen, wird als Referenzanlage die VoltornUS-S Plattform für 15 MW Anlagen verwendet. Diese wird gewählt, da die Anlage im Vergleich zu den anderen Referenzanlagen am aktuellsten ist und alle notwendigen Daten liefert, welches eine aussagekräftige Skalierung ermöglicht. Es ergeben sich folgende Skalierungsfaktoren für die verschiedenen Verhältnisse der Leistungsgrößen:

1. Verhältnis 20 MW zur 15 MW Referenz:

$$k_{semi,15 \text{ auf } 20} = \sqrt{\frac{20 \text{ MW}}{15 \text{ MW}}} = 1,155 \quad (16)$$

2. Verhältnis 25 MW zur 15 MW Referenz:

$$k_{semi,15 \text{ auf } 25} = \sqrt{\frac{25 \text{ MW}}{15 \text{ MW}}} = 1,291 \quad (17)$$

Es wird somit von der Referenzanlage auf 20 MW und 25 MW hochskaliert. Dafür werden die Skalierungsfaktoren $k_{semi,15 \text{ auf } 20} = 1,155$ und $k_{semi,15 \text{ auf } 25} = 1,291$ aus den Formeln (16) und (17) verwendet. Das Gewicht errechnet sich nach der Formel (3). Um die Geometrie der Plattform zu veranschaulichen, wird die Referenzplattform in CREO nachmodelliert und anschließend über die Skalierungsoption anhand der zuvor genannten Faktoren skaliert. Die Ergebnisse der Skalierung sind in folgenden Abbildungen 30 bis 32 zu erkennen. Es sind zudem die wichtigsten Maße angegeben. Außerdem wurde die Wasserlinie (blaue Ebene) und der Meeresboden (braune Ebene) eingefügt. Im Anhang ist zudem die Seitenansicht der skalierten Plattformen in Kapitel I dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Tiefgang von 20 Metern auf 23,09 Meter für 20 MW und auf 25,82 Meter für 25 MW steigt. Die Breite der Plattform nimmt dabei von 102,13 Meter auf insgesamt 131,85 Meter zu. Die im Vergleich zur Barge-Plattform größeren Dimensionen der Breite und des Tiefgangs sind kritisch zu betrachten. Gerade die 131,85 Meter Breite der 25 MW-Anlage setzt große Anforderungen an die Breite des Trockendocks beziehungsweise des Hafenbeckens. Der Tiefgang ist zudem fast dreimal so groß wie der Tiefgang der Barge-Plattform.

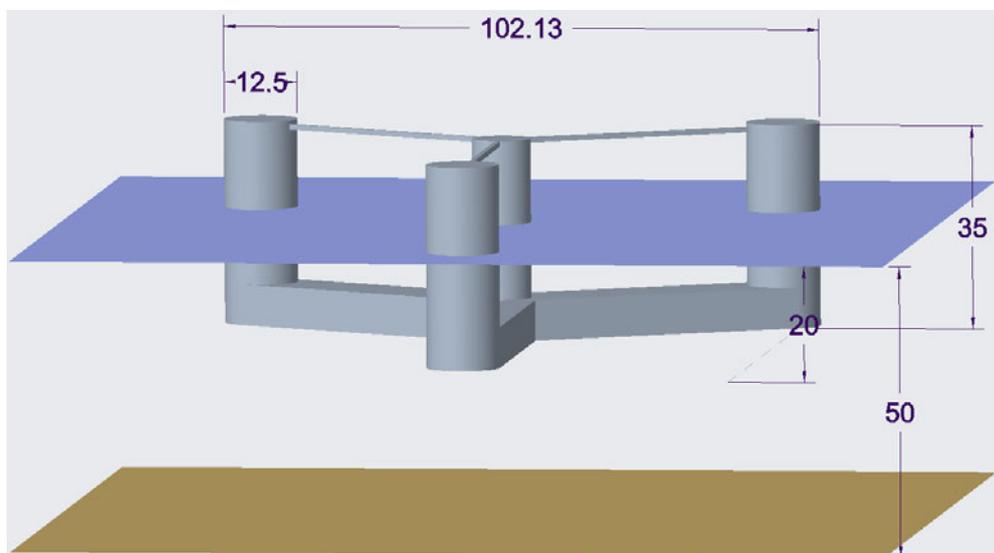


Abbildung 30: Referenzanlage 15 MW Semi-Submersible-Plattform

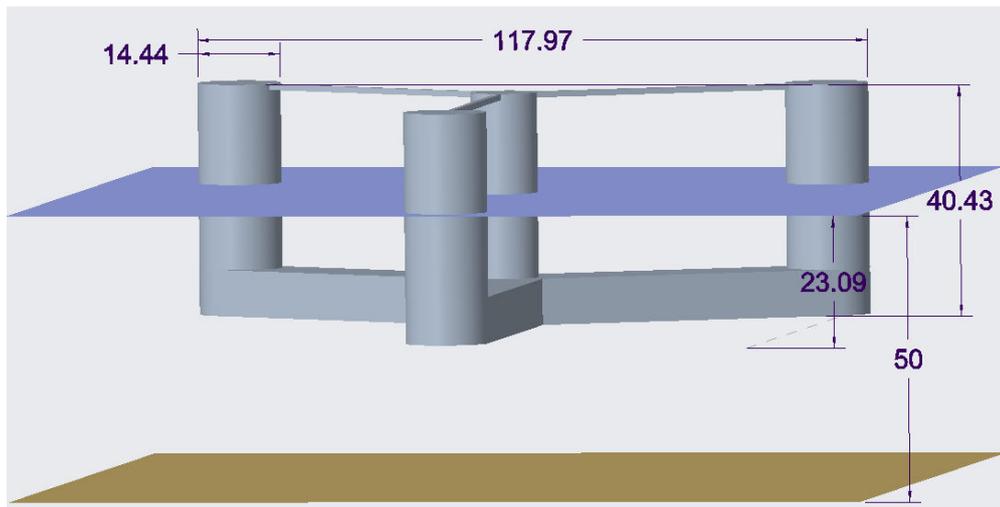


Abbildung 31: Skalierte 20 MW Semi-Submersible-Plattform

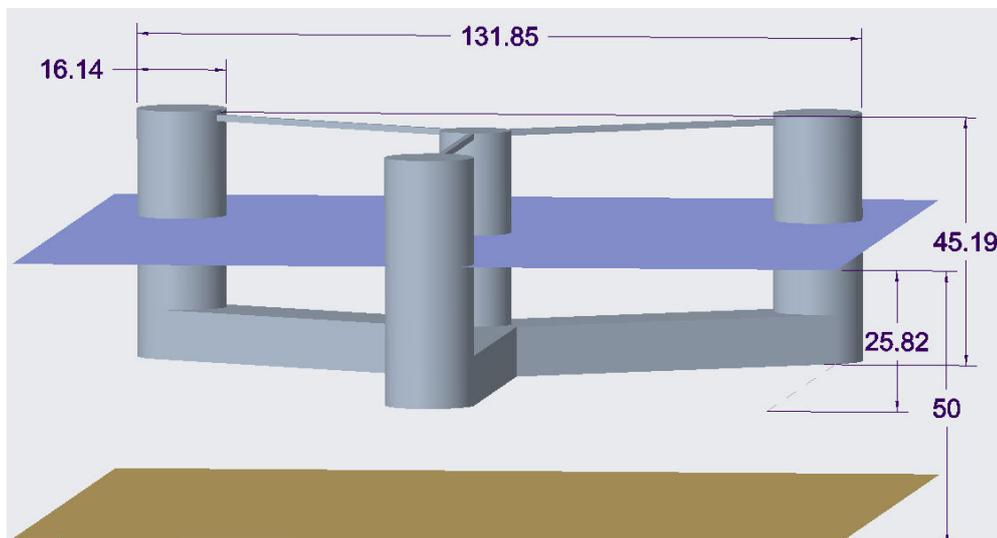


Abbildung 32: Skalierte 25 MW Semi-Submersible-Plattform

Das Gewicht mit Ballast berechnet sich für die verschiedenen skalierten Leistungsgrößen wie folgt:

1. Gewicht skalierte 20 MW-Plattform mit Ballast:

$$m_{\text{Semisub,mB,20}} = 17.839 \text{ t} \cdot 1,155^3 = 27.486,31 \text{ t} \quad (18)$$

2. Gewicht skalierte 25 MW-Plattform mit Ballast:

$$m_{\text{Semisub,mB,25}} = 17.839 \text{ t} \cdot 1,291^3 = 38.383,911 \text{ t} \quad (19)$$

Es ist wieder anzumerken, dass der Ballast im Gewicht mit inbegriffen ist. Durch die Konstruktion ist, die ballastierte Semi-Submersible Plattform im Vergleich zur Barge-Plattform leichter. In der Leistungsgröße 25 MW ist die Differenz am größten und beträgt knapp 22.000 Tonnen.

Das Gewicht der Stahlkonstruktion (ohne Ballast) berechnet sich wie folgt:

1. Gewicht skalierte 20 MW-Plattform ohne Ballast:

$$m_{Semisub,oB,20} = 3.914 t \cdot 1,155^3 = 6.030,67 t \quad (20)$$

2. Gewicht skalierte 25 MW-Plattform ohne Ballast:

$$m_{Semisub,oB,25} = 3.914 t \cdot 1,291^3 = 8.421,70 t \quad (21)$$

Ein Vergleich des Gewichtes zur Stahlkonstruktion ohne Ballast der Barge-Plattform der Referenzanlage der ITI-Energy Group ist nicht möglich, da keine Angabe zum Gewicht ohne Ballast vorhanden ist. Um trotzdem einen Vergleich zum Gewicht von Barge-Plattformen herstellen zu können, wird das Gewicht der Stahlkonstruktion des „Damping-Pool“ Designs verwendet. Es fällt auf, dass hier das Gewicht der Semi-Submersible-Plattform signifikant geringer ist. In der Leistungsgröße 20 MW ist das Gewicht ungefähr halb so groß. Bei 25 MW ist ein Unterschied von mehr als 10.000 Tonnen festzustellen. Dies zeigt einen erhöhten Materialbedarf an Stahl oder Beton bei Barge-Plattformen.

5.1.2 Dynamische Eigenschaften

In dieser Arbeit erfolgt keine detaillierte dynamische Betrachtung der skalierten Plattformen. Um konkrete Aussagen über das dynamische Verhalten der Plattformen treffen zu können, sind spezifische Simulationen notwendig, die für diese Arbeit zu umfangreich wären. Deshalb wird darauf verwiesen, dass in weiterführenden Arbeiten Simulationen von optimierten Barge und Semi-Submersible Plattformen mit Leistungsgrößen von mindestens 15 MW durchgeführt werden sollten, um konkretere Aussagen zum Einsatz von Barge und Semi-Submersible Plattformen in der deutschen Nordsee treffen zu können. Der Fokus sollte dabei auf das dynamische Verhalten in flachen Gewässern bis zu 50 Metern liegen. Um dennoch das dynamische Verhalten der Plattfortmtypen einschätzen und vergleichen zu können, wird auf bereits veröffentlichte vergleichbare Studien zurückgegriffen. Zudem werden allgemein wichtige Aspekte im Bereich der Dynamik in Bezug auf die deutsche Nordsee betrachtet.

Das Hauptziel der Auslegung einer schwimmenden Plattform für eine WEA ist die Stabilität und Sicherheit für einen optimalen Betrieb zu gewährleisten. Hydrostatisch betrachtet ist der Auftrieb der Plattform und der damit zusammenhängende Ballast wichtig. In Bezug auf die Hydrodynamik der Plattform sind vor allem der Pitchwinkel und die Eigenfrequenz der Plattform entscheidend. Der Pitchwinkel ist dabei stark von den lokalen Wind- und

Wellengegebenheiten und der Eigenschaften der Anlage abhängig und kann bei zu großer Abweichung vom Optimum zu hohen Ertragseinbußen führen. Ein möglichst geringer Pitchwinkel von maximal 5 Grad ist anzustreben. Die Eigenfrequenz hängt auch stark von den Standortbedingungen und Eigenschaften der Anlage ab und kann durch die Struktur der Anlage zu einem Aufschwingen der Windturbine führen, welches eine starke Instabilität des Systems und Ertragseinbußen verursachen kann. Die Eigenfrequenz ist zudem weniger abhängig von der Wandstärke der Anlagenkomponenten, sondern wird stark von der Massenverteilung und der Durchmesser bestimmt. In der Auslegung ist zu berücksichtigen, dass die Eigenfrequenz nicht mit der Erregungsfrequenz übereinstimmt, um Resonanz zu vermeiden. Resonanz kann zu starken Schwingungen der Anlage führen, die zu strukturellen Belastungen bis hin zu Schädigungen führen können [107] [108]. Zudem ist die Einwirkung der geringen Wassertiefe wichtig, da klassische schwimmende WEA für tiefere Gewässer entwickelt werden. Die verschiedenen Wellentheorien können hier eine Rolle spielen. Das dynamische Verhalten ist im Normallastfall und Extremlastfall zu betrachten. Die Plattform muss so ausgelegt sein, dass sie im Normallastfall so effizient wie möglich läuft und trotzdem den Extremlastfällen mit einer gewissen Sicherheit standhält.

Eine schwimmende WEA besteht aus mehreren Komponenten wie: Windturbine, Plattform und Verankerungssystem. Aufgrund des dynamischen Verhaltens der schwimmenden WEA beeinflusst somit die Konstruktion der einzelnen Komponenten das dynamische Verhalten des Gesamtsystems. Da für die Herstellung der Komponenten unterschiedliche Lieferanten verantwortlich sind, ist für die Auslegung eine möglichst genaue Schätzung der Lasten notwendig. Für eine genauere Lastabbildung kommt die sogenannte „integrierte Modellierung“ zum Einsatz. Durch die integrierte Modellierung können Wechselwirkungen und Iterationen zwischen den verschiedenen Komponenten des Systems berücksichtigt werden, was zu einer ganzheitlicheren Analyse des gesamten Systems führt. Standortmerkmale und Eigenschaften der Anlage bestimmen hierbei die kritischen Lasten. Die kritischen Lasten unterscheiden sich somit stark zwischen den jeweiligen Plattfortmtypen. Die folgende Abbildung 33 liefert eine Übersicht der kritischen Lasten der verschiedenen Plattfortmtypen. Während des Betriebs (Operational) ist die mittlere Windgeschwindigkeit die hauptsächliche Lastursache bei geringem Seegang. Bei höherem Seegang machen die Wellen den größeren Lastanteil aus. Einige Komponenten und Plattfortmtypen sind weniger empfindlich gegenüber der Wellenlasten als andere. Zu erkennen ist dieses besonders bei den Rotorlasten. Die TLP-Rotoren leiden stark unter den Wellenlasten, welche durch den Turm auf die Windturbine übertragen werden. Rotoren der Plattfortmtypen mit einem Catenary-System, wie Semi-Submersible-Plattformen leiden weniger unter Wellenlasten. Auf Basis der bestimmten

kritischen Lasten für die jeweiligen Komponenten, können Simulationen hierdrauf angepasst werden und eine Notwendigkeit einer komplexen Simulation für einen bestimmten Lastfall für ein Komponenten kritisch hinterfragt werden [107].

Component	Platform	Operational (FLS)		Extreme (ULS)	
		Wind (NWM)	Wave (NSS)	Wind (EWM)	Wave (SSS/ESS)
Rotor	TLP				
	Spar				
	Semi-Sub				
	Barge				
Tower	TLP				
	Spar				
	Semi-Sub				
	Barge				

Abbildung 33: Übersicht kritischer Lasten der vier Plattformtypen [107]

Um das dynamische Verhalten und strukturelle Lasten an der WEA zu optimieren, kommen Regelungstechniken der Windturbine zum Einsatz. Eine optimierte Regelung der Anlage hat einen erheblichen Einfluss auf das dynamische Verhalten und auf die Belastung aller Komponenten. Der Effekt des Regelungssystem ist vor allem bei Systemen mit Catenary-System von großer Bedeutung. Beim Taut-System ist der Effekt durch die eingeschränkten Bewegungsrichtungen geringer. Für die Auslegung schwimmender WEA ist es somit wichtig ein vereinfachten, aber vollständig parametrisierten Regler zu entwickeln, welcher sich automatisch an die schwimmende WEA anpasst. Ein sogenannter modellbasierter Regler kann auf verschiedene Lasten auf die Komponenten und Designänderungen angepasst werden. Um die Auslegung der Komponenten mit Blick auf das dynamische Verhalten zu optimieren und zu untersuchen, ist es sinnvoll Sensoren an kritischen strategischen Stellen an der Anlage zu installieren, um reale Messwerte aufzunehmen. Wichtige Messpunkte zur Aufnahme von Spannungen mithilfe von Dehnungsmessstreifen sind: Blattwurzel, Azimutlager, Turmsockel, Verbindungsstellen der Plattform, Pontons, Befestigungspunkte der Verankerungsleinen und Heavy-Plates. Zusätzlich können Beschleunigungsaufnehmer an Mittel- und Endpunkten an elastischen Bauteilen wie Turm und Rotorblätter elastische Verformungen aufnehmen [107].

Es ist schwierig allgemein konkrete Aussagen zu dem dynamischen Verhalten der verschiedenen Plattformtypen zu treffen, da dieses von der genauen Auslegung der Anlage und den Standortbedingungen abhängig ist. Um die Plattformtypen vergleichen zu können,

müssen gleiche Standortbedingungen gelten und zudem konkrete Parameter für die Eigenschaften der Anlage festgelegt werden, um einen aussagekräftigen Vergleich durchzuführen. Trotzdem zeigen die Plattfortmtypen allgemeine unterschiedliche Tendenzen in ihrem dynamischen Verhalten auf, aufgrund des unterschiedlichen Designs und der Stabilisierungsmethode. Das NREL hat im Jahr 2010 einen Vergleich des dynamischen Verhaltens der Referenzplattformen bei definierten Lasteinwirkungen veröffentlicht. Betrachtet wurden die 5 MW Tension-Leg-, Spar- und Barge-NREL-Referenzplattformen. Die folgende Abbildung 34 stellt die entstehenden Lasten bei den unterschiedlichen Plattfortmtypen da. Es wurden der Normallastfall betrachtet, welcher variierende Wind- und Wellenbedingungen während des Normalbetriebs beschreibt. Extremlasten, die alle 50-Jahre auftreten, wurden nicht berücksichtigt.

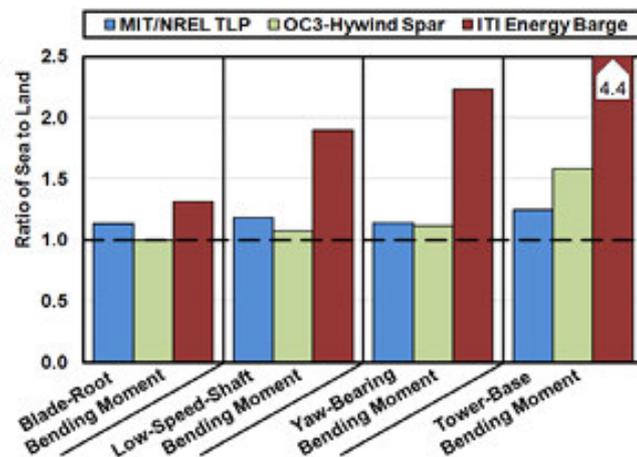


Abbildung 34: Vergleich der einwirkenden Lasten bei unterschiedlichen Plattfortmtypen im Normallastfall [109]

Die Abbildung zeigt, dass ähnliche Lasten an der Windturbine bei der TLP und der Spar-Plattform entstehen. Bei der Barge hingegen entstehen höhere Lasten. Vor allem das Biegemoment im Turmfuß und Azimutlager sind eindeutig größer. Aus der Untersuchung geht hervor, dass die Barge-Plattform am stärksten von der Wellenbewegung beeinflusst wurde und im Vergleich am anfälligsten ist. Die Wellen regen die Plattform vor allem zur Bewegung in Pitch und Yaw Richtung an, welches die großen Lasten an der Windturbine verursachen. Die Spar und TLP haben dagegen eine geringere Bewegung in Roll Richtung [109].

Einen weiteren Vergleich liefert ein Bericht von Carbon Trust aus dem Jahr 2015, der die Unterschiede in den Bewegungsrichtungen der verschiedenen Plattfortmen aufzeigt. Die Unterschiede werden in folgender Abbildung 35 veranschaulicht.

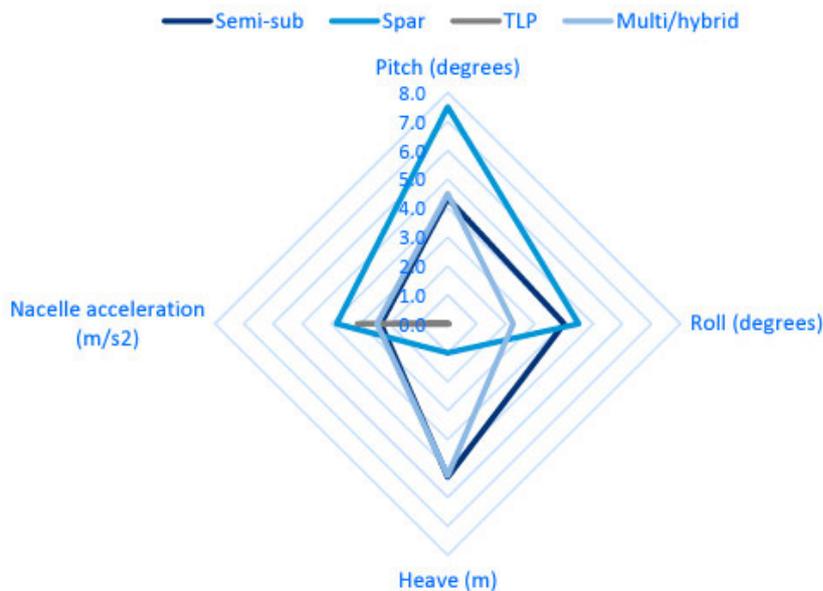


Abbildung 35: Bewegungen verschiedener Plattformtypen [30]

Klar zu erkennen, ist die limitierte Bewegungsfreiheit der TLP bedingt durch das Taut-Verankerungssystem. Spar-Plattformen zeigen hohe Pitch-, aber geringe Heave-Bewegungen auf. Semi-Submersible-Plattformen bewegen sich im Vergleich zur Spar-Plattform weniger, jedoch nicht in Heave-Richtung. Dies liegt an der Stabilisierungsmethode durch den Auftrieb über eine größere Fläche [30].

Da für den Einsatz in der deutschen Nordsee, das Verhalten der Plattformtypen in flachen Gewässern entscheidend ist, werden kurz aktuelle Studien betrachtet, die sich mit dem Einsatz von Semi-Submersible und Barge-Plattformen in geringen Wassertiefen auseinandersetzen.

Eine Studie aus China aus dem Jahr 2023 betrachtet die VoltturnUS-S Plattform in einer Wassertiefe von 50 Metern bei Extrembedingungen. In China scheinen schwimmende WEA interessant aufgrund von Erdbeben und sehr weichen Meeresboden. In Küstennähe sind die Wassertiefen vergleichbar mit der deutschen Nordsee. In China stellen Taifune große Risiken da. Deshalb wurde eine Lösung speziell für Extrembedingungen in Kombination mit geringen Wassertiefen analysiert. In der Studie wurde ein neues Verankerungssystem untersucht, welches durch Zusatzgewichte und Drahtseilen eine konstante Spannung auf den Verankerungsleinen bewirkt, wie beim Taut-System. Die Ergebnisse zeigen, dass es im Vergleich zum traditionellen Catenary-System die Stabilität in Extrembedingungen in flachen Gewässern effektiv verbessert. Das Verankerungssystem reduziert die notwendige Länge der Leinen und die maximale Spannung in den Verankerungsleinen [110]. Eine weitere Studie aus China untersucht ein optimiertes Design einer 10 MW Semi-Submersible-Anlage für die Wassertiefe von 50 Metern. Die dynamische Analyse zeigt, dass die Vergrößerung der

Abstände zwischen den drei Schwimmkörpern die Stabilität kostengünstig erhöht. Die optimierte Plattform weist ein ähnliches Verhalten der Spannung in den Verankerungsleinen und der Bewegung in Surge-Richtung auf. Unter Extrembedingungen sind die Heave- und Pitch-Bewegung jedoch hoch, welches die Aussage der Abbildung 35 bestätigt [111].

