



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Masterarbeit

Philipp Schlenhardt

Hydromechanische Auslegung, Modellierung und Simulation einer selbstausrichtenden schwimmenden 20 MW Windenergieanlage

*Fakultät Technik und Informatik
Department Maschinenbau und Produktion*

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

Philipp Schlenhardt

**Hydromechanische Auslegung,
Modellierung und Simulation einer
selbstausrichtenden schwimmenden
20 MW Windenergieanlage**

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

im Studiengang Berechnung und Simulation
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Erstprüfer/in: Prof. Dr. Vera Schorbach
Zweitprüfer/in: Fabian Anstock

Abgabedatum: 27.01.2023

Zusammenfassung

Philipp Schlenhardt

Thema der Masterthesis

Hydromechanische Auslegung, Modellierung und Simulation einer selbstausrichtenden schwimmenden 20 MW Windenergieanlage

Stichworte

Hydromechanik, Hydrodynamik, Auslegung, Simulation, Modellierung, schwimmende Windenergieanlagen, FEM

Kurzzusammenfassung

In dieser Arbeit wird eine schwimmende Windenergieanlage anhand von hydromechanischen und hydrodynamischen Aspekten des Maschinenbaus ausgelegt, modelliert und simuliert. Dabei soll die Anlage eine Nennleistung von 20 MW betragen und selbstausrichtend sein, was die Randbedingungen für die Modellierung festlegt. Mit FEM-Programmen wird eine Machbarkeitsstudie für die Dimensionierung des Turmes durchgeführt.

Philipp Schlenhardt

Title of the paper

Hydromechanic design, modelling and simulation of a self-aligning floating 20 MW wind turbine.

Keywords

Hydromechanics, hydrodynamics, design, simulation, modelling, floating wind turbines, FEM

Abstract

This thesis models and simulates a swimming wind turbine using the hydromechanic and hydrodynamic aspects of mechanical engineering. This turbine has a rated power capacity of 20 MW and aims to be self-aligning, which provides the general conditions for the modelling process. The feasibility study for calculating the dimensions of said engine is done using FEM- and potential theory solving software.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|--------|
| Abbildungsverzeichnis..... | I |
| Tabellenverzeichnis..... | II |
| Formelverzeichnis..... | III |
| 1 Einleitung..... | - 1 - |
| 2 Grundlagen..... | - 1 - |
| 2.1 Wind als Energieressource..... | - 2 - |
| 2.2 Schwimmende Windenergieanlagen..... | - 5 - |
| 2.2.1 Designablauf..... | - 7 - |
| 2.2.2 Selbstausrichtende FOWT..... | - 10 - |
| 2.2.3 Ausführungsvarianten..... | - 11 - |
| 2.3 Randbedingungen und analytische Grundlagen..... | - 13 - |
| 2.3.1 Wind- und Wellenspektren..... | - 13 - |
| 2.3.2 Rotor-Nacelle-Assembly..... | - 20 - |
| 2.3.3 Hydrostatische Analyse..... | - 21 - |
| 2.3.4 Dynamik von FOWT..... | - 22 - |
| 2.3.5 Potentialtheorie..... | - 25 - |
| 2.3.6 Übergangsfunktionen (RAOs)..... | - 26 - |
| 2.3.7 Wellenbestimmung für strukturelle Analysen..... | - 28 - |
| 2.3.8 Auslegung der Struktur..... | - 30 - |
| 2.3.9 Einfluss Heaveplates..... | - 32 - |
| 2.3.10 Designkonzepte und Kriterien..... | - 33 - |
| 2.4 Programmvorstellung..... | - 35 - |
| 2.4.1 Genie..... | - 36 - |
| 2.4.2 HydroD..... | - 36 - |
| 2.4.3 Bladed..... | - 36 - |
| 3 Aufgabenstellung..... | - 36 - |
| 4 Auslegung..... | - 39 - |
| 4.1 WEA-Auslegung..... | - 40 - |
| 4.2 Auslegung FOWT..... | - 44 - |
| 5 Modellierung..... | - 48 - |
| 5.1 Panel-Modell..... | - 50 - |
| 5.2 Morison-Modell..... | - 51 - |
| 5.3 Compartment Modell..... | - 52 - |
| 5.4 Massen- und Strukturmodell..... | - 54 - |
| 6 Simulation..... | - 55 - |

| | | |
|----------|--|--------|
| 6.1 | Simulation in HydroD | - 55 - |
| 6.2 | Stabilitätsnachweis..... | - 55 - |
| 6.3 | Dynamiknachweis..... | - 57 - |
| 7 | Auswertung und Ausblick..... | - 58 - |
| | Literaturverzeichnis..... | - 62 - |
| Anhang A | Turmeigenschaften..... | i |
| Anhang B | Ergebnisse Berechnung Turmkonfigurationen..... | ii |
| Anhang C | Lastfälle nach IEC-Richtlinie 64100-3 | v |
| Anhang D | Lastfälle der Vergleichs-FOWT Voltorn-US..... | x |
| Anhang E | Parameterberechnung Auslegung FOWT..... | xi |
| Anhang F | Simulationsergebnisse..... | xii |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|--------|
| Abbildung 1: benötigte Neuinstallationen Windenergie 2019-2030 [1]..... | - 1 - |
| Abbildung 2: Wirkprinzip Widerstandsläufer (links) und Auftriebsläufer (rechts) [4] | - 3 - |
| Abbildung 3: Leistungsbeiwerte verschiedener WEA-Typen [31]..... | - 4 - |
| Abbildung 4: Aufbau WEA [7]..... | - 5 - |
| Abbildung 5: Unterschiedliche Konzepte für FOWT [3] | - 7 - |
| Abbildung 6: Auslegungsprozess für eine schwimmende Offshore-Windenergieanlage (FOWT) [9] - | 8 - |
| Abbildung 7: Prinzipien einer selbstausrichtenden FOWT [10] | - 10 - |
| Abbildung 8: FOWT von X1 Wind mit Vestas WEA..... | - 11 - |
| Abbildung 9: Hywind Windpark in Schottland [12]..... | - 12 - |
| Abbildung 10: Konzeptbild nezzy ² [13]..... | - 13 - |
| Abbildung 11: Spektrum mit synoptischen, täglichen (diurnal) und turbulenten Hochpunkten [3] - | 14 - |
| Abbildung 12: Eintrittswahrscheinlichkeiten für unterschiedliche Formfaktoren [3] | - 15 - |
| Abbildung 13: Basisparameter für Windturbinen Klassen nach IEC 64100-1 [14]..... | - 16 - |
| Abbildung 14: Bretschneider Spektrum im Vergleich mit realem Spektrum [17]..... | - 18 - |
| Abbildung 15: Vergleich JONSWAP- und Bretschneider Spektrum [16] | - 19 - |
| Abbildung 16: Wellenspektren mit Richtungsverteilung | - 20 - |
| Abbildung 17: Berechnung CDS für Widerstandsbeiwert [21]..... | - 23 - |
| Abbildung 18: Berechnung ψ für Widerstandsbeiwert [21] | - 23 - |
| Abbildung 19: Trägheitsbeiwert nach Journée und Massie [16]..... | - 24 - |
| Abbildung 20: Profil einer Welle mit kleiner Wellensteilheit [16] | - 25 - |
| Abbildung 21: RAO mit Übersicht der drei verschiedenen Einflussbereiche [16]..... | - 27 - |
| Abbildung 22: Ablauf Design-Wave-Analysis nach DNV-RP-C103 [22] | - 29 - |
| Abbildung 23: Charakteristische globale Bewegungen einer schwimmenden Struktur [22] | - 30 - |
| Abbildung 24: Konzeptskizzen FOWT mit drei und vier Ballastsäulen [3]..... | - 31 - |
| Abbildung 25: Heaveplate am unteren Ende einer Ballastsäule [23] | - 33 - |
| Abbildung 26: Stabilitätskriterien nach DNV-OS-J103 [20] | - 34 - |
| Abbildung 27: Darstellung Heeling moment und Righting moment [20] | - 34 - |
| Abbildung 28: Übersicht der Programme von SESAM [24] | - 35 - |
| Abbildung 29: Brettschneider Spektrum für gegebene Randbedingungen | - 39 - |
| Abbildung 30: Auslegungsmodell Konzeptskizze und -modell..... | - 39 - |
| Abbildung 31: FEM-Modell Turm mit Steg..... | - 41 - |
| Abbildung 32: Lasten und Lastangriffspunkt für Turmauslegung | - 42 - |
| Abbildung 33: Spannungsverläufe oberstes Turmsegment | - 43 - |
| Abbildung 34: Proportionalitätsfaktor bei konstantem Durchmesser..... | - 45 - |
| Abbildung 35: Proportionalitätsfaktor bei konstantem Abstand zum COG..... | - 45 - |
| Abbildung 36: Finales Modell FOWT in Genie..... | - 49 - |
| Abbildung 37: Panel-Modell der FOWT..... | - 50 - |
| Abbildung 38: Morison-Modell der FOWT..... | - 51 - |
| Abbildung 39: Compartment-Modell der FOWT..... | - 53 - |
| Abbildung 40: Loading-Conditions "Upright" und "Tilted" | - 53 - |
| Abbildung 41: Massen-Modell der FOWT | - 54 - |
| Abbildung 42: Schub- und Rückstellmoment für "Upright" | - 55 - |
| Abbildung 43: Schub- und Rückstellmoment für "Tilted" | - 56 - |
| Abbildung 44: Vergleich RAO Pitch mit und ohne Morison | - 58 - |
| Abbildung 45: FOWT mit montierter WEA in Bladed..... | - 59 - |
| Abbildung 46: Designablauf dieser Arbeit..... | - 61 - |

Tabellenverzeichnis

| | |
|---|--------|
| Tabelle 1: Übliche Berechnungsparameter einer RNA..... | - 21 - |
| Tabelle 2: Rauheiten unterschiedlicher Materialien [21] | - 24 - |
| Tabelle 3: Parameter für die Auslegung..... | - 37 - |
| Tabelle 4: Lasten für Turmauslegung | - 41 - |
| Tabelle 5: Maximale Biegemomente für Turmkonfiguration..... | - 42 - |
| Tabelle 6: Massenvergleich Turmkonfigurationen..... | - 43 - |
| Tabelle 7: Parameter Auslegung FOWT..... | - 46 - |
| Tabelle 8: Füllstände Ballastsäulen für Auslegung FOWT | - 47 - |
| Tabelle 9: Auftriebskräfte der Ballastsäulen | - 47 - |
| Tabelle 10: Gewichtskraftaufteilung auf Säule 3 und 4 | - 47 - |
| Tabelle 11: Parameter finale FOWT | - 49 - |
| Tabelle 12: Widerstandsbeiwerte der Strukturelemente | - 51 - |
| Tabelle 13: Parameter Verankerung [8]..... | - 52 - |
| Tabelle 14: Füllstände "Tilted" und "Upright"..... | - 54 - |
| Tabelle 15: Schnittpunkte Schub- und Rückstellmoment | - 56 - |
| Tabelle 16: Fläche Schub- und Rückstellmoment | - 56 - |
| Tabelle 17: Natürliche Perioden in den Freiheitsgraden..... | - 57 - |

Formelverzeichnis

| | |
|------------------|--|
| A | Fläche |
| C | Steifigkeitsmatrix |
| C_{44}, C_{55} | Rückstellmoment |
| C_{DS} | Parameter für Widerstandsbeiwert |
| C_{π} | Parameter für Widerstandsbeiwert |
| D | Dämpfungsmatrix |
| E | Erwartungswert |
| F_T | Schubkraft |
| F_A | Auftriebskraft |
| F_G | Gewichtskraft |
| $F(U)$ | Weibullverteilung |
| H | Nabenhöhe |
| H_s | Signifikante Wellenhöhe |
| I | Turbulenzintensität |
| I_{ref} | Referenzwert für Turbulenzen |
| I_x, I_y | Flächenträgheitsmoment |
| I_A | Massenträgheit durch zusätzliche Masse |
| I_S | Massenträgheit der Struktur |
| K_C | Keulegan-Carpenter-Zahl |
| L_{1w}, L_{2u} | Längenskalierungen |
| M | Massenmatrix |
| M_i | Moment um Achse i |
| N | Anzahl Wellen |
| P | Leistung |
| P_R | Rayleigh-Verteilung |
| R | Antwortspektrum |
| $Resp(max)$ | 90%-Perzentil des Antwortspektrums |
| S_B | Brettschneider Spektrum |
| S_{JS} | JONSWAP Spektrum |
| S_u | Dichtefunktion der Windgeschwindigkeitsvariation |
| T | Natürliche Periode |
| T_P | Peak-Periode |
| T_s | Wellenperiode |
| T_1 | Charakteristische Periode |
| U | Windgeschwindigkeit |
| U_{ave} | Jährliche Durchschnittsgeschwindigkeit |
| U_{hub} | Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe |
| U_{10} | Mittlere Windgeschwindigkeit im 10-minütigen Intervall |
| \bar{U} | Mittlere Windgeschwindigkeit |
| V | Volumen |
| Va | Varianz |
| a | Erhöhungsexponent |
| c | Skalierungsfaktor |
| c_d | Widerstandsbeiwert, Drag-Koeffizient |
| c_m | Trägheitsbeiwert |

| | |
|---------------|---|
| c_p | Leistungsbeiwert |
| c_T | Schubbeiwert |
| d | Durchmesser |
| d_{ij} | Hebel des i-ten Körpers zur j-ten Achse |
| d_m | Tiefe Befestigungspunkt der Verankerung |
| e | Exzentrizität |
| f | Frequenz |
| $f(U)$ | Dichtefunktion |
| g | Erdbeschleunigung |
| h | Wassertiefe |
| k | Formfaktor |
| k_o | Oberflächenrauheit |
| k_w | Wellenzahl |
| l | Länge |
| m | Masse |
| m_z | Zusätzliche Masse |
| r | Radius |
| s | Abstand zum COG |
| t | Plattendicke |
| u | Verschiebung, Auslenkung |
| \dot{u} | Geschwindigkeit |
| \ddot{u} | Beschleunigung |
| v_0 | Wasserpartikelgeschwindigkeit |
| x_a | Horizontale Wasserverdrängungsamplitude |
| Δ | Faktor für Widerstandsbeiwert |
| ∇ | Laplace-Operator |
| ψ | Faktor für Widerstandsbeiwert |
| Φ_w | Wellenpotenzial |
| Ω | Frequenzmatrix |
| α | Höhenexponent |
| $\bar{\beta}$ | Statischer Pitchwinkel |
| γ | Erhöhungsfaktor |
| η | Response-Amplitude-Operator |
| θ_a | Wellenamplitude |
| λ_p | Wellenlänge |
| μ | Wellenrichtungswinkel |
| $\bar{\mu}$ | Referenzwellenrichtungswinkel |
| ρ | Dichte |
| σ | Standardabweichung |
| φ | Pitchwinkel |
| ω | Eigenkreisfrequenz |

1 Einleitung

Im Laufe der Energiewende wird zunehmend auf Windenergie gesetzt. Offshore-Windenergieanlagen sind eine Möglichkeit, um viel elektrische Energie zu erzeugen. Zusätzlich bieten schwimmende Windenergieanlagen weitere Möglichkeiten und Flexibilität bei der Standortwahl. Die Entwicklung von schwimmenden Windenergieanlagen erlaubt es, weitere Bauformen und Designs in Erwägung zu ziehen. Selbstausrichtende, schwimmende Windenergieanlagen gelten als vielversprechend, da diese unabhängig von der Windrichtung aufgestellt werden und somit ohne zusätzliche Regelung eine gleiche Windausbeute aufweisen als feste Anlagen. Die Selbstausrichtung entsteht durch die physikalischen Kräfte und Momente, die der Wind auf die Anlage induziert. In dieser Arbeit wird eine selbstausrichtende, schwimmende Windenergieanlage modelliert und simuliert, um das Verhalten auf dem Wasser analysieren zu können.

2 Grundlagen

Der globale Energieverbrauch ist für 2020 auf 23300 TWh bemessen. Für 2050 wird dieser Wert auf 42000 TWh geschätzt (vgl. [20]). Dieser Anstieg von circa 80% muss durch neue Energiequellen gedeckt werden. Gleichzeitig soll die Gesellschaft und Industrie dekarbonisiert werden, um den Klimawandel aufzuhalten oder abzumildern. Damit diese beiden Ziele erfüllt werden können, wird eine verlässliche Energiequelle benötigt, die erneuerbare Energie liefert, und dadurch Ausfälle vermeidet. Eine Lösung hierfür ist die Windenergie. Aktuell sind weltweit 743 GW an Windenergieanlagen (WEA) installiert, 93 GW davon im Jahr 2020 (vgl. [17]). Diese Neuinstallationen müssen jährlich erhöht werden, um bis 2050 das Ziel der „Net Zero Emissions“ zu erreichen (siehe Abbildung 1).

Annual wind installations must increase dramatically to reach net zero by 2050
New global wind installations (GW)

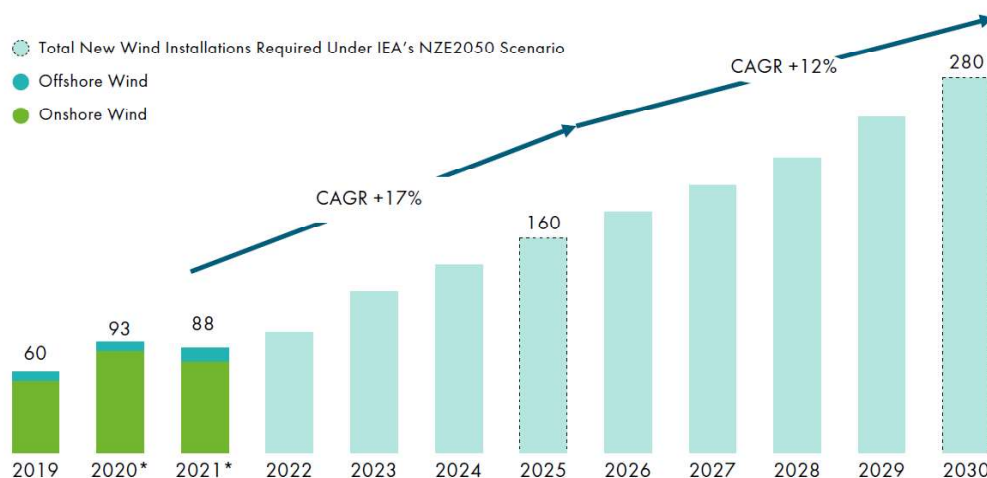


Abbildung 1: benötigte Neuinstallationen Windenergie 2019-2030 [20]

Für dieses Ziel werden neue innovative und effiziente Lösungen benötigt. Windenergie ist neben anderen, wie Solarkraft oder Wasserkraft, eine Lösung, um erneuerbare Energie herzustellen. Die Verlässlichkeit ist dabei weitestgehend vom Wind abhängig. Im Vergleich zu einem Kraftwerk, welches auf fossilen Energieträgern basiert, liefert eine WEA nicht konstant Energie. Es wird aktuell an Möglichkeiten gearbeitet, mit denen überschüssige elektrische Energie, also die erzeugte Energie, die im Stromnetz gerade nicht gebraucht wird, gespeichert werden kann. Somit könnten Viel- und Wenig-Windphasen ausgeglichen und eine konstante Versorgung gewährleistet werden. Es gibt auch Möglichkeiten, mit der elektrischen Energie aus WEA Wasserstoff herzustellen, der als Treibstoff oder für die Erzeugung von Wärme genutzt werden kann. Dadurch könnten auch Sektoren wie z.B. Transport und Verkehr dekarbonisiert werden. Auf diese Methoden soll an dieser Stelle nur hingewiesen aber nicht weiter eingegangen werden.

2.1 Wind als Energieressource

An dieser Stelle wird kurz darauf eingegangen, wie aus Windenergie elektrische Energie entsteht. Da diese Arbeit die Skalierung und Modellierung einer schwimmenden WEA und damit die schwimmende Struktur unter der WEA behandelt, wird die Theorie hier nicht in Tiefe beschrieben. Die potenzielle Leistung des Windes ist von drei Punkten abhängig, der Windgeschwindigkeit, Luftdichte und der vom Wind durchströmten Fläche.

$$P = \frac{1}{2} \cdot c_p \cdot \rho_L \cdot A \cdot U^3 \quad (2.1)$$

Die Windgeschwindigkeit U hat hier den größten Einfluss (dritte Potenz) [8]. Eine WEA entzieht dem Wind Energie in Form von Windgeschwindigkeit. Dabei gibt es zwei grundlegende Prinzipien (siehe Abbildung 2). Widerstandsläufer erzeugen eine Widerstandskraft in Windrichtung, welche eine Drehbewegung des Widerstandskörpers um eine Drehachse hervorbringt. Diese Widerstandskraft ist abhängig von der Größe und dem Widerstandsbeiwert des Widerstandskörpers. Im Gegensatz zu Widerstandsläufern generieren Auftriebsläufer das Rotationsmoment aus einer am Widerstandskörper induzierten Auftriebskraft. Dabei entsteht durch die Umlenkung der Luftströmung eine Druck- und eine Saugseite. Die Druckdifferenz erzeugt die Auftriebskraft. Diese ist bei einem Rotor abhängig von der Tragfläche und dem Auftriebsbeiwert (vgl. [7]). Die elektrische Energie wird durch einen Generator erzeugt, der sich an der Drehachse befindet.