Da Barge-Plattformen durch ihren geringen Tiefgang attraktiv für flache Gewässer erscheinen, gibt es auch hier bereits einige Designstudien mit dynamischen Analysen. Eine aktuelle Studie aus China aus 2023 untersucht eine 10 MW Anlage in 60 Metern Wassertiefe. Untersucht wurde das Verhalten einer quadratischen Barge-Plattform mit 4 Moonpools, die der NREL 5MW Referenzplattform ähnelt. Als Windturbine wurde die Referenzanlage DTU 10 MW verwendet. Die Ergebnisse zeigen, dass die Plattform der Stabilitätskriterien nach DNV-OS-C301 auch bei Extrembedingungen erfüllt. Zudem wurde kein signifikanter Unterschied zwischen der Verwendung von einem Catenary-System in 4 x 2 Anordnung zu einer 3 x 3 Anordnung festgestellt [112]. Eine Studie aus Japan vergleicht die Ergebnisse der Real-Daten des Demoprojektes Kitakyushu mit Simulationsergebnissen, um die Aussagekräftigkeit dieser zu bewerten. Die 3 MW Barge-Plattform ist nach dem Damping Pool Design konzipiert und wurde in einer Wassertiefe von 53 Metern installiert. Es erfolgte ein Vergleich der gemessenen Daten während eines Taifuns mit einer BEM basierenden Simulation im Extremlastfall. Die Ergebnisse zeigen, dass die Daten im Allgemeinen übereinstimmen. Es sind jedoch einige Verschiebungen in der Spitzenfrequenz der Plattform-Bewegung und Unterschiede bei Wellen mit kürzen Perioden aufgefallen [113].

Neben des Plattfortmtyps, spielt je nach System auch das Verankerungssystem in Bezug auf das dynamische Verhalten der Anlage eine große Rolle. Gerade für den Einsatzbereich in flachen Gewässern entstehen große Herausforderung in der Auslegung des Verankerungssystems, um einen effizienten und sicheren Betrieb zu gewährleisten. Allgemein ist für die dynamische Betrachtung das Taut-Verankerungssystemen von dem Catenary- und Semi-Taut-System zu differenzieren. Durch die Nutzung eines Taut-Systems, sind drei der sechs Freiheitsgrade im Normallastfall stark eingeschränkt. Das sind die Bewegungsrichtungen Heave, Roll und Pitch. Dadurch wird das dynamische Verhalten der Plattform während des Lastfalls maßgeblich verändert. Wichtig zu betrachten sind hier vor allem die erzeugten Spannungen in den Verankerungssystem. Dies erscheint vor allem in geringen Wassertiefen als problematisch, aufgrund der kurzen Verankerungsleinen bei zeitgleich starkem Seegang. Es ist sinnvoll diese, Aspekte in einer Simulation von realen Extremlastfällen zu berücksichtigen. Eine Studie aus dem Jahr 2022 untersucht die optimale Auslegung des Verankerungssystem für flache Gewässer am Beispiel des Golfs von Bohai in China. Betrachtet wurde die OC4 Semi-Submersible Anlage in einer Wassertiefe von 40

Metern, welches mit der Wassertiefe in der deutschen Nordsee vergleichbar ist. Der Seegang wird, wie auch in der Nordsee üblich durch das JONSWAP-Spektrum berechnet. Das wesentliche Ergebnis der Studie ist, dass das Catenary-System besser für ein komplexes marines Umfeld in flachen Gewässern geeignet ist als ein Taut-System mit gespannten Verankerungsleinen. Zudem können die verschiedenen Bewegungsrichtung der Plattform in vertikaler Richtung (Heave) oder Pitch, sowie die maximalen Spannungen in den Verankerungsleinen durch zusätzliches Verankerungszubehör, wie Schwimmkörper und Zusatzgewichte beeinflusst werden. Hier besteht ein gewisser Spielraum, durch Positionierung und Dimensionierung des Zubehörs die Bewegungen der Plattform zu beeinflussen. Es besteht jedoch meist ein Zielkonflikt zwischen den Bewegungen, sodass diese sich gegenseitig beeinflussen. Die Nutzung von Schwimmkörpern und Zusatzgewichten im Verankerungssystem kann somit das dynamische Verhalten einer Plattform signifikant verändern beziehungsweise optimieren [114]. Eine weitere Studie erzielt ähnliche Ergebnisse und befasst sich mit verschiedenen Konzepten von Verankerungssystemen für schwimmende WEA in flachen Gewässern [115]. Als flaches Gewässer zählt hier eine Wassertiefe von 50 Metern. Die untersuchten Konzepte variieren in dem Material der Verankerungsleinen, zusätzlichen Komponenten, wie Schwimmkörper und Klumpgewichten und des Ankers (Schleppanker oder Suction-Bucket). Ein wichtiges Ergebnis zeigt das folgende Diagramm in Abbildung 36. Hier wurde ein Catenary-System mit Stahlketten und Klumpgewichten untersucht. Die Spannungen in den Verankerungsleinen steigen bei einer geringen Wassertiefe von 50 Metern bei einer Auslenkung der Plattform stärker an als in tieferen Gewässern. Zudem ist eine stärkere nicht-Linearität festzustellen. Gerade eine starke Auslenkung der Plattform, welches beispielsweise durch einen Extremlastfall entstehen könnte, verursacht eine viel größere Spannung in flachen Gewässern. Die Belastung der Verankerungsleinen ist somit in stärkeren Lastfällen um ein Vielfaches höher, welches in der Auslegung berücksichtigt werden muss. Bei geringer Last ist kein Unterschied zwischen den Wassertiefen festzustellen. Die große Herausforderung in flachen Gewässern ist das richtige Verhältnis zwischen Steifigkeit und Nachgiebigkeit des Verankerungssystems zu finden. Eine gewisse Steifigkeit ist notwendig, um die Bewegung der Plattform bei mittlerer Wind- und Wellenbelastung zu limitieren, um die Effizienz der Anlage und Sicherheit in Bezug auf die Inter-Array-Kabel zu gewährleisten.

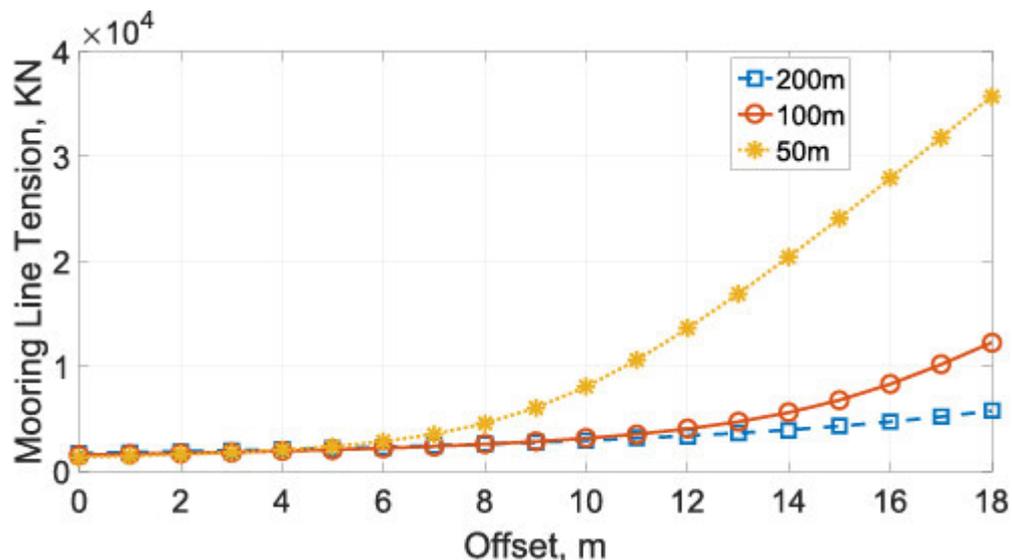


Abbildung 36: Spannung in Verankerungsleinen in Abhängigkeit von Auslenkung und Wassertiefe [115]

Andererseits muss das System bei höheren Lasten auch nachgiebig sein, um nicht zu hohe Spannungen in den Verankerungsleinen zu ermöglichen, welches im schlimmsten Fall zum Versagen der Verankerungsleine führen könnte. Die Steifigkeit ist dabei in geringen Wassertiefen höher, da die freie Länge der Verankerungsleine im Wasser, welche nicht auf den Boden aufliegt, viel kürzer ist. Zudem ist die Wirkung des Trägheitseffekts der freien Verankerungsleine in flachen Gewässern geringer. Die Studie kam bei der Analyse der verschiedenen Konzepte weiterhin zu dem Ergebnis, dass die geometrischen Parameter den größten Einfluss auf das Catenary-System in geringen Wassertiefen haben. Die sinnvolle Anordnung von Klumpgewichten oder der Verwendung von schwereren Verankerungsleinen ist notwendig, um eine gewisse Vorspannung zu erreichen. Das in Abbildung 36 gezeigte nicht-lineare Verhalten, kann zudem durch den Einsatz von Schwimmkörpern und synthetischen Verankerungsleinen optimiert werden. Aus technischer Sicht wird eine hybride Verankerungsleine aus synthetischen Teilen und Stahlketten empfohlen. Für ein detaillierten Einblick ist dem Anhang der tabellarische Vergleich der unterschiedlichen Konzepte für das Verankerungssystem in flachen Gewässern unter dem Kapitel J beigefügt [115]. Die Ergebnisse der Studie erscheinen sehr interessant für die dynamische Auslegung von schwimmenden WEA in der deutschen Nordsee.

Wie bereits angedeutet spielt neben dem Verhalten des Verankerungssystems auch die Inter-Array-Verkabelung in Bezug auf den Einsatz in flachen Gewässern eine potenziell problematische Rolle. Die Norm DNVGL-RP-0360 definiert hierfür Standards von Unterwasserkabeln in geringen Wassertiefen. Durch das dynamische Verhalten der Plattform, werden auch die Kabel belastet. Direkt anfallende Lasten sind Wellenbewegungen und Strömungen. Indirekt beeinflusst die Windeinwirkung auf die Turbine und die Auslegung des

Verankerungssystems, das Verhalten der Plattform und somit auch die Lasten auf die Kabel. Die einwirkenden Lasten und das typischerweise angeordnete Inter-Array-Kabel im Wellen-Design ist in folgender Abbildung 37 dargestellt. Flache Gewässer sind für die Auslegung von Inter-Array-Kabeln anspruchsvoller als tiefere Gewässer, da die Bewegungen der Plattform auf eine größere relative Länge der Kabel einwirken. Es sind in flachen Gebieten somit längere Kabel notwendig, die widerstandsfähig und flexibel genug sind, um der Dynamik der Plattform zu trotzen. Zudem ist der sogenannte Hog-Bend problematisch. Mit Hog-Bend ist der pinke Bereich des Kabels gemeint, welcher aufschwimmt, um Zugspannungen im Kabel zu vermeiden. Hier muss der Abstand zum Meeresspiegel beachtet werden, sodass ein ausreichender Abstand eingehalten wird, um den Zugang für Schiffe nicht einzuschränken. Die Auslegung der Kabel muss somit bei der Konstruktion der Plattform für flache Gewässer mitberücksichtigt werden und ist je nach Plattfortmty und Wassertiefe im Einzelfall zu prüfen. Weiterhin sind dynamische Inter-Array-Kabeln notwendig, welche im Vergleich zu statischen, die bei bodenfesten Anlagen zum Einsatz kommen, aus wirtschaftlicher Sicht nachteilig sind. Pro GW kosten die dynamischen Inter-Array-Kabeln im Vergleich zu den statischen, über 20 Millionen Euro mehr. Zudem ist es nicht klar, ob die speziellen Kabel, die bestimmte mechanische Eigenschaften für geringe Wassertiefen erfüllen müssen, in nächster Zeit auf dem Markt verfügbar wären [116].

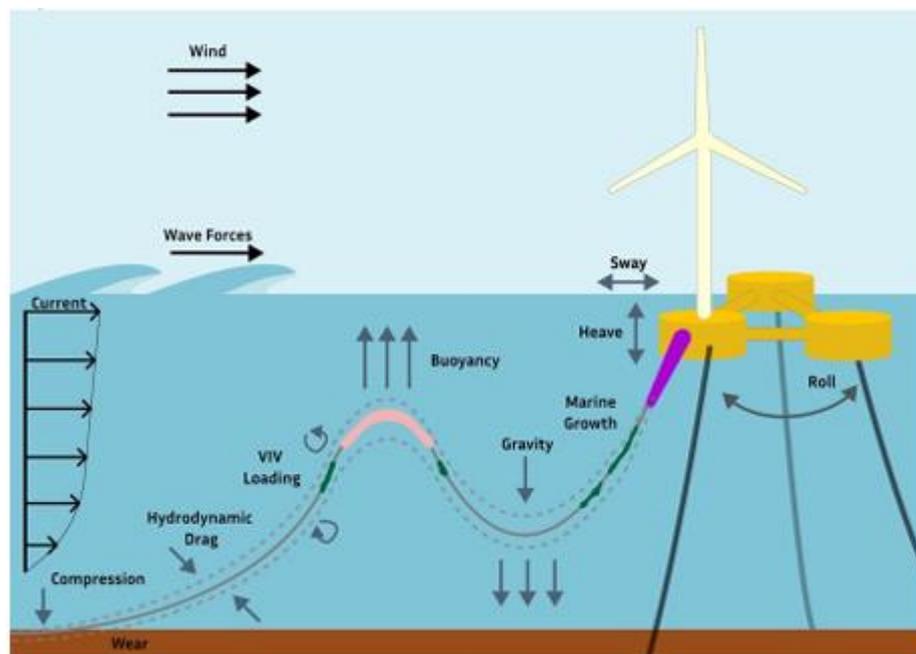


Abbildung 37: Dynamische Lasten auf die Inter-Array-Kabel [36]

Ein Bericht aus dem „Floating Wind Joint Industry Programme“ veröffentlicht durch Carbon Trust im Dezember 2023 liefert einen aktuellen Stand zum Thema dynamischer Inter-Array-Kabel. Laut dem Bericht gibt es keine umfassenden Normen für die Prüfung und Zertifizierung

von dynamischen Kabeln und es wird sich zu sehr auf die Normen der Öl- und Gasindustrie verlassen. In Zukunft wird vermutet, dass Materialermüdung eine der hauptsächlichen Fehlerarten im Bereich der Kabel ist, welches vor allem in der Konstruktion der Kabel berücksichtigt werden muss. Zudem sind bis jetzt keine dynamischen Kabel im großen Maßstab im Einsatz. Zusammengefasst gibt es im Bereich der dynamischen Inter-Array-Kabel Risiken, welche vor allem in flachen Gewässern zu großen Herausforderungen für die Industrie führt [117].

Es sind Studien veröffentlicht, die sich mit der Auslegung von Inter-Array-Kabel für schwimmende WEA in flachen Gewässern befassen. Eine Studie aus dem Jahr 2021 untersuchte verschiedene Konzepte in geringen Wassertiefen. Die Studie zeigt, dass eine Kabelanordnung nach dem Catenary-Konzept für flache Gewässer ungeeignet ist und eine Wellen-Anordnung wie in Abbildung 37 dargestellt, bevorzugt wird. Die Wellen-Anordnung wurde zudem mit einer Doppel-Wellen-Anordnung verglichen. Die dynamische Analyse hat ergeben, dass die Doppel-Wellen-Anordnung allgemein eine bessere Performance hinsichtlich Biegesteifigkeit und Ermüdung zeigt. Die höchsten Spannungen und Ermüdungsschäden sind im Hog-Bend-Bereich zu erwarten, vor allem im zweiten Bogen der Wellenanordnung. Für das Design wird deshalb eine niedrigere Position für den Hog-Bend und eine geringe Krümmung der Wellenbögen empfohlen [118]. Eine Doppel-Wellen-Anordnung erscheint somit auch für die deutsche Nordsee als interessante Lösung.

5.1.3 Fazit zum Einsatz der schwimmenden Plattformkonzepte in der deutschen Nordsee

Skalierung

Zusammengefasst sind Spar-Plattformen für flache Gewässer, wie der deutschen Nordsee aufgrund des Tiefgangs ungeeignet. TLP scheinen nach aktuellem Stand der Technik auch uninteressant. Ein Einsatz kann jedoch für kleinere Leistungsgrößen und einem optimierten Design, mit einem geringen Tiefgang, möglich sein. Trotzdem ist der Plattfortmtyp allgemein betrachtet, nicht gut für flache Gewässer geeignet. Interessanter ist der Einsatz von Semi-Submersible und Barge-Plattformen. Im Bereich des Tiefgangs zeigt die Barge-Plattform klare Vorteile auf. Negativ ist jedoch das erhöhte Gewicht, welches sich auch auf die Materialkosten auswirkt und die Hafeninfrastuktur beispielsweise in Bezug auf Kranlasten, Transport und Lagerung herausfordern kann. Die betrachtete Semi-Submersible Plattform hat einen eindeutig größeren Tiefgang, scheint jedoch in tieferen Gebieten der Nordsee realisierbar. Bei der Leistungsgröße von 25 MW beträgt der Tiefgang ungefähr die Hälfte der optimistisch

angenommenen Wassertiefe von 50 Metern. Der Einsatz in Bereichen zwischen 40 bis 50 Metern scheint technisch möglich, jedoch müsste das dynamische Verhalten sowie die Realisierbarkeit der Inter-Array-Verkabelung und das Verankerungssystem geprüft werden. Der Tiefgang könnte somit bei höheren Leistungsgrößen bei Semi-Submersible-Plattformen zum Problem werden. Das Gewicht der Semi-Submersible-Plattform ist dagegen geringer als das der Barge-Plattform, welches vor allem in größeren Leistungsklassen aufgrund des kubischen Verhaltens von zunehmender Bedeutung ist. Nachteilig an der Semi-Submersible-Plattform ist die im Vergleich zur Barge-Plattform hohe Breite und Länge der Plattform. Diese Abmaße stellen hohe Anforderungen an die Hafeninfrastuktur. Allgemein ist ein höherer Ballast bei Barge-Plattformen notwendig, um einen gewissen Tiefgang für die Stabilität zu erreichen, dies kann sich auch auf die Kosten niederschlagen.

Im Kontext der Skalierung ist anzumerken, dass die geometrischen Maße stark von der Skalierungsmethode abhängig sind. Durch die Skalierung mit optimierten Methoden, die beispielsweise die technische Entwicklung mit einbeziehen, könnten geringere Maße und Gewichte erreicht werden. Deshalb sind die skalierten Modelle aufgrund der verwendeten vereinfachten linear geometrischen Methode als kritisch zu betrachten. Außerdem kann die Skalierung auf bestimmte Anforderungen an die Plattformgeometrie angepasst werden. Beispielsweise kann die Randbedingen eines festen Tiefgangs gesetzt werden, wodurch die Problematik des zu hohen Tiefgangs in flachen Gewässern berücksichtigt wird. Dadurch würden jedoch die anderen Maße, und zwar hauptsächlich die Breite und Länge der Plattform größer ausfallen als vorher, um die Stabilität der Plattform zu gewährleisten. Somit könnte eine Skalierungsmethode für die deutsche Nordsee entwickelt werden, die einen maximal möglichen Tiefgang verwendet. Ein maximaler Tiefgang in Abhängigkeit der Wassertiefe ist jedoch nach aktuellem Stand in keiner Studie betrachtet worden und somit schwer zu ermitteln.

Dynamische Betrachtung

Neben den geometrischen Herausforderungen spielt das dynamische Verhalten in flachen Gewässern eine große Rolle. Barge und Semi-Submersible Plattformen weisen hierbei ähnliche charakteristische Eigenschaften auf. Dies liegt an der ähnlichen Stabilisierungsmethode. Zu nennen sind hier erhöhte Bewegungen in Heave-Richtung bei Semi-Submersible Plattformen. Die Barge-Plattform ist zudem durch ihr Design und der größeren Wasserauflagefläche wellenanfälliger als eine Semi-Submersible-Plattform. Somit sind höhere Lasten an bestimmten Komponenten der Anlage bei Extrembedingungen zu erwarten. In Bezug auf die Sicherheit der Anlage spielt zudem das Verankerungssystem eine Rolle. Die große Herausforderung in flachen Gewässern ist das richtige Verhältnis zwischen Steifigkeit und Nachgiebigkeit des Verankerungssystems zu finden. Studien haben ergeben, dass der Einsatz

von richtig positionierten Schwimmkörpern und Zusatzgewichten, die Verankerung in flachen Gewässern optimieren. Lösungen können hier hybride Verankerungssysteme sein. Ein weiterer wichtiger Aspekt, ist das Verhalten der Inter-Array-Kabel. Durch die geringe Wassertiefe ist die Fläche, auf die die Lasten einwirken kleiner, weshalb Kabel notwendig sind, die flexibel und belastbar genug sind. Durch eine optimierte Anordnung, beispielsweise durch eine Doppel-Wellen-Anordnung, können Belastungen auf die Kabel reduziert werden und den Einsatz in flachen Gewässern optimieren.

Allgemein betrachtet sind somit einige Herausforderungen für die Auslegung großskalierter schwimmender WEA in flachen Gewässern festzustellen. Trotzdem scheint die Umsetzung vor allem durch eine Barge- oder Semi-Submersible-Plattform in Kombination mit einem geeigneten Verankerungs- und Kabelsystem, die für die gewissen Standortbedingungen ausgelegt und optimiert sind als technisch machbar. In Zukunft muss weitere Forschungsarbeit in den genannten Aspekten durchgeführt werden. Die Optimierung von Simulationssoftwares ist zudem von Bedeutung.

5.2 Standortanalyse für verschiedene Konzepte in der Nordsee

Um die technische Machbarkeitsuntersuchung schwimmender WEA für die deutsche Nordsee abzuschließen, wird in diesem Kapitel eine Standortanalyse der verschiedenen Konzepte durchgeführt. Wie bereits vorher festgelegt, wird sich dabei auf die Plattfortmtypen Barge und Semi-Submersible fokussiert. Zuerst werden Kriterien und Aspekte beleuchtet, die für eine Standortauswahl zu berücksichtigen sind. Anschließend werden die Anforderungen an den Standort von den skalierten Plattfortmtypen beschrieben. Daraufhin erfolgt eine begründete Auswahl an potenziell möglichen Standorten.

5.2.1 Kriterien zur Auswahl eines Standortes

Um einen geeigneten Standort für eine schwimmende WEA in der deutschen Nordsee auszuwählen, gibt es eine Reihe von Kriterien, die berücksichtigt werden müssen. Die Kriterien lauten:

- Umweltbedingungen
 - Wind, Wellen, Strömung
 - Wassertiefe und Wasserstand
 - Meeresbodenbeschaffenheit
- Gesetzliche Rahmenbedingungen (Regulatorik)
 - Standortvergabe
 - Schiffsrouten

- Umweltauswirkung (Naturschutzgebiete)
- Infrastruktur
 - Hafen: Verfügbarkeit für Bau und Wartung
 - Zugänglichkeit für Zulieferung
 - Netzanbindung
- Abstand zur Küste
 - Installation, Betrieb und Wartung
- Wirtschaftlichkeit
 - CAPEX
 - OPEX

Um die Standortauswahl zu vereinfachen, wird sich vor allem auf die Kriterien: Wassertiefe, ausgewählte Umweltbedingungen und die Regulatorik fokussiert. In Bezug auf die Umweltbedingungen, spielen allgemein betrachtet die Windverhältnisse die größte Rolle, da sie maßgeblich die Wirtschaftlichkeit der Anlage beeinflussen [33]. Für die Auslegung der Anlage und das dynamische Verhalten sind zudem die Wellenbedingungen und Strömungen von Bedeutung. Die Wassertiefe spielt eine sehr große Rolle aufgrund der Problematik des Tiefgangs der schwimmenden WEA. In Bezug auf das Verankerungssystem ist die Meeresbodenbeschaffenheit wichtig, da nicht alle Verankerungen bei allen Meeresbodenarten installiert werden können. Neben den Umweltbedingungen sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen von entscheidender Bedeutung, da diese die für Offshore-Windenergienutzung verfügbaren Flächen definieren. Somit muss sich an die Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee orientiert werden. Hierdurch werden Schiffsrouten, Naturschutzgebiete und andere Aspekte mitberücksichtigt. Für die Produktion, Installation, Wartung während der Betriebsphase sowie der Rückbauphase sind infrastrukturelle Gesichtspunkte wichtig. Die Hafeninfrastruktur spielt dabei in allen Phasen eine entscheidende Rolle. Die höchsten Anforderungen fallen in der Herstellung und Montage an. Ein weiterer Faktor ist der Abstand des Betriebsstandortes zur Küste. Diese ist neben der Installationsphase und dem Rausschleppen der Plattformen auch während der Betriebsphase und Rückbauphase von Bedeutung. Fallen Wartungsarbeiten während des Betriebs an, ist eine geringe Distanz zum Hafen von Vorteil. Der in der Realität entscheidende Faktor für einen erfolgreichen Betrieb eines Offshore-Windparks ist die Wirtschaftlichkeit. Dieser Faktor setzt sich vielfältig zusammen und wird auch durch die zuvor genannten Kriterien beeinflusst. Da sich in dieser Arbeit auf die technische Machbarkeit fokussiert wird, ist die wirtschaftliche Betrachtung von geringerer Bedeutung, wird jedoch in der Gesamtbetrachtung mitberücksichtigt.

5.2.2 Anforderungen der skalierten schwimmenden Konzepte

Die skalierten Anlagen stellen gewisse Anforderungen durch ihre geometrischen Eigenschaften an einen Standort und der Infrastruktur. Wichtig zu nennende Parameter sind: Länge, Breite, Höhe, Tiefgang und Gewicht. Die Höhe und Länge beziehungsweise Breite, sowie das Gewicht sind im Bereich der Hafeninfrastuktur von Bedeutung. Der Tiefgang spielt vor allem während der Betriebsphase eine Rolle, ist aber auch in Bezug auf die Hafeninfrastuktur nicht zu vernachlässigen. Aus den skalierten Modellen von 15 bis 25 MW ergeben sich folgende überschlägige Parameter:

- Barge-Plattform:
 - Breite/Länge: 70 bis 90 Meter
 - Höhe: ungefähr 17 bis 23 Meter
 - Tiefgang: 7 bis 9 Meter
 - Gewicht ohne Ballast: 8.500 bis 19.000 Tonnen
- Semi-Submersible Plattform:
 - Breite/Länge: 100 bis 133 Meter
 - Höhe: 35 bis 45 Meter
 - Tiefgang: 20 bis 26 Meter
 - Gewicht ohne Ballast: 3.900 bis 8.500 Tonnen

Aus diesen Anforderungen wird die Auswahl eines Standortes bereits stark eingeschränkt. Der Tiefgang hat den größten Einfluss. Da nicht genau bekannt ist, wie große die notwendige Minstdifferenz aus Tiefgang und Wassertiefe ist, sodass das dynamische Verhalten sowie das Verankerungs- und Kabelsystem nicht negativ beeinflusst werden, wird vereinfacht eine Mindestwassertiefe doppelt so hoch wie der Tiefgang angenommen. Diese Annahme beruht dabei auf eine starke Vereinfachung. Es ist anzumerken, dass nur eine vereinfachte Annahme möglich ist, da die Mindestwassertiefe für schwimmende WEA in Abhängigkeit des Tiefgangs bis jetzt in Studien nicht explizit betrachtet wurde und keine Erfahrungswerte vorhanden sind. Dieses liegt daran, dass das attraktive Einsatzgebiet für schwimmende WEA in tiefen Gewässern liegt, wo bodenfesten WEA nicht mehr wirtschaftlich sind. Ein Bericht von Carbon Trust gibt einen Wassertiefenbereich für die verschiedenen Plattfortmtypen an, jedoch ist dabei nicht die Leistungsgröße bekannt. Es wird hier für Semi-Submersible eine minimale Wassertiefe von ungefähr 45 Metern angegeben. Barge Plattformen werden nicht spezifisch genannt, könnten aber unter die Rubrik „Multi/hybrid“ fallen, welche die gleiche minimale Wassertiefe hat [30]. In den vorgestellten Studien im Kapitel 5.1.2 „Dynamische Eigenschaften“ wurden schwimmende WEA in flachen Gewässern betrachtet. Die

betrachteten flachen Gewässer wurden hier durch eine Wassertiefe von mindestens 40 Metern definiert. Ein weiterer Vergleich liefert das Demo-Projekt Floatgen. Hier ist eine 2 MW Anlage im Barge-Design in einer Wassertiefe von 33 Metern im Betrieb. Die Annahme der notwendigen doppelten Wassertiefe in Bezug auf den Tiefgang der Plattformen erscheint somit auf Basis der Studien und dem Demo-Projekt in der Größenordnung realistisch. Für eine genauere Betrachtung der Mindestwassertiefe sind die Heave-Bewegungen sowie der Tidenhub von großer Bedeutung. Mit der Annahme ergeben sich somit Mindestwassertiefen für die kleinste 15 MW Barge-Anlage von ungefähr 14 Meter und für die 25 MW-Barge von 18 Meter. Da diese Werte sehr gering im Vergleich zu den Angaben des Carbon Trust Berichts erscheinen wird die Annahme für die 15 MW Barge auf 20 Meter sowie für die 25 MW auf 25 Meter korrigiert. Die 15 MW Semi-Submersible benötigt mindestens 40 Meter beziehungsweise 52 Meter Wassertiefe für die 25 MW-Anlage. Die weiteren Parameter wie Länge und Breite, sowie das Gewicht sind in der Betriebsphase eher unbedeutend, spielen aber in der Logistik und Hafeninfrastuktur eine Rolle. Es ist ein großer Unterschied zwischen Barge und Semi-Submersible zu erkennen.

Allgemeine Anforderungen an die Hafeninfrastuktur

Häfen spielen eine Schlüsselrolle für die Umsetzung von schwimmender Windenergie und deren Fähigkeit angemessene Infrastruktur und Dienstleistungen bereitzustellen, erhöht die Wirtschaftlichkeit entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Der Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe klassifiziert Häfen in Großkomponentenhäfen, Service- und Wartungshäfen und Forschungshäfen. In Großkomponentenhäfen werden Komponenten in Fertigungsstätten produziert, Komponenten umgeschlagen und die Installation sowie Montage durchgeführt. Service- und Wartungshäfen sind Ausgangspunkt für Service- und Wartungseinsätze. In Forschungshäfen werden Prototypen gebaut und Testdurchläufe durchgeführt [119]. In einer sich rasant entwickelnden Branche der Offshore-Windenergie müssen sich Häfen auf zukünftige Herausforderungen einstellen und sich dynamisch an die Anforderungen anpassen. Wichtige Aspekte sind hierbei die immer größer werdenden Anlagen und die bevorstehende Kommerzialisierung schwimmender WEA zusätzlich zu den bodenfesten WEA. Im Vergleich zu bodenfesten Anlagen ergibt sich die Möglichkeit schwimmenden WEA komplett in den Häfen zu montieren. Dadurch fallen zusätzlichen Anforderungen an den Hafen an. Zu nennen sind hier beispielweise Schwerlastkräne, große Montageflächen, Liegeplätze mit ausreichend Tiefgang sowie gegebenenfalls Trockendocks. Für die Produktion der schwimmenden Anlage müssen die Fertigung der dynamischen Kabel, des Verankerungssystems und der Plattform berücksichtigt werden. Es müssen nicht alle Komponenten in nur einem Hafen hergestellt werden, in dem auch die Montage erfolgt, jedoch

reduziert dieses die Transportkosten. Schätzungsweise können 60 bis 70 % der bestehenden Offshore-Lieferkette vom bodenfesten auf den schwimmenden Windsektor übertragen werden [120]. Dadurch scheint es sinnvoll bereits genutzte Offshore-Häfen für die neuen Anforderungen auszubauen. Problematisch ist jedoch der rasant wachsende Bedarf an Hafenskapazität für bodenfeste Anlagen, somit sind ohne hin schon hohe Investitionssummen nur für die Umsetzung von zukünftigen bodenfesten Anlagen nötig. Die Integration von schwimmenden WEA stellt somit eine zusätzliche Herausforderung dar, die zukünftigen Pläne umzusetzen.

Häfen können je nach Größe und Infrastruktur verschiedene Funktionen im Lebenszyklus einer schwimmenden WEA übernehmen. Welche und wie viele Häfen für den gesamten Lebenszyklus eines schwimmenden WEA notwendig sind, hängt von vielen Faktoren ab. Grundlegend müssen die verschiedenen Komponenten hergestellt, die vollständige Anlage montiert, auf hoher See installiert und die Anlage gewartet sowie zurückgebaut werden können. Daraus resultieren je nach Plattfortmtyyp sowie Fertigungsprozess und Installationsablauf folgende wichtig zu den berücksichtigenden Kriterien:

- Länge, Breite und Tiefe des Hafenbeckens von Fertigung über Montage bis zum Transport auf hoher See
- Keine Höhen Einschränkungen bei Montage der WEA
- Ausreichend Lager- und Produktionsfläche
- Krankapazität für Montage der WEA-Komponenten
- Tragfähige Fundamente
- Schienen- und Straßenanbindung für Zulieferkomponenten
- Zugänglichkeit für notwendige Schiffe
- Falls notwendig ausreichend großes und tragfähiges Trockendock oder Pontoon [121]

An die Häfen werden somit einige Anforderungen gestellt. Sie sollten für die Fertigung, Installation und Betriebsphase folgende Funktionen erfüllen:

- Werft zum Bau der Plattform
- Verladung der Komponenten des Verankerungssystems
- Verladung der Kabel
- Fertigung der Turbine, Rotorblätter und des Turms sowie Installation
- Lagerung von Komponenten
- Service- und Wartung sowie Rückbau [121]

Wie bereits erwähnt sind die Anforderungen abhängig von verschiedenen Faktoren. Ein wesentlicher Faktor ist die Herstellung der Plattform. Da es sich um große und schwere Konstruktionen handelt, wird wie bei bodenfesten Fundamenten der Transport über Wasser bevorzugt, weshalb eine Herstellung der Plattform in einem Hafen notwendig ist. Barge sowie Semi-Submersible-Plattformen können aus Beton, Stahl oder hybriden Lösungen gebaut werden. Bei Beton-Konstruktionen ist eine große Fläche nahe der Kaiwand nötig, um das konstante Betongießen der großen Plattformen zu ermöglichen. Zudem muss der Beton bereitgestellt werden. Bei Stahlkonstruktion sind klassische Arbeitsschritte wie Biegen, Schneiden, Schweißen und das Auftragen einer Korrosionsschutzschicht nötig, welches eine große Fläche in Anspruch nimmt und die notwendigen Maschinen und Werkzeuge braucht. Die Produktion muss nicht unbedingt im gleichen Hafen, wie die Endmontage stattfinden. Frühere Projekte zeigen, dass für das Gesamtprojekt häufig ein Hafen für die Produktion und einer für die Montage genutzt wird. Das Semi-Submersible Projekt Windfloat Atlantic ist ein Beispiel dafür. Hier wurden die 3 Plattformen sogar an drei verschiedenen Standorten hergestellt [121]. Für die Logistik ist es wichtig, dass die Grundlage für ein Weitertransport der Plattform auf einem Schiff oder durchs Schleppen eines Schiffes vorhanden ist. Wichtig sind hier die Abmaße des Hafenbeckens inklusive des Tiefgangs sowie die Transportwege zum Montagehafen. Die Montage der Anlage ist der nächste wichtige Faktor. Hier ist auch ein ausreichend tiefes und großes Hafenbecken mit Zugang zur offenen See wichtig. Barge und Semi-Submersible haben den Vorteil einen vergleichsweise niedrigen Tiefgang zu haben. Durch Schwimmkörper kann dieser weiterhin reduziert werden [120]. Es ist allgemein schwierig auf Basis der skalierten Plattformen spezifische Anforderungen an den Hafen herzuleiten, weshalb sich auch auf vorhandene Studien bezogen wird, die allgemeine Parameter angeben. Ein Bericht zu schwimmenden WEA von Carbon Trust definiert eine allgemeine notwendige Wassertiefe für die Montage an der Kaikante von 7 bis ungefähr 16 Metern für Semi-Submersible-Plattformen. Für alle Konzepte wird allgemein eine vorausgesetzte Tiefe von 5 bis 13 Metern angenommen [30]. Montagehäfen benötigen zudem sehr viel schwerlasttragfähige Fläche, um die Komponenten zu lagern und zu verbauen. Die Lagerfläche im Vormontagehafen muss eine verteilte Mindestgesamtlast von 15 t/m² und 12 bis 16 Hektar für eine 10 MW WEA aufnehmen können. Die Bereiche, die für den Einsatz von schweren Kränen bestimmt sind, müssen eine minimale Zuladung von 30-40 t/m² aufnehmen. Die Kranlastkapazitäten sind wegen der größer werdenden Anlagen wichtig. Für die Montage einer 15 MW Anlage muss der Kran ungefähr 1.200 Tonnen in eine Höhe von 150 Metern heben können. Ein weiterer Faktor der die Anforderungen bedingt ist die Installation. Die ist bei Semi-Submersible und Barge-Plattformen meistens ähnlich. Es sind Schiffe zum Rausschleppen zum Betriebsstandort notwendig sowie Schiffe für die Kabel und Verankerung.

Diese müssen in einem jeweiligen Hafen stationiert sein, von denen sie die Komponenten auf hohe See transportieren können. Für den Hafen bedeutet dies, dass ein Tiefgang für die Schiffe, sowie ausreichend Platz zur Verfügung stehen muss [120]. Der letzte Faktor ist die Wartung und Instandhaltung der Anlagen. Hierfür sind typischerweise Servicehäfen notwendig, in denen die Servicecrew, Helikopter und Serviceschiffe (SOV) stationiert sind. In sogenannten „Quick-Reaction-Ports“, von denen der Windpark möglichst in unter zwei Stunden zu erreichen ist, können einfache Wartungsaufgaben durchgeführt werden. Bei größeren Reparaturen werden Semi-Submersible und Barge-Plattformen in einen Hafen geschleppt, der über die Infrastruktur verfügt, um beispielsweise Komponenten auszutauschen oder zu reparieren. An diesen Häfen müssen ähnliche Anforderungen gestellt werden, wie an den Montagehäfen. Fokus liegt hier auf das Hafenbecken, beziehungsweise Trockendock, sowie Krankkapazität [120].

Anforderungen der skalierten Plattformen an die Hafeninfrastuktur

Die Fertigung von Barge- und Semi-Submersible-Plattformen erfolgt typischerweise in Trockendocks oder an Land. Durch die Eigenschaften der skalierten Plattformen ist ein Trockendock oder eine Fläche mit Zugang zur Kaimauer mit einer Länge und Breite von überschlägig 80 bis 140 Metern notwendig. Zudem muss ein Gewicht von 8.500 bis 19.000 Tonnen getragen werden können. Für die Barge ergibt sich eine überschlägige Mindestlänge je nach Leistung von 80 bis 100 Metern und für die Semi-Submersible von 110 bis 140 Metern. Diese Parameter sind zum einen für notwendige Flächen in der Herstellung, sowie dem Transport durch Schleppen oder Schiffen wichtig. Eine Abschätzung der notwendigen Flächen und weiterer Infrastruktur auf Basis der geometrischen Angaben ist sehr komplex und hängt von mehreren Faktoren ab, weshalb auf die allgemeinen Angaben des Carbon Trust Bericht verwiesen wird. Die skalierten Barge-Plattformen kommen mit der Anlage auf Tiefgänge zwischen 7 und 9 Metern je nach Leistungsgröße. Deshalb ist schätzungsweise eine Hafenbeckentiefe für die Montage von 6 bis 8 Metern notwendig. Diese Schätzung basiert auf die zuvor genannten, allgemeinen Angaben des Carbon Trust Bericht und der Kenntnis, dass die Plattform ohne Ballast und die mögliche Nutzung von Schwimmkörpern, einen geringeren Tiefgang hat als im Betrieb. Die skalierten Semi-Submersible Plattformen haben im Betrieb einen Tiefgang zwischen 20 und 26 Metern. Im Montagehafen sollte somit eine Mindesttiefe von ungefähr 15 bis 21 Metern vorhanden sein. Diese Werte erscheinen für eine realistische Umsetzung als sehr hoch. Es ist zu erwähnen, dass diese Werte auf eine stark vereinfachte Schätzung basieren und in der Realität auch geringer sein könnten. Um spezifischere Angaben für die notwendige Infrastruktur der skalierten Plattformen zu treffen, wäre eine umfangreiche Analyse mit Festlegung eines definierten Projektablaufs von Fertigung bis hin

zur Installation nötig. Zum Vergleich lagen die Werte des Carbon Trust Berichtes bei 7 bis 16 Metern Tiefgang.

Um spezifischere Anforderungen für die Umsetzung schwimmender WEA zu definieren, kann zur Orientierung eine Veröffentlichung der Firma BWIdeol für die Barge-Plattform im „Damping-Pool“ Design genutzt werden. Die Anforderungen einer Serien-Produktion sowie Montage und Installation ist in einem Video veranschaulicht [122]. Zur Veranschaulichung ist eine Übersicht über die Hafensfläche dem Anhang im Kapitel K beigefügt. Dabei ist anzumerken, dass die Fläche je nach Leistungsgröße der Anlage angepasst werden muss.

Aktuelle Situation der Häfen in Deutschland

Die folgende Ansicht zeigt relevante Häfen im Bereich der Offshore-Windenergie in Deutschland.



Abbildung 38: Offshore-Wind Häfen Deutschland [123]

Wichtig zu nennende Großkomponentenhäfen mit einer allgemeinen guten Infrastruktur sind Cuxhaven, Wilhelmshaven und Bremerhaven. Der Hafen Nordenham spielt eine wichtige Rolle als Produktionsstätte für Fundamente. Der Hafen in Emden wird aktuell für Umschlagstätigkeiten und Service-Aktivitäten genutzt. Helgoland wird aufgrund des zunehmenden Abstands zur Küste der Offshore Parks attraktiver für die Service und Wartungsaktivitäten [124].

Cuxhaven wurde zum „Deutschen Offshore-Industrie-Zentrum“ deklariert und scheint durch seinen Standort und verhältnismäßig gut ausgebaute Infrastruktur auch interessant für schwimmende WEA. Eine Übersicht über die vorhandenen Flächen und Terminals des Hafens ist dem Anhang unter dem Kapitel L beigefügt. Der Seehafen verfügt für den Umschlag von

Komponenten über 2.000 Meter Kailänge sowie drei Liegeplätze für Jack-Up-Vessels. Die Flächen sind überwiegend schwerlastfähig und an die Kaje angeschlossen. Der Hafen gilt mit Wassertiefen bis zu 15,6 Metern als Tiefwasserhafen und ist seeseitig unkompliziert zu erreichen. Siemens Gamesa Renewable Energy produziert vor Ort Turbinen. Die Firma Titan Wind Energy, welche große Stahlprodukte, wie Türme herstellen kann, ist ebenfalls im Hafen angesiedelt. Es ist ein Portalkran mit 660 Tonnen Kapazität vorhanden. Der Hafen erfüllt somit einige Anforderungen für den Offshore-Windbereich. Zudem läuft aktuell eine Debatte über die Investitionen für die Hafenstrategie Deutschlands, in der Cuxhaven eine zentrale Rolle einnimmt, um den wachsenden Bedarf an Offshore Kapazität decken zu können. In Cuxhaven könnten zusätzliche Flächen von 28 Hektar geschaffen werden [124] [125].

Der Hafen in Wilhelmshaven hat aktuell keine Flächen für die Windenergie zugeordnet und wird sporadisch für den Umschlag von Komponenten genutzt. Die Kammer des Innenhafens verfügt über eine Größe von 350 x 57 Meter und eine maximale Tiefe von 11,5 Metern. Der Hafen bietet Potenzial für einen Ausbau der Offshore-Windnutzung. Diverse Entwicklungsflächen könnten zeitnah verdichtet und befestigt werden, um notwendige Infrastruktur mit Zugang zur Kaje zu realisieren. Insgesamt könnten über 40 Hektar für die Nutzung von Windenergie geschaffen werden. Der Jade-Weser-Port dient aktuell hauptsächlich des Umschlags von Containerschiffen. Das Containerterminal verfügt über 130 Hektar entlang eines Kais mit 1.725 Meter Länge und einer Wassertiefe von 18 Metern. Mit einer zweiten Ausbaustufe könnte eine weitere 50 Hektar Terminalfläche entstehen. Der Hafen bietet zukünftig somit gutes Potenzial, um die Bedürfnisse der Windenergie gerecht zu werden [124] [125].

Im Hafen von Bremerhaven werden 25 Hektar der Windenergie zugeordnet. Er verfügt über große zusammenhängende Flächen sowie einer langen Kaikante für Schiffe mit einem Tiefgang von bis zu 15 Meter. Die Schleuse schränkt jedoch den Zugang für moderne große Errichter-Schiffe ein, was auch für schwimmende Plattformen problematisch sein kann. Zudem ist die Hafenerweiterung stark diskutiert [124].

Weiterhin ist zu erwähnen, dass bereits bei jetzigen Offshore-Projekten, sowie bei Projekten in naher Zukunft aufgrund von fehlenden Kapazitäten, nicht nur deutsche Häfen für die Fertigung und Installation genutzt werden. Die Häfen in Eemshaven (Niederlande) und Esbjerg (Dänemark) spielen schon jetzt eine zentrale Rolle für die Umsetzung deutscher Offshore-Windparks. Da die Niederlande und Dänemark auch ambitionierte Ausbauziele haben, kann gegebenenfalls in Zukunft die Kapazität der Nachbarstaaten nicht genutzt werden, was die Voraussetzung für die Umsetzung der geplanten bodenfesten Anlagen sowie potenzielle

schwimmende Anlagen stark gefährdet. Der Fokus sollte somit auf die Nutzung von deutschen Häfen abzielen. Die zwei Häfen werden aufgrund der allgemeinen Relevanz trotzdem kurz vorgestellt. Der Hafen in Eemshaven hat eine Kailänge von 5.293 Metern und einem möglichen Tiefgang von 14 Metern. Der Hafen verfügt weiterhin über große Flächen, welche auf bis zu 40 Hektar ausgebaut werden könnten. Es sind über 40 Unternehmen aus dem Offshore-Wind Bereich angesiedelt. Bis jetzt wurden bereits 21 Offshore-Windparks in der Nordsee durch den Hafen realisiert [124]. Der Hafen in Esbjerg gehört zu den wichtigsten Installationshäfen in Europa. Er liefert die notwendige Infrastruktur für den Zugang von allen gängigen Installationsschiffen und stellt eine Fläche von über 400 Hektar für die Windenergie bereit [124].