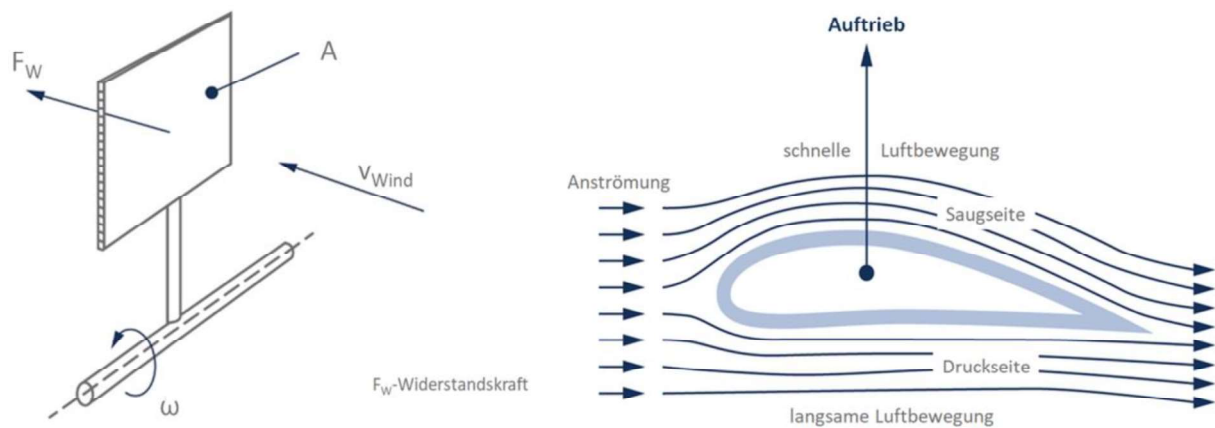


Abbildung 2: Wirkprinzip Widerstandsläufer (links) und Auftriebsläufer (rechts) [7]

Durch das Verhältnis von Blattspitzengeschwindigkeit zu Anströmgeschwindigkeit ist die Schnelllaufzahl definiert. Diese kann bei einem Widerstandsläufer aus offensichtlichen Gründen maximal 1 ergeben. Bei einem Auftriebsläufer kann diese höhere Werte annehmen. Dadurch hat der Auftriebsläufer auch einen höheren maximalen Leistungsbeiwert von $c_p = 0,59$ (Vergleich Widerstandsläufer $c_p = 0,19$), da höhere Schnelllaufzahlen zu höheren Leistungsbeiwerten führen können (siehe Abbildung 3). Auf die Berechnung dieser Werte wird an dieser Stelle nicht genauer eingegangen. Durch die höhere Energieausbeute eines Auftriebsläufers hat sich dieser für WEA durchgesetzt. Widerstandsläufer sind hingegen bei Anemometern zu finden, um die Windgeschwindigkeit zu messen (vgl. [7]). WEA können als Luv- und Leeläufer ausgeführt werden. Luvläufer werden von vorne angeströmt, Leeläufer von hinten. Leeläufer haben den Vorteil, dass sie automatisch eine passive Windrichtungsnachführung haben. Das bedeutet, dass sich die Rotorebene in die Windrichtung stellt. Das ermöglicht eine optimale Ausnutzung der Windenergie, da die projizierte Fläche so am größten ist. Bei einer passiven Windrichtungsnachführung ist zu beachten, dass die Kabel innerhalb der Anlage nicht beschädigt werden. Das kann passieren, wenn sich die Turbine zu oft in eine Richtung dreht. Ein weiterer Nachteil ist der Turmschatten. Durch die periodischen Durchläufe der Rotorblätter hinter dem Turm, kommt es zu erhöhten Lärmemissionen, Leistungsschwankungen und Zusatzbelastungen (vgl. [7]). Bei Luvläufern werden aktive Windrichtungsnachführungssysteme installiert. Diese erhöhen die Kosten und das Gewicht, haben aber ansonsten keine Nachteile gegenüber dem Leeläufer.

Für kommerzielle WEA hat sich das Konzept von dreiblättrigen horizontal-achsigen Windturbinen durchgesetzt, da sich bei diesen ein größtmöglicher Leistungsbeiwert ergibt (Siehe Abbildung 3). Auf andere Konzepte wie Zweiblattanlagen und vertikal-achsige Windturbinen wird an dieser Stelle nicht eingegangen. Der Aufbau einer WEA ist in Abbildung 4 dargestellt.

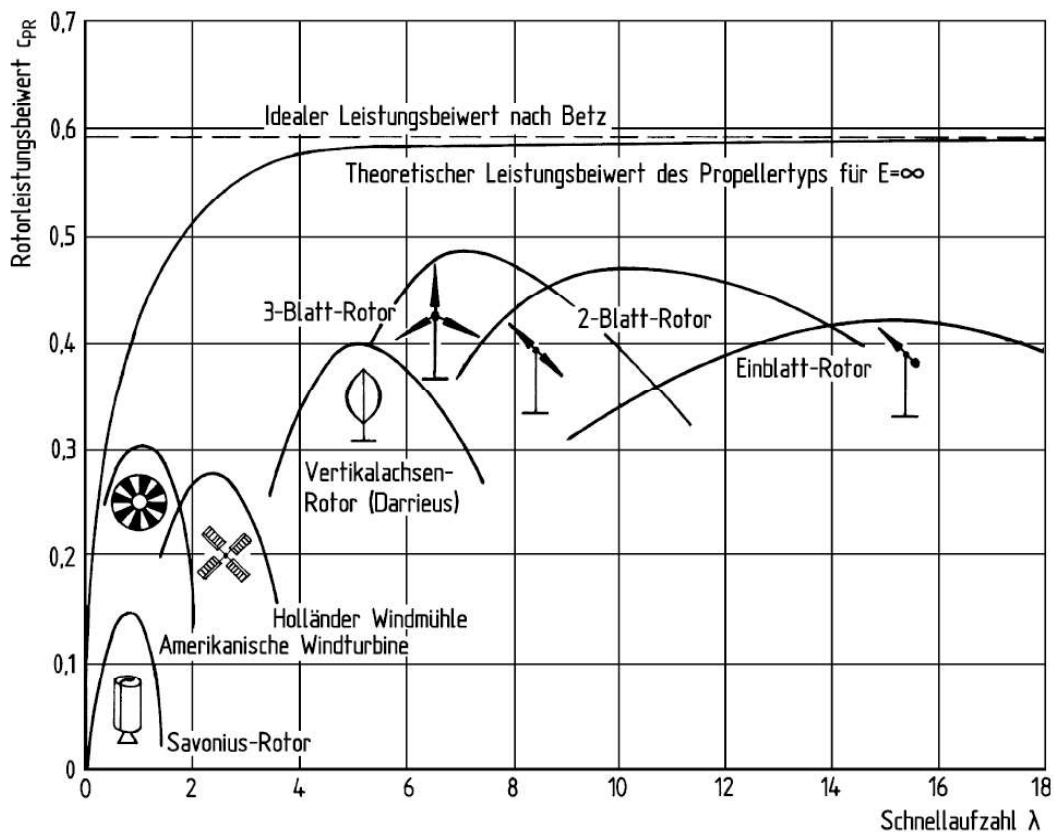


Abbildung 3: Leistungsbeiwerte verschiedener WEA-Typen [18]

Wie in Abbildung 1 dargestellt, sind die Neuinstallationen von WEA Onshore deutlich höher als Offshore. Dies liegt daran, dass Offshore-Anlagen teurer sind, welches wiederum dem höheren Installationsaufwand geschuldet ist (vgl. [23]). Der Vorteil von Offshore-Anlagen ist, dass sie in Gebieten mit höheren und konstanteren Windgeschwindigkeiten liegen. Höhere Windgeschwindigkeiten erzeugen eine höhere Energieausbeute, welche verlässlicher zur Verfügung steht (vgl. [29]). Dies ist unter anderem der Grund, warum die Offshorewindenergie großes Potential im Kampf gegen den Klimawandel aufzeigt. WEA, die auf dem Wasser errichtet werden, sind meistens fest am Meeresboden befestigt. Die Anlagen auf dem Wasser können zusätzlich viel größer sein als die auf dem Land, welches verschiedenen Umweltfaktoren geschuldet ist. Größere Anlagen erhöhen die Energieausbeute zusätzlich. Deswegen soll Offshore-Windenergie bis 2050 der größte Stromlieferant der EU sein (vgl. [20]).

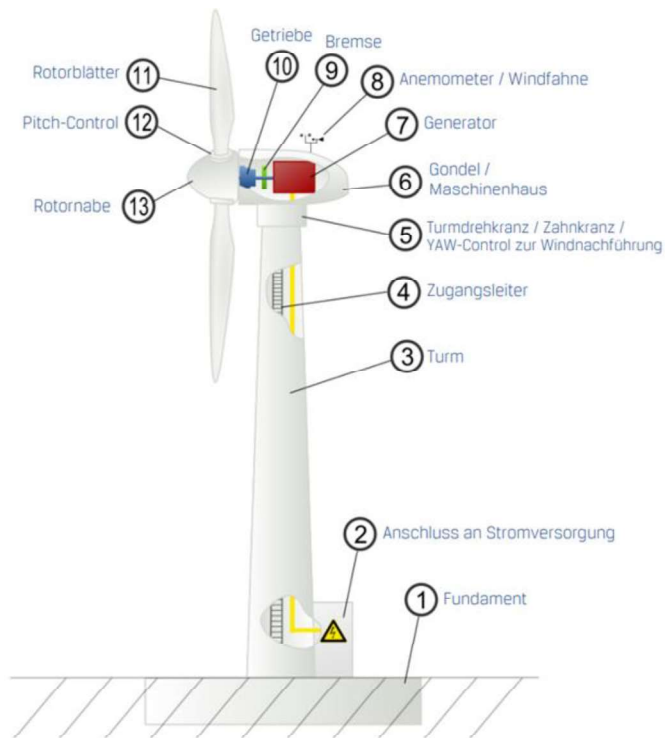


Abbildung 4: Aufbau WEA [6]

2.2 Schwimmende Windenergieanlagen

Wie der Name schon sagt, befinden sich schwimmende Windenergieanlagen auf der Wasseroberfläche und sind nicht direkt im Meeresboden verankert. An dieser Stelle wird die Abkürzung FOWT (englisch für „floating offshore wind turbine“) eingeführt. Die schwimmenden Strukturen, auf denen die Windenergieanlage steht, sind über Schleppseile am Meeresboden befestigt. Speziell in tieferen Gewässern reduziert dieser Umstand Kosten. Ab einer Wassertiefe von 50 Metern ist eine feste Verankerung nicht mehr möglich oder sehr aufwändig [8]. Viele Küstengebiete weisen einen steilen Meeresboden auf, an dem es wenige oder keine Möglichkeiten gibt, feste Strukturen zu verankern. Für diese Bereiche sind FOWT gut geeignet, um die vorhandene Windenergie zu nutzen.

Da FOWT nicht fest mit dem Boden verankert sind, entfällt dieser Aspekt während des Designvorgangs. Die Auslegung ist also unabhängig von der Bodenbeschaffenheit und der Wassertiefe, daher kann das Konzept für alle FOWT in einem Windpark oder in einem Windpark mit ähnlichen Umweltverhältnissen übertragen und genutzt werden. Diese Eigenschaft ermöglicht es, ein einziges Design weltweit einzusetzen, was erneut zur Kostenersparnis beiträgt. Zusätzlich können die WEA auf den schwimmenden Strukturen in seichten Gewässern oder in Hafengebieten installiert und anschließend zur gewünschten Position geschleppt werden. Die Befestigung durch die Schleppseile und Anker erfolgt am Liegeplatz. Dies vereinfacht den Montage- und Installationsprozess.

Eine FOWT hat, ähnlich wie ein Schiff, sechs Freiheitsgrade. Diese sind:

1. Surge: Horizontale translatorische Bewegung in Windrichtung (globale x-Achse)

2. Sway: Horizontale translatorische Bewegung senkrecht zur Windrichtung (globale y-Achse)
3. Heave: Vertikale translatorische Bewegung (globale z-Achse)
4. Roll: Rotatorische Bewegung um die x-Achse
5. Pitch: Rotatorische Bewegung um die y-Achse
6. Yaw: Rotatorische Bewegung um die z-Achse

Üblicherweise werden die Freiheitsgrade wie angegeben nummeriert und der Ursprung des Koordinatensystems in die Turmachse auf die Wasseroberfläche gesetzt (vgl. [8]). Es ist zu beachten, dass mit dem Begriff „Pitch“ stets die Bewegung der gesamten Struktur gemeint ist und nicht z.B. der Pitch-Winkel der Rotorblätter.

Grundsätzlich werden FOWT in drei Konzepte eingeteilt, welche unterschiedliche Lösungen zur Stabilisation der Anlage vorweisen (siehe Abbildung 5).

Das erste Konzept besteht aus einem großen hohlen Zylinder (engl. spar buoy), welcher an der Unterseite belastet wird. Der Schwerpunkt der Anlage liegt damit unter dem Auftriebspunkt und es entsteht ein Rückstellmoment, sollte sich die Anlage rotatorisch bewegen.

Ein Semi-Submersible (auch Barge) besteht aus mehreren Auftriebskörpern. Diese erzeugen Auftriebskräfte, welche der vertikalen translatorischen und den rotatorischen Bewegungen der Struktur entgegenwirken.

Zuletzt gibt es noch die Tension-Leg-Plattform (kurz TLP). Hier werden vorgespannte Kabel zwischen dem Meeresboden und der Struktur befestigt. Diese erzeugen Zugkräfte, die der Auslenkung der Anlage durch Wind und Wellen entgegenwirken und so für die Stabilisation sorgen.

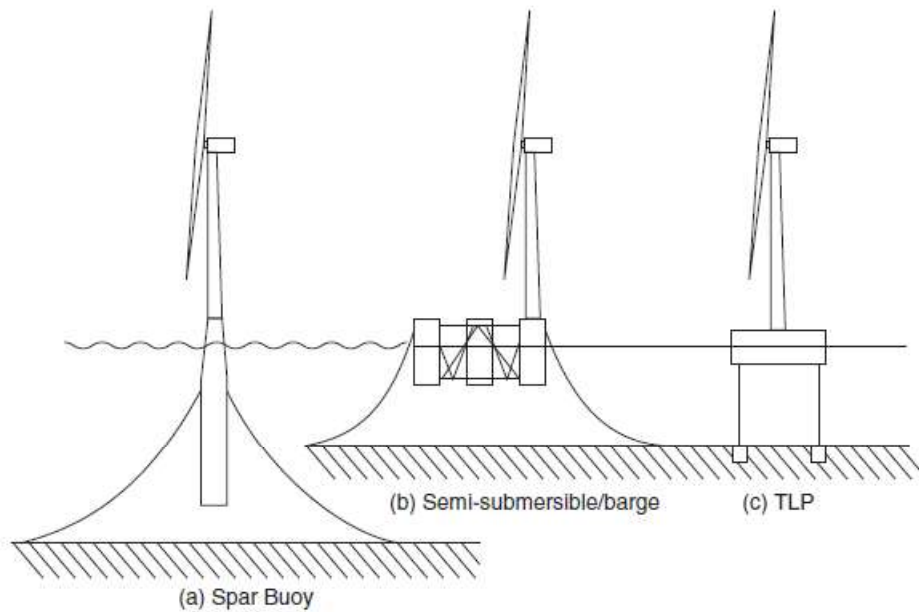


Abbildung 5: Unterschiedliche Konzepte für FOWT [8]

Im Rahmen dieser Arbeit wird Konzept (b) (siehe Abbildung 5) modelliert, damit für die FOWT Vergleichswerte einer anderen Anlage herangezogen werden können. Diese Anlage ist in [2] beschrieben. Daher wird auf die „spar buoy“ und die TLP an dieser Stelle nicht weiter eingegangen. Solche „semi-submersibles“ bieten den Vorteil, dass sie eine sehr geringe Widerstandsfläche aufweisen und weniger anfällig durch Wellenlasten sind (vgl [8]). Dadurch können sie leicht bewegt und an ihren Stellplatz gebracht werden. Meist sind die Auftriebskörper miteinander durch Rohre verbunden. Diese dienen dem Zusammenhalt der Struktur, können aber auch Ballast zwischen den Auftriebskörpern transportieren, um den induzierten Lasten entgegenzuwirken.

2.2.1 Designablauf

Im Windenergy Handbook werden Auslegungs- und Designkriterien für FOWT dargestellt [8]. Die internationale elektrotechnische Organisation (IEC) hat ebenfalls Grundsätze für die Auslegung von FOWT definiert. Diese sind in Abbildung 6 zu sehen.

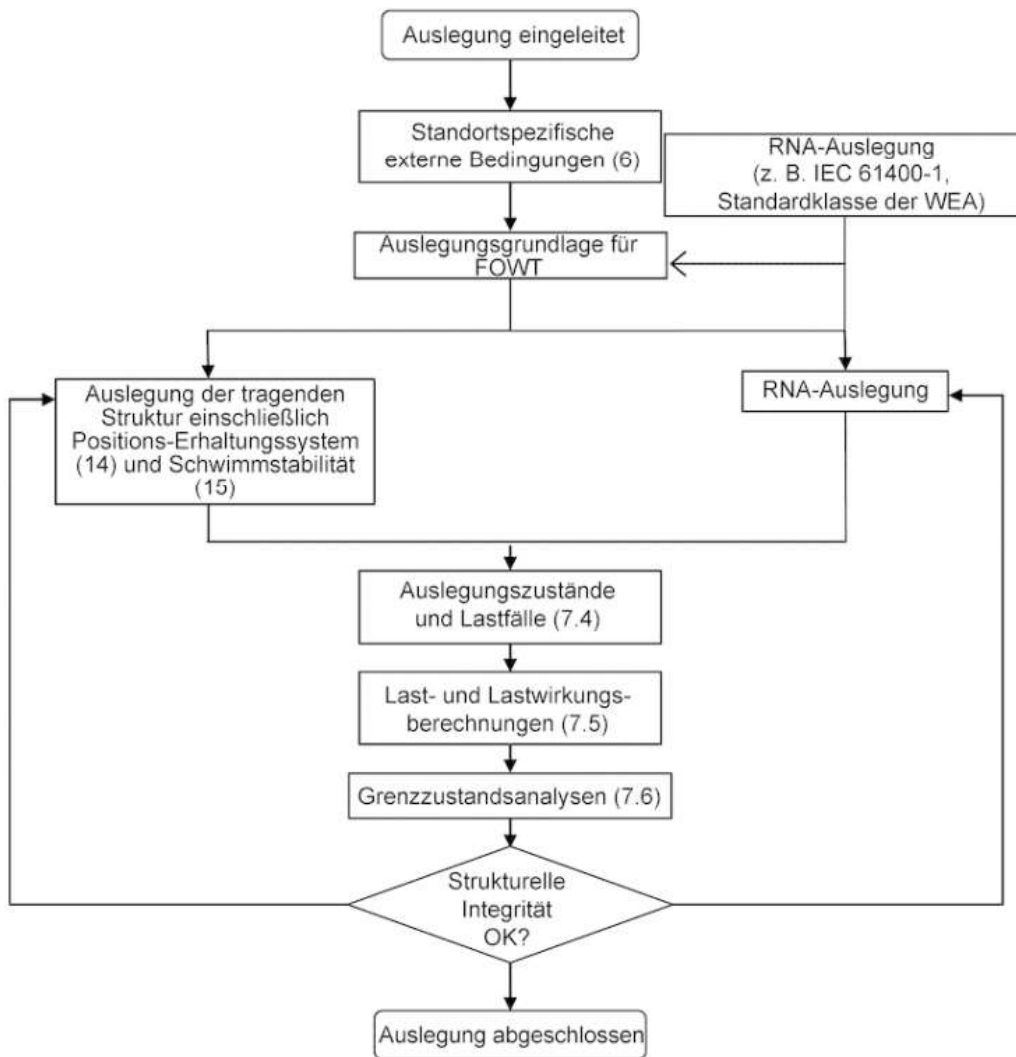


Abbildung 6: Auslegungsprozess für eine schwimmende Offshore-Windenergieanlage (FOWT) [30]

Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf dem dynamischen Verhalten der FOWT. Im Folgenden sollen die Arbeitsschritte aus Abbildung 6 kurz erläutert werden.

Standortspezifische externe Bedingungen:

Je nach Standort sind Randbedingungen für z.B. Wind- und Wellenprofile zu wählen. Dafür können Messungen vorgenommen oder Daten aus statistischen Aufzeichnungen entnommen werden. Die Standortwahl und die damit einhergehenden Randbedingungen sind die Grundlage für den gesamten Entwicklungsvorgang. Daher ist die Auswahl gründlich zu prüfen. Wurde ein Standort festgesetzt, sind die entsprechenden Randbedingungen im weiteren Entwicklungsprozess nicht mehr änderbar.

RNA-Auslegung:

Mit dem Begriff „RNA-Auslegung“ (RNA = Rotor-Nacelle-Assembly) sind die Randdaten der Nacelle und des Rotors gemeint. Dieser Arbeitsschritt umfasst die Auswahl der Leistung der Anlage. Mehr Leistung bedeutet üblicherweise eine größere Anlage. Damit werden weitere Randbedingungen festgesetzt.

Darunter fallen z.B. Masse und Geometrie sowie Schubbeiwerte. Durch den Rotordurchmesser ist damit auch die Nabenhöhe definiert. Zusammen mit den standortspezifischen Randbedingungen haben diese Werte Einfluss auf die dynamischen Eigenschaften der FOWT, welche im nächsten Schritt behandelt werden. Die RNA-Auslegung ist aber nicht unbedingt statisch. Sie kann im Laufe des Entwicklungsprozesses noch verändert werden.

Auslegung der tragenden Struktur:

Anhand der in den zwei vorherigen Arbeitsschritten gewählten Randbedingungen wird die Struktur der schwimmenden Plattform ausgelegt. Zuerst muss die Art der Plattform (siehe Abbildung 5) gewählt werden. Für diese gibt es unterschiedliche analytische und empirische Methoden, um erste Designkonzepte für die Struktur zu erstellen. Wichtige Aspekte bei der Auslegung sind unter anderem die Schwimmstabilität und die Positionserhaltung. Für die Gestaltung der Struktur wird die Positionserhaltung in dieser Arbeit nicht genauer betrachtet, da diese keinen nennenswerten Einfluss auf die Dimensionierung der einzelnen Strukturelemente hat.

Auslegungszustände und Lastfälle:

Mit den Randbedingungen werden Lastfälle generiert. Dazu wird festgesetzt, unter welchen Bedingungen die FOWT arbeiten soll. Dafür gibt es verschiedene Arbeitspunkte, die in der IEC 61400-3-2 [30] definiert sind. Gegebenenfalls werden Zustände definiert, bei denen die Anlage herunterfährt und so höhere Belastungen verhindert werden. Für festgelegte Wind- und Wellenrichtungen werden Lastfälle erstellt, um z.B. alle zu erwartenden Wetterbedingungen untersuchen zu können.

Last- und Lastwirkungsberechnungen:

Für die definierten Lastfälle werden die Lasten aus den Randbedingungen berechnet. Dabei werden unter anderem hydrodynamische und aerodynamische Lasten berücksichtigt. Zusätzlich werden in diesem Schritt Effekte berücksichtigt, die durch die Bewegung der Struktur im Wasser erzeugt werden. In diesem Arbeitsschritt werden auch Anforderungen an die Simulation definiert. Diese beinhalten die Auswahl von z.B. Frequenzgangs-, Zeitbereichsverfahren oder die Dauer von Simulationen.

Grenzzustandsanalysen

Mit den Lasten und Lastfällen werden Simulationen und numerische Berechnungen durchgeführt. Die Ergebnisse werden für anschließende Tragfähigkeits-, Stabilitäts- und Festigkeitsnachweise benötigt. Zusätzlich wird auch die Betriebsfestigkeit untersucht. Die Norm IEC 61400-3-2 gibt hierfür Entscheidungsregeln und Sicherheitsfaktoren vor. Es können auch die gewünschten dynamischen Parameter wie z.B. die Kippperiode untersucht werden. Anhand der Auswertung dieser Werte startet ein iterativer Prozess, sofern die FOWT keine strukturelle Integrität aufweist (siehe Abbildung 6).

2.2.2 Selbstausrichtende FOWT

Damit WEA zu jedem Zeitpunkt eine optimale Energieausbeute erzielen können, werden die Rotoren der Anlagen bestmöglich in den Wind gestellt. Diese Ausrichtung kann über aktive und passive Mechanismen erfolgen (siehe 2.1). Bei FOWT basiert die Ausrichtung üblicherweise auf einer aktiven Ausrichtung der Gondel. Dadurch sind diese FOWT meistens als Luvläufer ausgeführt. Bei selbstausrichtenden FOWT wird die passive Selbstausrichtung von Leeläufern genutzt. Die Windströmung erzeugt eine Kraft, die auf den Rotor wirkt und ein Yaw-Moment erzeugt. Durch dieses wird der Rotor in die Windrichtung gedreht, bis die Windkräfte mit den Kräften aus der Strömung im Gleichgewicht sind. Es wird im Vergleich zu normalen Leeläufern aber nicht nur die Gondel, sondern die gesamte FOWT in den Wind gedreht. Der Turmschatten, der bei Leeläufern entsteht, kann durch einen flügel förmigen Turm verhindert werden (siehe Abbildung 7). Zusätzlich induzieren die aerodynamischen Kräfte an flügel förmigen Geometrien Yaw-Momente (siehe [24]). Selbstausrichtende FOWT werden nur an einer Stelle der Struktur verankert. Dies ermöglicht die freie Drehung um diese.

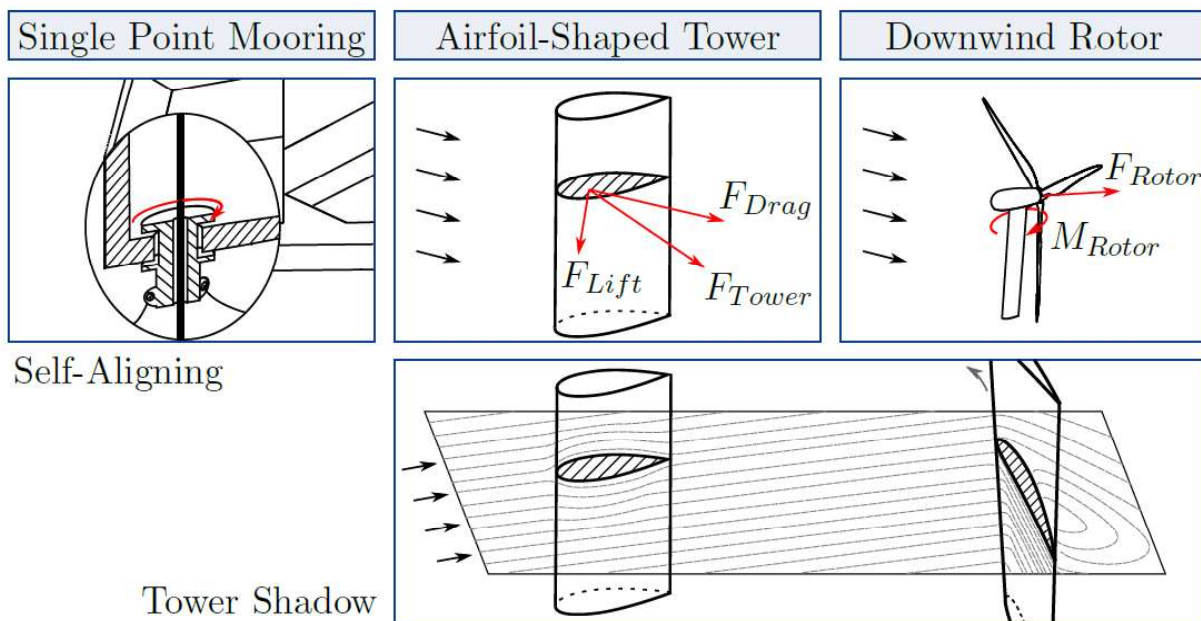


Abbildung 7: Prinzipien einer selbstausrichtenden FOWT [24]

In Abbildung 7 sind die erwähnten Prinzipien dargestellt. Auf andere Möglichkeiten wird an dieser Stelle nicht näher eingegangen. In den Abbildungen ist durch die schwarzen Pfeile die Windrichtung angegeben. Es ist deutlich zu sehen, dass der flügel förmige Turm keinen (oder nur einen kleinen) Turmschatten erzeugt. Zusätzlich sind die Kräfte dargestellt, welche durch den Wind induziert werden. Die Yaw-Momente, die durch diese Prinzipien erzeugt werden, müssen dabei groß genug sein, um dem Trägheitsmoment der Anlage und den Widerstandskräften durch die Wasserströmung entgegenzuwirken.

2.2.3 Ausführungsvarianten

An dieser Stelle werden bereits kommerziell genutzte Anlagen vorgestellt. Eine Variante ist der X30-Plattform der Firma X1 Wind [31]. Es handelt sich dabei um eine TLP die im Rahmen eines Projektes in der Nähe der Kanarischen Inseln stationiert ist. Die FOWT ist mit einer V29 Turbine der Firma Vestas ausgestattet. Die Anlage ist skalierbar und soll auch für größere Turbinen (z.B. 15 MW oder mehr) ausführbar sein. Die Turbine ist durch drei Stützen mit der schwimmenden Unterkonstruktion verbunden (siehe Abbildung 8). Die FOWT erhält die Stabilität durch drei Ballastsäulen, die im Dreieck mit Verbindungsstäben verbunden sind.



Abbildung 8: FOWT von X1 Wind mit Vestas WEA

Die Selbstausrichtung ist durch ein Single-Point-Mooring (kurz SPM) an der hinteren Ballastsäule gegeben. Dadurch kann sich die Anlage um diese Achse frei drehen und benötigt keine zusätzlich Yaw-Regelung. Die passive Selbstausrichtung entsteht durch die Turbine, die als Leeläufer ausgeführt ist. In Abbildung 8 ist auch zu sehen, dass die vorderen Stützen mit flügelartigen Profilen konstruiert sind, wodurch eine zusätzliche Selbstausrichtung entsteht (siehe 2.2.2). Die Anlage weist eine Leichtbau Konstruktion auf, um den Transport und Positionierung mit hiesigen Schleppern zu vereinfachen. Die TLP-Ausführung des SPM ermöglicht die Platzierung in tieferen Gewässern, bei gleichen Ankerlängen. Zusätzlich führt dies zu einer geringeren Umweltbelastung, da der Meeresboden weniger beschädigt wird.

Ein anderes Beispiel ist der Hywind Windpark in Schottland. Hierbei handelt es sich um fünf FOWT mit einer Gesamtleistung von 30 MW. Diese versorgen laut Equinor [16] circa 20.000 Haushalte. Der Windpark bedeckt in etwa eine Größe von vier Quadratkilometern.



Abbildung 9: Hywind Windpark in Schottland [16]

Die Unterkonstruktion ist als Spar-Buoy ausgeführt. Der Rotordurchmesser einer Anlage liegt bei 154 m. Die Verankerung erfolgt mit drei Ankerlinien und soll die FOWTs auch bei starken Wetterbedingungen fest positioniert halten. Durch diese Ausführung weist die Anlage keine Selbstausrichtung auf und benötigt daher eine aktive Yaw-Regelung. Die Anlagen, die im Hywind Windpark positioniert sind, können für Wassertiefen bis zu 800 m Anwendung finden und ermöglichen so die Erschließung neuer Gebiete, die für Windenergie genutzt werden können.

Ein weiteres Konzept bietet Aerodyn mit der FOWT nezzy². Diese Anlage besteht aus zwei Windturbinen mit einer Nennleistung von 15 MW, die auf einer Semi-Submersible befestigt sind (siehe Abbildung 10). Auch hier dient die Ausführung der Turbinen (Leeläufer) der Selbstausrichtung. Aktuell gibt es laut Aerodyn nur ein Projekt im Maßstab 1:10 in deutschen Gewässern. Ein Prototyp im Maßstab 1:1 befindet sich aber in Planung. Als Standort wurde dafür chinesisches Gewässer gewählt [1].

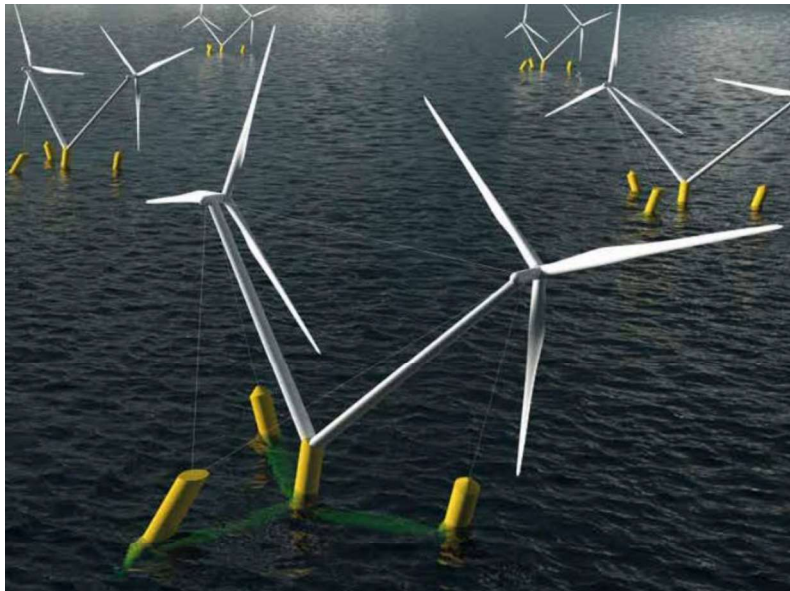


Abbildung 10: Konzeptbild nezy² [1]

FOWT werden aktuell in unterschiedlichsten Bauweisen konzipiert und konstruiert. Die drei hier gezeigten Anlagen stellen daher repräsentativ die Vielfalt dar.

2.3 Randbedingungen und analytische Grundlagen

Für die Auslegung von Strukturen werden mathematische Modelle benutzt. Diese können in ihrer Komplexität sehr unterschiedlich sein. Analytische Berechnungen bieten schnelle und einfache Ergebnisse, um erste Konzepte und Designs zu erstellen. Numerische Berechnungen und Simulationen ermöglichen Detailberechnungen und dynamische Analysen in den finalen Stadien bei der Entwicklung der Struktur. In dieser Arbeit werden ebenfalls verschiedene Berechnungen durchgeführt. Neben den Berechnungen spielen Randbedingungen bei der Auslegung von Strukturen eine fundamentale Rolle (vgl. [2]). Die Wahl der Randbedingungen ist daher ausschlaggebend für die darauffolgenden Berechnungen. Im Folgenden werden die, dieser Arbeit zugrunde liegenden, Randbedingungen und Berechnungen erklärt.

2.3.1 Wind- und Wellenspektren

Das Verhalten von Wind und Wellen ist komplex, da die Amplitude der Windgeschwindigkeit bzw. der Wellenhöhe und die Periode ständig variieren. Um dies dennoch in mathematische Modelle einzubauen, werden Wind- und Wellenspektren benutzt.

Eine WEA ist üblicherweise keinem konstanten Wind ausgesetzt. Die Variation der Windgeschwindigkeit wird zeitlich von unterschiedlichen Effekten beeinflusst. Diese umfassen synoptische, tägliche und turbulente Variationen des Windes (siehe Abbildung 11).

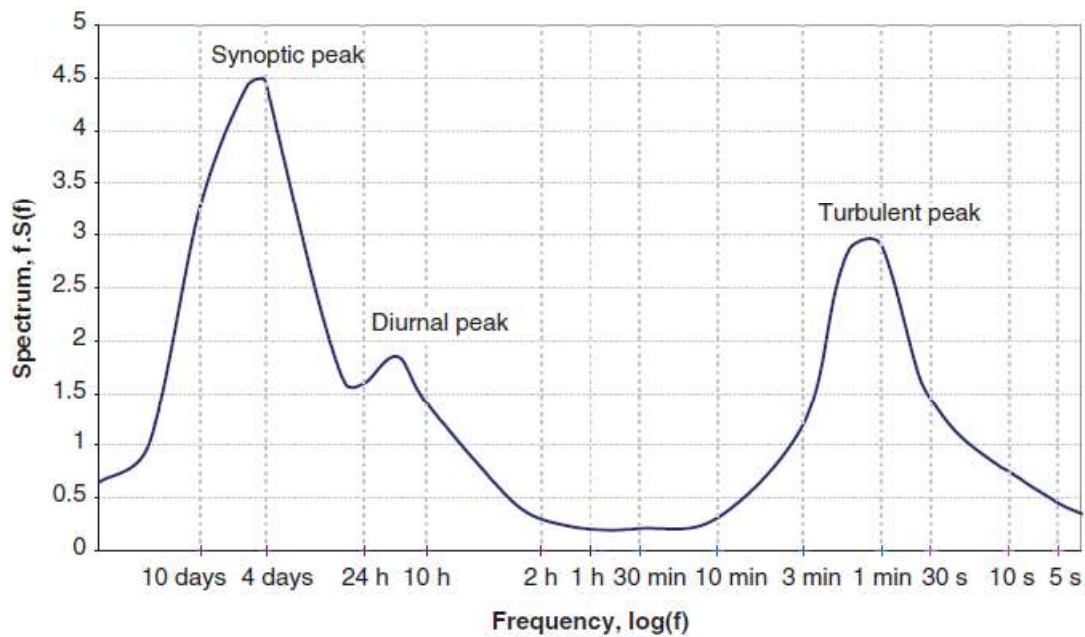


Abbildung 11: Spektrum mit synoptischen, täglichen (diurnal) und turbulenten Hochpunkten [8]

Die synoptischen Variationen beschreiben großflächige Wetterphänomene sowie Hoch- und Tiefdruckgebiete. Diese haben eine Frequenz von circa vier Tagen. Die täglichen Variationen sind größtenteils von lokalen Wärmeunterschieden abhängig, die durch Erwärmung tagsüber und das darauffolgende Abkühlen in der Nacht entstehen [8]. Turbulenzen haben dagegen eine höhere Frequenz und entstehen durch die Reibung des Windes, die an der Oberfläche des Bodens entsteht. Speziell auf dem Meer entsteht eine durch die ständig wechselnden Wellenfelder des Wassers sehr raue Oberfläche. Um den Wind dennoch gut in mathematischen Modellen zu definieren, werden Turbulenzfelder und eine Weibull-Verteilung verwendet. Die Weibull-Verteilung gibt die stündlichen Durchschnittswindgeschwindigkeiten über ein Jahr an. Sie zeigt eine gute Repräsentation der Windgeschwindigkeiten für viele Standorte [8]. Die Weibull-Verteilung entsteht nach Burton et. al. durch folgende Definition

$$F(U) = e^{-\left(\frac{U}{c}\right)^k} \quad (2.2)$$

$F(U)$ stellt den Teil der Zeit dar, in dem die stündliche Durchschnittsgeschwindigkeit die Windgeschwindigkeit U überschreitet. Die Verteilung ist von zwei Parametern abhängig, dem Skalierungsfaktor c und dem Formfaktor k . Die Ableitung von Gleichung (2.2) liefert die Dichtefunktion:

$$f(U) = \frac{F(U)}{dU} = k \cdot \frac{U^{k-1}}{c^k} \cdot e^{-\left(\frac{U}{c}\right)^k} \quad (2.3)$$

Diese gibt an, wie hoch die Wahrscheinlichkeit ist, mit der eine Windgeschwindigkeit auftritt. In Abbildung 12 sind verschiedene Wahrscheinlichkeitsverteilungen für unterschiedliche Formfaktoren dargestellt.

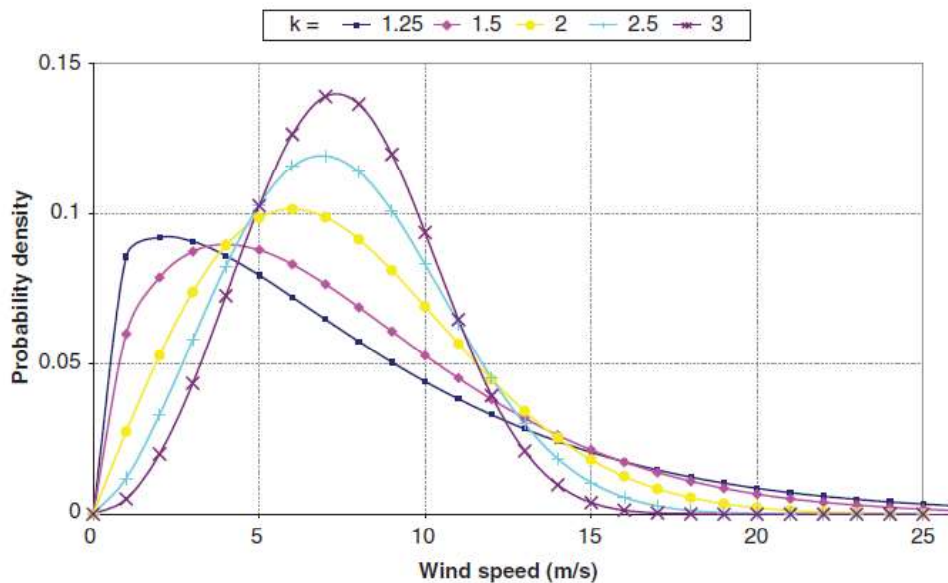


Abbildung 12: Eintrittswahrscheinlichkeiten für unterschiedliche Formfaktoren [8]

Eine spezielle Form der Weibull-Verteilung ist die Rayleigh-Verteilung. Diese wird nach dem Standard IEC 61400-1 für ein 10-minütigen Intervall für die Auslegung von WEA angenommen. Für die Windverteilung ist daher folgende Formel definiert:

$$P_R(U_{hub}) = 1 - e^{-\left(\pi \frac{U_{hub}}{2 \cdot U_{ave}}\right)^2} \quad (2.4)$$

Hierbei ist U_{hub} die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe und U_{ave} die jährliche Durchschnittsgeschwindigkeit, die in Abbildung 13 für unterschiedliche Klassen von WEA gegeben ist [21]. Die Windgeschwindigkeiten sind dabei von der Höhe über dem Boden abhängig. Für die Windgeschwindigkeit in der Höhe z ergibt sich folgende Formel:

$$U(z) = U_{hub} \cdot \left(\frac{z}{H}\right)^\alpha \quad (2.5)$$

Für α soll nach IEC 61400-1 ein Wert von 0,2 angenommen werden. Gleichung (2.5) beschreibt die unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten, die in der Rotorfläche wirken.

Die Weibull-Verteilung gibt nicht für alle Standorte angemessene Werte aus. Für manche Standorte sind auch andere Ansätze abzuwägen. Einer davon ist die doppelte Weibull-Verteilung, bei der zwei Sets von Form- und Skalierungsfaktoren Unterschiede zwischen z.B. Sommer und Winter besser darstellen können.

Turbulenzen sind Fluktuationen in der Windgeschwindigkeit innerhalb kurzer Zeitspannen. Während die mittlere Windgeschwindigkeit sich zeitlich langsamer ändert (durch z.B. Wetter/Jahreszeiten),

kann die Windgeschwindigkeit durch Turbulenzen sehr hochfrequent andere Werte annehmen. Die Turbulenzintensität I ist das Maß für den Grad der Turbulenz.

$$I = \frac{\sigma}{\bar{U}} \quad (2.6)$$

Dabei ist σ die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit \bar{U} . Nach Burton et. al. [8] können turbulente Windgeschwindigkeitsfluktuationen als normal verteilt angenommen werden. Die Turbulenzintensität hängt unter anderem von der Rauheit des Bodens und der Höhe über diesem ab. Nach [21] wird die Standardabweichung für das Normal-Turbulence-Model (kurz NTM) durch folgenden Zusammenhang beschrieben:

$$\sigma = I_{ref} \cdot (0,75 \cdot U_{hub} + b) \quad (2.7)$$

Hierbei ist I_{ref} ein Referenzwert für die Turbulenzintensität und ist in Abbildung 13 zu sehen und es gilt $b = 5,6 \frac{m}{s}$.

| Wind turbine class | | I | II | III | S |
|--|----------------------------|------|------|------|----------------------------------|
| V_{ave} | (m/s) | 10 | 8,5 | 7,5 | Values specified by the designer |
| V_{ref} | (m/s) | 50 | 42,5 | 37,5 | |
| | Tropical (m/s) $V_{ref,T}$ | 57 | 57 | 57 | |
| A+ | I_{ref} (-) | 0,18 | | | |
| A | I_{ref} (-) | 0,16 | | | |
| B | I_{ref} (-) | 0,14 | | | |
| C | I_{ref} (-) | 0,12 | | | |
| <p>The parameter values apply at hub height and</p> <p>V_{ave} is the annual average wind speed;</p> <p>V_{ref} is the reference wind speed average over 10 min;</p> <p>$V_{ref,T}$ is the reference wind speed average over 10 min applicable for areas subject to tropical cyclones;</p> <p>A+ designates the category for very high turbulence characteristics;</p> <p>A designates the category for higher turbulence characteristics;</p> <p>B designates the category for medium turbulence characteristics;</p> <p>C designates the category for lower turbulence characteristics; and</p> <p>I_{ref} is a reference value of the turbulence intensity (see 6.3.2.3).</p> | | | | | |

Abbildung 13: Basisparameter für Windturbinen Klassen nach IEC 64100-1 [21]

Für laterale und vertikale Turbulenzintensitäten werden hier die Standardabweichungen wie folgt angenommen. Die Standardabweichungen ergeben sich zu $\sigma_2 \geq 0,7 \cdot \sigma_1$ (lateral) und $\sigma_3 \geq 0,5 \cdot \sigma_1$ (vertikal).

Um die zeitliche Varianz von Turbulenzen darzustellen, werden Turbulenzspektren eingesetzt. Nach [8] werden hierfür üblicherweise das Kaimal- (Gleichung (2.8)) und das von-Karman-Spektrum (Gleichung (2.9)) herangezogen.

$$\frac{f \cdot S_u(f)}{\sigma_u^2} = \frac{\frac{4 \cdot f \cdot L_{1u}}{\bar{U}}}{\left(1 + \frac{6 \cdot f \cdot L_{1u}}{\bar{U}}\right)^{\frac{5}{3}}} \quad (2.8)$$

$$\frac{f \cdot S_u(f)}{\sigma_u^2} = \frac{\frac{4 \cdot f \cdot L_{2u}}{\bar{U}}}{\left(1 + 70,8 \cdot \left(\frac{f \cdot L_{2u}}{\bar{U}}\right)^2\right)^{\frac{5}{6}}} \quad (2.9)$$

Hierbei ist $S_u(f)$ die Dichtefunktion der longitudinalen Windgeschwindigkeitsvariationen durch Turbulenzen. L_{1u} und L_{2u} sind Längenskalierungen, welche von der Rauigkeit der Bodenoberfläche und der Höhe über diesem abhängig sind [8]. Nach Petersen et. al. ist das von-Karman-Spektrum gut für Windtunnel geeignet, während das Kaimal-Spektrum gute Übereinstimmungen mit empirischen Beobachtungen von atmosphärischen Turbulenzen aufweist [25].

Wellenspektren stellen eine Energieverteilung in Form der Wellenhöhe und der Periode dar. Nach [22] sind die Wellenspektren $S(\omega)$ von zwei Kernparametern abhängig. Diese sind die signifikante Wellenhöhe H_s und die durchschnittliche Wellenperiode T_s . Es ergibt sich folgender Zusammenhang:

$$S(\omega) = H_s^2 \cdot f(\omega, T_s) \quad (2.10)$$

Aus diesem Zusammenhang ergeben sich verschiedene Spektren, von denen an dieser Stelle auf ein paar ausgewählte eingegangen werden soll.