Zusammengefasst zeigt die aktuelle Situation, dass der zentrale Hafen in Cuxhaven die notwendige Kailänge sowie Flächenkapazität erfüllt. Die Wassertiefe ist für die Angabe des Carbon Trust Bericht zudem ausreichend. Für die skalierten Plattformen ist die Wassertiefe für die Barge ausreichend, für die Semi-Submersible erscheint sie ab höheren Leistungsgrößen problematisch. Es ist jedoch anzumerken, dass nur der Jade-Weser-Port in Wilhelmshaven einen etwas größeren Tiefgang erlaubt. Die notwendige Wassertiefe für die hochskalierten Semi-Submersible-Plattformen im Hafebereich ist somit kritisch zu hinterfragen. Der Jade-Weser-Port hat auch Potenzial für die Montage von schwimmenden WEA. Jedoch müssten hier zukünftig Flächen ausgebaut und für Windenergie zugeordnet werden. Die internationalen Häfen in Eemshaven und Esbjerg erscheinen auch interessant. Kritisch zu betrachten ist die Krankkapazität für hohe Leistungsgrößen im Hafen. Die genannten Häfen bieten aber die Möglichkeit der Montage über Jack-Up-Vessels im Hafen [124].

Durch die ambitionierten Ausbauziele ist eine realistische Umsetzung für schwimmende WEA in Betracht der deutschen Hafeninfrastruktur sehr kritisch zu sehen. Die deutsche Windguard hat berechnet, dass sich der Flächenbedarf nur für die Installation von Offshore sowie Onshore-Parks bis 2030 verdreifacht. Vor allem der Bedarf an schwerlastfähigen Flächen für größere Leistungsgrößen ist ohnehin eine große Herausforderung. Somit sind allein für die Umsetzung von bodenfesten Anlagen sehr hohe Investitionssummen nötig. Zudem fallen in Zukunft auch Rückbauarbeiten an, die auch Kapazität verbrauchen werden. Kein deutscher Windpark wurde in den vergangenen sechs Jahren komplett von einem deutschen Hafen gebaut und die zu installierende Projekte bis 2025 werden über den Hafen in Eemshaven errichtet. Fallen die ausländischen Kapazitäten in Zukunft weg, wird sich der ohnehin schon große Druck auf die Häfen in Deutschland drastisch erhöhen. Eine zusätzliche Fertigung, Montage und Installation von schwimmenden WEA in deutschen Häfen erscheint somit schwierig umsetzbar [126].

5.2.3 Analyse der Standortkriterien

In diesem Kapitel wird die Standortanalyse auf Grundlage der zuvor definierten wesentlichen Kriterien durchgeführt. Der Fokus liegt dabei auf die technische Umsetzbarkeit und nicht der Wirtschaftlichkeit.

Limitierende Kriterien

Da die notwendige Wassertiefe für die skalierten Leistungsgrößen der Semi-Submersible zwischen 40 und 52 Meter variiert, grenzt dieser Parameter bereits viele Standorte in der deutschen Nordsee aus. Barge-Plattformen sind flexibler mit einer angenommenen Mindestwassertiefe zwischen 20 und 25 Metern. Die folgende Abbildung 39 liefert eine Übersicht zu den Wassertiefen in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (ASW).

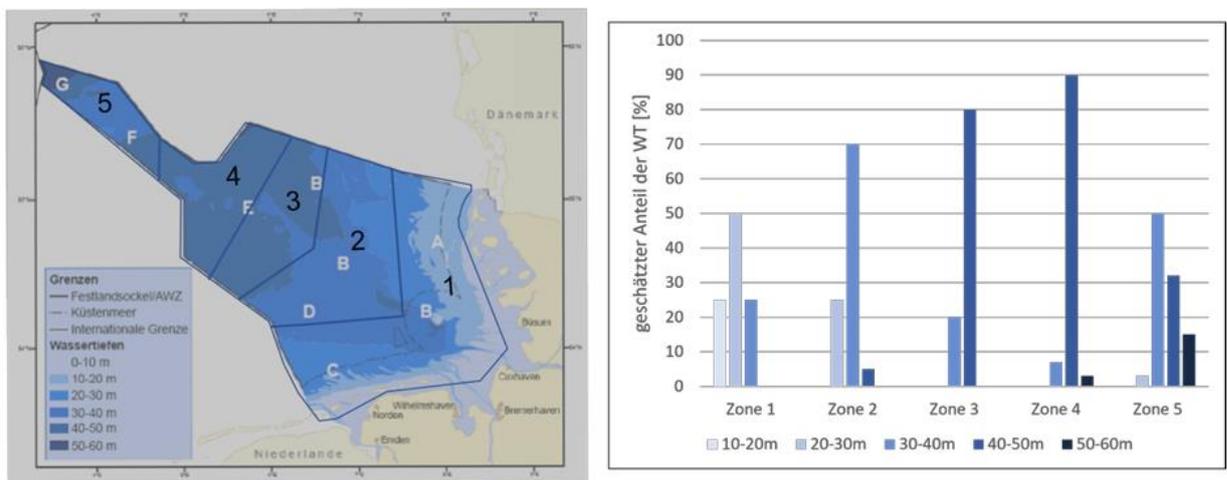


Abbildung 39: Wassertiefen in der deutschen ASW [23]

In Zone 1 gibt es mit Ausnahme des Küstenmeeres (Festland bis gestrichelte Linie) Wassertiefen zwischen 10 und 40 Meter. Sie wird jedoch von Wassertiefen zwischen 20-30 Meter dominiert. Die Zone 2 ist weiter von der Küste entfernt und reicht insgesamt von 20-50 Meter Wassertiefe. Der Schwerpunkt liegt aber zwischen 30 und 40 Metern. Die Zone 1 und 2 sind für die skalierten Semi-Submersible Anlagen durch ihren Tiefgang hauptsächlich uninteressant. Barge-Plattformen könnten theoretisch in ausgewählten Standorten in Zone 1, aber eher in Zone 2 zum Einsatz kommen. Die Zonen 3 und 4 zeichnen sich hauptsächlich durch Wassertiefen zwischen 40 und 50 Metern aus. Hier scheint der Einsatz von Barge sowie Semi-Submersible Anlagen grundlegend möglich. Die Zone 5 ist von verschiedenen Wassertiefen geprägt, weist an der Spitze aber die tiefsten Bereiche der Nordsee auf. Die Zone 2, 3 und 4 sind durch den geringeren Abstand zur Küste vorzuziehen. Neben der Wassertiefe grenzt die gesetzliche Raumordnung der deutschen ASW mögliche Standorte für

eine schwimmende WEA ein. Der Raumordnungsplan wird vom BSH entwickelt und ist in folgender Abbildung dargestellt [127].

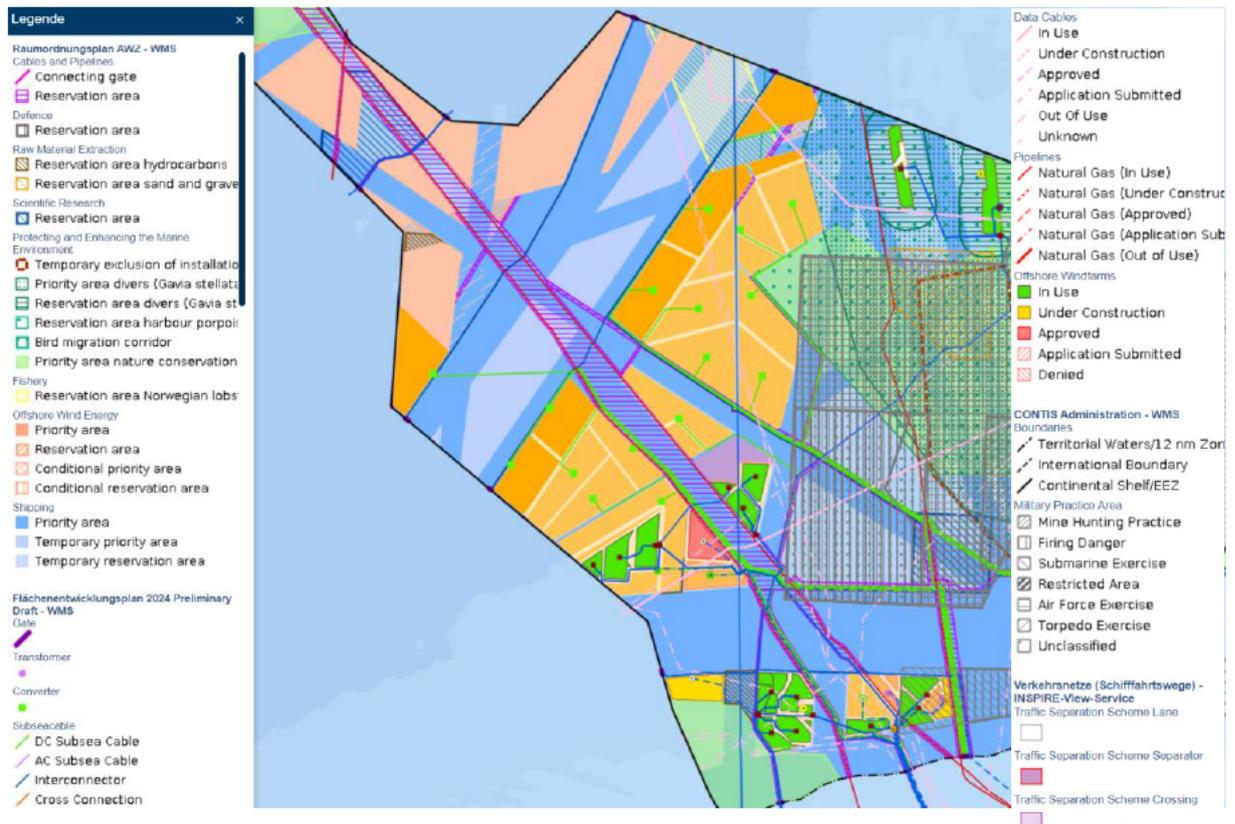


Abbildung 40: Raumordnungsplan Nordsee deutsche ASW [128]

In den Zonen 3 und 4 aus Abbildung 39 sind im Raumordnungsplan Festlegungen für die Bereiche Schifffahrt, Windenergie, Leitungen, Rohstoffgewinnung, Fischerei und Naturschutz zu erkennen. Der blaue Bereich schreibt der Schifffahrt ein großes Vorranggebiet zu. Die Vorranggebiete für Windenergie sind dagegen hauptsächlich in Zone 1 und 2 wiederzufinden, die für die skalierten Semi-Submersible Anlagen weniger interessant sind. Einige große Gebiete grenzen jedoch an die Zone 3. Zudem sind in Zone 4 Vorbehaltsgebiete für die Windenergie definiert. Ein kleiner Bereich in Zone 4 wird außerdem für die Kohlenwasserstoffgewinnung vorbehalten. Die Doggerbank in Zone 5 unterliegt dem Naturschutz. Die nördliche Spitze der Zone 5 mit der höchsten Wassertiefe, jedoch auch mit dem größten Abstand zur Küste, wird der Windenergie vorbehalten. Zusammengefasst ermöglicht der Raumordnungsplan eine potenzielle Nutzung von Windenergie in ausgewählten Bereichen der Zone 2, 3, 4 und 5. Zone 3 bis 5 erscheinen für schwimmende WEA aufgrund der höheren Wassertiefen interessanter.

Neben den genannten limitierenden Kriterien müssen weitere Aspekte für eine Standortauswahl betrachtet werden. Diese Aspekte sind vor allem für eine wirtschaftliche

Betrachtung entscheidend. Deshalb werden die Aspekte mitberücksichtigt, jedoch nicht detaillierter analysiert.

Umweltbedingungen

Für die Wirtschaftlichkeit spielen im Allgemeinen die Windverhältnisse am Betriebsstandort die größte Rolle. Wichtig zu untersuchende Parameter sind die mittlere Windgeschwindigkeit und die Windleistungsdichte. Diese Parameter können über den Windatlas NEWA in verschiedenen Bereichen und Höhen der deutschen ASW in einer interaktiven Karte verglichen werden [129]. Ein Auszug dieser Karte ist dem Anhang unter Kapitel M beigelegt. Die Windleistungsdichte und mittlere Windgeschwindigkeit nehmen vereinfacht betrachtet mit zunehmendem Abstand zur Küste zu. Der ungefähre maximale Wert beider Parameter ist in Zone 5 zu finden. Für die Windleistungsdichte beträgt dieser ungefähr $1175 \frac{W}{m^2}$ und für die mittlere Windgeschwindigkeit $10,3 \frac{m}{s}$ in einer Höhe von 150 Metern. In den Zonen 3 und 4 sind Werte für die Windleistungsdichte von ungefähr 1060 bis $1140 \frac{W}{m^2}$ und für die mittlere Windgeschwindigkeit von 10 bis $10,2 \frac{m}{s}$ angegeben. Es ist zu erkennen, dass die Werte ab einem gewissen Abstand zur Küste kaum variieren [129]. Deshalb wird das Kriterium in dieser Standortauswahl keine bedeutende Rolle spielen. Eine wirtschaftliche Analyse müsste zeigen, inwiefern sich die Differenzen der Windbedingungen zwischen den Standorten auf die LCOE auswirken.

Neben den Windverhältnissen, ist bei schwimmenden WEA der Seegang aufgrund des dynamischen Verhaltens von Bedeutung. Je geringer der Seegang, desto weniger Anforderungen entstehen bei der Auslegung der Plattform und desto effizienter ist der Betrieb zu erwarten. Zudem ist der Seegang auch für die Installation durch das Rausschleppen der Plattform und für Wartungsarbeiten bedeutend. Das BSH hat eine saisonale Seegangsverteilung der Nordsee in 2013 veröffentlicht [130]. Das Seegangsklima wird durch die mittlere signifikante Wellenhöhe und die Hauptrichtung von Windsee und Dünung charakterisiert. Zur Veranschaulichung sind die Seegangskarten für die Jahreszeiten dem Anhang unter Kapitel N beigelegt. Zu erkennen sind die saisonalen Unterschiede mit größeren Wellenhöhen im Herbst und Winter als im Frühling und Sommer. Das Verteilungsmuster ist saisonal ähnlich und zeigt von Norden nach Süden und zu den Küsten hin abnehmende Wellenhöhen. Die Verteilung des Seegangs variiert in der deutschen ASW in den Zonen 3 und 4 kaum. Jedoch ist in Zone 4 und Zone 5 ein etwas stärkerer Seegang als in der küstennäheren Zone 3 zu erwarten. In den Wintermonaten sind in den Zonen 3 bis 5 signifikante Wellenhöhen von ungefähr 1,6 bis 2,8 Metern angegeben. Im Sommer dagegen 0,8 bis 1,6 Meter [130]. Die

Auswahl des Standortes in Bezug auf den Seegang hängt somit hauptsächlich von der Entfernung zur Küste ab, jedoch ist keine große Differenz des Seegangs zwischen Standorten in der Zone 3 und 4 festzustellen. Deshalb spielt das Kriterium des Seegangs bei der Auswahl eine untergeordnete Rolle. Die Meeresströmungen werden vernachlässigt.

Der am Standort vorzufindende Meeresboden beeinflusst die mögliche Nutzung verschiedener Verankerungssysteme. Bei der Verwendung eines Catenary-Systems mit Schleppankern, ist ein sandiger strukturloser Meeresboden nötig. Die Sedimentsverteilung in der deutschen ASW wird anhand von Figge oder Folk in einer Verteilungskarte definiert [131]. Die Klassifikation nach Figge ist in Deutschland stark etabliert. Die Folk-Klassifikation ist dagegen international anerkannter und fördert die Vergleichbarkeit mit Nachbarstaaten. Die beiden Sedimentsverteilungskarten nach Figge und Folk sind dem Anhang unter Kapitel O und P beigelegt. Aus beiden Karten geht hervor, dass die Zone 3 und 4 von Sandboden sowie schlammigen Sandboden geprägt ist. Zudem gibt es in einzelnen kleinen Bereichen in Zone 4 keine Daten [132]. Da keine Bereiche Kiese und Steine oder Festgestein aufweisen, welches für einen Einsatz von einem Catenary-System problematisch wäre, spielt der Meeresboden als Kriterium in der Standortauswahl eine geringe Rolle. Es sollten jedoch die Standorte, in denen keine Daten aufgenommen wurden, vermieden werden.

Infrastruktur

Im Bereich der Infrastruktur ist eine gute Zugänglichkeit zum Windpark vorausgesetzt. Diese kann im Raumordnungsplan untersucht werden. Für die Zone 3 und 4 sind keine Flächen zu erkennen, an denen die Zugänglichkeit ein Problem darstellt. Ein weiterer Faktor ist die Netzanbindungsmöglichkeit. Die vorhandenen Interkonnektoren, Datenkabel sowie Netzanbindungsleitungen werden vom BSH in einer Kartenansicht für Offshore-Vorhaben dargestellt [133]. Die Karte ist dem Anhang unter Kapitel Q beigelegt. Zu erkennen ist, dass bis jetzt Netzanbindungskabel, für die bereits sich im Betrieb befindlichen bodenfesten Offshore-Windparks existieren. Diese befinden sich in Zone 2 und im Übergang zur Zone 3. Somit müsste für ein schwimmenden Windpark in Zone 3 oder Zone 4 mit größerem Abstand zur Küste, die Leitungen ausgebaut werden. In Zone 3 wäre dieses aufgrund der geringeren Entfernung weniger aufwendig als in Zone 4. Eine Anbindung ans Netz in Zone 5 wäre mit großem Aufwand verbunden. In Anbetracht der vorhandenen Netzanbindungsleitungen erscheint ein Standort an den westlichen sowie östlichen Grenzen der ASW in Zone 3 und 4 in Bezug auf die Netzanbindung am einfachsten. Hier ist der Ausbau der vorhandenen Kabel zu weiteren Entfernungen am kürzesten. Eine Netzanbindung der Windenergie-Flächen muss jedoch sowieso erfolgen, weshalb keine Präferenz aufgrund der Netzanbindung in Zone 2, 3 und 4 festzustellen ist.

Um möglichst geringe Strecken bei der Installation und während des Betriebs zurückzulegen, ist die Entfernung zum Installations- sowie Betriebshafen von Bedeutung. Es ist ein Standort mit möglichst kurzem Weg zu den erwähnten Häfen vorzuziehen, um die Wirtschaftlichkeit zu verbessern sowie die Installation- und Betriebsphase auch aus technischer Sicht zu erleichtern. Für die Installation sowie den Betrieb kommen theoretisch mehrere Häfen in Frage. Es ist jedoch anzumerken, dass die Auswahl eines Hafens eine komplexe Entscheidung ist, die von Kapazität, Verfügbarkeit und zukünftigen Investitionsentscheidungen abhängig ist. Da die meisten größeren Offshore Häfen im Bereich Cuxhaven bis Wilhelmshaven zu finden sind, welche zentrale Ausgangspunkte für die ASW darstellen, sind keine Standorte auf Basis der Häfen vorzuziehen. Der westliche bis mittige Bereich der ASW erscheint jedoch aufgrund der höheren Anzahl an Häfen auf dieser Seite interessanter als der östliche Teil. Allgemein wird jedoch die Hafenauswahl auf Basis der notwendigen Infrastruktur für die Fertigung und Installation der WEA von Bedeutung sein. Hier sind vor allem die Häfen Cuxhaven und Wilhelmshaven interessant. Die ausländischen Häfen Eemshaven und Esbjerg stellen theoretisch auch Optionen da.

Abstand zur Küste

Bei der Wahl eines Standortes in Bezug auf den Abstand zur Küste, ist ein Zielkonflikt zwischen den genannten Kriterien zu erkennen. Eine kurze Entfernung zur Küste ist aus Aspekten der Netzanbindung, der vereinfachten und wirtschaftlicheren Installation sowie Wartung und des geringeren Seegangs vorzuziehen. Auf der anderen Seite ermöglicht eine weitere Entfernung potenziell höhere Wassertiefen sowie bessere Windverhältnisse, die sich wiederum positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirken. Die Windverhältnisse unterscheiden sich in Zone 3 und 4 nicht stark voneinander. Trotzdem müssten bei einer detaillierteren Betrachtung die Unterschiede wirtschaftlich untersucht werden. Zudem müssten die weiteren Kosten in der Installations- und Betriebsphase in Abhängigkeit der Küstenentfernung analysiert werden. Für diese Betrachtung wird eine kürzere Entfernung zur Küste als positiver angenommen, da es für die technische Umsetzung als einfacher erscheint. Die notwendige Wassertiefe muss jedoch mitberücksichtigt werden.

5.2.4 Standortauswahl für verschiedene Konzepte

Die folgende Standortauswahl für die skalierten Konzepte erfolgt auf der vorher durchgeführten Analyse und beruht auf den begründeten Annahmen. In die folgende Karte der Meeresnutzung des BSH wurden theoretisch mögliche Standorte für die skalierten Barge-Plattformen (B) sowie Semi-Submersible-Plattformen (S) eingetragen. Das Symbol (S) steht dabei für die Semi-Submersible-Plattform und ist in zwei verschiedenen Größen dargestellt. Das kleinere Symbol definiert die 15 MW und das größere die 20 MW Leistungsgröße. Die 25 MW Anlage konnte aufgrund der Mindestwassertiefe von 52 Metern zu keinem Standort in der Zone 3 und 4 zugeordnet werden. Sie wäre nur an der nördlichsten Spitze der ASW umsetzbar. Das Barge Symbol (B) ist in einer einheitlichen Größe angegeben, da die Mindestwassertiefe für alle Leistungsgrößen ausreichend ist. An den eingetragenen Standorten der Semi-Submersible Anlagen sind zudem auch Barge-Plattformen möglich.