Eines der älteren ist das Bretschneider Spektrum. Es wird auch modifiziertes Pierson-Moskowitz- oder ISSC (International Ship Structures Congress)-Spektrum genannt. Das Bretschneider Spektrum wird folgendermaßen beschrieben:

$$S_B(\omega) = \frac{173 \cdot H_s^2}{T_1^4} \cdot \frac{1}{\omega^5} \cdot e^{-\frac{692}{T_1^4} \cdot \omega^{-4}} \quad (2.11)$$

Es gilt $T_1 = 0,772 \cdot T_p$. T_p ist die Peak-Periode, also die Wellenperiode, die bei einem gegebenen Seegang am häufigsten vorkommt. H_s und T_p sind standortabhängig und können durch Messungen ermittelt werden. In Abbildung 14 ist das Bretschneider-Spektrum im Vergleich zu einem gemessenen Spektrum im atlantischen Ozean während eines Sturms zu sehen. Es ist zu erkennen, dass das Bretschneider Spektrum das real gemessene gut darstellt.

Das Bretschneider-Spektrum ist eine Sonderform des Pierson-Moskowitz-Spektrums, bei dem eine feste Relation zwischen der Wellenhöhe und der Wellenperiode vorausgesetzt wird. Diese lautet $T_1 = 3,86 \cdot \sqrt{H_s}$. Für nicht vollentwickelte Seegänge, wie zum Beispiel in der Nordsee, wird das JONSWAP-Spektrum empfohlen. Dieses ist ebenfalls eine modifizierte Version des Pierson-Moskowitz-Spektrums und berechnet sich folgendermaßen:

$$S_{JS}(\omega) = \frac{320 \cdot H_s^2}{T_p^4} \cdot \frac{1}{\omega^5} \cdot e^{-\frac{1950}{T_p^4} \omega^{-4}} \cdot \gamma^a \quad (2.12)$$

Bei dem JONSWAP-Spektrum wird das Pierson-Moskowitz-Spektrum um einen Faktor γ^A multipliziert, welcher die Spitze der Energieverteilung erhöhen kann.

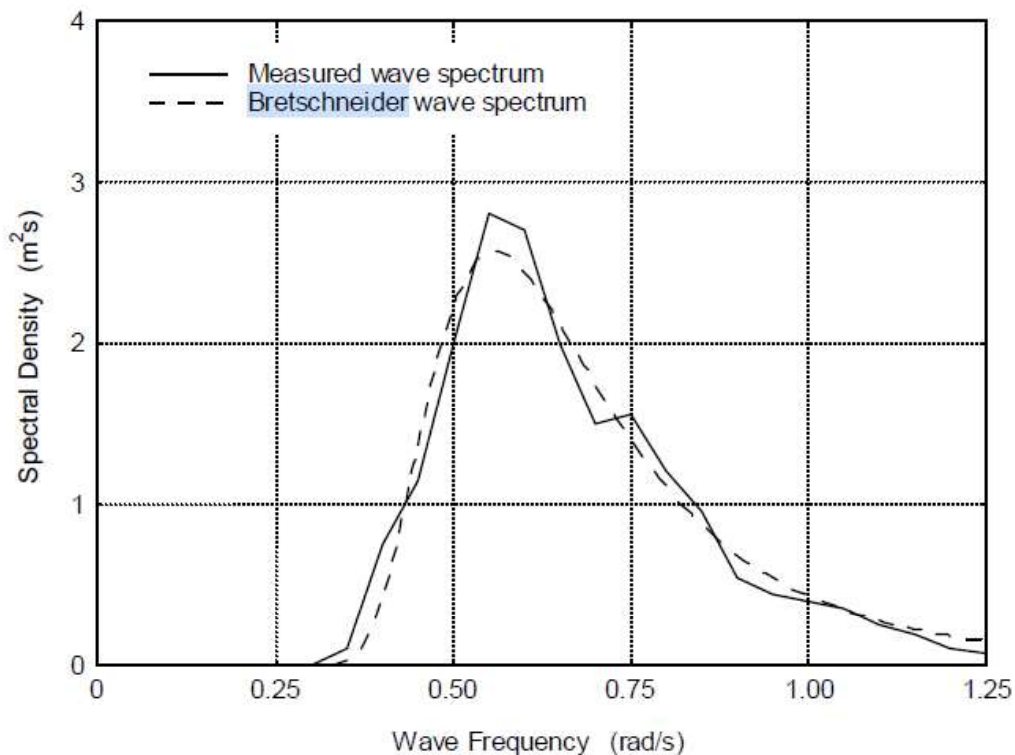


Abbildung 14: Bretschneider Spektrum im Vergleich mit realem Spektrum [26]

Nach [22] ergibt sich für $\gamma = 3,3$ als Peakedness-Faktor, also der Faktor, der die Spitze des Spektrums beschreibt. Für die anderen Parameter ergibt sich:

$$a = e^{-\left(\frac{\omega}{\omega_p} - 1\right)^2} \quad (2.13)$$

$$\omega_p = \frac{2 \cdot \pi}{T_p} \quad (2.14)$$

σ ist eine Stufenfunktion, welche für $\omega < \omega_p$ den Wert 0,07 und für $\omega > \omega_p$ den Wert 0,09 annimmt. In Abbildung 15 ist ein Vergleich vom JONSWAP mit dem Bretschneider Spektrum zu sehen. Der Vergleich zeigt, dass beim JONSWAP Spektrum die Spitze des Spektrums bei gleichen Wellenperioden und signifikanten Wellenhöhen deutlich ausgeprägter ist.

Für verschiedene Standorte werden unterschiedliche Spektren empfohlen. Nach dem „American bureau of shipping“ (kurz ABS) [3] wird für vollentwickelte Seegänge und offene Standorte das Bretschneider Spektrum empfohlen. Vollentwickelt bedeutet an dieser Stelle, dass die Wellenenergie nicht durch die bei der Entstehung zur Verfügung stehende Seefläche beschränkt wird.

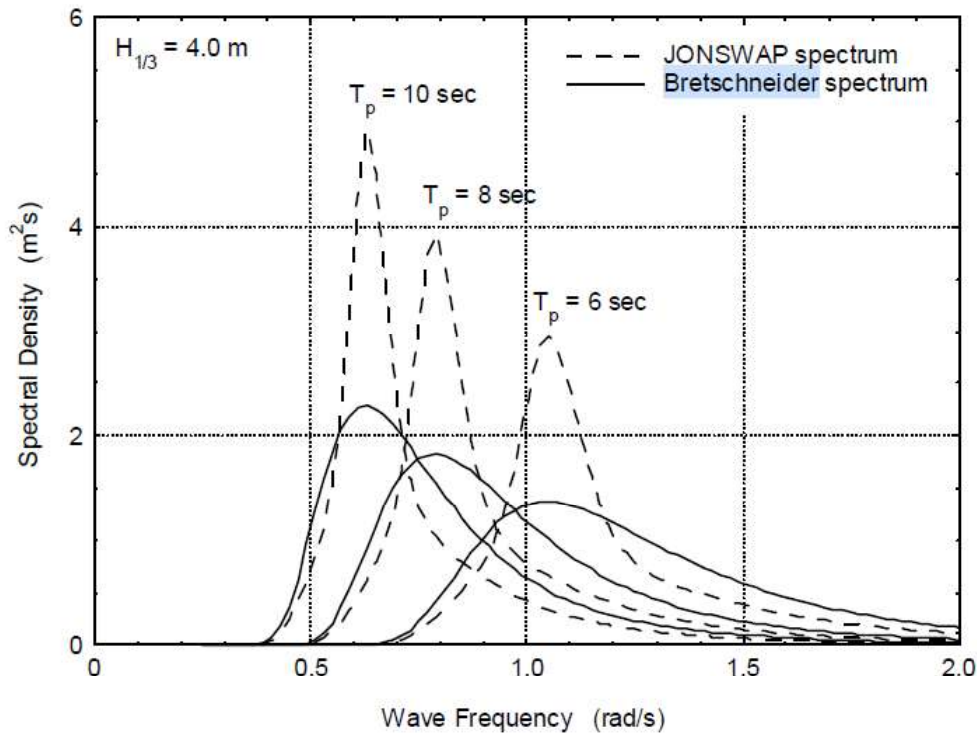


Abbildung 15: Vergleich JONSWAP- und Bretschneider Spektrum [22]

Es gibt noch weitere Spektren, die jeweils kleine Besonderheiten aufweisen. Da in [3] jedoch das Bretschneider und JONSWAP-Spektrum allgemein passend beschrieben werden, wird auf die restlichen Spektren an dieser Stelle nicht genauer eingegangen.

Um den Einfluss der Wellenrichtung mit in das mathematische Modell einzubeziehen, wird oft eine Richtungsverteilung mit folgendem Ansatz angewendet:

$$S(\omega, \mu) = \frac{2}{\pi} \cdot \cos^2(\mu - \bar{\mu}) \cdot S(\omega) \quad (2.15)$$

Hier ist μ der Winkel der Wellenrichtung. Generell gilt $-\frac{\pi}{2} \leq (\mu - \bar{\mu}) \leq \frac{\pi}{2}$. Die Richtungsverteilung ist abhängig von dem lokalen Wetter am Standort in der Gegenwart und der Vergangenheit. Nach [22] können dadurch Abweichungen zwischen der theoretischen und der tatsächlichen Richtungsverteilung auftreten. In Abbildung 16 ist der Vergleich zwischen einer gemessenen und einer theoretischen Richtungsverteilung zu sehen.

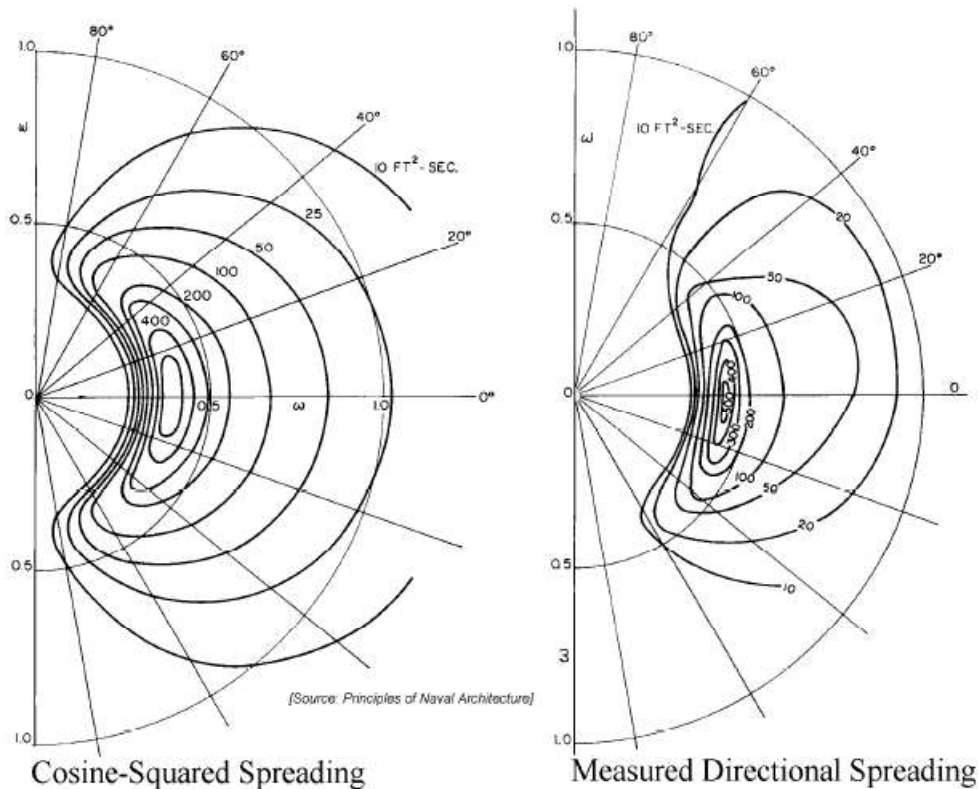


Abbildung 16: Wellenspektren mit Richtungsverteilung

2.3.2 Rotor-Nacelle-Assembly

Bei der Rotor-Nacelle-Assembly (RNA) werden alle Daten des Rotors und geometrische Parameter (z.B. Nabhöhe) festgehalten. Dazu gehören unter anderem Rotordurchmesser, Schubbeiwerte und das Gewicht. Diese sind Voraussetzung für die Auslegung der schwimmenden Unterstruktur. Gewicht und Schub sind maßgebende Parameter für die Stabilität der FOWT (siehe 2.3.8). Üblicherweise wird ein WEA auf der Basis einer gewünschten Leistung ausgelegt. Aus dieser resultieren die benötigten Parameter. Der für die Berechnung erforderliche Schub (siehe 2.3.8) berechnet sich nach DNVGL-ST-0119 [14] mit folgender Formel:

$$F_T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c_T \cdot A_{Rotor} \cdot U_{10}^2 \quad (2.16)$$

Dabei ist ρ die Dichte der Luft, c_T der Schubbeiwert des Rotors, A_{Rotor} die überstrichene Rotorfläche und U_{10}^2 die mittlere Windgeschwindigkeit in einem 10-minütigen Zeitintervall. Die Notation in dieser Arbeit ist abweichend zu denen aus den externen Quellen. Grund dafür sind sich sonst doppelnde Parameterdefinitionen. Es ist zu erkennen, dass die Werte c_T und A_{Rotor} anlagenspezifisch sind. Die Schubkraft kann so durch eine einfache Berechnung annähernd ermittelt werden. Die Windgeschwindigkeit und die Luftdichte sind für jeden Standort zu bestimmen. In Tabelle 1 sind alle Parameter der WEA dargestellt, die für die Berechnung und Simulation der FOWT notwendig sind.

Tabelle 1: Übliche Berechnungsparameter einer RNA

| Parameter | Formelzeichen | Beschreibung |
|----------------------------|---------------|--|
| Rotordurchmesser | d_{Rotor} | Der Durchmesser, der vom gesamten Rotor umschlossenen Fläche |
| Schubbeiwert | c_T | |
| Nabenhöhe | H | Für FOWT die Höhe der Nabe bemessen vom Meeresspiegel |
| Gewicht (Gondel und Rotor) | m_{RNA} | Beschreibt die Masse der WEA ohne Turm. |
| Leistung | P_{WEA} | Die Leistung, welche die WEA im Nennbetrieb erbringt. |
| Rotor-Exzentrizität | e | Der Abstand zwischen dem Rotor und der Vertikalachse des Turmes. |

2.3.3 Hydrostatische Analyse

Schwimmende Strukturen werden durch Auftriebskräfte an der Oberfläche gehalten. Dafür wird eine Geometrie ausgelegt, welche eine Auftriebskraft erzeugt, sobald sich diese im Wasser befindet. Die Auftriebskraft berechnet sich über das verdrängte Wasservolumen der Struktur:

$$F_A = \rho_w \cdot g \cdot V \quad (2.17)$$

Dabei ist F_A die Auftriebskraft, die auf die Struktur wirkt. ρ_w ist die Dichte, g die Erdbeschleunigung und V das verdrängte Volumen des Wassers. Die Auftriebskraft wird auch durch den hydrostatischen Druck beschrieben. Dieser wird über alle Flächen, die ins Wasser eingetaucht sind, integriert. Alle vertikalen Kraftkomponenten, die so entstehen, ergeben die Auftriebskraft. Für ein hydrostatisches Gleichgewicht muss die Auftriebskraft gleich der Gewichtskraft der FOWT sein.

$$F_A = F_G \quad (2.18)$$

Aus diesem Gleichgewicht lässt sich das verdrängte Volumen berechnen. Aus Gleichung (2.17) und (2.18) folgt:

$$\rho_w \cdot g \cdot V_w = m_{FOWT} \cdot g \quad (2.19)$$

Es folgt für das verdrängte Volumen:

$$V_w = \frac{m_{FOWT}}{\rho_{Wasser}} \quad (2.20)$$

Dieses Volumen ist identisch mit dem Volumen der Struktur unter der Wasseroberfläche. Es gibt daher eine erste Abschätzung der Geometrie der Schwimmkörper. Die Masse der Anlage ist bekannt. Der Teil, der durch die schwimmende Struktur hinzukommt, kann im Vorhinein abgeschätzt werden. Der Prozess für ein hydrostatisches Gleichgewicht ist dabei iterativ, da das Gewicht der konstruierten Struktur wieder Einfluss auf die Gleichung (2.20) hat. Wenn eine Struktur gefunden ist, können zusätzliche Parameter bestimmt werden (z.B. die Eintauchtiefe t). Die hydrostatische Analyse erfolgt parallel zur Auslegung der Struktur (siehe 2.3.8). Zusätzlich zu dem Kräftegleichgewicht in Gleichung (2.18) muss ein Momentengleichgewicht erfüllt sein, damit die Struktur ohne Last nicht umkippen kann. Dafür werden die Auftriebs- und Gravitationskräfte aller Körper mit dem entsprechenden Hebel zum globalen Koordinatensystem multipliziert. Es ergibt sich folgende Gleichung:

$$M_i = \sum_j (F_{Aj} - F_{Gj}) \cdot d_{ij} = 0 \quad (2.21)$$

Der Index i steht für die Rotationsachse (x bzw. y) und der Index j nummeriert die Körper, für welche die Kräfte berechnet werden. Der Hebel des j -ten Körpers zur i -ten Achse wird durch d_{ij} beschrieben. Dabei ist für d das Vorzeichen zu beachten. Gleichung (2.18) und (2.21) sind für den hydrostatischen Nachweis zu erfüllen und werden bei der Auslegung der Struktur iterativ als Voraussetzung berechnet.

2.3.4 Dynamik von FOWT

Das dynamische Verhalten von schwimmenden Objekten kann durch Newtons zweites Gesetz beschrieben werden. Dieses besagt, dass ein Körper, auf den eine resultierende Kraft wirkt, in die Richtung der Kraft beschleunigt [22].

$$F_{ij} = \sum_j m_{ij} \cdot \ddot{u}_j \quad (2.22)$$

Die Kräfte können in Kräfte durch Wellen und in Kräfte durch Bewegung der Struktur selbst aufgeteilt werden. Es ergibt sich eine Gleichung, welche Dämpfung und Steifigkeiten mit einbezieht. Auf die genaue Herleitung soll an dieser Stelle nicht eingegangen werden, da diese für den weiteren Verlauf nur geringfügig wichtig ist. Die Gleichung lautet:

$$F_{ij} = (m_{ij} + m_{z_{ij}}) \cdot \ddot{u}_j + D_{ij} \cdot \dot{u}_j + C_{ij} \cdot u_j \quad (2.23)$$

Die Indizes i und j beschreiben die sechs Freiheitsgrade. Für $i = j$ gilt, dass die Kraft eine Reaktion im gleichen Freiheitsgrad hervorruft. Für ungleiche Indizes entstehen Kopplungsterme, in denen Kräfte Auswirkungen auf andere Freiheitsgrade hervorbringen. u_j beschreibt die Verschiebung bzw. Verdrehung, \dot{u}_j die Geschwindigkeit bzw. die Winkelgeschwindigkeit und \ddot{u}_j die Beschleunigung bzw. Winkelbeschleunigung. m_{ij} beschreibt die Masse, A_{ij} die zusätzliche Masse durch das verdrängte Wasser, D_{ij} die Dämpfung und C_{ij} die Steifigkeiten. Es entstehen Matrizen mit der Größe 6x6. Die Einträge der Steifigkeitsmatrix C_{ij} sind wichtig für das statische Verhalten der Anlage, da in diesem Fall

\dot{u}_j und \ddot{u}_j gleich null sind. Die zusätzliche Masse m_{zij} ist abhängig von der Frequenz, mit der das System angeregt wird. Dadurch ist diese analytisch nur schwer zu bestimmen.

Die meisten Berechnungsprogramme lösen hierfür das sogenannte Beugungs- und Strahlungsproblem. Bei dem Beugungsproblem wird die zu untersuchende Struktur als raumfest angenommen und durch die Wellen angeregt. Dadurch werden die Wellenkräfte berechnet, die in Gleichung (2.23) auf der linken Seite dargestellt sind. Das Strahlungsproblem wird gelöst, indem erzwungen wird, dass die Struktur in der Frequenz der Wellen oszilliert, ohne dabei von diesen getroffen zu werden. Daraus entstehen Kräfte, die die zusätzliche Masse, die Dämpfung und die Steifigkeit der Struktur darstellen.

Für Semi-Submersibles wird im Standard DNV-OS-J103 [11] beschrieben, dass viskose Dämpfung durch den Reibungswiderstand mit in die Berechnung einbezogen werden soll. Dies verringert die Amplitude der Resonanzschwingung der Struktur. Dafür wird ein Morison-Modell erzeugt. Nach der Morison Gleichung (2.24) wird somit der Reibungswiderstand und Trägheitskräfte der Struktur berechnet.

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c_d \cdot d \cdot |\dot{u}| \cdot \dot{u} + \rho \cdot c_m \cdot A \cdot \ddot{u} \quad (2.24)$$

Hierbei ist ρ die Dichte des Fluids, c_d der Widerstandsbeiwert, d der Durchmesser, c_m der Trägheitsbeiwert, \dot{u} die Geschwindigkeit und \ddot{u} die Beschleunigung des Fluids.

Die Wahl der Beiwerte ist sehr wichtig. Die Widerstandsbeiwerte für kreisrunde Zylinder sind in dem Standard über die Keulegan-Carpenter Nummer K_C beschrieben:

$$c_d = C_{DS}(\Delta) \cdot \psi(K_C) \quad (2.25)$$

Die beiden Terme $C_{DS}(\Delta)$ und $\psi(K_C)$ berechnen sich nach Abbildung 17 und Abbildung 18. Für Δ wird folgende Gleichung gegeben:

$$\Delta = \frac{k_O}{d} \quad (2.26)$$

Mit k_O ist die Oberflächenrauheit der Zylinder definiert, für die in Tabelle 2 Werte gegeben sind.

$$C_{DS}(\Delta) = \begin{cases} 0.65 & ; \Delta < 10^{-4} \text{ (smooth)} \\ (29 + 4 \cdot \log_{10}(\Delta)) / 20 & ; 10^{-4} < \Delta < 10^{-2} \\ 1.05 & ; \Delta > 10^{-2} \text{ (rough)} \end{cases}$$

Abbildung 17: Berechnung CDS für Widerstandsbeiwert [12]

$$\psi(K_C) = \begin{cases} C_\pi + 0.10(K_C - 12) & 2 \leq K_C < 12 \\ C_\pi - 1.00 & 0.75 \leq K_C < 2 \\ C_\pi - 1.00 - 2.00(K_C - 0.75) & K_C \leq 0.75 \end{cases}$$

Abbildung 18: Berechnung ψ für Widerstandsbeiwert [12]

Tabelle 2: Rauheiten unterschiedlicher Materialien [12]

| Material | k (meters) |
|------------------------|---------------------------------------|
| Steel, new uncoated | 5×10^{-5} |
| Steel, painted | 5×10^{-6} |
| Steel, highly corroded | 3×10^{-3} |
| Concrete | 3×10^{-3} |
| Marine growth | $5 \times 10^{-3} - 5 \times 10^{-2}$ |

Die Keulegan-Carpenter Zahl ist durch folgende Gleichung gegeben:

$$K_C = \frac{v_0 \cdot T}{d} = 2 \cdot \pi \cdot \frac{x_a}{d} \quad (2.27)$$

v_0 ist die Wasserpartikelgeschwindigkeit, T die Wellenperiode, x_a die horizontale Wasser-
verdrängungsamplitude und d der Durchmesser. Nach Journée [22] ist x_a in tiefen Gewässern
identisch mit der Wellenhöhe. C_π wird durch folgenden Zusammenhang beschrieben:

$$C_\pi = 1,5 - 0,024 \cdot \left(\frac{12}{C_{DS}} - 10 \right) \quad (2.28)$$

Damit können die Widerstandsbeiwerte für die unterschiedlichen Strukturelemente berechnet
werden.

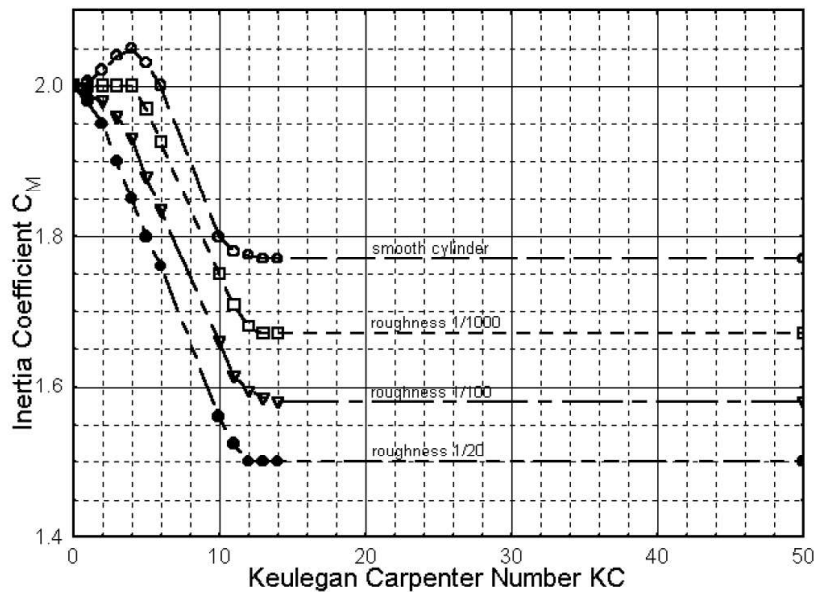


Abbildung 19: Trägheitsbeiwert nach Journée und Massie [22]

Für die Trägheitsbeiwerte wird nach Journée und Massie [22] unter anderem der in Abbildung 19 zu sehende Zusammenhang gegeben. Es zeigt sich, dass die Keulegan-Carpenter Zahl auch einen Einfluss auf den Trägheitsbeiwert hat.

Mit den beiden bestimmten Beiwerten kann nun die viskose Dämpfung über die Morison Gleichung berechnet werden. Dafür wird ein Wellenspektrum definiert (siehe Kapitel 2.3.1). Dieses generiert sich aus einer festen Wellenhöhe und Periode, die standortabhängig sind. Da der Widerstandsbeiwert von der Wellenhöhe (Keulegan-Carpenter Zahl) und diese wiederum von der Frequenz abhängig ist, würde bei jeder Frequenz ein unterschiedlicher Widerstandsbeiwert berechnet werden. Dies wird in Programmen durch eine Drag-Linearisierung vollzogen. Gleichzeitig werden durch diese Linearisierung nichtlineare Kopplungsterme, die bei der Dämpfung entstehen, vernachlässigt. Nach DNVGL-RP-C103 [13] ist diese Art der Linearisierung zulässig.

2.3.5 Potentialtheorie

An dieser Stelle soll kurz die Potentialtheorie vorgestellt werden, die für die Analysen und Berechnungen herangezogen wird. Bei der Potentialtheorie handelt es sich um eine lineare Wellentheorie bei der angenommen wird, dass die Form der Wasseroberfläche flach ist. Dies hat den Effekt, dass Ausdrücke für die Wellensteilheit vernachlässigt werden können. Die Wellensteilheit beschreibt das Verhältnis zwischen Wellenlänge und Wellenhöhe. Das Profil solcher Wellen wird als eine Sinus- oder Cosinuswelle angenommen (siehe Abbildung 20).

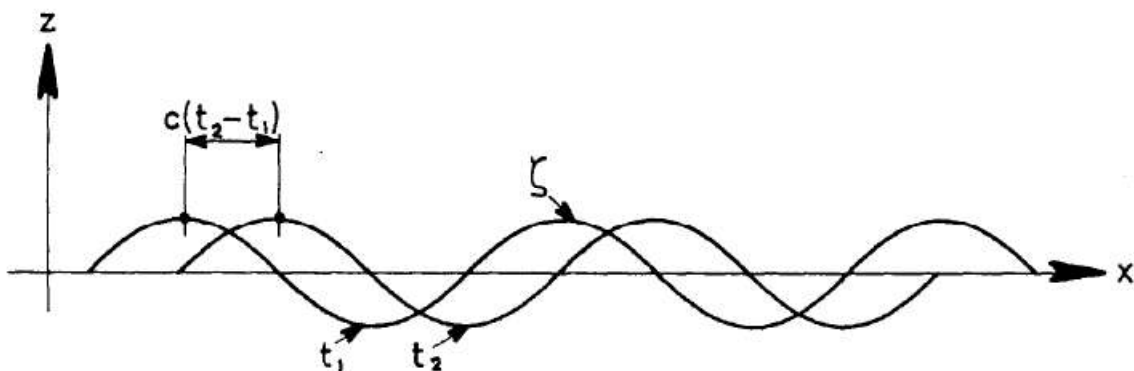


Abbildung 20: Profil einer Welle mit kleiner Wellensteilheit [22]

Die Theorie wird als linear beschrieben, da angenommen wird, dass harmonische Auslenkungen, Geschwindigkeiten und Beschleunigungen, sowie harmonische Wasserdrücke linear mit der Auslenkung der Wasseroberfläche zusammenhängen (vgl. [22]). Dadurch ergibt sich für das Potential einer Welle folgender Ausdruck:

$$\Phi_w(x, z, t) = P(z) \cdot \sin(k_w \cdot x - \omega \cdot t) \quad (2.29)$$

Φ_w entspricht dem Geschwindigkeitspotential und k_w der Wellenzahl. $P(z)$ ist eine noch unbekannte Funktion die abhängig von der vertikalen Position z ist. Das Geschwindigkeitspotential muss nach Journée und Massie [22] folgende Bedingungen erfüllen:

1. Kontinuitätsbedingung oder Laplace Gleichung
2. Meeresboden Randbedingungen
3. Dynamische Oberflächen Randbedingungen
4. Kinematische Oberflächen Randbedingungen

Die Kontinuitätsbedingung beschreibt, dass das Fluid homogen und inkompressibel ist. Daraus entsteht die Laplace Gleichung:

$$\nabla^2 \Phi_w = \frac{d^2 \Phi_w}{dx^2} + \frac{d^2 \Phi_w}{dy^2} + \frac{d^2 \Phi_w}{dz^2} = 0 \quad (2.30)$$

Die Meeresboden-Randbedingung besagt, dass die Wasserpartikelgeschwindigkeit am Grund null beträgt.

$$\frac{d\Phi_w}{dz} = 0 \quad (2.31)$$

Dies gilt für $z = -h$, wobei mit h der Abstand zwischen Grund und stiller Wasseroberfläche gemeint ist.

Die dynamische Oberflächen-Randbedingung besagt, dass der Druck des Fluids an der Oberfläche gleich dem atmosphärischen Druck sein muss. Die kinematische Oberflächen Randbedingung beschreibt, dass die vertikale Wasserpartikelgeschwindigkeit an der Oberfläche gleich der vertikalen Geschwindigkeit der Welle selbst ist.

Mit den hier genannten Bedingungen ergibt sich für das Potential einer Welle folgender Ausdruck:

$$\Phi_w = \frac{\theta_a \cdot g}{\omega} \cdot \frac{\cosh(k_w \cdot (h + z))}{\cosh(k_w \cdot h)} \cdot \sin(k_w \cdot x - \omega \cdot t) \quad (2.32)$$

θ_a ist die Wellenamplitude. Mit dem Zusammenhang zwischen Wellenfrequenz und Wellenzahl

$$\omega^2 = k_w \cdot g \cdot \tanh(k_w \cdot h) \quad (2.33)$$

In Gleichung (2.33) ist zu erkennen, dass der Zusammenhang nichtlinear ist. Daher muss die Gleichung iterativ gelöst werden.

2.3.6 Übergangsfunktionen (RAOs)

Strukturen, die durch eine Kraft angeregt werden, bewegen sich und schwingen. Dabei sind die Frequenz und die Amplitude der Anregung entscheidend. Die Heave-Bewegung einer Struktur im Wasser, die durch reguläre Wellen angeregt wird, wird durch folgende Formel dargestellt [22]:

$$z(t) = z_a \cdot \cos(\omega t + \varphi) \quad (2.34)$$

z_a entspricht der Amplitude der Auslenkung der Struktur in z -Richtung (Heave). Die Anregung der Welle kann durch den nachgeführten Ansatz dargestellt werden.

$$\theta(t) = \theta_a \cdot e^{-k_w T_s} \cdot \cos(\omega t) \quad (2.35)$$

θ_a ist die Wellenamplitude, T_s die Wellenperiode und k_w die Wellenzahl. Das Verhältnis zwischen Anregung und Antwort wird als Response Amplitude Operator (kurz RAO) definiert.

$$\eta(\omega) = \frac{z(\omega)}{\theta(\omega)} \quad (2.36)$$

Das Ergebnis ist eine Übergangsfunktion $\eta(\omega)$, die für alle Frequenzen von Anregungen (in diesem Beispiel durch Wellen) die Antwort der Struktur ausgibt. Diese Antworten können in jedem Freiheitsgrad unterschiedlich sein. Eine Struktur, die in Heave-Richtung angeregt wird, muss beispielsweise nicht unbedingt nur in Heave-Richtung antworten. Es können zwischen den Freiheitsgraden Kopplungen entstehen.

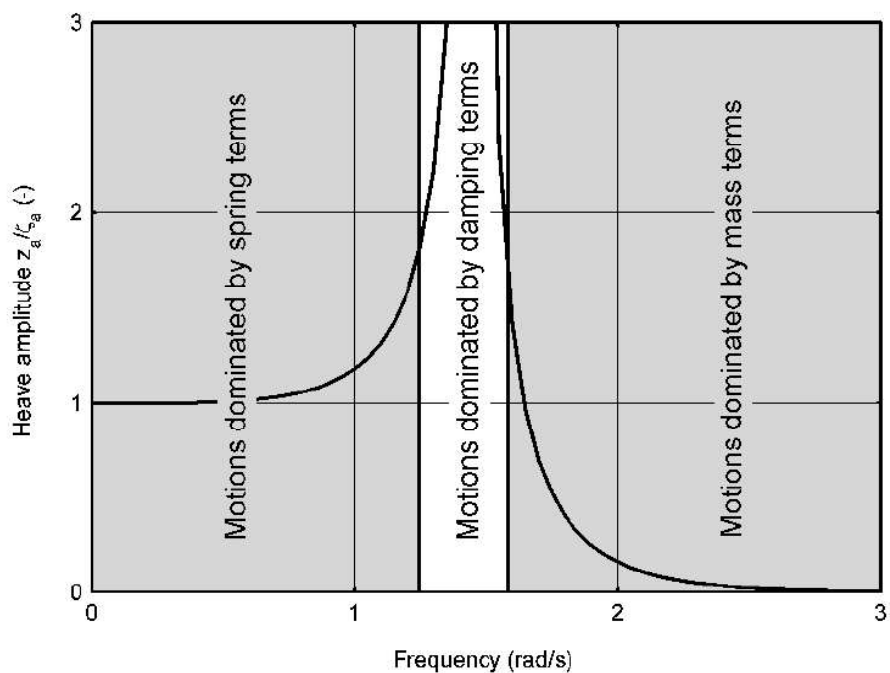


Abbildung 21: RAO mit Übersicht der drei verschiedenen Einflussbereiche [22]

In Abbildung 21 ist eine RAO eines Zylinders zu sehen, der sich vertikal im Wasser bewegt. Die RAO hat drei verschiedene Bereiche:

1. Nieder-Frequenzbereich
2. Resonanzbereich
3. Hoch-Frequenzbereich

Im Nieder-Frequenzbereich sind die Bewegungen der Struktur durch die Rückstellkräfte der Struktur dominiert. Das bedeutet, dass die Auftriebskräfte dafür sorgen, dass die Struktur den langsamen Wellen folgt. Die Anregung und Antwort sind in einer Phase mit einem Phasenwinkel φ von Null (siehe Gleichung (2.9)).

Der Resonanzbereich weist einen unendlichen Wert für die Übergangsfunktion auf, sollte die Struktur nicht gedämpft sein. Im Resonanzfall sind demnach hohe Schwingungsantworten der Struktur zu erwarten. Eine Dämpfung der Struktur kann die Spitze in der Übergangsfunktion verringern. Dennoch empfiehlt es sich, die Struktur trotz Dämpfung nicht in diesem Bereich zu betreiben. Die Resonanzfrequenz entspricht der Eigenfrequenz der Struktur. Diese berechnet sich (ohne Dämpfung) nach:

$$\Omega = \sqrt{\frac{C}{M}} \quad (2.37)$$

Ω ist eine Matrix, die für jeden Freiheitsgrad die Eigenfrequenz angibt. C und M sind die Steifigkeits- und Massenmatrix.

Im Hoch-Frequenzbereich wird die Bewegung der Struktur durch die Masse und die zusätzliche Masse bestimmt (siehe Kapitel 2.3.8). Die Wellen verlieren ihren Einfluss auf die Struktur, da diese von mehreren Wellenbergen und Wellentälern gleichzeitig in horizontaler Richtung getroffen wird. Die Struktur befindet sich nicht mehr in Phase mit den Wellen (vgl. [22]).

Aus dem Wellenspektrum und einer Übergangsfunktion kann durch folgenden Zusammenhang ein Antwortspektrum erstellt werden:

$$R(\omega) = \eta(\omega)^2 \cdot S(\omega) \quad (2.38)$$

Das Antwortspektrum (engl. response spectrum) wird benutzt, um die Auswirkungen von Lasten bei einem definierten Seegang zu untersuchen.

2.3.7 Wellenbestimmung für strukturelle Analysen

Für Analysen der strukturellen Festigkeit und der Betriebsfestigkeit beschreibt der Standard DNVGL-RP-C103 die Design-Wave-Analysis [13]. Nach dieser Methode wird die Welle gesucht, welche das höchste Energieniveau mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit aufweist. Diese wird benutzt, um die Lasten zu erzeugen, die auf die Struktur wirken. Mit diesen können im Anschluss die Nachweise erfüllt werden. Dafür werden die Schritte durchgeführt, die in Abbildung 22 zu sehen sind.

Für die Berechnung wird das 90% Perzentil des Antwortspektrums benötigt. Dieses wird mit folgendem Zusammenhang berechnet:

$$Resp(max) = \sigma_s \cdot \sqrt{-0,5 \cdot \ln(1 - \frac{1}{p^N})} \quad (2.39)$$

p entspricht für das 90% Perzentil dem Wert 0,9. N ist die Anzahl der Wellen, die auf die Struktur einwirken. Nach DNVGL-RP-C103 beträgt diese für einen dreistündigen Sturm einen Wert von 1080. σ_s entspricht der Standardabweichung des Antwortspektrums und wird über die Wurzel der Varianz von diesem berechnet:

$$\sigma_s = \sqrt{Va(R(\omega))} = \sqrt{\int_0^{\infty} (\omega - E)^2 \cdot R(\omega) d\omega} \quad (2.40)$$

Mit

$$E = \sum \omega_i \cdot R(\omega_i) \quad (2.41)$$

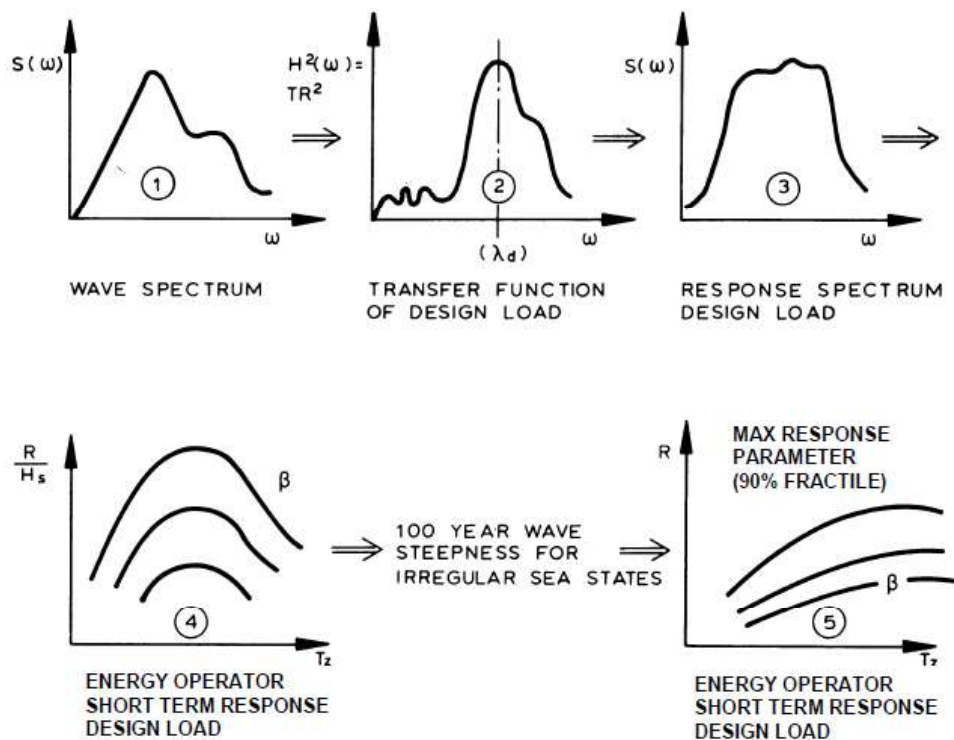


Abbildung 22: Ablauf Design-Wave-Analysis nach DNV-RP-C103 [13]

1. Zuerst wird ein spezifisches Wellenspektrum definiert (siehe Kapitel 2.3.1). Die Parameter für die signifikante Wellenhöhe und die Wellenperiode werden aus Standortdaten entnommen.
2. Im zweiten Schritt wird die Übergangsfunktion der Struktur bestimmt. Diese wird für alle charakteristischen globalen, durch hydrodynamische Effekte hervorgerufenen Bewegungen erstellt. Die charakteristischen Bewegungen sind in Abbildung 23 zu sehen. Es handelt sich dabei nach DNVGL-RP-C013 um alle Freiheitsgrade bis auf die Yaw-Bewegung.
3. Anschließend wird aus dem Wellenspektrum und den Übergangsfunktionen ein Antwortspektrum erstellt (siehe Kapitel 2.3.6).
4. An der höchsten Stelle des Antwortspektrums wird die Wellenlänge λ_p bestimmt. Zudem wird für das Antwortspektrum das 90% Perzentil berechnet nach Gleichung (2.39).

5. Im fünften Schritt wird für die Wellenamplitude θ_a der Quotient aus dem 90% Perzentil und dem Wert der Übergangsfunktion, bei der Frequenz die zu der Wellenlänge λ_p korrespondiert, berechnet (siehe Gleichung (2.42)).

$$\theta_a = \frac{Resp(max)}{\eta(\omega(\lambda_p))} \quad (2.42)$$

Die durch diesen Prozess bestimmte Welle mit den Parametern Frequenz und Wellenamplitude kann anschließend für die strukturellen Analysen herangezogen werden.

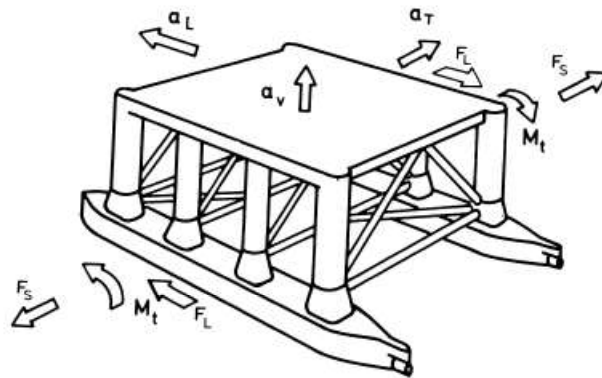


Abbildung 23: Charakteristische globale Bewegungen einer schwimmenden Struktur [13]

2.3.8 Auslegung der Struktur

Laut Burton et. Al. [8] gibt es zwei Hauptdesignaspekte, die bei der Auslegung von FOWT beachtet werden müssen. Die erste und wichtigste ist, dass die Struktur so gering wie möglich durch Wellen angeregt wird. Dies wird erreicht, indem die Eigenfrequenzen der sechs Freiheitsgrade der Struktur unterhalb der üblichen durchschnittlichen Wellenfrequenz mit dem höchsten Energieniveau liegen. Diese Wellenfrequenzen sind standortspezifisch und können unter anderem aus Messungen entnommen werden. Für den Nord-Atlantik wird angegeben, dass die natürlichen Perioden der Struktur über 25-30 Sekunden liegen sollen, da die Wellen dort eine mittlere Periodendauer von bis zu 25 Sekunden aufweisen [8]. Für die Berechnung der natürlichen Perioden der Struktur wird folgende Formel gegeben:

$$T = 2 \cdot \pi \cdot \sqrt{\frac{I_S + I_A}{C}} \quad (2.43)$$

I_S beschreibt die Massenträgheit der gesamten FOWT und I_A die Massenträgheit der zusätzlichen Masse durch das verdrängte Wasser. C beschreibt die Steifigkeit des Rückstellmoments der FOWT. Bei schwimmenden Strukturen sind die Drehung um die Pitch- und Rollachse die kritischsten, da diese für Stabilitätsverluste verantwortlich sind (Umkippen der Anlage).