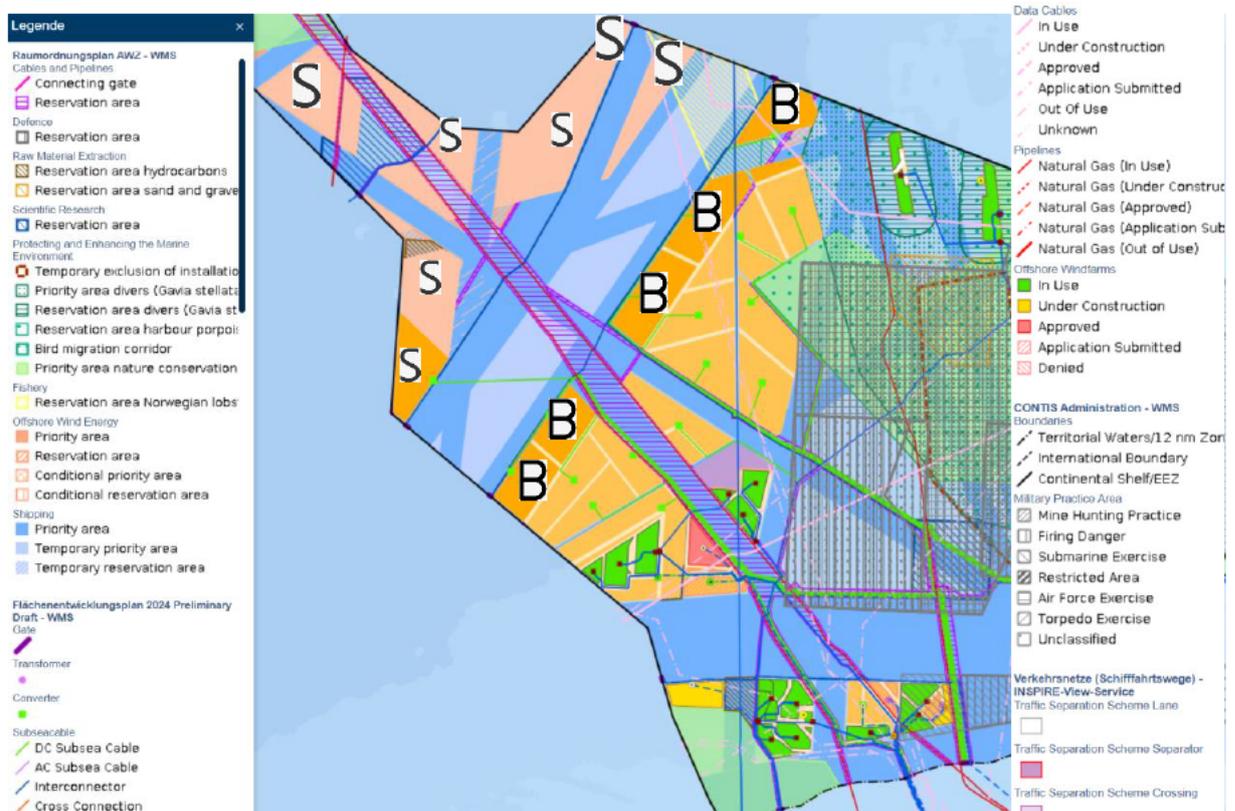


Abbildung 41: Standortauswahl der skalierten Konzepte [128]

Für die Standortauswahl wurde zuerst die Wassertiefe sowie der Raumentwicklungsplan betrachtet. Diese Faktoren grenzen bereits die möglichen Flächen vor allem für die Semi-Submersible Anlagen stark ein. Die Barge-Plattformen können dagegen in allen Bereichen der Zone 3 und 4 in Bezug auf die Wassertiefe installiert werden. Die hellorangenen Flächen in Zone 3 sind bereits von der Bundesnetzagentur für zukünftige Ausschreibungen festgelegt. Diese Projekte werden planungsmäßig je nach Fläche zwischen 2028 bis 2032 in Betrieb

gehen. Aufgrund der aktuell fehlenden Hafeninfrastruktur und der anfänglichen Kommerzialisierung von schwimmenden WEA werden diese Fläche vermutlich ausschließlich für bodenfeste Anlagen in Betracht gezogen. Theoretisch wären hier aber Barge-Anlagen in Bezug auf die Wassertiefe umsetzbar. Es wird sich jedoch aus den genannten Gründen auf die dunkelorange Flächen direkt hinter den hellorange Flächen sowie die Flächen in Zone 4 konzentriert. Die Wassertiefen sowie der Abstand zur Küste wird der Bathymetrikarte des BSH für die jeweiligen Standorte entnommen [134].

Die Barge-Standorte weisen Wassertiefen von mindestens 40 Metern und einen Abstand vom zukünftig möglichen deutschen Installationshafen in Cuxhaven von 200 bis 250 Kilometer auf. Die nördlichen Barge-Fläche könnten durch den Hafen in Esbjerg mit einem ungefähren Abstand von 130-160 Kilometern installiert werden. Die süd-westlichen Flächen haben einen geringeren Abstand von 120 bis 150 Kilometern zum Hafen Eemshaven. Beide ausländische Häfen weisen einen signifikant geringen Abstand auf, als der Hafen in Cuxhaven oder auch Wilhelmshaven. Die Standorte zeichnen sich zudem aus einem durchschnittlichen Seegang und mittlerer Windgeschwindigkeit aus, im Vergleich zu den Semi-Submersible Flächen. Aufgrund der größeren dynamischen Anfälligkeit der Barge-Plattformen und durch den vorteilhaften Tiefgang ist ein kleinerer Seegang und eine geringere Wassertiefe vorzuziehen. Der Meeresboden besteht in den Flächen hauptsächlich aus Sand beziehungsweise schlammigen Sand, welches für die Verwendung von Schleppankern mit einem Catenary-System keine Herausforderung darstellt. Wirtschaftlich betrachtet ist der geringere Abstand zur Küste beispielsweise zum Hafen in Esbjerg sowie ein geringerer Seegang positiv festzuhalten. Die mittlere Windgeschwindigkeit ist dagegen etwas geringer als in anderen Bereichen der Zone 3 oder 4 und ist somit negativer in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit [134].

Die 15 MW Semi-Submersible Anlagen befinden sich in ungefähren Wassertiefen zwischen 40 und 47 Metern. Den 20 MW Anlagen sind Flächen mit Wassertiefen zwischen 46 und 50 Metern zugeordnet. Die kleineren Leistungsgrößen sind am nord-westlichen Ende des breiten Bereichs der ASW angesiedelt, da hier notwendige Wassertiefen vorhanden sind, bei möglichst geringem Abstand zur Küste. Die 20 MW Anlagen sind an den Grenzen des großem Bereichs im Norden, sowie in dem schmaleren Stück in Zone 4, südlich der Doggerbank zugeordnet. Durch die Form der ASW, des noch größeren Abstands zur Küste, sowie die Lage der deutschen Häfen, scheinen die ausländischen Häfen in Eemshaven sowie Esbjerg durch die geringere Entfernung interessanter als die deutschen Häfen. Die nördlichen Standorte der 20 MW-Anlage haben hier einen Abstand zum Hafen in Esbjerg von 150 bis 170 Kilometern. Der Abstand der westlichen Standorte der 15 MW-Anlagen haben einen ähnlichen Abstand zum Hafen in Eemshaven. Der Abstand zu Cuxhaven ist dagegen 240 Kilometer. Die

mittlere Windgeschwindigkeit sowie der Seegang ist etwas höher im Vergleich zu den Barge-Flächen. Die Standorte der Semi-Submersible-Anlagen unterscheiden sich in Bezug auf die Umweltbedingungen nur geringfügig. Der Meeresboden ist im nördlichen Bereich von schlammigen Sand und Sand geprägt. Die westliche Fläche weist kleinere Teile ohne aufgenommene Daten auf. Das Umfeld ist jedoch hauptsächlich sandig, weshalb das Risiko von steinigem Untergrund als gering einzustufen ist [134].

Wie bereits erwähnt basiert die Mindestwassertiefe für die Anlagen auf einer vereinfachten Annahme, da es einen sehr geringen Wissenstand für diese Betrachtung gibt. Trotzdem hat das Kriterium der Mindestwassertiefe einen der größten Einflüsse auf die Standortauswahl. Die ausgewählten Standorte müssten somit in weiteren Arbeiten spezifischer hinsichtlich einer technischen Machbarkeit untersucht werden. Zu untersuchende Parameter sind vor allem das dynamische Verhalten unter Seegangsbedingungen, insbesondere der Heave-Bewegung, der Tidenhub, das Verankerungssystem sowie die Inter-Array-Verkabelung. Weiterhin muss der Zielkonflikt der negativen Aspekte des größeren Abstands zur Küste mit der etwas höheren mittleren Windgeschwindigkeit in Bezug auf CAPEX, OPEX und LCOE detailliert analysiert werden, um einen möglichst wirtschaftlichen Standort auszuwählen. Insgesamt erscheint aus technischer Sicht die Umsetzung von Barge-Anlagen in geringeren Abstand zur Küste am realistischsten.

6. Zusammenfassung und Fazit

Im Folgenden werden die wichtigsten Erkenntnisse aus den beleuchteten Themengebieten zusammengefasst. Es wird zudem diskutiert, inwiefern das definierte Ziel der Arbeit erreicht wurde. Abschließend erfolgt ein Ausblick auf die behandelte Thematik sowie die zukünftige Forschung.

Zusammenfassung

Im Offshore-Windbereich hat sich die Verwendung von Monopile-Fundamenten in Wassertiefen bis ungefähr 50 Metern durchgesetzt. In Deutschland wurden in der Vergangenheit mehr als 90 Prozent aller OWEA mit einem Monopile-Fundament installiert und auch zukünftige Projekte haben die Verwendung dieser bereits angekündigt [2] [3]. Die Installation der Fundamente erfolgt typischerweise durch das Impulsrammverfahren, welches zu hohen Schallemissionen von über 210 dB führen kann und dadurch eine potenzielle Gefahr für Tierarten darstellt [21]. Deshalb gibt es für den Installationsprozess regulatorische Vorgaben, die den maximalen Schallexpositionspegel, den Spitzenpegel und die Rammdauer definieren. Weiterhin ist ein Schallschutz- sowie Messkonzept vorzulegen. Um das Problem der Schallemissionen zu reduzieren und den regulatorischen Vorgaben gerecht zu werden, werden Schallschutzsysteme bei der Installation verwendet. Zudem wird an neuen Schallschutzsystemen und an weiteren Installationsmethoden geforscht. Ein weiteres Problem stellt der Rückbau da. Aktuell sieht das Rückbaukonzept vor, die Stahlrohre einige Meter unter dem Meeresboden abzuschneiden, da es keine technische Möglichkeit gibt, die Monopile-Fundamente vollständig zu entfernen. Es wird an verschiedenen Konzepten für den Rückbau geforscht, jedoch ist nach aktuellem Stand ein vollständiger Rückbau bodenfester Anlagen nicht möglich [4].

Im Bereich der schwimmenden WEA gibt es verschiedene Konzepte, die sich in vier hauptsächliche Plattformtypen unterscheiden lassen. Barge Anlagen stabilisieren sich durch die große Wasserauflagefläche und sind durch ihren geringen Tiefgang interessant für flache Gewässer. Spar-Plattformen benötigen für ihre Stabilisierungsmethode einen großen Abstand zwischen dem Gewichts- und Auftriebsschwerpunkt, wodurch ein großer Tiefgang konstruktiv notwendig ist. Semi-Submersible Anlagen werden durch eine Mischform des Spar- und Barge Prinzip stabilisiert und haben einen vergleichsweise niedrigen Tiefgang. TLP werden als einzige über die Verankerungsleinen stabilisiert und weisen typischerweise einen größeren Tiefgang als Barge und Semi-Submersible Anlagen auf, jedoch einen geringeren als Spar-Anlagen. Für die Verankerung am Meeresboden kommen unterschiedliche Systeme und Anker zum Einsatz. Barge-, Semi-Submersible- und Spar-Plattformen werden typischerweise

mit einem Catenary-System verankert, welches aus langen Verankerungsleinen, die auf dem Meeresboden aufliegen und einem Schleppanker besteht. TLP werden dagegen über ein Taut-System verankert, bei dem konstante Spannung auf den Verankerungsleinen herrscht und ein Anker notwendig ist, der die hohen vertikalen Lasten aufnehmen kann, wie typischerweise Rammpfähle. Semi-Taut Systeme sind eine Kombination von Catenary- und Taut-Systemen, bei denen eine Vorspannung der Verankerungsleinen durch beispielsweise Schwimmkörper erreicht wird und somit eine geringere Länge der Verankerungsleine auf dem Meeresboden aufliegt. Das System kann bei Barge und Semi-Submersible Anlagen verwendet werden. Die Installation und Rückbaumöglichkeiten hängen vom Plattfortmty und des gewählten Verankerungssystems ab. Im Allgemeinen bestechen Barge und Semi-Submersible-Plattformen durch eine einfache, kostengünstige Installation, sowie eine vollständige Montage der Anlage im Hafen. Typischerweise ist ein vollständiger Rückbau durch die Verwendung von Schleppankern unkompliziert möglich. Bei der TLP ist eine Installation durch das Verankerungssystem kostenintensiv und komplex. Auch der Rückbau ist bei der Verwendung von Rammpfählen aufwendiger und gegebenenfalls nicht vollständig möglich [30].

Die endgültige kommerzielle Phase von schwimmenden WEA soll ab dem Jahr 2026 beginnen [8]. In den vergangenen Jahren sind einige Demonstrations-Projekte in Leistungsgrößen zwischen 2 und 5 MW installiert worden. „Hywind Tampen“ wurde Ende 2023 fertiggestellt und ist aktuell mit einer Gesamtleistung von 88 MW der größte schwimmende Windpark der Welt [51]. Bei der Betrachtung des gesamten Marktes ist ein Trend zu Semi-Submersible Anlagen zu erkennen. Semi-Submersible-Plattformen stellen mit Blick auf Installation- und Rückbau, dynamisches Verhalten und Wirtschaftlichkeit, den aktuell besten Kompromiss für die meisten Einsatzbereiche da. Zukünftig angekündigte Projekte in höheren Leistungsgrößen fokussieren sich überwiegend auf dieses Konzept [61] [25]. Ein wichtig zu nennender Entwickler von Semi-Submersible-Plattformen ist „Principle Power“, der 2021 im Windpark Kincardine eine Gesamtleistung von 50 MW auf fünf 9,5 MW Anlagen installiert hat. Im Bereich der Barge-Plattformen gehören „Damping-Pool“ und „SATH“ zu den wichtigsten Projekten. Die Entwickler der unterschiedlichen Designs haben bereits Demo-Projekte installiert und planen kommerzielle Projekte in den folgenden Jahren. Das Konzept TLP kam bis jetzt nur in Form von Prototypen zum Einsatz [57] [25]. Zusammengefasst erscheint die Semi-Submersible Plattform als das vielversprechendste Konzept für die meisten Einsatzgebiete. Spar-Anlagen werden eher in Nischengewässern, wie beispielsweise in Norwegen mit sehr großen Wassertiefen auch in Hafennähe zum Einsatz kommen. Barge-Plattformen haben aufgrund des Tiefgangs Potenzial in flachen Gewässern. TLP wird keine große zukünftige Rolle

zugeschrieben, da die Installation aufgrund des Verankerungssystems komplex ist und es allgemein kostenintensiver ist als die anderen Konzepte [50].

Die Kapitel der Umweltauswirkungen von bodenfesten und schwimmenden Anlagen sowie die Untersuchung der Machbarkeit schwimmender WEA wird nicht zusätzlich zusammengefasst, da die Hauptaussagen dieser Kapitel im Folgenden mit Bezug auf das Ziel der Arbeit beschrieben werden.

Bezug auf das Ziel der Arbeit

Das in der Einleitung definierte Ziel der Arbeit bezieht sich zum einen auf die zu klärenden potenziellen Vorteile der schwimmenden WEA mit Blick auf die Umweltauswirkung und der technischen Machbarkeit der Konzepte in der deutschen Nordsee.

In Bezug auf den Vergleich zwischen der Umweltauswirkung bodenfester und schwimmender WEA ist keine konkrete Aussage zu treffen, welche Technologie einen klaren Vorteil darstellt und deshalb vorzuziehen ist. Die Umweltauswirkungen stellen dafür einen zu komplexen Sachverhalt da, der von vielen Parametern, wie der Konfiguration der Anlage und das vorhandene Ökosystem abhängig ist. Zudem ist eine Vergleichbarkeit schwierig, da zu schwimmenden WEA kaum primäre Literatur existiert, weil es bis jetzt keine Windparks in vergleichbarer Größenordnung zu bodenfesten Anlagen gibt. Es sind aber allgemeine Vor- und Nachteile beider Technologien in der Installation- Betriebs- und Rückbauphase festzustellen. Um eine konkretere Aussage treffen zu können, wurden in der Analyse die gängigsten Konfigurationen beider Technologien ausgewählt. Die Problematik der hohen Schallbelastung in der Installationsphase und des vollständigen Rückbaus entfällt bei der Nutzung einer Semi-Submersible Anlage mit Catenary-System und Schleppanker. Dagegen ist jedoch die Betriebsphase in ein paar Aspekten kritisch zu betrachten, da die am Meeresboden aufliegenden Stahlketten flächenmäßig einen großen Einfluss auf den Meeresboden haben und Verankerungsleinen als potenzielle Gefahr für das primäre und sekundäre Verfangen gelten [77]. Anlagen mit Monopile-Fundamenten haben während der Installations- und Rückbauphase einen negativen Einfluss auf das Ökosystem. Während der Betriebsphase ist jedoch ein positiver Einfluss durch den Riff-Effekt zu vermerken. Dieser positive Einfluss wird jedoch nach aktuellem Rückbauplan mit der Entfernung des Kolkschutzes wieder zerstört [63]. Allgemein stellt sich auch die Frage, ob die Schaffung von dem neuen Habitat und der erhöhten Biomasse durch die Einbringung von Hartsubstrat wirklich als positiv zu bewerten ist, da der typische Meeresboden in der deutschen Nordsee eher sandig und strukturlos ist [132]. Die vorherige Artenzusammensetzung kann sich somit stark verändern, was auch die Ansiedelung von nicht einheimischen Arten fördern kann [74].

Bei der Entscheidung, welche Technologie einen geringeren negativen Umwelteinfluss hat, ist somit die Gewichtung von den beleuchteten Aspekten ausschlaggebend. Liegt der Fokus auf einer vollständigen Rückbaumöglichkeit der Anlagen, sowie einer schallarmen Installation, ist eine schwimmende WEA in genannter Konfiguration vorzuziehen. Einflüsse während der Betriebsphase stellen jedoch aufgrund des geringen Kenntnisstands ein Risiko da. Es ist weiterhin anzumerken, dass im Bereich der bodenfesten Anlagen aufgrund der Regulatorik ein gewisser Innovationsdruck herrscht, was zu neuen Schallminderungsmaßnahmen, Installationsmethoden, sowie Rückbaumöglichkeiten in Zukunft führen wird, welches die genannten Probleme reduzieren könnte.

Die technische Machbarkeit der Konzepte wird hauptsächlich durch das Kriterium des Tiefgangs aufgrund der geringen Wassertiefe in der deutschen Nordsee begrenzt. Die Skalierungen der definierten Referenzanlagen haben gezeigt, dass Spar und TLP für die deutsche Nordsee aufgrund des zu großen Tiefgangs uninteressant sind. Auch weitere Faktoren wie Wirtschaftlichkeit und das dynamische Verhalten sprechen mit Blick auf das Verankerungssystem in flachen Gewässern gegen TLP [30]. Barge-Plattformen sind in allen untersuchten Leistungsgrößen in den nutzbaren Offshore-Windflächen in der Nordsee umsetzbar. Semi-Submersible-Anlagen haben einen größeren Tiefgang als Barge-Plattformen, wodurch die anwendbaren Flächen abhängig von Leistungsgröße und Wassertiefe sind. 15 MW Semi-Submersible Anlagen scheinen für die tieferen Standorte in der Nordsee mit Wassertiefen von mindestens 40 Meter interessant. Die Größenordnung 20 MW ist in ausgewählten Flächen ebenfalls machbar. Die Umsetzung der 25 MW Anlage erscheint aufgrund des Tiefgangs kritisch. In Bezug auf das dynamische Verhalten ist die Umsetzung einer Barge- und Semi-Submersible Plattform, nach aktueller Studienlage durch für flache Gewässer optimierten Konzepten des Verankerungs- und Kabelsystems möglich, muss aber zukünftig geprüft werden. Aus der Studienlage hat sich ergeben, dass ein Semi-Taut-System und eine Doppel-Wellen-Anordnung der Inter-Array-Kabel den Betrieb für flache Gewässer optimieren könnten [115] [118]. In der Standortanalyse wurden zudem mögliche Flächen für die Leistungsgrößen von Barge und Semi-Submersible Anlagen ermittelt. Eine realistische Umsetzung ist jedoch mit Blick auf die notwendige Hafeninfrastruktur als kritisch zu betrachten und würde hohe Investitionssummen benötigen. Die deutschen Häfen sind in den nächsten Jahren bereits durch die ambitionierten Ausbauziele mit bodenfesten Anlagen stark überlastet. Schwimmende WEA beanspruchen durch die Herstellung und Lagerung der Plattformen sowie der Montage im Hafen eine große Fläche. Auch die notwendige Krankkapazität ist sehr anspruchsvoll und könnte aktuell nur durch Jack-Up-Vessels bereitgestellt werden. Eine Umsetzung von schwimmenden WEA ist somit nur durch massive

Investitionen und Schaffung von anspruchsvoller Infrastruktur möglich [121]. Cuxhaven weist im Vergleich der deutschen Häfen gute Voraussetzungen auf. Die Realisierung über internationale Häfen, wie Eemshaven oder Esbjerg sollte auch in Betracht gezogen werden, da die Distanz von diesen Häfen zu den meisten potenziellen Standorten für schwimmende WEA geringer ist als zu den deutschen Häfen. Zusammengefasst wurde in dieser Arbeit gezeigt, dass eine technische Machbarkeit von Barge und Semi-Submersible Anlagen in ausgewählten Standorten in der deutschen Nordsee möglich ist. Hierfür wurde eine Karte mit potenziellen Standorten für die Barge und Semi-Submersible Anlagen erstellt. Die realistische Umsetzung hängt jedoch an Investitionsentscheidungen und dem Ausbau der Hafeninfrastuktur.

Ausblick

Schwimmende WEA werden im Offshore-Windbereich in Zukunft eine bedeutende Rolle einnehmen, ob dieses auch für flachere Gewässer gilt, ist fraglich. Der Technologievorsprung, die Anwendungserfahrung und Wirtschaftlichkeit werden in naher Zukunft weiterhin für den Bau von bodenfesten Anlagen in den meisten Wassertiefen in der deutschen Nordsee sprechen. Die Hauptherausforderung besteht außerdem im Aufbau von notwendiger Infrastruktur in Bezug auf den Hafen und Zulieferer für die Herstellung und Montage schwimmender Anlagen. Ein Einsatz von schwimmenden WEA in Deutschland könnte durch regulatorische Vorgaben erzwungen werden, scheint jedoch nicht realistisch, da auch im Bereich der bodenfesten Anlagen weiterhin neue Methoden zur Schallminimierung und Lösungen für den Rückbau entwickelt werden und ein schneller effizienter Ausbau im Vordergrund steht.

Im Forschungsbereich der bodenfesten Anlagen sollte der Fokus vor allem auf neuen Installationsmethoden, wie das Vibrationsrammen liegen, um den Schalleintrag zu minimieren. Auch Rückbaukonzepte bodenfester WEA müssen erforscht werden, um einen nachhaltigen Ausbau von Offshore Windenergie möglich zu machen. In Bezug auf die Umweltauswirkungen müssen in Zukunft Studien zu schwimmenden WEA durchgeführt werden, die die Einwirkung der Verankerungssysteme auf den Meeresboden sowie die Gefahr von primärem und sekundärem Verfängen näher untersuchen. Weiterhin müssen bei beiden Technologien die Zusammenhänge und Wechselwirkungen zwischen mehreren Umwelteinflüssen und die Folgen für das gesamte Ökosystem näher erforscht werden, da diese bislang kaum betrachtet wurden. Falls schwimmende WEA aufgrund der Vorteile in Bezug auf Installation und Rückbau doch umgesetzt werden sollen oder in den tiefsten Stellen der deutschen Nordsee in Zukunft auch wirtschaftlicher als bodenfeste erscheinen, gibt es vielfältige Forschungslücken, die es

zu schließen gilt. Das dynamische Verhalten sollte für Barge und Semi-Submersible Anlagen in den ausgewählten Standorten konkreter durch Simulationen analysiert werden. Hierfür ist auch die Weiterentwicklung von Software für die Simulation des dynamischen Verhaltens schwimmender WEA notwendig. Außerdem sind optimierte Konzepte von Plattformen und verschiedenen Anordnungen des Verankerungs- und Kabelsystems durch Zusatzgewichte und Schwimmkörper für die Standortbedingungen der deutschen Nordsee zu entwickeln. Ein weiteres Thema ist die Mindestwassertiefe in Abhängigkeit des Tiefgangs beziehungsweise der Leistungsgröße, bei dem vor allem die Heave-Bewegung und der Tidenhub sowie die Belastung der Verankerungsleinen und Kabel betrachtet werden sollten. Es könnten weiterhin Konzepte für die Integration von schwimmenden WEA in die vorhandene Hafeninfrastuktur entwickelt werden. Auch eine detaillierte Analyse der Stromgestehungskosten könnte für die tieferen Bereiche der deutschen Nordsee im Vergleich zu den bodenfesten Anlagen durchgeführt werden. Die Betrachtung von schwimmenden WEA in der deutschen Nordsee ermöglicht somit vielfältige zu untersuchende Forschungsaspekte, da die Technologie noch nicht kommerzialisiert ist und bis jetzt weltweit kaum für flache Gewässer in Erwägung gezogen wurde.