Der zweite Aspekt betrifft den Pitch-Winkel, der sich einstellt, sobald auf die Anlage die Schubkraft wirkt, welche sich bei der Bemessungswindgeschwindigkeit einstellt. Für FOWT werden in [8] Formeln

und Herangehensweisen beschrieben, mit denen man die Struktur in ersten Schritten auslegen kann. Die dort erwähnten Methoden werden über Rückstellmomente hergeleitet. Der Pitch-Winkel $\bar{\beta}$ wird über den folgenden Zusammenhang beschrieben.

$$\bar{\beta} = \frac{(H + d_m) \cdot F_T - F_{G,RNA} \cdot e}{C_{55}} \quad (2.44)$$

H entspricht der Narbenhöhe über dem Meeresspiegel, d_m ist die Tiefe, an der die Ankerseile befestigt sind, F_T ist der Schub an der Turbine bei vorhandener Bemessungswindgeschwindigkeit, $F_{G,RNA}$ ist das kombinierte Gewicht von Gondel und Rotor und e ist die Entfernung zwischen Rotor und vertikaler Turmachse. C_{55} beschreibt die Steifigkeit des Rückstellmoments der Plattform. Dabei weist der Index 55 auf die Pitch-Bewegung (Drehung um y-Achse) hin. Für Leeläufer muss das Minuszeichen noch in ein Pluszeichen geändert werden, da die Turbine um 180° gedreht ist. Dieser maximale Pitch-Winkel wird zusätzlich zu den Parametern aus dem RNA (siehe 2.3.2) für die folgende Auslegung vorgegeben. Das Rückstellmoment ergibt sich aus der Geometrie der schwimmenden Unterkonstruktion. Für Konstruktionen mit drei und vier Ballastkörpern werden folgende Formeln verwendet.

$$C_{55} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_3^2}{4} \cdot s_3^2 + 3 \cdot \rho_w \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_3^4}{64} \quad (2.45)$$

$$C_{55} = \rho_w \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_4^2}{4} \cdot s_4^2 + 4 \cdot \rho_w \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_4^4}{64} \quad (2.46)$$

Diese Formeln gelten für ein gleichseitiges Dreieck (Formel (2.45)) und eine quadratische Anordnung (Formel (2.46)). In Abbildung 24 sind alle Werte und Dimensionen für die Formeln gezeigt.

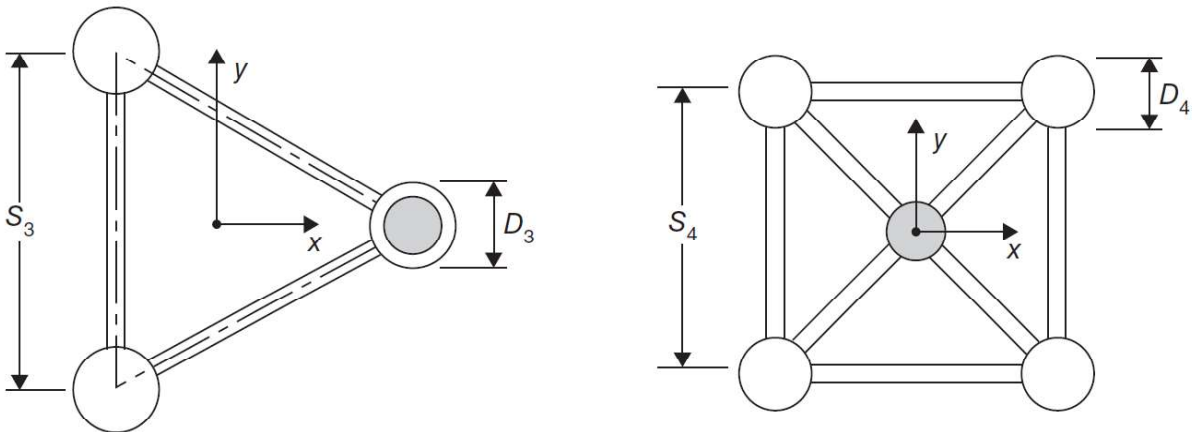


Abbildung 24: Konzeptskizzen FOWT mit drei und vier Ballastsäulen [8]

Während bei der quadratischen Anordnung die Berechnung aufgrund des Schwerpunktes eindeutig ist, muss bei der dreieckigen Anordnung eine Ballastumverteilung erfolgen, die den Schwerpunkt passend verschiebt. Um das Gewicht von Turm, Rotor und Gondel (in grau dargestellt) auszugleichen, werden die gegenüberliegenden Ballastsäulen entsprechend befüllt. Dadurch schiebt sich der Schwerpunkt in das in Abbildung 24 (links) dargestellte Koordinatensystem. Für andere Geometrien der schwimmenden Unterstruktur sind hier keine Formeln vorgegeben [8]. Im Allgemeinen kann das

Rückstellmoment über das Flächenträgheitsmoment der aus dem Wasser herausragenden Strukturen annähernd berechnet werden, wie in Burton für die zwei Strukturen in Abbildung 24 beschrieben. Die Flächenträgheitsmomente berechnen sich wie folgt:

$$I_y = \int x^2 dA \quad (2.47)$$

$$I_x = \int y^2 dA \quad (2.48)$$

Diese Flächenträgheitsmomente werden mit der Wichte der Ballastkörper multipliziert, um entsprechend C44 und C55 zu erhalten.

$$C_{55} = \rho_w \cdot g \cdot I_y \quad (2.49)$$

Für C44 ist in der Formel das I_y durch I_x zu tauschen.

Alternativ kann das Rückstellmoment auch über das Metazentrum der Struktur berechnet werden. Diese Methode beschreibt, wie sich der Auftriebspunkt bei einer Drehbewegung der Struktur seitlich verschiebt und so einen horizontalen Hebel zum Schwerpunkt bildet. Das dadurch resultierende Moment wirkt der Auslenkung entgegen und beschreibt somit das Rückstellmoment. Dieser Ansatz wird in dieser Arbeit aber nicht verfolgt.

Die Massenträgheit der Struktur kann durch die Massenträgheit der Ballastkörper, RNA sowie des Turms angenähert werden. Für z.B. Zylinder mit der Masse m , Länge l und Radius r kann das Massenträgheitsmoment mit dem Abstand d bezüglich einer Drehachse mit folgender Gleichung berechnet werden:

$$I_{\text{Zylinder}} = \frac{1}{4} \cdot m \cdot r^2 + \frac{1}{12} \cdot m \cdot l^2 + m \cdot d^2 \quad (2.50)$$

Die zusätzliche Masse einer Struktur beschreibt die Trägheit des Fluids, der durch diese bewegt wird. Bei einer FOWT handelt es sich dabei um das Wasser, welches durch die Bewegung der FOWT verdrängt wird. Diese ist dabei von der Frequenz der Bewegung abhängig und wird üblicherweise numerisch berechnet. In Journée und Massie [22] werden für die Berechnung ein paar analytische Methoden vorgestellt, auf die an dieser Stelle verwiesen wird.

Aus den Formeln für die beiden vorgestellten Hauptdesignaspekte ist deutlich zu erkennen, dass die wichtigsten Parameter aus der RNA (siehe Kapitel 2.3.2) und der Geometrie der schwimmenden Unterstruktur entstehen.

2.3.9 Einfluss Heaveplates

Für Semi-Submersibles wird in Burton et. al. [8] der Einfluss von Heaveplates auf die Dynamik beschrieben. Heaveplates sind horizontale Platten, die an den Säulen der Semi-Submersible-Struktur befestigt werden. Häufig werden diese am unteren Ende der Säulen befestigt. Heaveplates (siehe

Abbildung 25) erhöhen die zusätzliche Masse, was wiederum zu einer Erhöhung der natürlichen Periode der Struktur führt (siehe Gleichung (2.43)).



Abbildung 25: Heaveplate am unteren Ende einer Ballastsäule [28]

Zusätzlich zu der Erhöhung der natürlichen Periode wird die Heave Bewegung der Struktur durch die viskose Dämpfung verringert. Die wirkenden Trägheitskräfte einer Heaveplate am Boden einer Ballastsäule können nach Burton et. al. durch folgende Kräfte berechnet werden:

$$m_{zhp} \cdot \frac{dv_0(z)}{dt} = -m_{zhp} \cdot \omega^2 \cdot \frac{H_s}{2} \cdot e^{-k_w \cdot z} \quad (2.51)$$

A_{hp} entspricht der zusätzlichen Masse, der Heaveplates und $v_0(d)$ entspricht der Wasserpartikelgeschwindigkeit in einer Tiefe z . Die übrigen Parameter sind bereits eingeführt worden.

Nach Burton et. al. wird durch Heaveplates die Struktur auch durch Wellen bei geringen Frequenzen weniger angeregt [8]. Durch die zusätzliche Masse kann die benötigte Massenträgheit der Struktur verringert werden (siehe Gleichung (2.43)). Dies ermöglicht, dass die Ballastsäulen des Semi-Submersibles einen geringeren Füllstand benötigen, was wiederum zu einem verringerten Tiefgang der Anlage führt. Dadurch können die äußeren Abmaße der Struktur kleiner gestaltet werden. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Heaveplates in mehreren Aspekten einen positiven Einfluss auf die Dynamiken von Semi-Submersibles haben. Daher wird deren Verwendung dringend empfohlen.

2.3.10 Designkonzepte und Kriterien

Für das Design von FOWT gibt es verschiedene Design Standards. In dieser Arbeit wird der Standard der Klassifizierungsgesellschaft DNV DNV-OS-J103 verwendet. Dieser verweist auf andere Standards, die im späteren Verlauf erwähnt und erklärt werden.

DNV-OS-J103 [11] beschreibt Stabilitätskriterien, welche FOWT erfüllen müssen. Diese sind in zwei Hauptpunkten aufgelistet:

2.3.2 For column-stabilized units such as semisubmersibles, the area under the righting moment curve to the angle of downflooding shall be equal to or greater than 130% of the area under the wind heeling moment curve to the same limiting angle.

2.3.3 The righting moment curve shall be positive over the entire range of angles from upright to the second intercept.

Abbildung 26: Stabilitätskriterien nach DNV-OS-J103 [11]

Diese Punkte sollen an dieser Stelle kurz erklärt werden. Die Stabilität einer FOWT ist größtenteils von zwei Momenten abhängig, dem Schubmoment (Heeling moment) und dem Rückstellmoment (Righting moment). Das Schubmoment entsteht durch den Schub und den Hebel zum Rotationspunkt durch folgenden Zusammenhang:

$$M_{Heeling} = F_T \cdot H \cdot \cos^2(\varphi) \quad (2.52)$$

Der quadratische Cosinus-Term ergibt sich daraus, dass zum einen die Höhe (bzw. der Hebel des Moments) und zum anderen die projizierte Fläche des Rotors, worüber die Kraft F_T definiert ist, mit zunehmendem Winkel φ abnehmen.

Das Rückstellmoment ist von der Struktur abhängig (siehe Kapitel 2.3.8). Beide Momente sind zudem von dem Drehwinkel um die entsprechende Achse abhängig. Da bei selbstausrichtenden FOWT die Pitch-Bewegung maßgebend ist, wird in dieser Arbeit die Stabilität um die Roll-Achse nicht untersucht. In Abbildung 27 ist zu sehen, wie die Graphen für das Schub- und Rückstellmoment aussehen können. Der Überflutungswinkel entspricht dem Winkel, ab dem die Struktur überflutet wird. Der „Second intercept“ ist der zweite Schnittpunkt der beiden Momente und zeigt an, ab welchem Winkel die Struktur instabil wird.

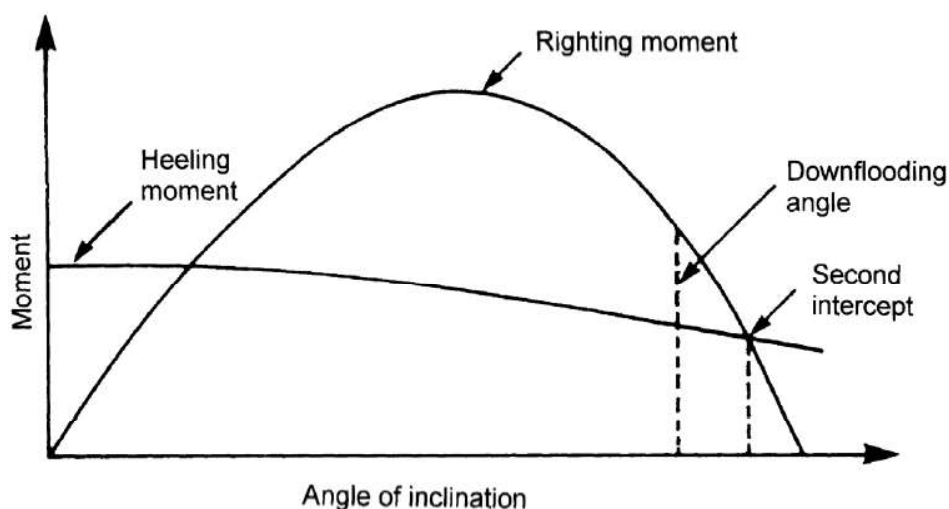


Abbildung 27: Darstellung Heeling moment und Righting moment [11]

Zusätzlich zu diesen Kriterien werden weitere Anforderungen gesetzt:

1. Die Struktur soll möglichst wenig Masse aufweisen. Dies verhindert übermäßige Material-Fertigungs- und Transportkosten.
2. Die Struktur soll möglichst geringe äußere Abmaße haben damit der Transport erleichtert wird. Gleichzeitig erfüllt dies Punkt 1.
3. Das Maß zwischen dem Wasserspiegel und der Höhe der Säulen, die aus dem Wasser ragen, soll zwischen 10-15m liegen.
4. Der Tiefgang soll möglichst kleiner als 20m und auf keinen Fall größer als 25m betragen.
5. Der mittlere Pitch-Winkel soll nicht größer als 5° betragen und die natürlichen Perioden der Anlage sollen über 20 Sekunden liegen. Diese Werte entsprechen vorgeschlagenen Werten aus [8]. Für die natürlichen Perioden wird dort ein Wert von mindestens 25 Sekunden vorgeschlagen. Für diese Arbeit wurde diese Grenze etwas nach unten verschoben, da die höchste zu erwartende Wellenperiode bei circa 16 Sekunden liegt.

Punkt 3, 4 und 5 entstehen aus der Betrachtung einer Vergleichsanlage [2].

2.4 Programmvorstellung

Für die Modellierung der FOWT werden die Programme Genie, HydroD und Bladed der Klassifikationsgesellschaft DNV benutzt. DNV ist einer der führenden Anbieter für Software mit dem Fokus auf Energieversorgung, Maritimes und Seefahrt, sowie Gesundheit. Unter anderem wird die Software weltweit benutzt um Aussagen über das Risikomanagement von Windenergieanlagen, Pipelines und generellen Offshore Strukturen zu treffen und deren Leistung zu berechnen. Genie und HydroD sind Bestandteile der Berechnungsumgebung Sesam. Die Programme, die zu Sesam gehören, dienen der hydrodynamischen und strukturellen Analyse von Offshore- und anderen maritimen Strukturen. Abbildung 28 zeigt einer Übersicht der zu Sesam gehörenden Module.

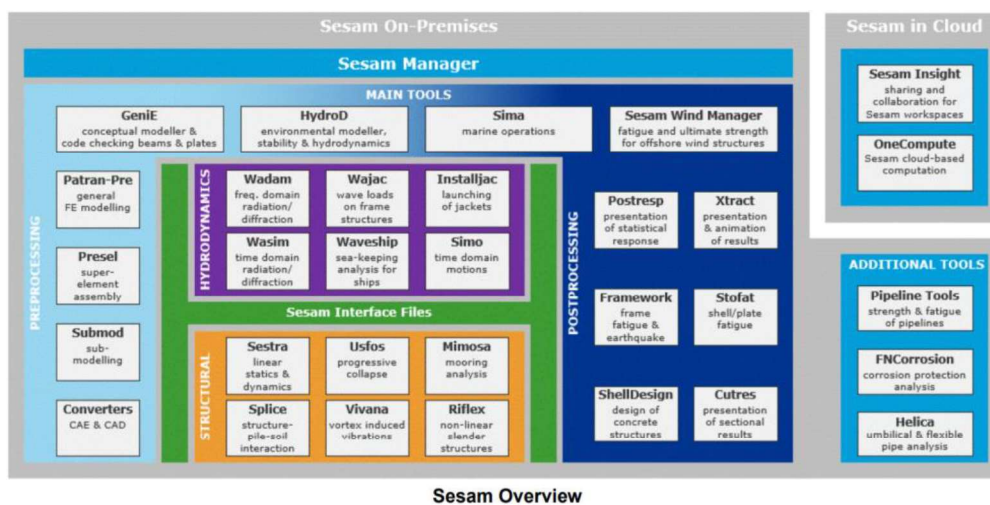


Abbildung 28: Übersicht der Programme von SESAM [10]

2.4.1 Genie

Genie dient der Modellierung der Struktur der FOWT. In diesem Programm werden die Strukturelemente wie Flächen und Balken definiert. Für diese werden auch grundlegende Parameter wie z.B. Werkstoffdaten hinterlegt. Die erstellte Struktur wird anschließend vernetzt, um verschiedene Modelltypen zu erzeugen. Diese sind:

1. Panel Modell
2. Morison Modell
3. Compartment Modell
4. Massen- und Strukturmodell

Diese Modelle werden für die Berechnung in HydroD benötigt und in Kapitel 5 erklärt. In Genie können Lastfälle definiert werden. Dies wird genutzt, um z.B. Oberflächen mit einem Wasserdruck zu belasten, wenn diese ins Wasser eintauchen.

2.4.2 HydroD

In HydroD erfolgt die hydrodynamische Berechnung der FOWT. Die Modelle, die in Genie erzeugt wurden, werden eingelesen und mit den entsprechenden Parametern belegt (z.B. Drag-Koeffizienten für Morison Modell siehe Kapitel 2.3.4). Die Modelle werden in einem Hydro-Modell zusammengefasst. In diesem wird das statische Gleichgewicht, sowie Füllstände von Ballastkörpern berechnet. Es können auch Ankerlinien und deren Parameter definiert werden. Die Berechnung des Hydro-Modells erfolgt im Hintergrund mit Wadam (siehe Abbildung 28). Dieses erstellt Ergebnisse im linearen Frequenzbereich. Mit HydroD können damit Übergangsfunktionen für jeden Freiheitsgrad mit verschiedenen Anregungen ausgegeben werden.

2.4.3 Bladed

Bladed ist ein aeroelastisches Designmodul, welches die numerische Modellierung der WEA und deren Umgebung. Dabei werden durch eine konsistente Mehrkörper-Formulierung die strukturellen Dynamiken der WEA berechnet. In Bladed werden die allgemeinen Umweltparameter, sowie alle Eigenschaften der WEA definiert. Die Struktur des Turms in Bladed wird mit Morison-Stäben modelliert, welches die Modellierung von nicht zylindrischen Elementen erschwert. Diese werden dabei in Zylinder mit einer gleichen Querschnittsfläche umgerechnet. Neben Modalanalysen und Blattstabilitätsanalysen kann auch der Triebstrang modelliert und berechnet werden. Bladed ist auch für schwimmende Strukturen geeignet und ermöglicht so die Analyse der gesamten FOWT.

3 Aufgabenstellung

Für die Auslegung der Struktur werden Randbedingungen festgesetzt. Diese sind wie bereits erwähnt vom Standort abhängig. Die WEA, die in dieser Arbeit herangezogen wird, ist die 20 MW Innwind

Referenzturbinen (vgl. [9]). Diese wird als Zweiblattanlage ausgeführt. Die entsprechenden Parameter sind aus [4] zu entnehmen. Die für die Berechnung benötigten Parameter der WEA sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Parameter für die Auslegung

| Parameter | Einheit | Wert |
|-------------------------------|-------------------|--------|
| Rotordurchmesser | m | 252,2 |
| Schubbeiwert | - | 0,805 |
| Nabenhöhe | m | 158,76 |
| Masse RNA | t | 1730,3 |
| Masse Rotor | t | 632 |
| Leistung | MW | 20 |
| Freibord | m | 15 |
| Tiefgang | m | 25 |
| Rotor-Exzentrizität | m | 10 |
| Luftdichte | kg/m ³ | 1,2 |
| Wasserdichte | kg/m ³ | 1025 |
| Bemessungswindgeschwindigkeit | m/s | 11,4 |
| Schubkraft | kN | 2802 |

Die Schubkraft nach Gleichung (2.16) ergibt sich zu:

$$F_T = \frac{1}{2} \cdot 1,2 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,805 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (252,2 \text{ m})^2 \cdot \left(11,4 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2 = 3135,7 \text{ kN}$$

Für die Schubkraft wird an dieser Stelle nicht die Formel vom DNV herangezogen, sondern sie ergibt sich aus genaueren Berechnungen des Projekts X-Rotor der HAW Hamburg [5], für die die Schubkraft numerisch berechnet wurde. Die Schubkraft ist in Tabelle 3 gegeben. Die Lastfälle nach IEC-Richtlinie sind in Anhang C zu finden. Diese werden aus der Dokumentation der Vergleichsanlage „VoltturnUS-S“ übernommen [2]. Insgesamt sind dort 6 verschiedene Lastfälle (engl design load case, kurz DLC) aufgelistet (siehe Anhang D). Allgemein werden die Lastfälle nach IEC 61400-3 für FOWT in acht verschiedene Kategorien (Design-Situationen) eingeteilt. Diese werden im Folgenden kurz erläutert.

Kategorie 1.x: Die Kategorie 1.x beschreibt alle Lastfälle, die im Bezug mit der Leistungserzeugung stehen. Hierbei werden unterschiedliche Wind- und Wellenkonditionen betrachtet, welche in separaten Berechnungen untersucht werden.

Kategorie 2.x: In dieser Kategorie werden Lastfälle definiert, die im Bezug zur Leistungserzeugung stehen und Ausfälle beinhalten.

- Kategorie 3.x: Hier werden alle Lastfälle berechnet, welche relevant für das Hochfahren der Anlage sind.
- Kategorie 4.x: Im Gegensatz zur Kategorie 3.x werden in der Kategorie 4.x die Lastfälle beschrieben, welche beim Herunterfahren der Anlage von Interesse sind.
- Kategorie 5.x: Die Kategorie 5.x beschreibt den Lastfall, der im Bezug zum Herunterfahren im Falle eines Notfalls entsteht.
- Kategorie 6.x: In dieser Kategorie werden alle Lastfälle definiert, die für den Stillstand der Anlage wichtig sind.
- Kategorie 7.x: Kategorie 7.x beschreibt die gleichen Lastfälle wie Kategorie 6.x mit dem Zusatz, dass, ähnlich wie in Kategorie 2.x, Fehler und Ausfälle auftreten können.
- Kategorie 8.x: Hier werden alle Lastfälle beschrieben, die mit dem Transport, Montage, Wartung und Reparatur im Bezug stehen.

Für Kategorie 2.x und 7.x werden nach IEC die Ausfallszenarien und Fehler berücksichtigt, welche die schlecht möglichsten Auswirkungen auf die Anlage haben.

Für die Beschreibung des Seegangs wird ein Bretschneider Spektrum benutzt. Die benötigten Parameter wie signifikante Wellenhöhe und Wellenperiode werden aus Anhang D entnommen. Dafür werden die Wellenparameter für die Bemessungsgeschwindigkeit von $11,4 \frac{m}{s}$ aus den Referenzwerten für $10 \frac{m}{s}$ und $12 \frac{m}{s}$ auf folgende Weise berechnet.

$$H_s \left(11,4 \frac{m}{s} \right) = \left(H_s \left(12 \frac{m}{s} \right) - H_s \left(10 \frac{m}{s} \right) \right) \cdot \frac{1,4 \frac{m}{s}}{2 \frac{m}{s}} + H_s \left(10 \frac{m}{s} \right) \quad (3.1)$$

$$T_P \left(11,4 \frac{m}{s} \right) = \left(T_P \left(12 \frac{m}{s} \right) - T_P \left(10 \frac{m}{s} \right) \right) \cdot \frac{1,4 \frac{m}{s}}{2 \frac{m}{s}} + T_P \left(10 \frac{m}{s} \right) \quad (3.2)$$

Aus Gleichung (3. 1) und (3. 2):

$$H_s = 1,75 \text{ m} \quad \text{und} \quad T_P = 7,503 \text{ s}$$

Mit diesen beiden Parametern kann nach Gleichung (2.11) das Bretschneider Spektrum erstellt werden. Dieses ist in Abbildung 29 zu sehen.

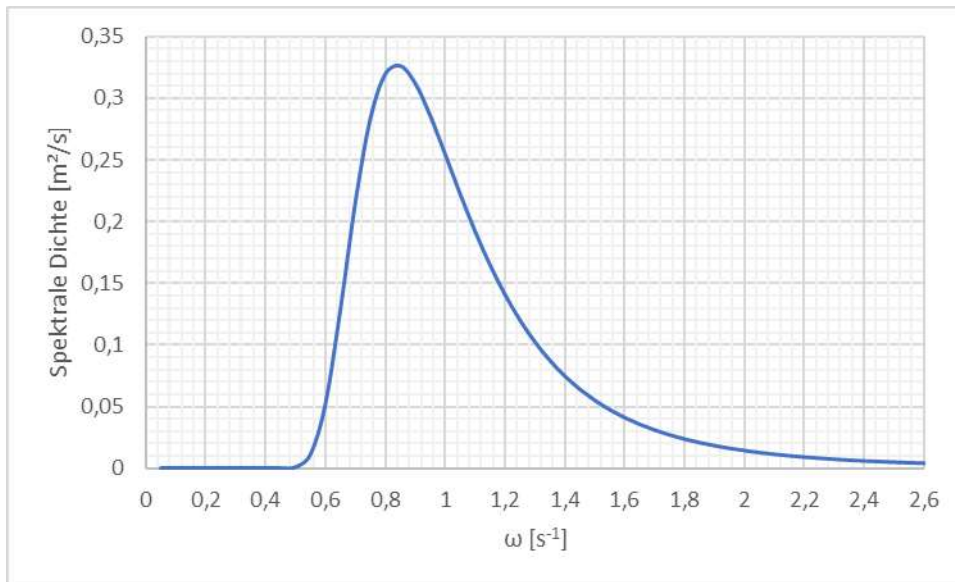


Abbildung 29: Brettschneider Spektrum für gegebene Randbedingungen

4 Auslegung

Da die Randbedingungen nun vorhanden sind, kann die Struktur ausgelegt werden. Die Struktur soll aus vier Ballastsäulen bestehen, welche mit Stäben verbunden werden. Die Säulen sind in einem gleichschenkligen Dreieck angeordnet, wie in Abbildung 30 dargestellt.

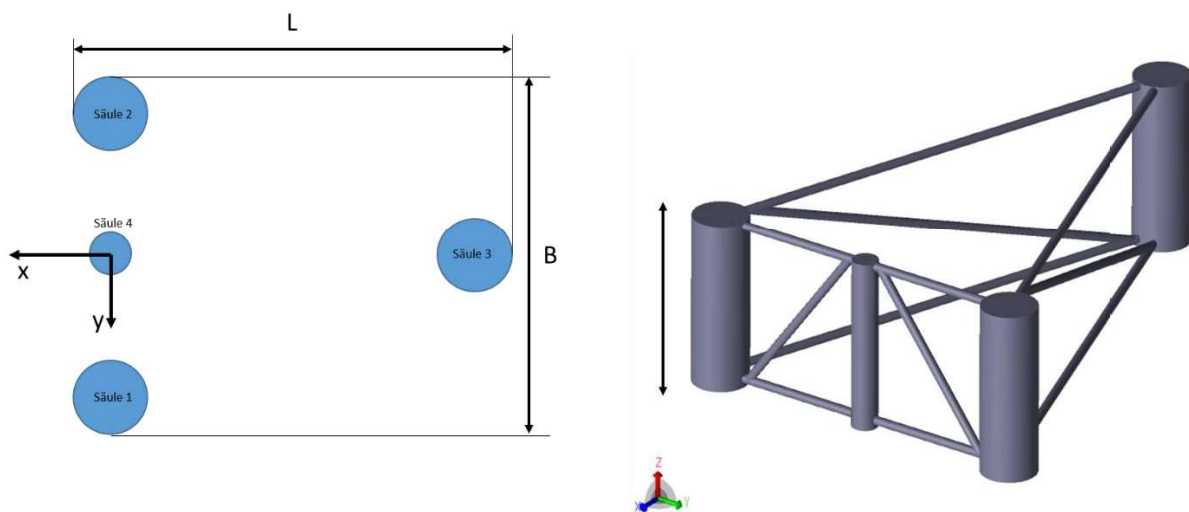


Abbildung 30: Auslegungsmodell Konzeptskizze und -modell

Die WEA steht auf der Säule, welche sich in der Mitte zwischen den beiden äußeren Säulen befindet. An der hintersten Ballastsäule (Nummer 3) werden die Ankerleinen befestigt. Grundsätzlich werden bei der Auslegung und bei der darauffolgenden Modellierung Strukturelemente, die zur Aussteifung dienen, nicht modelliert. Dies ermöglicht eine einfachere Modellierung und erzeugt dennoch annähernd genaue Ergebnisse. Die fehlenden Elemente werden bei der Gesamtmasse der Struktur durch eine erhöhte Materialdichte kompensiert. Für die Struktur wird Stahl als Material gewählt. Die

übliche Dichte von 7850 kg/m^3 wird auf 8500 kg/m^3 erhöht. Durch die erhöhte Dichte wird daher angenommen, dass circa 8,3% zusätzliche Masse durch Aussteifungen entsteht.

4.1 WEA-Auslegung

Die WEA wird als Leeläufer ohne Drehkranz definiert, da die Selbstausrichtung durch die freie Drehung um die Säule 3 ermöglicht wird. Der Turm wird vertikal ausgerichtet, was die Installation eines Fahrstuhls erleichtert, bzw. ermöglicht. Dadurch ist die Wartung der Gondel leichter gestaltet. Für die Modellierung in dieser Arbeit wird der Turm aus der Referenzanlage von Innwind [9] herangezogen. Die WEA wurde von 10 MW auf 20 MW hochskaliert, um eine Abschätzung der Dimensionen zu bekommen. Speziell das Gewicht des Turms und der RNA sind dabei von Interesse. Für den Turm sind in unterschiedlichen Höhen jeweils der Durchmesser und die Wandstärke gegeben. Diese sind in Anhang A zu sehen. Die WEA wird bei dem Design, welches in dieser Arbeit untersucht werden soll, durch einen Steg gestützt. Dieser befindet sich zwischen Säule 3 und der Gondel der WEA. Der Steg hat zwei essenzielle Aufgaben.

1. Zusätzliche Selbstausrichtung
2. Strukturelle Entlastung des Turms

Die zusätzliche Selbstausrichtung entsteht durch die Form des Steges. Dieser wirkt wie ein Windsegel, sollte der Wind von der Seite einwirken. Das führt dazu, dass die Widerstandskräfte auf der Seitenfläche des Steges die FOWT in Windrichtung drehen. Durch die wirkenden Schubkräfte auf die Rotorfläche wird der Turm mit einem großen Biegemoment belastet. Der Steg leitet die entstehende Biegebelastung in eine Zugbelastung um. Zur Veranschaulichung der Auswirkungen auf die Belastung der Struktur wurden mit einem FEM-Programm zwei verschiedene Modelle erstellt. Das erste ist ein Balkenmodell, in dem die Schnittgrößen des Turmes leicht berechnet werden können. Das Biegemoment ist hierbei von Interesse. Das zweite Modell ist ein Schalenmodell, um die Spannungen im Turm und im Steg zu untersuchen.

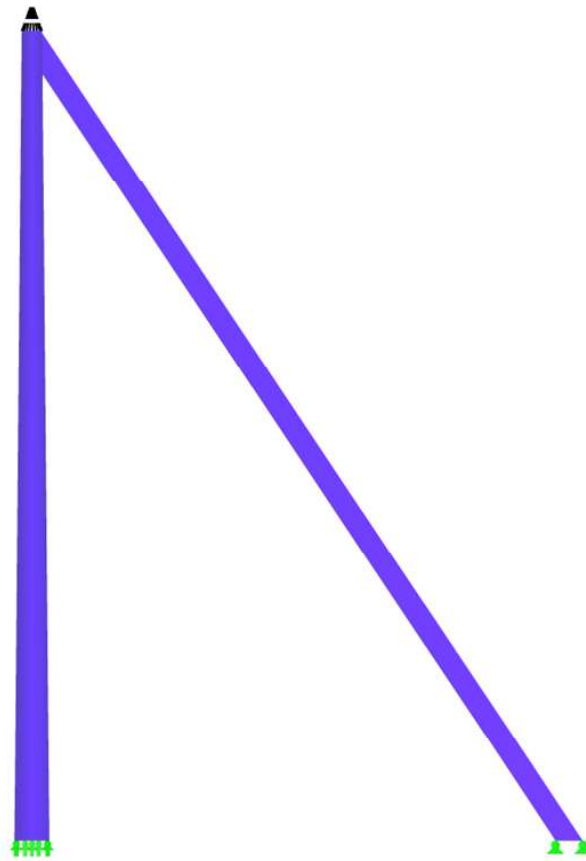


Abbildung 31: FEM-Modell Turm mit Steg

Die unteren Enden von Turm und Steg wurden eingespannt gelagert (siehe Abbildung 31). Dadurch wird der Struktur der Drehfreiheitsgrad genommen, was der realen Montage entspricht. Die Kräfte wurden in beiden Modellen in Höhe der Nabe aufgebracht. Der Lastangriffspunkt wurde mit starren Stäben mit dem Querschnitt des obersten Turmsegments verbunden (siehe Abbildung 32). Die Lasten ergeben sich dabei aus der Schubkraft der WEA und der Gewichtskraft der RNA. Das aufgebrachte Moment entsteht durch die Exzentrizität e .

$$M_y = m_{Rotor} \cdot g \cdot e \quad (3.3)$$

Für die Lasten ergeben sich die Werte in Tabelle 4.

Tabelle 4: Lasten für Turmauslegung

| Kraft/Biegemoment | Einheit | Wert |
|-------------------|---------|----------|
| M_y | kNm | 62000 |
| F_z | kN | -16974,2 |
| F_T | kN | 2802 |

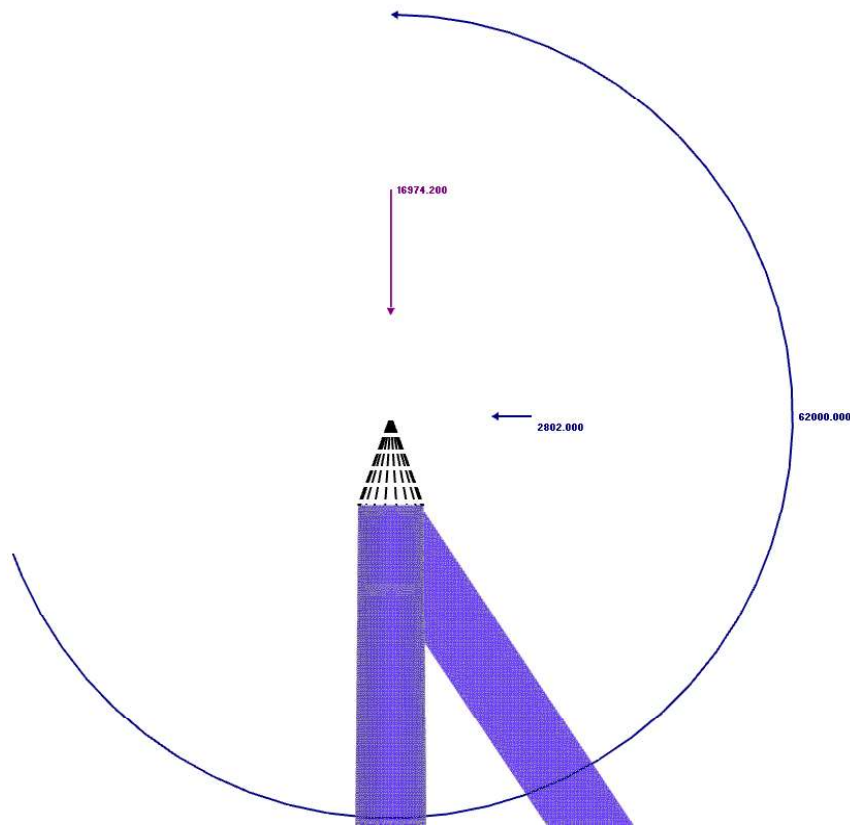


Abbildung 32: Lasten und Lastangriffspunkt für Turmauslegung

Es ist anzumerken, dass die aufgebrauchten Kräfte und Momente aus dem statischen Belastungsfall bei der Bemessungswindgeschwindigkeit entstehen. Der Vergleich des Biegemoments im Turm, mit und ohne Steg, erfolgt mit dem Balkenmodell und ist graphisch in Anhang B zu sehen. Für die Berechnung wurde in einem Fall der Steg deaktiviert. Es ergeben sich für die maximalen Biegemomente folgende Werte:

Tabelle 5: Maximale Biegemomente für Turmkonfiguration

| Konfiguration | Maximales Biegemoment [kNm] |
|---------------|-----------------------------|
| Ohne Steg | -486552,0 |
| Mit Steg | -46664,7 |

Das Biegemoment ist durch die Modellierung mit dem Steg ca. 10-mal kleiner. Da die Belastung deutlich geringer ist, kann der Turm entsprechend angepasst werden. Eine mögliche Art, den Turm zu entwerfen, ist in Anhang A dargestellt. Mit diesen Werten wurde der Durchmesser im Schnitt um Faktor 0,49 und die Wandstärke um Faktor 0,87 verringert. Ein großer Vorteil liegt darin, dass das Gewicht des Turms auf diese Weise verringert werden kann. Die Massen der beiden Konfigurationen sind in Tabelle 6 zu sehen. Für den Steg wird ein Rechteck-Kastenprofil mit den Maßen 4000x400x20 (Höhe, Breite und Wandstärke) gewählt.

Tabelle 6: Massenvergleich Turmkonfigurationen

| Konfiguration | Masse [t] |
|---------------------|-----------|
| Alter Turm | 1779,2 |
| Neuer Turm mit Steg | 882,7 |

Die Masse der WEA konnte dadurch ca. um den Faktor 0,5 verringert werden. In Anhang B sind die Spannungsverläufe bei Belastung gezeigt. Die Legende ist auf 355 MPa eingestellt, da eine Streckgrenze von 355 MPa angenommen wurde. An der Schnittstelle und am Rand des obersten Turmsegments kommt es in diesem Modell zu deutlichen Spannungserhöhungen. Diese sind in Abbildung 33 zu sehen. Diese Spannungserhöhungen entstehen durch verschiedene Aspekte. Zum einen sind sie auf die sehr steife Modellierung durch die starren Balkenelemente zurückzuführen. Dadurch wird der Rand des obersten Turmsegments sehr stark belastet. Gleichzeitig wurde in dem Modell jegliche Aussteifung der Struktur durch eventuelle Rippen oder Balken vernachlässigt. Dadurch ist die lokale Verformung der Schalenelemente sehr groß, was zu hohen Spannungen führt.

Eine genaue Spannungsuntersuchung ist zu empfehlen. Dabei sollte auch die Gondel mit modelliert werden, und etwaige Schweißnähte, genauso wie Aussteifungen ausmodelliert werden. In Anhang B ist aber zu erkennen, dass der globale Spannungsverlauf die zugelassene Streckgrenze von 355 MPa nicht überschreitet.

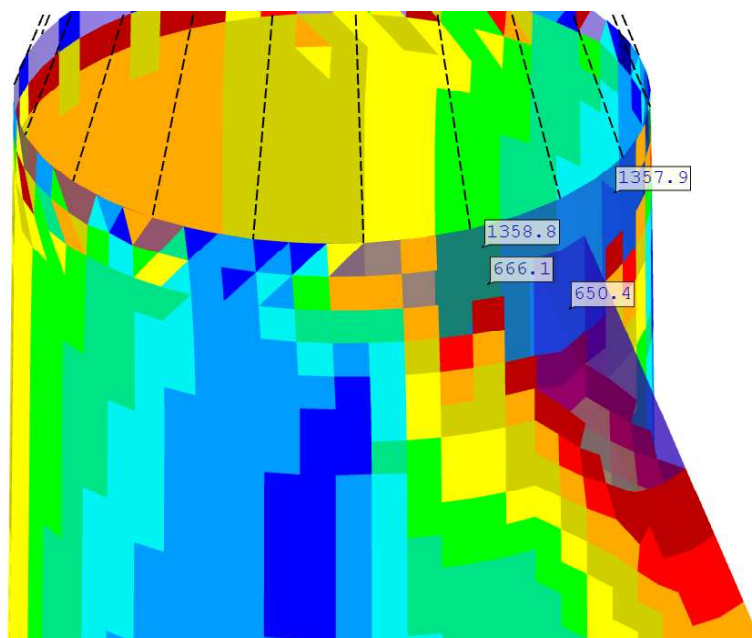


Abbildung 33: Spannungsverläufe oberstes Turmsegment

Eine genaue Untersuchung des Turms bezüglich dynamischer Belastungsfähigkeit und optimierter Durchmesser und Wandstärken wird für diese Arbeit nicht durchgeführt. Die Ergebnisse sollen lediglich

zeigen, dass der Turm durch den Steg weniger massiv gestaltet werden kann. Die weitere Auslegung und Modellierung werden mit dem angepassten Turm ausgeführt.

4.2 Auslegung FOWT

Für die Auslegung werden grundsätzliche Aspekte berücksichtigt. Damit die Selbstausrichtung der FOWT ausreichend funktioniert, wird der Hebelarm zwischen der Ankerbefestigung und der WEA möglichst groß gehalten. Gleichzeitig wird der Durchmesser der Ballastsäulen eher klein gehalten, damit die Wasserströmung keine große Angriffsfläche hat.

Es werden die Designkonzepte in Kapitel 2.3.10 erfüllt. Dafür wird zunächst das notwendige Rückstellmoment berechnet, welches über den Pitch-Winkel $\bar{\beta}$ und die restlichen Parameter aus Tabelle 3 nach Gleichung (2.44) definiert ist. Für einen Pitch-Winkel von 5° und einem Tiefgang von 25 m ergibt sich demnach das Rückstellmoment zu:

$$C_{55} = \frac{(158,76 \text{ m} + 25 \text{ m}) \cdot 2802 \text{ kN} + 1730,3 \text{ t} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 10 \text{ m}}{5^\circ} = 136927590 \frac{\text{Nm}}{^\circ}$$

Es ist anzumerken, dass der Parameter d_m dem Tiefgang entspricht. Nach Gleichung (2.49) ist C_{55} abhängig von dem Flächenträgheitsmoment.

Das Flächenträgheitsmoment ergibt sich nach Gleichung (2.47) aus den Querschnitten der Ballastsäulen und der Entfernung zum Schwerpunkt in Achsenrichtung (Steiner Anteil). Es stehen demnach zwei Parameter zur Wahl, um das Flächenträgheitsmoment zu berechnen. Große Durchmesser bei kleinen Abständen können demnach gleiche Ergebnisse erzielen wie kleine Durchmesser bei großen Abständen. Der Zusammenhang zwischen Massenträgheit und Rückstellmoment ist hier entscheidend. Nach Gleichung (2.43) muss eine passende Relation zwischen den beiden Variablen gefunden werden, um auf die gewollte natürliche Periode zu kommen (siehe Kapitel 2.3.10). Danach soll die Massenträgheit möglichst groß gestaltet werden, was die natürliche Periode der Struktur erhöht. Der Einfluss des Durchmessers und des Abstands zum Schwerpunkt auf das Verhältnis zwischen Massenträgheit und Flächenträgheitsmoment ist in Abbildung 34 und Abbildung 35 zu sehen. Der Proportionalitätsfaktor gibt den Quotienten aus Massenträgheit und Flächenträgheit an. In den Graphen ist zu erkennen, dass der Durchmesser einen deutlich größeren Einfluss hat. Demnach ist ein größerer Durchmesser bei konstantem Abstand zum Schwerpunkt keine Option die natürliche Periode der Struktur zu erhöhen. Es sollten eher kleine Durchmesser bei großem Abstand gewählt werden. Dabei ist zu beachten, dass ein gewisser Mindestdurchmesser eingehalten werden muss, da das Volumen der Ballastkörper für den Auftrieb der Struktur sorgt.

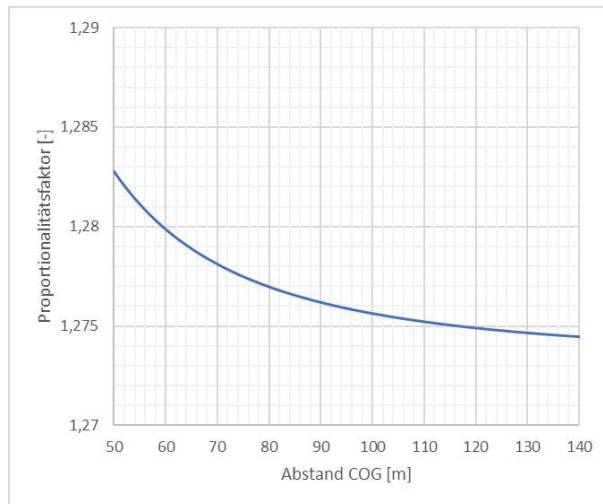


Abbildung 34: Proportionalitätsfaktor bei konstantem Durchmesser

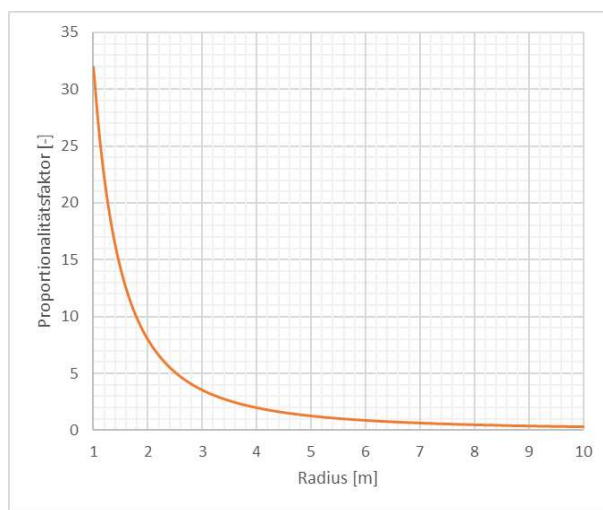


Abbildung 35: Proportionalitätsfaktor bei konstantem Abstand zum COG

Ein Effekt tritt jedoch zugunsten der Massenträgheit ein, der an dieser Stelle noch nicht berücksichtigt ist. Bei größeren Durchmessern vergrößert sich auch das Volumen. Dadurch steigt die Auftriebskraft. Damit der gleiche Tiefgang eingehalten wird, kann dadurch mehr Ballastwasser in die Säulen gefüllt werden, was wiederum die Masse und damit die Massenträgheit der Struktur erhöht. Bei der Wahl der Anordnung kann das einen gegenwirkenden Effekt herbeiführen.