Zur Erreichung der ambitionierten Ausbauziele im Offshore-Windbereich und deren Bedeutung für die Energiewende erscheint die Einführung der Technologie schwimmender WEA und der damit verbundenen Hafeninfrastuktur aktuell als zusätzliche Herausforderung und nicht als Lösung für deutsche Gewässer. Für eine möglichst nachhaltige Energiewende sollte in Zukunft trotzdem eine Technologieoffenheit gewahrt und nach gegebenen Standortbedingungen und aktuellen Technologien die beste Konfiguration in der Gesamtbetrachtung umgesetzt werden. Hierfür wurden mit dieser Arbeit wichtig zu berücksichtigende Aspekte dargestellt und eine technische Machbarkeit von Barge und Semi-Submersible Anlagen inklusive einer Standortauswahl in der deutschen Nordsee bestätigt, aber auch die Herausforderungen aufgezeigt.

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „30 Gigawatt bis 2030: BSH veröffentlicht Flächenentwicklungsplan zum Ausbau der Offshore-Windenergie,“ 2023. [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/01/20230120-30-gigawatt-bis-2030-bsh-veroeffentlicht-flaechen-entwicklungsplan-zum-ausbau-der-offshore-windenergie.html>. [Zugriff am 06 04 2024].
- [2] Strom-Forschung , „Strom-Forschung,“ Innovative Fertigung von Monopile-Fundamenten reduziert Kosten, 04 03 2022. [Online]. Available: <https://www.stromforschung.de/aktuelles/news/2022/innovative-fertigung-von-monopile-fundamenten-reduziert-kosten>. [Zugriff am 03 11 2023].
- [3] Deutsche Windguard, „Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland,“ Deutsche Windguard, 2022.
- [4] D. M. A. Bellmann, A. May, D. T. Wendt, S. Gerlach, P. Remmers und J. Brinkmann, „Unterwasserschall während des Impulsrammverfahrens: Einflussfaktoren auf Rammschall und technische Möglichkeiten zur Einhaltung von Lärmschutzwerten,“ 2020.
- [5] N. Hinzmann, P. Stein, J. Gattermann und J. Stahlmann, „Großmaßstäbliche Untersuchungen technischer Lösungen zum Rückbau von Gründungspfählen von Offshore-Windenergieanlagen,“ Technische Universität Braunschweig, 2019.
- [6] B. Neddermann, T. Neumann und T. Habekost, „D7.1 Preliminary market assessment and development needs,“ Corewind.eu, 2021.
- [7] J. Lee und F. Zhao, „Global Offshore Wind Report 2021,“ Global Wind Energy Council, 2021.
- [8] Global Wind Energy Council and Aegir Insights, „Floating Offshore Wind - A Global Opportunity,“ Global Wind Energy Council, 2022.
- [9] Europäischer Rechnungshof, „Erneuerbare Offshore-Energie in der EU,“ 2023. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2023-22/SR-2023-22_DE.pdf. [Zugriff am 25 10 2023].
- [10] G. Costanzo, G. Brindley und P. Cole, „Wind Europe,“ 28 02 2023. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://proceedings.windeurope.org/biplatform/rails/active_storage/disk/eyJfcMfPbHMiOmsibWVzc2FnZSI6IkJBaDdDVG9JYTJWNVNTSWHkbVF3TkhBelozQm5Nakl3TjJnMWVHbDNhbVZqWmpKb2VEWTNiZ1k2QmtWVU9oQmthWE53YjNOcGRHbHZ. [Zugriff am 25 10 2023].
- [11] „Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes,“ [Online]. Available: https://www.wsa-elbe.wsv.de/Webs/WSA/Elbe-Nordsee/DE/1_Wasserstrassen/1_Revier/Nordsee/nordsee_node.html. [Zugriff am 25 10 2023].

- [12] iserundschmidt GmbH, „Ein Offshore-Windpark entsteht,“ Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG (DOTI) c/o EWE AG, 2010.
- [13] „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz,“ 2011. [Online]. Available: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Forschung/Windenergie-auf-See/Forschungsvorhaben-Bund/Alpha-Ventus/alpha-ventus.html>.
- [14] „Stiftung Offshore Windenergie,“ 30 06 2023. [Online]. Available: <https://www.offshore-stiftung.de/status-quo-offshore-windenergie>. [Zugriff am 30 10 2023].
- [15] T. Stehly und P. Duffy, „Cost of Wind Energy Review,“ 12 2022. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/84774.pdf>. [Zugriff am 30 10 2023].
- [16] „Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie,“ [Online]. Available: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Offshore-Vorhaben/Windparks/windparks_node.html. [Zugriff am 25 10 2023].
- [17] „Informationsportal Erneuerbare Energien,“ [Online]. Available: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Technik/Fundamente/fundamente.html>. [Zugriff am 30 10 2023].
- [18] L. Ramírez, D. Fraile und G. Brindley, „Offshore Wind in Europe, Key trends and statistics 2020,“ Wind Europe, 2021.
- [19] Z. Jiang, „Installation of offshore wind turbines: A technical review,“ Elsevier, 2021.
- [20] T. Burton, N. Jenkins, E. Bossanyi, D. Sharpe und M. Graham, Wind Energy Handbook, John Wiley & Sons Ltd., 2021.
- [21] K. Dai, A. Bergot, C. Liang, W.-N. Xiang und Z. Huang, „Environmental issues associated with wind energy - A review,“ Elsevier, 2015.
- [22] RWE Renewables GmbH, „Vibrieren statt rammen: Neues Forschungsprojekt untersucht innovative Installationsmethode für Offshore-Fundamente,“ 06 05 2021. [Online]. Available: <https://www.rwe.com/presse/rwe-renewables/2021-05-06-forschungsprojekt-untersucht-innovative-installationsmethode-fuer-offshore-fundamente/>. [Zugriff am 05 11 2023].
- [23] S. Hoffmann, „Ad-hoc Analyse: Entwicklung der OWEA-Gründungsstrukturen hinsichtlich Gründungsdurchmesser und Kolkschutzmaßnahmen / Flächenversiegelung,“ Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES, 2022.
- [24] K.-Y. Oh, N. Woochul, S. R. Moo, K. Ji-Young und E. Bogdan, „A review of foundations of offshore wind energy converters: Current status and future perspectives,“ Research Gate, 2018.
- [25] E. C. Edwards, A. Holcombe, S. Brown, E. Ransley und M. Hann, „Evolution of floating offshore wind platforms: A review of at-sea devices,“ Elsevier, 2023.

- [26] M. Hannon, E. Topham, J. Dixon, D. McMillan und M. Collu, „Offshore wind, ready to float? Global and UK trends in the floating offshore wind market,“ University of Strathclyde, 2019.
- [27] K. Longridge, „FLOATING WIND: WHAT ARE THE MOORING OPTIONS? - A Q&A WITH KENT LONGRIDGE,“ 10 11 2020. [Online]. Available: <https://acteon.com/blog/floating-wind-mooring-options/>. [Zugriff am 09 11 2023].
- [28] M. Barooni, T. Ashuri, D. Velioglu Sogut, S. Wood und S. Ghaderpour Taleghani, „Floating Offshore Wind Turbines: Current Status and Future Prospects,“ MDPI, 2022.
- [29] L. Eatough, „FLOATING OFFSHORE WIND TECHNOLOGY AND OPERATIONS REVIEW,“ Catapult , 2021.
- [30] J. Rhodri und M. Costa Ros, „Floating Offshore Wind: Market and Technology Review,“ Carbon Trust, 2015.
- [31] K.-T. Ma, Y. Luo, T. Kwan und Y. Wu, „Mooring Systems Engineering for Offshore Structures,“ Elsevier, 2019.
- [32] K.-T. Ma, Y. Wu, S. Fodstad Stolen, L. Bello, M. Van der Horst und Y. Luo, „Mooring Designs for Floating Offshore Wind Turbines Leveraging Experience From the Oil & Gas Industry,“ Research Gate, 2021.
- [33] A. Martinez und G. Iglesias, „Mapping of the levelised cost of energy for floating offshore wind in the European Atlantic,“ Elsevier, 2022.
- [34] Vryhof, „Vryhof Manual The Guide to Anchoring,“ 04 2017. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.plaisance-pratique.com/IMG/pdf/Vryhof_Anchor_Manual2015.pdf. [Zugriff am 27 11 2023].
- [35] R. C. Ramachandran, C. Desmond, F. Judge, J.-J. Serraris und J. Murphy, „Floating wind turbines: marine operations challenges and opportunities,“ European academy of wind energy, 2022.
- [36] H. Marcollo und L. Efthimiou, „Floating Offshore Wind Dynamic Cables: Overview of Design and Risks,“ World Forum Offshore Wind, 2024.
- [37] A. Crowle und P. Thies, „Installation Innovation for floating offshore wind,“ Open Research Exeter, 2021.
- [38] H. Kwangtae, T. Hoai Vu Anh, D. D. Tri und A. Kyoung Kwan, „Recent Control Technologies for Floating Ofshore Wind Energy,“ Springer Verlag, 2020.
- [39] M. Paz und Y. H. Kim, „Structural Dynamics Theory and Computation,“ Springer Verlag, 2019.
- [40] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., „DIN EN IEC 61400-3-2 ; VDE 0127-3-2:2023-07 Windenergieanlagen - Teil 3-2: Auslegungsanforderungen für schwimmende Windenergieanlagen auf offener See,“ 2022. [Online]. Available:

<https://www.din.de/de/mitwirken/normenausschuesse/dke/entwuerfe/wdc-beuth:din21:367933199>. [Zugriff am 0 12 2023].

- [41] International Electrotechnical Commission, „IEC TS 61400-3-2:2019 Design requirements for floating offshore wind turbines,“ International Electrotechnical Commission, 2019.
- [42] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, „Die Gezeiten – Entstehung und Phänomene,“ 02 April 2022. [Online]. Available: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Wasserstand_und_Gezeiten/Gezeiten/gezeiten_nod_e.html. [Zugriff am 08 12 2023].
- [43] Fino 1, „Wellen- und Strömungsverhältnisse,“ [Online]. Available: <https://www.fino1.de/de/standort/wellen-stroemung.html>. [Zugriff am 08 12 2023].
- [44] Fino 3, „Hydrologische Bedingungen,“ [Online]. Available: <https://www.fino3.de/de/standort/hydrologie.html>. [Zugriff am 07 12 2023].
- [45] Z. Chen, X. Wang und S. Kang, „Effect of the Coupled Pitch–Yaw Motion on the Unsteady Aerodynamic Performance and Structural Response of a Floating Offshore Wind Turbine,“ North China Electric Power University, 2021.
- [46] DNV, „Floating wind turbine structures, DNV-ST-0119,“ DNV, 2021.
- [47] T. Burton, N. Jenkins, E. Bossanyi, D. Sharpe und M. Graham, Wind Energy Handbook, Vereinigtes Königreich: John Wiley & Sons Ltd., 2021.
- [48] F. Anstock, A. Kessler und V. Schorbach, „Increased tower eigenfrequencies on floating foundations and their implications for large two- and three-bladed turbines,“ J. Phys.: Conf. Ser. 2626 012002, Hamburg, 2023.
- [49] DNV, „Floating wind turbine structures, DNV-ST-0119,“ 2021.
- [50] ETI Energy Technologies Institute, „Deep Water - Executive Summary,“ 2011. [Online]. Available: https://ukerc.rl.ac.uk/cgi-bin/eti_query.pl?GoButton=DisplayLanding&etilID=819. [Zugriff am 02 01 2024].
- [51] Equinor, „Hywind Tampen,“ [Online]. Available: <https://www.equinor.com/energy/hywind-tampen>. [Zugriff am 02 01 2024].
- [52] DOF Subsea, „Hywind Tampen: Floating Wind Farm Installation,“ DOF, 2023.
- [53] Principle Power, „Les Éoliennes Flottantes du Golfe de Lion,“ [Online]. Available: <https://www.principlepower.com/projects/les-eoliennes-flottantes-du-golfe-du-lion>. [Zugriff am 06 01 2024].

- [54] Prysmian Group, „Prysmian Group Magazine,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.prysmiangroup.com/en/insight/projects/provence-grand-large>. [Zugriff am 06 01 2024].
- [55] BW Ideol, „Eolmed Project,“ [Online]. Available: <https://www.bw-ideol.com/en/eolmed-project>. [Zugriff am 06 01 2024].
- [56] 4C Offshore, „Groix & Belle-Île Floating Wind Farm,“ 2023. [Online]. Available: <https://www.4coffshore.com/windfarms/france/groix-26-belle-%C3%AEle-france-fr62.html>. [Zugriff am 06 01 2024].
- [57] BW Ideol, „FLOATGEN,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.bw-ideol.com/en/floatgen-demonstrator>. [Zugriff am 07 01 2024].
- [58] Saitec Offshore Technologies, „DemoSATH,“ 2022. [Online]. Available: <https://saitec-offshore.com/en/projects/demosath/>. [Zugriff am 07 01 2024].
- [59] RWE, „TetraSpar-Pilotanlage bringt Floating-Offshore-Technologie voran,“ 2023. [Online]. Available: <https://www.en-former.com/tetraspar-pilotanlage-bringt-floating-offshore-technologie-voran/>. [Zugriff am 08 01 2024].
- [60] EnBW, „Windkraftanlage "Nezzy 2" lernt in der Ostsee schwimmen,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.enbw.com/unternehmen/eco-journal/nezzy-lernt-in-der-ostsee-schwimmen.html>. [Zugriff am 08 01 2024].
- [61] Blackridge Research & Consulting, „Top 7 Upcoming Floating Offshore Wind Projects In the World,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.blackridgeresearch.com/blog/latest-list-top-upcoming-floating-offshore-windmill-fow-farm-plant-power-projects-in-the-world#bellrock-floating-offshore-wind-power-plant>. [Zugriff am 20 04 2024].
- [62] H. Díaz, J. Serna, J. Nieto und C. Guedes Soares, Market Needs, Opportunities and Barriers for the Floating Wind Industry, *Journal of Marine Science and Engineering*, 2022.
- [63] I. Galparsoro, I. Menchaca, J. M. Garmendia, Á. Borja, A. D. Maldonado, G. Iglesias und J. Bald, Reviewing the ecological impacts of offshore wind farms, *Ocean Sustainability*, 2022.
- [64] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, „Meeresumwelt,“ [Online]. Available: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Flaechenvoruntersuchung/Meeresumwelt/meeresumwelt_node.html. [Zugriff am 22 01 2024].
- [65] Umweltbundesamt, „Beurteilung von Umweltauswirkungen bei der Genehmigung von Offshore Windenergieanlagen,“ Umweltbundesamt, 2011.
- [66] Plymouth Marine Laboratory, „Database of evidence for the impact of Offshore Wind Farms on Marine Ecosystem Services,“ 2023. [Online]. Available: <https://ukerc.rl.ac.uk/cgi-bin/dataDiscover.pl?Action=detail&dataid=554a8785-3f6f-4202-a742-d55708391a0a>. [Zugriff am 16 01 2024].

- [67] F. Rezaei, P. Contestabile, D. Vicinanza und A. Azzellino, „Towards understanding environmental and cumulative impacts of floating wind farms: Lessons learned from the fixed-bottom offshore wind farms,“ Elsevier, 2023.
- [68] H. Lange, „AquaContour,“ 15 08 2019. [Online]. Available: <https://aquacontour.com/unternehmen/ratgeber/lexikon/wasserstrahlschneiden-verfahren-stahl>. [Zugriff am 05 02 2024].
- [69] Wissenschaftliche Dienste, Deutscher Bundestag, „Einzelfragen zu Auswirkungen von Unterwasserlärm auf Schweinswale,“ WD 8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung, 2021.
- [70] M. Dähne, A. Gilles, K. Lucke und V. Peschko, Effects of pile-driving on harbour porpoises (*Phocoena phocoena*) at the first offshore wind farm in Germany, *Environmental Research Letters*, 2013.
- [71] M. Brandt, A.-. C. Dragon, A. Diederichs und M. A. Bellman, Disturbance of harbour porpoises during construction of the first seven offshore wind farms in Germany, *Marine Ecology Progress Series*, 2018.
- [72] D. J. Russell, S. Brasseur, D. Thompson und G. D. Hastie, „Marine mammals trace anthropogenic structures at sea,“ *Current Biology*, 2014.
- [73] R. Krone, L. Gutow, T. J. Joschko und A. Schröder, „Epifauna dynamics at an offshore foundation - Implications of future wind power farming in the NorthSea,“ Elsevier, 2013.
- [74] R. Krone, G. Dederer, P. Kanstinger, P. Krämer, C. Scheider und I. Schmalenbach, „Mobile demersal megafauna at common offshore wind turbine foundations in the German Bight (North Sea) two years after deployment - increased production rate of *Cancer pagurus*,“ Elsevier, 2017.
- [75] J. Floeter, J. E. van Beusekom und D. Auch, „Pelagic effects of offshore wind farm foundations in the stratified North Sea,“ Elsevier, 2017.
- [76] V. Spielmann, J. Dannheim, T. Brey und J. W. Coolen, „Decommissioning of offshore wind farms and its impact on benthic ecology,“ Elsevier, 2023.
- [77] S. M. Maxwell, F. Kershaw und C. C. Locke, „Potential impacts of floating wind turbine technology for marine species and habitats,“ Elsevier, 2022.
- [78] Statoil, „Hywind Scotland Pilot Park Environmental Statement,“ 2015.
- [79] T. Andersen Eidvaag, „Mapping the environmental impact on Hywind Tampen,“ 02 05 2022. [Online]. Available: <https://www.uib.no/en/bow/153283/mapping-environmental-impact-hywind-tampen>. [Zugriff am 12 02 2024].
- [80] K. De Jong, K. McQueen und N. Hareide Roar, „Fisheries survey in the offshore wind power field Hywind Tampen before development,“ Norwegian Institute for Nature Research, 2023.

- [81] REV Ocean, „How will wind farms affect marine life?“, 2023. [Online]. Available: <https://www.revocean.org/science/missions/hywind-tampen/>. [Zugriff am 12 02 2024].
- [82] BW Ideol, „Floatgen“, [Online]. Available: <https://www.bw-ideol.com/en/floatgen-demonstrator#:~:text=The%20conclusions%20are%20rather%20clear,construction%20C%20operation%20and%20maintenance%20phases..> [Zugriff am 12 02 2024].
- [83] J. Helsen, F. Vanhollebeke, D. Vandepitte und W. Desmet, „Some trends and challenges in wind turbine upscaling“, Proceedings of ISMA International Conference On Noise And Vibration, 2012.
- [84] Y. Kikuchi und T. Ishihara, „Upscaling and levelized cost of energy for offshore wind turbines supported by semi-submersible floating platforms“, IOP, 2019.
- [85] J. F. Manwell, J. G. McGowan und A. L. Rogers, Wind Energy Explained, Wiley John + Sons, 2010.
- [86] J. Zhenrui Wu, „A METHOD TO UPSCALE A FLOATING OFFSHORE WIND TURBINE FROM 5 MW TO 15 MW“, Texas A&M University, 2021.
- [87] R. Gasch und J. Twele, Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, Springer Vieweg , 2013.
- [88] G. Sieros, P. Chaviaropoulos und J. Sorensen, „Upscaling wind turbines: theoretical and practical aspects and their impact on the cost of energy“, Wiley, 2012.
- [89] M. Leimeister, E. E. Bachynski, M. Muskulus und P. Thomas, „Design optimization and upscaling of a semi-submersible floating platform“, Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES, 2016.
- [90] M. Leimeister, „Rational Upscaling and Modelling of a Semi-Submersible Floating Offshore Wind Turbine“, Norwegian University of Science and Technology, 2016.
- [91] J. George, „Windfloat design for different turbine sizes“, Universidade de Lisboa, 2014.
- [92] J. Z. Wu, „A METHOD TO UPSCALE A FLOATING OFFSHORE WIND TURBINE FROM 5 MW TO 15 MW“, Texas A&M University, 2021.
- [93] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial und G. Scott, „Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development“, National Renewable Energy Laboratory, 2009.
- [94] E. Gaertner, J. Rinker und L. Sethuraman, „Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind“, National Renewable Energy Laboratory, 2020.
- [95] W. Popko, P. Thomas, A. Sevinc und M. Rosemeier, „IWES Wind Turbine IWT-7.5-164 Rev 4.“, Fraunhofer Institute for Wind Energy Systems IWES, 2018.

- [96] C. Bak, F. Zahle und R. Bitsche, „The DTU 10-MW Reference Wind Turbine,“ Sound/Visual production (digital), 2013.
- [97] E. Bachynski und T. Moan, „Design considerations for tension leg platform wind turbines,“ Elsevier, 2012.
- [98] G. Stewart und M. Lackner, „Calibration and Validation of a FAST Floating Wind Turbine Model of the DeepCwind Scaled Tension-Leg Platform,“ National Renewable Energy Laboratory, 2012.
- [99] J. Jonkman, „Definition of the Floating System for Phase IV of OC3,“ National Renewable Energy Laboratory, 2010.
- [100] J. M. Jonkman, „Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine,“ National Renewable Energy Laboratory, 2007.
- [101] F. M'zoughi, P. Aboutaleb und I. Garrido, „Complementary Airflow Control of Oscillating Water Columns for Floating Offshore Wind Turbine Stabilization,“ MDPI, 2021.
- [102] T. Choisnet und B. Geschier, „INITIAL COMPARISON OF CONCRETE AND STEEL HULLS IN THE CASE OF IDEOL'S SQUARE RING FLOATING SUBSTRUCTURE,“ 2016.
- [103] A. Robertson, J. Jonkman, M. Masciola und H. Song, „Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4,“ National Renewable Energy Laboratory, 2014.
- [104] M. Kaptan, B. Skaare und Z. Jiang, „Analysis of spar and semi-submersible floating wind concepts with respect to human exposure to motion during maintenance operations,“ Elsevier, 2022.
- [105] C. Allen, A. Viselli und H. Dagher, „Definition of the UMaine VoltturnUS-S Reference Platform Developed for the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine,“ National Renewable Energy Laboratory, 2020.
- [106] Equinor, „Next step for Hywind Tampen,“ 22 04 2021. [Online]. Available: <https://www.equinor.com/news/archive/20210422-next-step-hywind-tampen>. [Zugriff am 07 03 2024].
- [107] M. Harvey, S. Strivens und H. Evans, „Floating Wind Joint Industry Programme Phase IV Summary Report,“ Carbon Trust, 2022.
- [108] F. Anstock, A. Kessler und V. Schorbach, „Increased tower eigenfrequencies on floating foundations and their implications for large two- and three-bladed turbines,“ J. Phys.: Conf. Ser. 2626 012002, 2023.
- [109] J. Jonkman und D. Matha, „A Quantitative Comparison of the Responses of Three Floating Platforms,“ NREL, 2010.

- [110] K. Wang, Y. Chu und S. Huang, „Preliminary design and dynamic analysis of constant tension mooring system on a 15 MW semi-submersible wind turbine for extreme conditions in shallow water,“ Elsevier, 2023.
- [111] H. Bai, M. Zhang und W. Yuan, „Conceptual design, parameter optimization and performance investigation of a 10MW semi-submersible floating wind turbine in shallow water,“ Elsevier, 2023.
- [112] Y. Zhou, S. Feng und X. Guo, „Initial Design of a Novel Barge-Type Floating Offshore Wind Turbine in Shallow Water,“ Journal of Marine Science and Engineering, 2023.
- [113] K. M. Kosasih, H. Suzuki und H. Niizato, „Demonstration Experiment and Numerical Simulation Analysis of Full-Scale Barge-Type Floating Offshore Wind Turbine,“ Journal of Marine Science and Engineering, 2020.
- [114] X. Zheng und T. Zhang, „Study on Characteristics and Optimal Layout of Components in Shallow Water Mooring System of Floating Wind Turbine,“ MDPI, 2022.
- [115] K. Xu, K. Larsen und Y. Shao, „Design and comparative analysis of alternative mooring systems for floating wind turbines in shallow water with emphasis on ultimate limit state design,“ Elsevier, 2021.
- [116] JDR Cable Systems, „Factsheet: Cables and accessories,“ BVGAssociates.
- [117] Z. Valantiejus und D. Yates, „Dynamic cable failure rates,“ Carbon Trust, 2023.
- [118] S. Zhao, Y. Cheng und P. Chen, „A comparison of two dynamic power cable configurations for a floating offshore wind turbine in shallow water,“ AIP Publishing, 2021.
- [119] Offshore-Windindustrie.de, „Häfen und Offshore-Schiffe,“ [Online]. Available: <https://www.offshore-windindustrie.de/wirtschaft/hafen>. [Zugriff am 28 03 2024].
- [120] L. Ramirez , M. Cecchinato und S. Potestio, „Ports: a key enabler for the floating offshore wind sector,“ Wind Europe, 2020.
- [121] A. Crowle, „Port and Shipyard requirements for the installation of floating offshore wind turbines,“ Royal Institution of Naval Architects, 2021.
- [122] BW Ideol, „Serial Production of Damping Pool concrete floaters at Port of Ardersier,“ 2023. [Online]. Available: https://www.youtube.com/watch?v=ibAr3OHorDs&ab_channel=BWIdeol. [Zugriff am 04 04 2024].
- [123] B. Grotjahn, „Häfen der Hoffnung,“ 14 05 2022. [Online]. Available: <https://energiewinde.orsted.de/energiewirtschaft/offshore-wind-haefen-deutschland-ueberblick>. [Zugriff am 04 04 2024].

- [124] D. Ellerhorst, M. Heyken und A.-K. Wallasch, „Potenziale der Windenergie für die niedersächsische Seehäfen,“ Deutsche Windguard, 2023.
- [125] „Die Niedersächsischen Häfen im Profil: Zahlen - Daten - Fakten,“ Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, 2020.
- [126] I. Matthes, „Der Hafen ist voll,“ *neue Energie*, Nr. 3, 2024.
- [127] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, „Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee,“ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2021.
- [128] Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie, „Meeresnutzung,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.geoseaportal.de/mapapps/resources/apps/meeresnutzung/index.html?lang=de>. [Zugriff am 4 04 2024].
- [129] NEWA, „New European Wind Atlas,“ [Online]. Available: <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>. [Zugriff am 20 03 2024].
- [130] T. Brüning, „Saisonale Seegangsverteilungen in der Nordsee 2013,“ Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie, 2013.
- [131] Geowissen kompakt, „Geologische Kartierung der Meeresbodenoberfläche,“ [Online]. Available: <https://www.gpdn.de/wilma.aspx?pgId=66>. [Zugriff am 23 03 2024].
- [132] Geopotenzial deutsche Nordsee, „Klassifikation nach Figge Kartenansicht,“ [Online]. Available: <https://www.gpdn.de/wilma.aspx?pld=807#p807>. [Zugriff am 23 03 2024].
- [133] Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie, „Offshore-Vorhaben,“ [Online]. Available: <https://offshore-vorhaben.bsh.de/#>. [Zugriff am 25 03 2024].
- [134] Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie, „Bathymetrie,“ [Online]. Available: <https://www.geoseaportal.de/mapapps/resources/apps/bathymetrie/index.html?lang=de>. [Zugriff am 04 04 2024].
- [135] Cuxhaven Offshore, „Deutsche Offshore-Industrie-Zentrum Cuxhaven,“ [Online]. Available: <https://www.offshore-basis.de/infrastruktur/>. [Zugriff am 01 04 2024].
- [136] M. Reynaud, E. Le Bourhis und T. Soulard, „Rapport de suivi environnemental de l'éolienne flottante FLOATGEN, site d'essais SEM-REV,“ Centrale Nantes, 2021.

Anhang

A. Übersicht Vor- und Nachteile der vier Plattformtypen	124
B. Allgemeine Informationen zu den vier Plattformtypen	124
C. Übersicht verschiedener Verankerungssysteme.....	125
D. Vergleich verschiedener Ankertypen	126
E. Übersicht Prototypen und Demonstrations-Projekte schwimmender WEA.....	127
F. Skalierungsbeziehungen.....	128
I. Seitenansichten der Semi-Submersible Plattformen 20MW bis 25 MW.....	131
J. Verschiedene Konzepte eines Verankerungssystems für flache Gewässer	132
K. Serien-Produktion Damping Pool Hafeninfrastuktur.....	133
L. Hafen Cuxhaven	133
M. Auszug Windatlas NEWA.....	134
N. Saisonale Seegangsverteilung:	135
O. Sedimentverteilungskarte nach Figge	136
P. Sedimentverteilungskarte nach Folk.....	136
Q. Karte Offshore Kabelverbindungen	137

A. Übersicht Vor- und Nachteile der vier Plattformtypen

Typical advantages and disadvantages of different types of FOWT platform.

	Advantages	Disadvantages
TLP	<ul style="list-style-type: none"> • Small heave and pitch motion • Small seabed footprint • Can work in many water depths • Light and small structure, meaning lower material costs 	<ul style="list-style-type: none"> • Usually requires special purpose-built vessel to install because unstable under tow • Expensive mooring lines and anchors with high vertical load • If one mooring line fails, it could be catastrophic • Currently has a low TRL; not a proven technology for FOWTs • Low/no deck space (for maintenance) • Difficult to use in an area with large tidal range
Spar	<ul style="list-style-type: none"> • Usually relatively simple to make and manufacture • Proven technology (30 MW in operation using this type of design today) • Small heave motion 	<ul style="list-style-type: none"> • Hard to tow out and install: Requires a deep dock or sheltered area and large offshore crane to install turbine • Requires deep operational water, especially for larger turbines • Heavy and large structure • High fatigue load on base • Large seabed footprint • Larger pitch and roll motion (relative to others) • Low deck space (for maintenance)
Semi-sub/barge	<ul style="list-style-type: none"> • Does not require deep dock or specialist equipment for tow-out and installation • Proven technology (70 MW in operation using this type of design today) • Less material than spar • Not dependent on water depth • Lower pitch and roll motions (relative to spar) • More deck space (for maintenance) 	<ul style="list-style-type: none"> • More difficult to manufacture than spar • Large seabed footprint • Larger heave motion (relative to others)

[25]

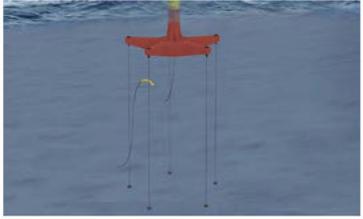
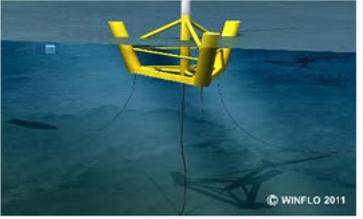
B. Allgemeine Informationen zu den vier Plattformtypen

Spar	Semisubmersible	TLP	Barge
<p>Overview:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Simplest concept and attractive dynamics • Minimum depth 80m during whole installation process • Achieves stability through ballast installed below its main buoyancy tank • Complex manufacturing and Weight for 6 MW: ~3.500 t <p>Benefits:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inherent stability • Suitable for even higher sea states • Soil condition insensitivity • Cheap & simple mooring & anchoring system • Simple fabrication process • Low operational risk • Little susceptible to corrosion <p>Challenges:</p> <ul style="list-style-type: none"> • High cost, 5-8 mEUR/MW (based on the 30 MW demo) • Heavy weight, with long mooring lines and long & heavy structure • Deep drafts limit port access and large seabed footprint • Relatively large motions • Assembly in sheltered deep water challenging and time-consuming • High fatigue loads in tower base • Specialised installation vessels needed 	<p>Overview:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Most popular concept and less attractive dynamics • Typically requires moveable water ballast to limit tilt • Requires dry dock for fabrication • Achieves static stability by distributing buoyancy widely at the water plane • Weight for 6 MW: ~3.000 t <p>Benefits:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Heave plates for reducing heave response • Broad weather window for installation • Depth independence • Soil condition insensitivity • Cheap & simple mooring & anchoring system • Overall lower risk • Simple installation & decommissioning as specialised vessel required <p>Challenges:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Non-industrialised fabrication • Higher exposure to waves leads to lower stability and impacts on turbine • Labour intensive and long lead time • Large and complex structure, so complicated in fabrication • Foundation always built in one piece, requiring dry dock or special fabrication yard with skid facilities • Lateral movement presents potential problems for the export cable 	<p>Overview:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Attractive dynamics but not widely deployed • Achieves static stability through mooring line tension with a submerged buoyancy tank • Typically requires purpose-built installation vessel • Weight for 6 MW: ~2.000 t <p>Benefits:</p> <ul style="list-style-type: none"> • High stability, low motions • Having a good water-depth flexibility • Small seabed footprint and short mooring lines • Simple & light structure, easy for O&M • Lower material costs due to structural weight of the substructure • Onshore or dry dock assembly possible <p>Challenges:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unstable during assembly, requiring the use of special vessel • High vertical load moorings • Complex & costly mooring & anchoring system making it the most expensive floater design type • Mooring tendons presenting higher operational risk in case of mooring failure and add requirements on site seabed conditions 	<p>Overview:</p> <ul style="list-style-type: none"> • The shallowest draft of all the floating foundation types • Square footprint • Some barge designs include a moonpool to suppress wave-induced loading. • Weight for 6 MW: 2.000-8.000 t depending on materials <p>Benefits:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Operable at depths starting 30 meters to accommodate complex seabed conditions • Buildable in steel or concrete, or hybrids between steel and concrete, offering flexibility in using the highest local content near the project • Simple shape will employ equally simple fabrication techniques • Scalable to support heavy substation <p>Challenges:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Particularly exposed to wave, so having greater motions • Demanding more robust mooring systems, increasing complexity

Source: Siesdal A/S, NREL, DNV.GI, Carbon Trust, IRENA

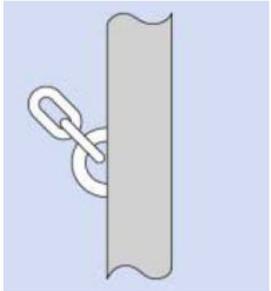
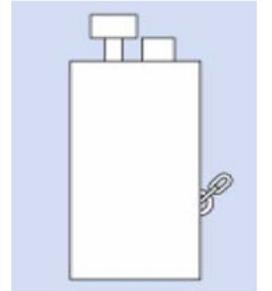
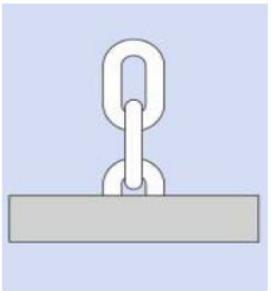
[8]

C. Übersicht verschiedener Verankerungssysteme

Taut-leg	Catenary	Semi-taut
		
<p><i>Example: Glosten PelaStar</i></p>	<p><i>Example: DCNS SeaReed</i></p>	<p><i>Example: Aerodyn Nezzy</i></p>
<ul style="list-style-type: none"> • Synthetic fibres or wire which use the buoyancy of the floater and firm anchor to the seabed to maintain high tension for floater stability 	<ul style="list-style-type: none"> • Long steel chains and/or wires whose weight and curved shape holds the floating platform in place. Lower section of mooring chain rests on the seafloor, supporting the anchor and acting as a counterweight in stormy conditions 	<ul style="list-style-type: none"> • Synthetic fibres or wires usually incorporated with a turret system, where a single point on the floater is connected to a turret with several semi-taut mooring lines connecting to the seabed
<ul style="list-style-type: none"> • Small footprint 	<ul style="list-style-type: none"> • Large footprint 	<ul style="list-style-type: none"> • Medium footprint
<ul style="list-style-type: none"> • Vertical loading at anchoring point 	<ul style="list-style-type: none"> • Horizontal loading at anchoring point 	<ul style="list-style-type: none"> • Loading typically at ~45 degrees to anchoring point
<ul style="list-style-type: none"> • Large loads placed on the anchors – requires anchors which can withstand large vertical forces 	<ul style="list-style-type: none"> • Long mooring lines, partly resting on the seabed, reduce loads on the anchors 	<ul style="list-style-type: none"> • Medium loads on the anchors
<ul style="list-style-type: none"> • Very limited horizontal movement 	<ul style="list-style-type: none"> • Some degree of horizontal movement 	<ul style="list-style-type: none"> • Limited horizontal movement, but full structure can swivel around the turret connection
<ul style="list-style-type: none"> • High tension limits floater motion (pitch/roll/heave) to maintain excellent stability 	<ul style="list-style-type: none"> • Weight of mooring lines limits floater motion, but greater freedom of movement than taut-leg 	<ul style="list-style-type: none"> • Single connection point makes the platform susceptible to wave induced motion
<ul style="list-style-type: none"> • Challenging installation procedure 	<ul style="list-style-type: none"> • Relatively simple installation procedure 	<ul style="list-style-type: none"> • Relatively simple installation procedure
<ul style="list-style-type: none"> • Minimal disruption to the seabed (small footprint) 	<ul style="list-style-type: none"> • Lower section of chain rests on the seabed, resulting in more disruption (large footprint) 	<ul style="list-style-type: none"> • Low level of disruption (medium footprint)

[30]

D. Vergleich verschiedener Ankertypen

Drag-embedded	Driven pile	Suction pile	Gravity anchor
			
<ul style="list-style-type: none"> • Best suited to cohesive sediments, though not too stiff to impede penetration 	<ul style="list-style-type: none"> • Applicable in a wide range of seabed conditions 	<ul style="list-style-type: none"> • Application constrained by appropriate seabed conditions - not suitable in loose sandy soils or stiff soils where penetration is difficult 	<ul style="list-style-type: none"> • Requires medium to hard soil conditions
<ul style="list-style-type: none"> • Horizontal loading 	<ul style="list-style-type: none"> • Vertical or horizontal loading 	<ul style="list-style-type: none"> • Vertical or horizontal loading 	<ul style="list-style-type: none"> • Usually vertical loading, but horizontal also applicable
<ul style="list-style-type: none"> • Simple installation process 	<ul style="list-style-type: none"> • Noise impact during installation (requires hammer piling) 	<ul style="list-style-type: none"> • Relatively simple installation, less invasive than other methods 	<ul style="list-style-type: none"> • Large size and weight can increase installation costs
<ul style="list-style-type: none"> • Recoverable during decommissioning 	<ul style="list-style-type: none"> • Difficult to remove upon decommissioning 	<ul style="list-style-type: none"> • Easy removal during decommissioning 	<ul style="list-style-type: none"> • Difficult to remove upon decommissioning

[30]

E. Übersicht Prototypen und Demonstrations-Projekte schwimmender WEA

Platform designs with a live or decommissioned prototype/demonstration project.

Platform name	Years active	Technology developer	Type	WTG rating for demonstrator (MW)	Material	Water depth (m)	Mooring
Blue H	2007–2008	Blue H Engineering	TLP	0.08	steel	113	taut
SWAY	2011	Inocean	spar-TLP	0.007	steel	25	tension rod
DeepWind Spar	2011	DeepWind Consortium	spar	0.001	steel	4	3 catenary lines
Hybrid Spar	2012–2013, 2013–2015	Toda corporation	spar	2.0-001	steel and concrete	100	3 catenary lines (steel chains, 2 equipped with clump weights)
VoltturnUS/VoltturnUS-S	2013–2014	New England Aqua Ventus/University of Maine	semi-sub	0.02	concrete	45	3 chain catenary lines
Fukushima Mirai	2013–2021	Mitsui Engineering and Shipbuilding Co., Ltd.	semi-sub	2	steel	120	6 chain catenary (diameter 132 mm)
Spinwind	2013–2014	Gwind	spar	0.001			
SeaTwirl S1	2015	SeaTwirl	spar	0.03	steel	35	
Fukushima Shinpu	2015–2018	Mitsubishi Heavy Industries	semi-sub	7	steel	120	8 chain catenary lines
Fukushima Hamakaze (Advanced Spar)	2016–2021	Japan Marine United Corp.	spar	5	steel	120	6 line chain catenary (diameter 132 mm)
Damping Pool	2018-present	BW Ideol	barge	2.3	steel or concrete	28	chain or nylon catenary lines
Eolink	2018–2019	Eolink	semi-sub	0.2	steel	35	3 synthetic lines to single point mooring
SATH	2020	Saitrec	barge	0.03	concrete		3 catenary lines to single point mooring
TetraSpar	2021-present	Stiesdal	spar	3.6	steel	120	3 catenary lines (chain and synthetic rope and clump weights)
China Three Gorges	2021–2021	China Three Gorges	semi-sub	5.5			
Fuyao	2022-present	GSSC Haizhuang Wind Power	semi-sub	6.2		50	6 catenary lines
W2Power	2019	Enercoen	semi-sub	2 x 0.1	steel		catenary
Nezzy2	2020	EnBW	semi-sub	2 x 0.1	concrete		6 catenary lines
FPP	2010, 2012–2013	Floating Power Plant	semi-sub	3 x 0.011		7	catenary lines to a single-point mooring
Hakata Bay Scale Pilot Wind Lens	2012–2013	Kyushu University	semi-sub	2 x 0.02	concrete		

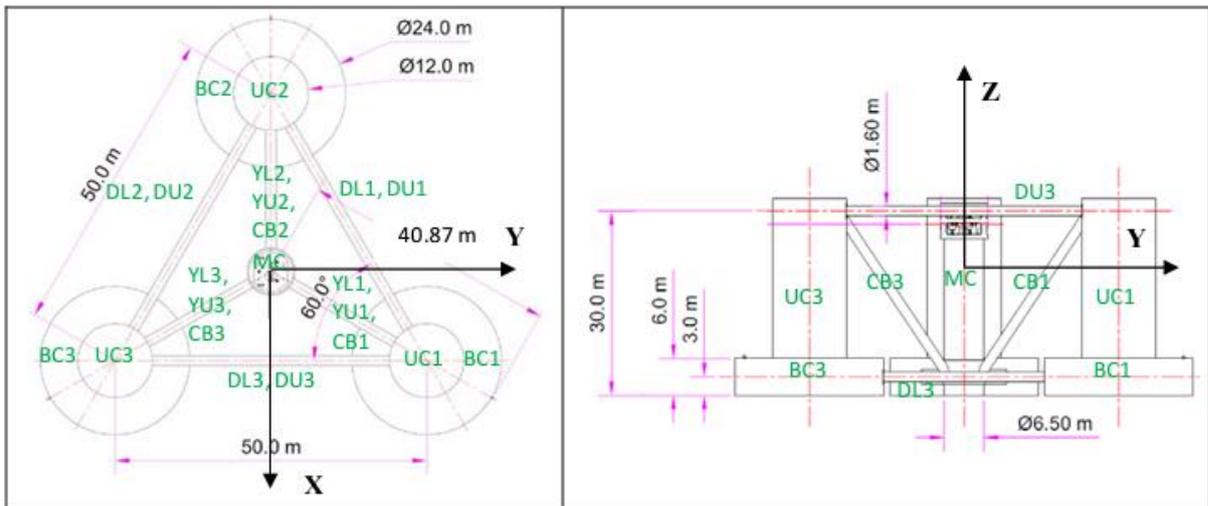
[25]

F. Skalierungsbeziehungen

Parameter	Equation	Proportionality
Mass	$m = \rho_{\text{mat}} V$ with $V \sim k^3$	k^3
Weight	$W = mg$	k^3
Area moment of inertia	$I_y = \int_A x^2 dA$	k^4
Young's modulus	E constant for same material	k^0
Bending stiffness	EI	k^4
Rotational speed	$\Omega = \frac{2\lambda v_0}{D_{\text{rotor}}}$	k^{-1}
Natural frequencies	$f_{\text{nat}} = \frac{4\Lambda^2}{D_{\text{rotor}}^2} \sqrt{\frac{EI}{\mu}}$	k^{-1}
Frequency ratio	$\frac{\Omega}{f_{\text{nat}}}$	k^0
Power	$P = \frac{\rho_{\text{air}}}{2} C_P(\lambda) \frac{D_{\text{rotor}}^2}{4} \pi v^3$	k^2
Aerodynamic forces (e.g. thrust)	$F_T = \frac{\rho_{\text{air}}}{2} C_T(\lambda) \frac{D_{\text{rotor}}^2}{4} \pi v^2$	k^2
Aerodynamic moments (e.g. torque)	$M = \frac{\rho_{\text{air}}}{2} C_M(\lambda) \frac{D_{\text{rotor}}^3}{8} \pi v^2$	k^3
Stresses due to aerodynamic loads	$\sigma = \frac{Ml}{I}$	k^0
Centrifugal forces	$F_C = ml\Omega^2$	k^2
Stresses due to centrifugal forces	$\sigma_C = \frac{F_C}{A}$ with $A \sim k^2$	k^0
Bending moment due to self-weight	$M_G = Wl$	k^4
Stresses due to self-weight	$\sigma_G = \frac{M_G l}{I}$	k

[90]

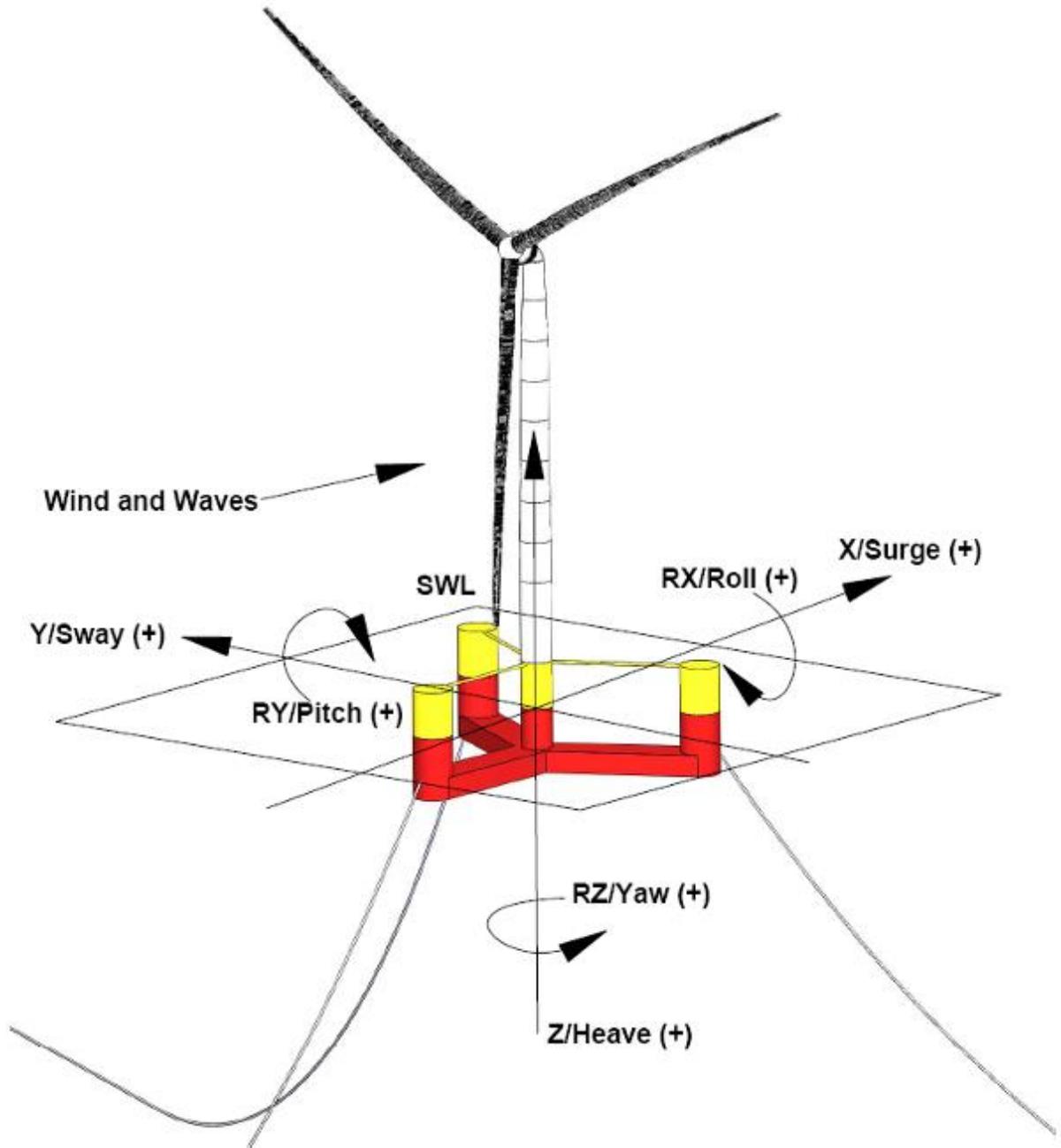
G. Referenzanlage OC4



Depth of platform base below SWL (total draft)	20 m
Elevation of main column (tower base) above SWL	10 m
Elevation of offset columns above SWL	12 m
Spacing between offset columns	50 m
Length of upper columns	26 m
Length of base columns	6 m
Depth to top of base columns below SWL	14 m
Diameter of main column	6.5 m
Diameter of offset (upper) columns	12 m
Diameter of base columns	24 m
Diameter of pontoons and cross braces	1.6 m

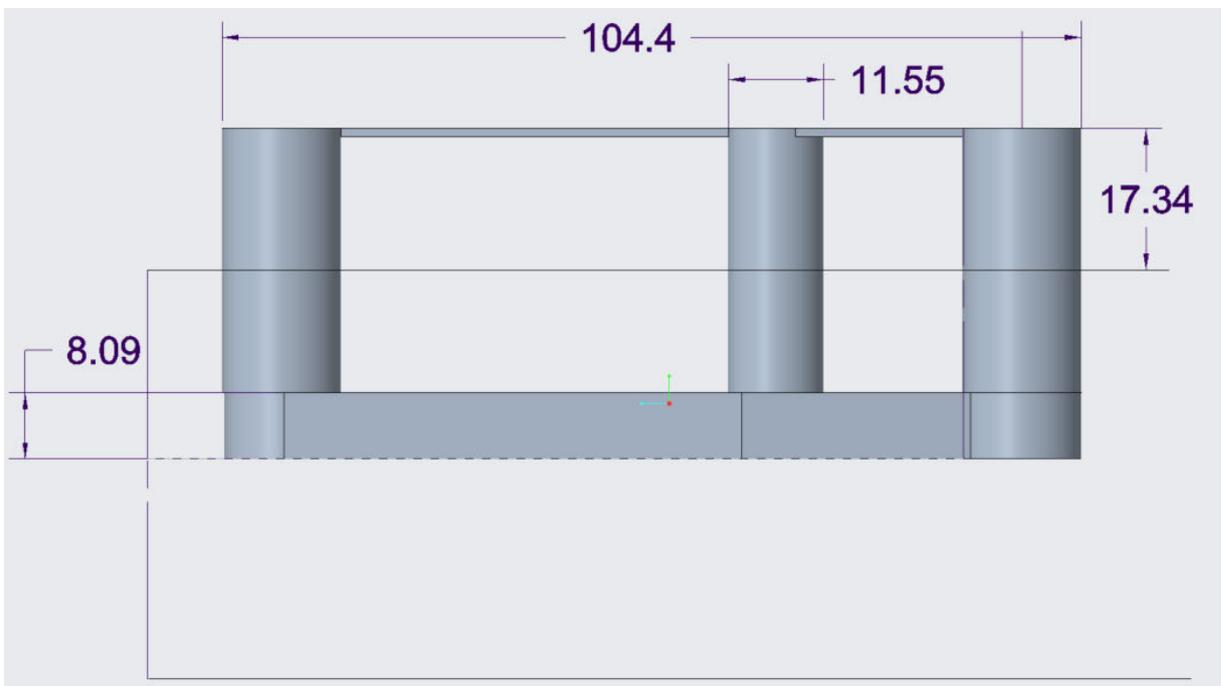
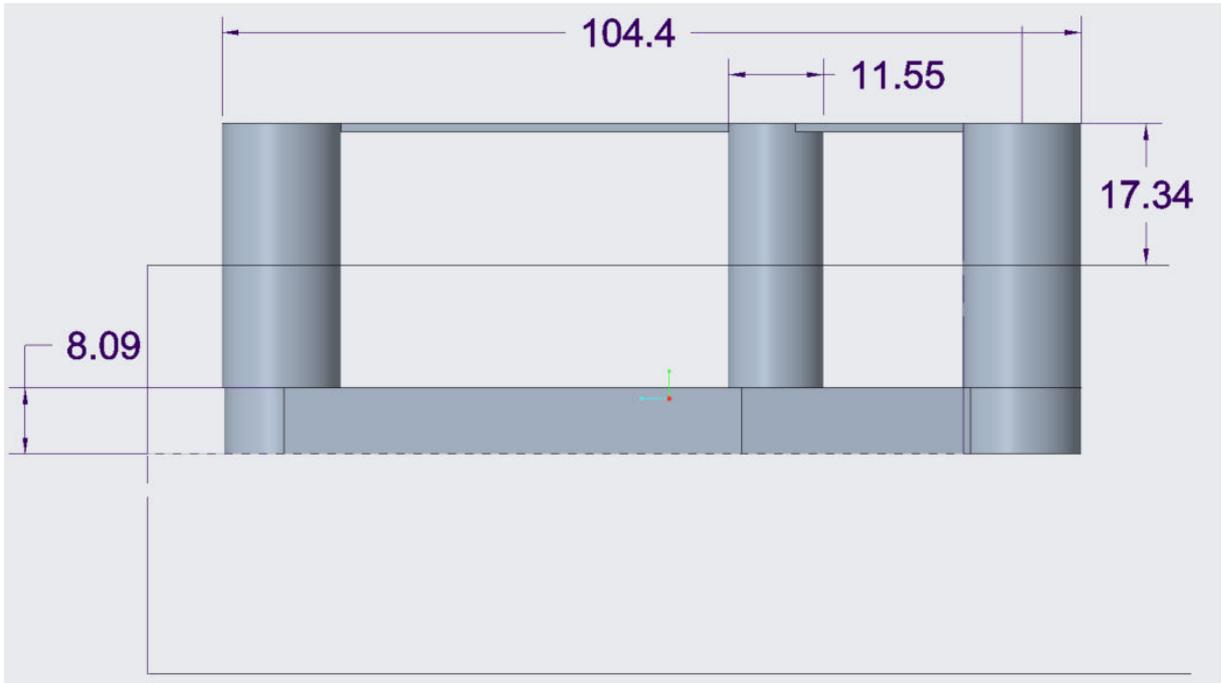
[103]

H. Referenzanlage VoltturnUS-S:



[105]

I. Seitenansichten der Semi-Submersible Plattformen 20MW bis 25 MW



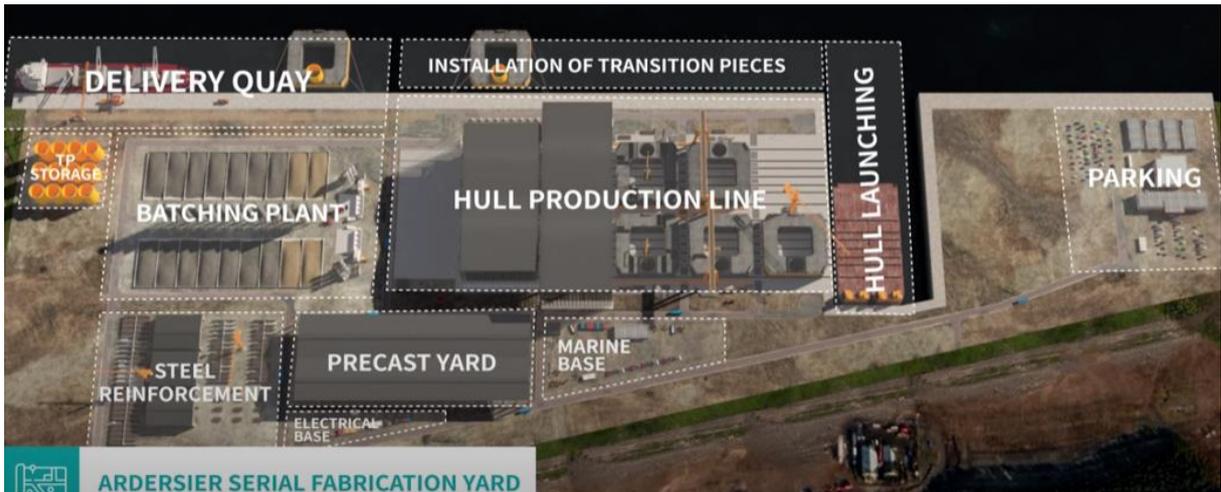
J. Verschiedene Konzepte eines Verankerungssystems für flache Gewässer

Summary of Pros and Cons for all mooring concepts.

No	Model	Pros and Cons	Recommend for further assessment
I	Chain	Mooring line is quite heavy, the extreme mooring line tension is quite large and the cost is very high.	NO
II	Chain-Clump	Clump weight can contribute to pre-tension, but line tension in extreme condition is not improved. The cost is lower than pure chain cable mooring.	YES
III	Chain-Buoy	Buoy can reduce the extreme tension, but it will decrease the pre-tension. The reduction of extreme tension is not significant.	YES
IV	Chain-Clump-Buoy	The merits of clump weight and buoy are included. The extreme tension at large offset is avoided. The cost is competitive thanks to lower utilization.	YES
V	Fibre	Desired pre-tension is much easier to achieve than catenary mooring. The tension increment is linear even for large offset. The cost is acceptable considering its performance.	YES
VI	Fibre-Buoy	The effect of adding extra buoy to synthetic fibre rope is quite limited.	YES
VII	Fibre-Clump-Buoy	The effect of adding buoy and clump weight to synthetic fibre rope is not significant.	YES

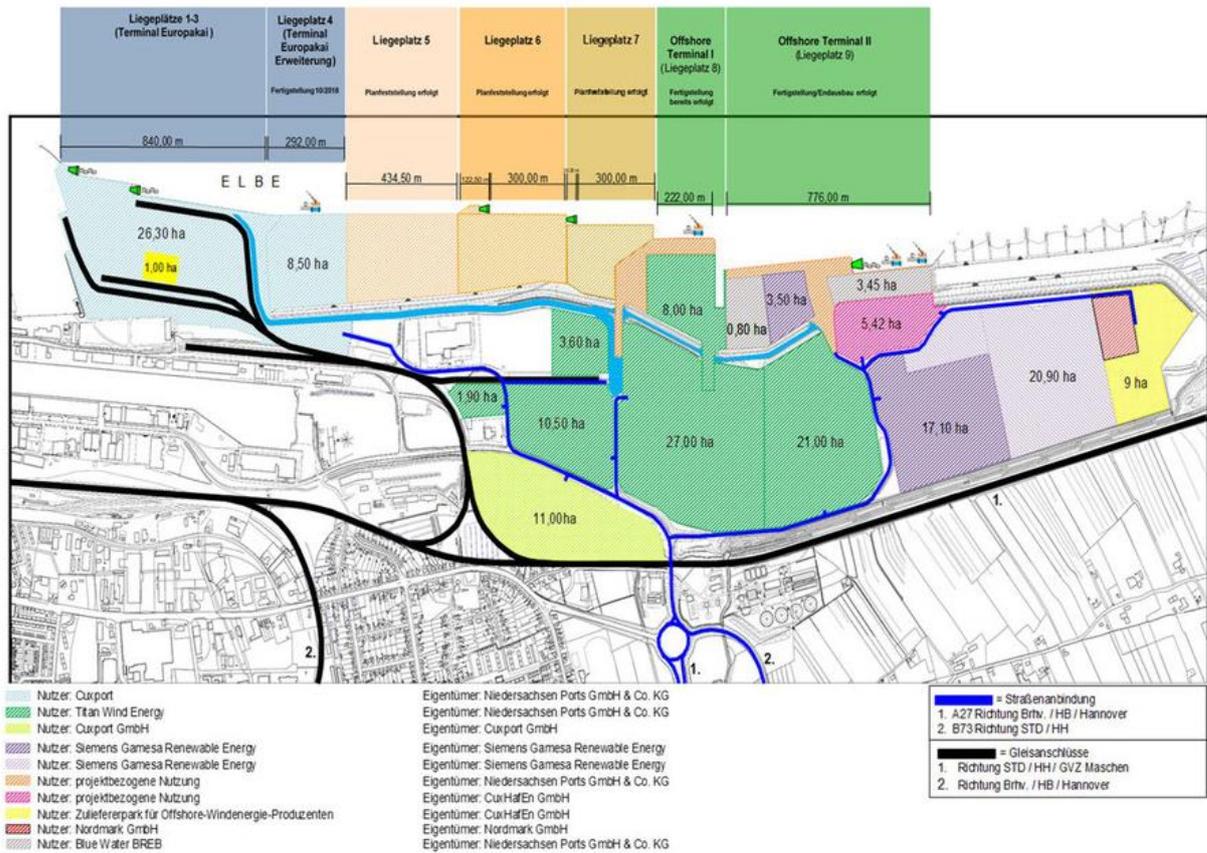
[115]

K. Serien-Produktion Damping Pool Hafeninfrastuktur



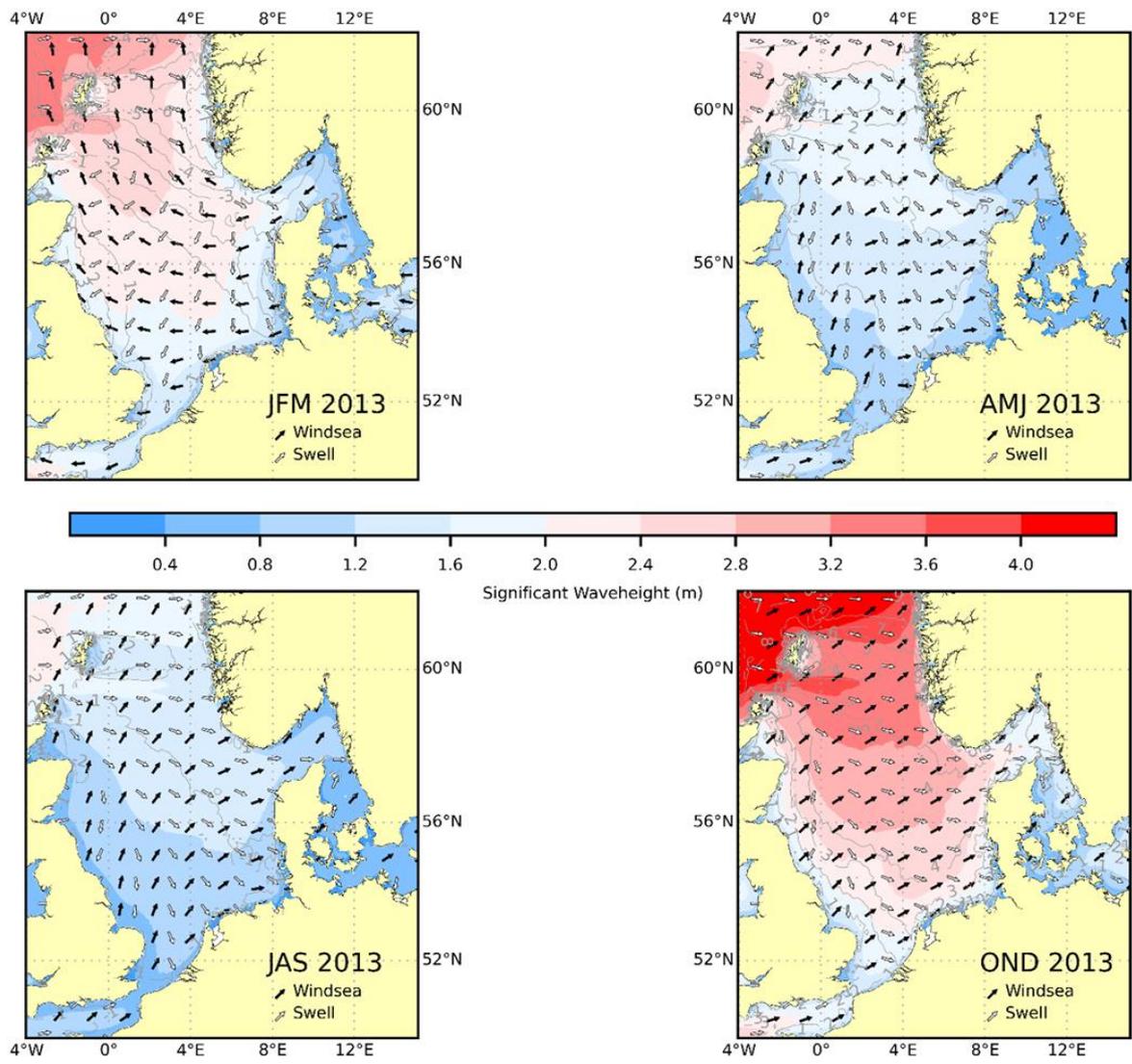
[122]

L. Hafen Cuxhaven



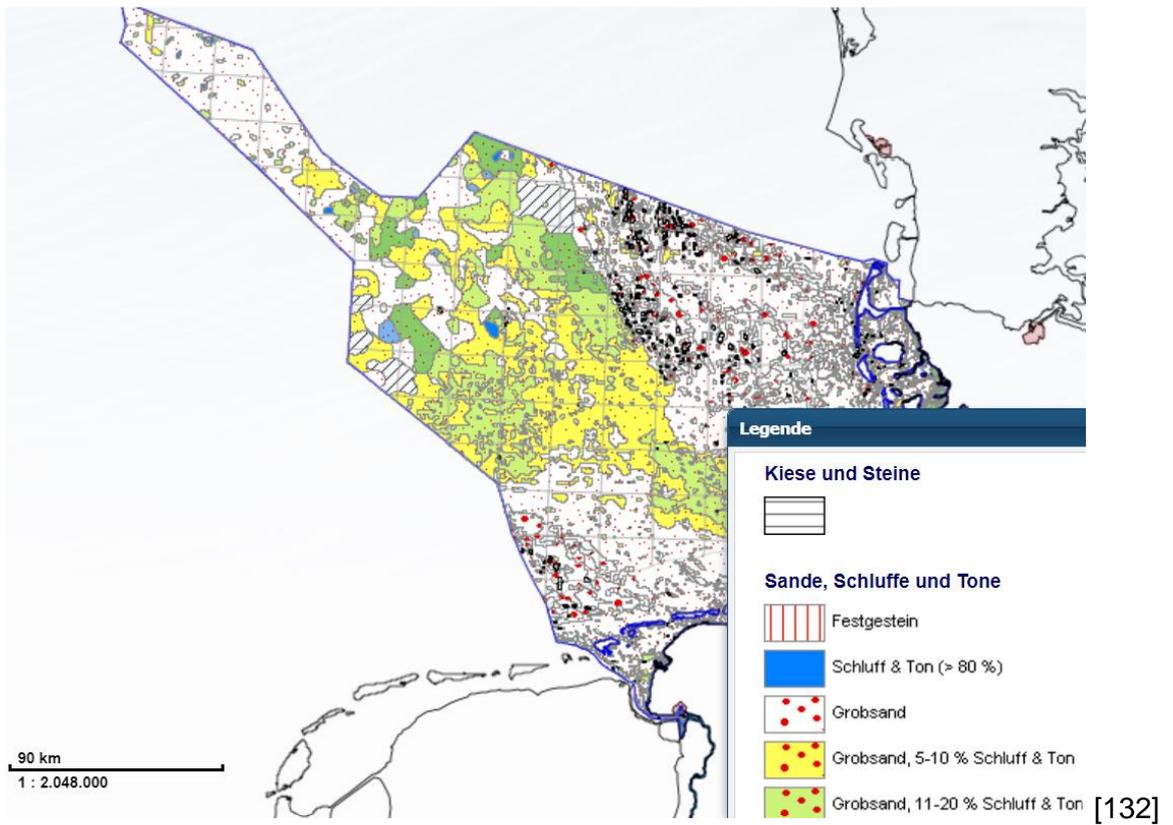
[135]

N. Saisonale Seegangsverteilung:

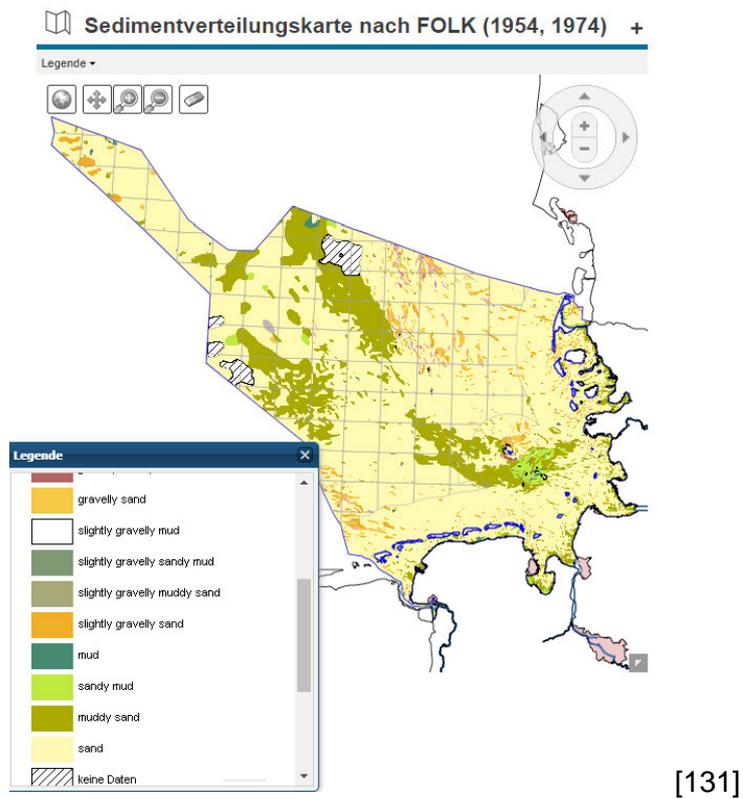


[130]

O. Sedimentverteilungskarte nach Figge



P. Sedimentverteilungskarte nach Folk





Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name: Hagenow

Vorname: Jan

dass ich die vorliegende Masterarbeit bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:

Machbarkeit schwimmender Windenergieanlagen in der Nordsee

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

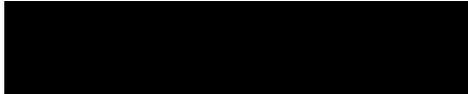
Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der -bitte auswählen- ist erfolgt durch:

Hamburg

Ort

28.04.2024

Datum


Unterschrift im Original