Für die Geometrie ergeben sich folgende Werte.

Tabelle 7: Parameter Auslegung FOWT

| Parameter | Einheit | Wert |
|------------------------------|---------|---------|
| Absolute Länge FOWT | m | 110,0 |
| Absolute Breite FOWT | m | 90,0 |
| Durchmesser Ballastsäule 1&2 | m | 13,0 |
| Durchmesser Ballastsäule 3 | m | 13,0 |
| Durchmesser Ballastsäule 4 | m | 6,0 |
| Tiefgang | m | 25,0 |
| Freibord | m | 15,0 |
| Turm COG(x) | m | -20,5 |
| Plattendicke | mm | 60,0 |
| Masse Turm | t | 882,7 |
| Masse Rotor | t | 632,0 |
| Masse Gondel | t | 1098,3 |
| Gesamtmasse (mit Ballast) | t | 10920,6 |

Die Wahl dieser Parameter bezweckt das Erreichen des Rückstellmoments, welches benötigt wird, um den Pitch-Winkel von 5° einzuhalten. Die Rechnung erfolgt über das hydrostatische Gleichgewicht wie in Kapitel 2.3.3 beschrieben. Damit sich die Struktur im Gleichgewicht befindet, werden die Ballastsäulen passend mit Wasser befüllt. Es ergeben sich die in Tabelle 8 dargestellten Füllstände. Für die Ballastsäule 4 wird der gleiche Durchmesser gewählt, wie der des untersten Turmsegments. Dies ermöglicht einen nahtlosen Übergang der Struktur und verhindert so nennenswerte Kraftumlenkungen, die zu einer starken Belastung der Struktur führen würden. Die Berechnung des hydrostatischen Gleichgewichts und der Flächenträgheitsmomente ist in Anhang E zu sehen

Mit den Parametern aus Tabelle 7 ergibt sich ein Rückstellmoment nach Gleichung (2.49) zu:

$$C_{55} = \rho_w \cdot g \cdot I_y = 151709455 \frac{Nm}{\circ}$$

Da dieser Wert etwas größer ist als der benötigte, ergibt sich ein kleinerer Pitch-Winkel. Dieser beträgt nach Gleichung (2.44):

$$\bar{\beta} = \frac{(H + d_m) \cdot F_T - F_{G,RNA} \cdot e}{C_{55}} = 4,51^\circ$$

Tabelle 8: Füllstände Ballastsäulen für Auslegung FOWT

| Füllstand | Einheit | Wert |
|----------------------|---------|------|
| Ballastsäule 1 und 2 | m | 6,4 |
| Ballastsäule 3 | m | 20,6 |
| Ballastsäule 4 | m | 0 |

Die Ballastsäule 4 wird leer gelassen. Der Grund dafür ist, dass die dadurch höhere Auftriebskraft der Gewichtskraft der WEA, die auf der Säule befestigt ist, entgegenwirkt. Dadurch werden die Verbindungsstäbe zu den Nachbarsäulen weniger stark auf Biegung belastet und es kann bei diesen an Material gespart werden. In Abbildung 30 ist zu sehen, dass zwischen den Ballastsäulen zusätzlich Stäbe diagonal angeordnet sind. Diese sollen einen Teil der Gewichtskräfte des Turms als Axialkräfte auf die benachbarten Säulen weiterleiten. Zusätzlich werden dadurch die horizontal angeordneten Stäbe weniger belastet.

Tabelle 9: Auftriebskräfte der Ballastsäulen

| Auftrieb | Einheit | Wert |
|----------------------|---------|---------|
| Ballastsäule 1 und 2 | kN | 19808,5 |
| Ballastsäule 3 | kN | 1007,6 |
| Ballastsäule 4 | kN | 5013 |

In Tabelle 9 sind die Auftriebskräfte der einzelnen Ballastsäulen dargestellt. Das Momentengleichgewicht ergibt sich dabei mit den entsprechenden Abständen der Säulen zum Schwerpunkt $COG(x)$. Die Gewichtskraft des Turmes wird abhängig vom Schwerpunkt auf die Säulen 3 und 4 verteilt und wird über die Hebelarme zum Schwerpunkt berechnet.

$$F_{Säule\ 3} = F_{G\ Turm} \cdot \frac{|COG(x)|}{L} \quad (3.4)$$

$$F_{Säule\ 4} = F_{G\ Turm} - F_{Säule\ 3} \quad (3.5)$$

L entspricht der Länge zwischen den Mittelpunkten der Ballastsäulen 3 und 4. Der Wert für $COG(x)$ der finalen FOWT entspricht -30,2 m (siehe Tabelle 11). Die Werte aus Gleichung (3.4) und (3.5) sind in Tabelle 10 zu sehen.

Tabelle 10: Gewichtskraftaufteilung auf Säule 3 und 4

| Kraftaufnahme | Einheit | Wert |
|----------------|---------|---------|
| Ballastsäule 3 | kN | 37591,5 |
| Ballastsäule 4 | kN | 8046,1 |

Die Differenz der aufgenommenen Kraft und der Auftriebskraft wird zu gleichen Teilen auf die benachbarten Säulen verteilt. Die Differenz beträgt:

$$F_{G,4} - F_{A4} = 32578,5 \text{ kN}$$

Mit der Voraussetzung, dass die Ballastsäule 4 den gleichen Durchmesser haben soll, wie das unterste Turmsegment (aus den bereits beschriebenen Gründen), kann die Gewichtskraft des Turmes nur durch eine größere Höhe der Ballastsäule weiter verringert werden. Dadurch würde der Tiefgang größer werden, was durch die Designkriterien ausgeschlossen ist. Die Resultierende aus der Gewichtskraft G_4 und der Auftriebskraft F_{A4} ist daher für diese Konfiguration an ihrem Minimum und wird bei ruhigem Seegang gleichermaßen auf die benachbarten Säulen umgelenkt.

Die in diesem Abschnitt berechneten Werte ergeben eine Grundkonzept, mit dem die Modellierung gestartet werden kann. In dieser werden iterativ die Parameter angepasst, sodass die Designkriterien aus Kapitel 2.3.10 eingehalten werden.

5 Modellierung

Die Modellierung erfolgt mit den in Kapitel 2.4 vorgestellten Programmen. Die Struktur wird hierbei mittels eines Skripts in Genie definiert und erstellt. Das Skript ermöglicht dabei eine Parametrisierung. Diese hilft, die iterativen Vorgänge deutlich zu verkürzen und zu vereinfachen. Diese entstehen durch den in Kapitel 2.2.1 vorgestellten Prozess. Ziel ist die Einhaltung der in Kapitel 2.3.10 eingeführten Designkriterien.

Wie in 4 beschrieben sind alle zusätzlichen Elemente, die der Versteifung der Struktur oder sonstigen anderen Funktionen dienen, nicht modelliert, sondern nur durch eine erhöhte Dichte des Stahls repräsentiert. Diese Art der Modellierung ist zulässig, da diese Komponenten keinen nennenswerten Einfluss auf die dynamischen Verhaltensweisen der FOWT haben. Das erstellte Modell beinhaltet zusätzlich zum Modell in 4 Heaveplates unter den Ballastsäulen. Wie in Kapitel 2.3.9 beschrieben soll der Vorteil der Heaveplates für diese FOWT genutzt werden. Speziell die Auswirkungen auf die zusätzlichen Massen und damit die Erhöhung der natürlichen Periode ist von Vorteil. Das in Genie erstellte Design der FOWT ist in Abbildung 36 zu sehen.

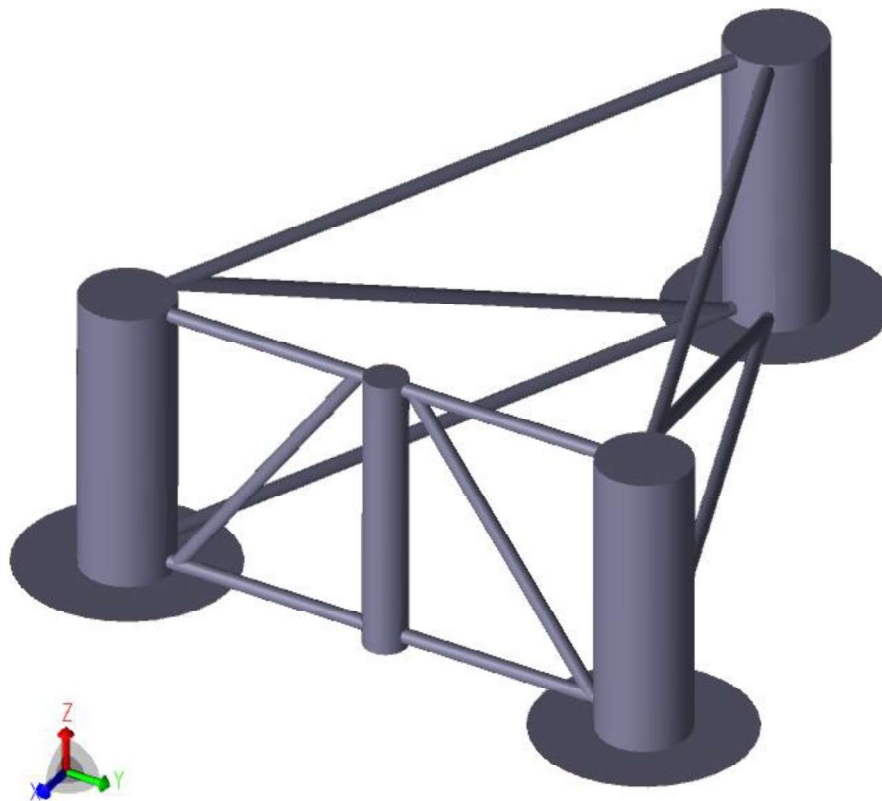


Abbildung 36: Finales Modell FOWT in Genie

Die finalen Parameter der Anlage sind in Tabelle 11 zu sehen. Mit diesen Parametern werden die Designkriterien erfüllt, wie im weiteren Verlauf der Arbeit noch gezeigt wird.

Tabelle 11: Parameter finale FOWT

| Parameter | Einheit | Wert |
|-------------------------------|---------|---------|
| Absolute Länge FOWT | m | 110,0 |
| Absolute Breite FOWT | m | 90,0 |
| Durchmesser Ballastsäule 1&2 | m | 13,0 |
| Durchmesser Ballastsäule 3 | m | 14,0 |
| Durchmesser Ballastsäule 4 | m | 6,0 |
| Durchmesser Verbindungsstäbe | m | 2,0 |
| Durchmesser Heaveplates | m | 30,0 |
| Plattendicke | mm | 30,0 |
| Plattendicke Verbindungsstäbe | mm | 20,0 |
| COG(x) | m | -30,2 |
| Tiefgang | m | 25,0 |
| Freibord | m | 15,0 |
| Gesamtmasse (mit Ballast) | t | 13234,5 |

In HydroD wird das in Kapitel 3 berechnete Wellenspektrum mit einer Wellenrichtungsverteilung mit einem quadratischen Cosinusansatz definiert. Für die Wellenrichtungen werden alle Winkel von 0°-360° in 45° Schritten untersucht. Insgesamt wird ein Frequenzbereich von $\omega = 0,05 \frac{1}{s}$ bis $\omega = 5 \frac{1}{s}$ mit Stützstellen alle $0,05 \frac{1}{s}$ betrachtet.

Zusammen mit dem Turm und dem Steg wird das Modell in HydroD eingelesen, indem die in Kapitel 2.4.1 erwähnten Modelle erstellt werden. Auf diese Modelle wird im Folgenden kurz eingegangen.

5.1 Panel-Modell

Das Panel-Modell beinhaltet alle Flächen, auf die der hydrostatische Wasserdruck wirkt. Dafür werden in Genie entsprechende Flächen als „Wet Surface“ markiert. Für diese wird ein „dummy hydrostatic pressure“ definiert, welcher auf die Oberfläche wirkt. Dabei ist es wichtig, dass die Orientierung der Flächen korrekt ist. So wird verhindert, dass der Wasserdruck auf der Innenseite statt der Außenseite wirkt. Das Panel-Modell besteht aus Flächenelementen, die sich aus einem entsprechendem Mesh ergeben und wird benutzt, um hydrodynamische Eigenschaften nach der Potentialtheorie zu berechnen [15]. Für die Berechnung wurden die Flächenelemente der Unterstruktur der FOWT als „Wet Surface“ definiert. Dies impliziert, dass die gesamte Unterstruktur mit Wasser in Verbindung kommen kann. Lediglich die Oberseite der Säule 4 wird nicht als Wet Surface modelliert, da dort die WEA montiert ist.



Abbildung 37: Panel-Modell der FOWT

Alle roten Flächen in Abbildung 37 stellen die genannten „Wet Surface“ Elemente dar. HydroD erkennt, ob eine Fläche dem Wasserdruck ausgesetzt wird an der relativen Position der Wasseroberfläche und

trennt die Flächen an dieser. Dies ermöglicht, dass die Oberseiten der Säulen 1-3 erst dann belastet werden, wenn diese untertauchen.

5.2 Morison-Modell

Das Morison Modell besteht aus den vier Ballastsäulen und den Verbindungsstäben der Struktur. Für diese Strukturelemente werden Widerstands- und Trägheitsbeiwerte berechnet, welche für die nachfolgende Analyse benötigt werden. Die Berechnung der Beiwerte geschieht wie in Kapitel 2.3.4 beschrieben. Nach den Gleichungen (2.25)-(2.28) berechnen sich die Keulegan-Carpenter Zahlen und die daraus resultierenden Beiwerte mit den Werten aus Kapitel 3 und Tabelle 11, wie in Tabelle 12 dargestellt.

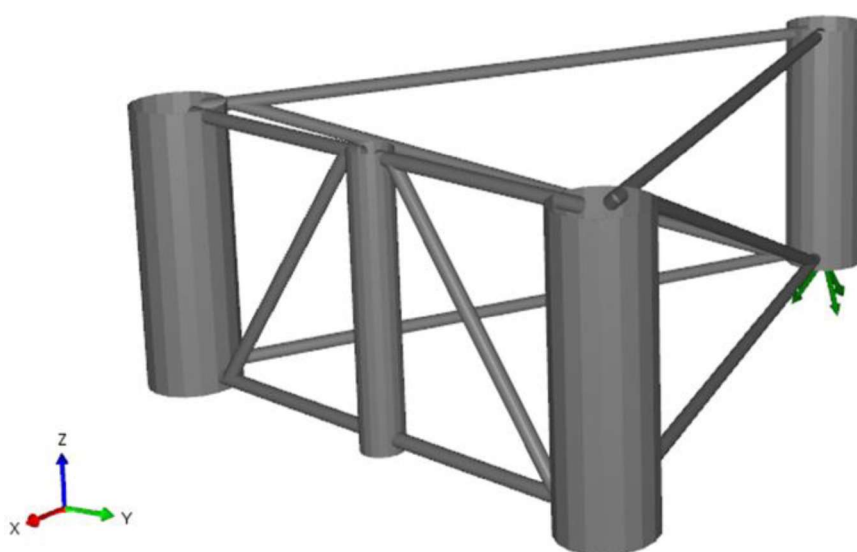


Abbildung 38: Morison-Modell der FOWT

In Abbildung 38 ist das Morison-Modell zu sehen. Die Überschneidungen der Geometrien sind zu ignorieren. Das Morison Modell beschreibt die Struktur als Balkenelemente, die an den Enden miteinander verknüpft sind.

Tabelle 12: Widerstandsbeiwerte der Strukturelemente

| Strukturelement | Keulegan-Carpenter Zahl | Widerstandsbeiwert | Trägheitsbeiwert |
|----------------------|-------------------------|--------------------|------------------|
| Ballastsäule 1 und 2 | 0,85 | 0,25 | 1,96 |
| Ballastsäule 3 | 0,79 | 0,24 | 1,96 |
| Ballastsäule 4 | 5,5 | 0,68 | 1,75 |
| Verbindungsstäbe | 1,83 | 0,3 | 1,92 |

Die Rauigkeit wird hier mit $1/20$ angenommen, was einer sehr rauen Oberfläche entspricht. Daher wird

für die Trägheitsbeiwerte die in Abbildung 19 unterste Linie herangezogen. Die Werte werden aus dem Diagramm annähernd abgelesen. Im Morison Modell wird auch die Verankerung (engl. Mooring-Lines) angebracht. Diese wird entsprechend [2] entnommen und an der Unterseite von Säule 4 angebracht (siehe Abbildung 38). Die entsprechenden Parameter sind in Tabelle 13 zu sehen.

Tabelle 13: Parameter Verankerung [2]

| Parameter | Units | Value |
|-------------------------|--------------|---------------------------|
| Mooring System Type | - | Chain Catenary |
| Line Type | - | R3 Studless Mooring Chain |
| Line Breaking Strength | kN | 22286 |
| Number of Lines | - | 3 |
| Anchor Depth | m | 200 |
| Fairlead Depth | m | 14 |
| Anchor Radial Spacing | m | 837,6 |
| Fairlead Radial Spacing | m | 58 |
| Nominal Chain Diameter | mm | 185 |
| Dry Line Linear Density | kg/m | 685 |
| Extensional Stiffness | MN | 3270 |
| Line Unstretched Length | m | 850 |
| Fairlead Pretension | kN | 2437 |
| Fairlead angle from SWL | ° | 56,4 |

In HydroD ist für das Morison-Modell automatisch eingestellt, dass die Morison-Balken Auftrieb erzeugen. Da das bereits im Panel-Modell erfolgt, wird diese Eigenschaft ausgeschaltet, der Auftrieb würde sonst doppeln.

5.3 Compartment Modell

Das Compartment-Modell stellt die Ballastkörper und ihre Füllstände dar. Dafür werden alle geschlossenen Strukturen, die befüllt werden sollen, in Genie definiert. Mit diesem Modell wird die Struktur ausbalanciert. Es wird ein gewünschter Tiefgang vorgegeben und Compartments definiert, für die der Füllstand dem gewählten Tiefgang angepasst werden kann (siehe Kapitel 2.3.3). Das Modell ist in Abbildung 39 dargestellt.

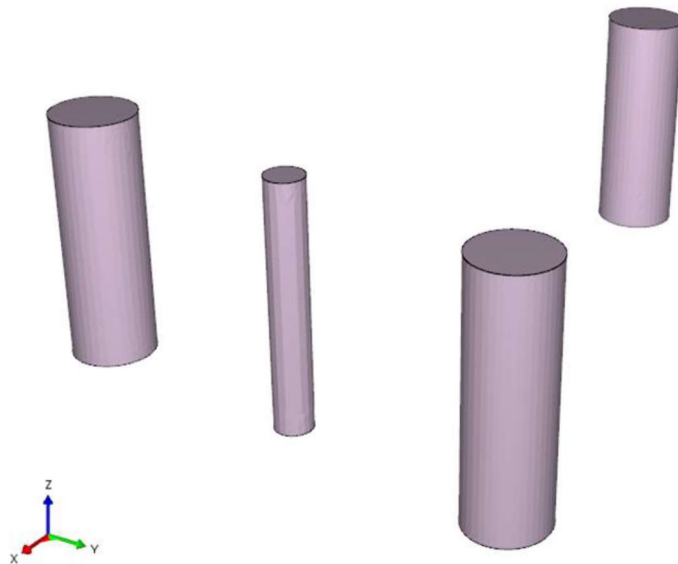


Abbildung 39: Compartment-Modell der FOWT

Für das Compartment-Modell der FOWT werden die vier Ballastsäulen modelliert. Die Verbindungsstäbe werden vernachlässigt, da diese nicht befüllt werden sollen. Es werden in HydroD zwei verschiedene Loading-Conditions definiert, „Upright“ und „Tilted“.

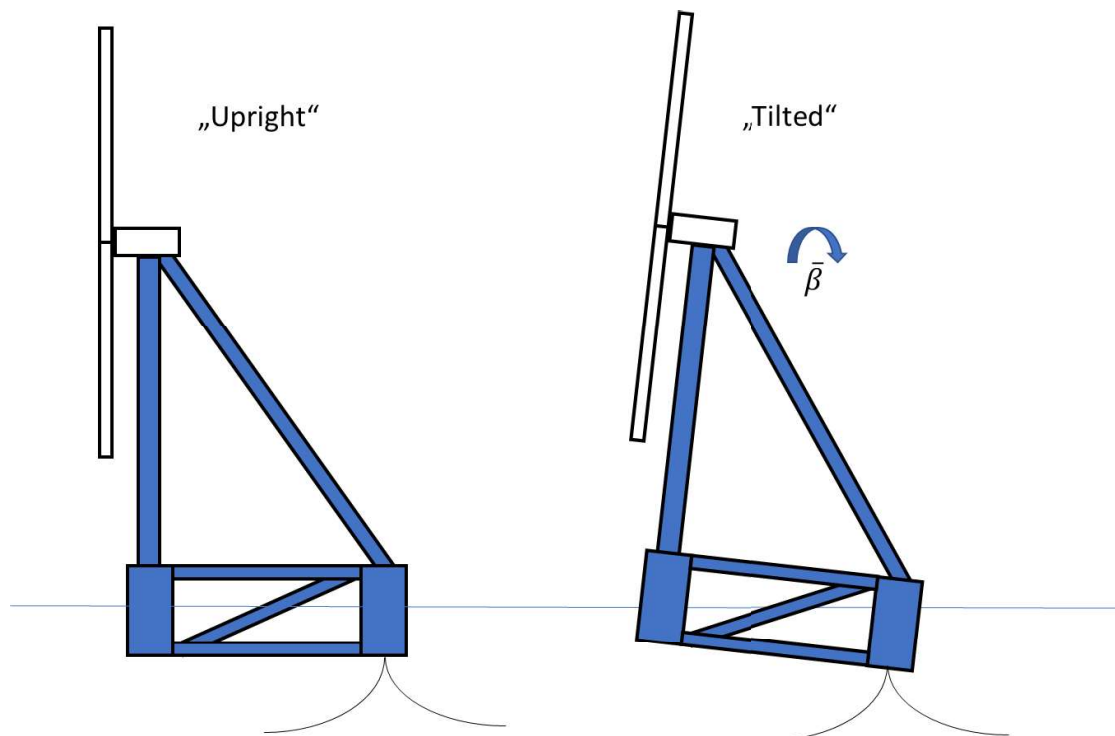


Abbildung 40: Loading-Conditions "Upright" und "Tilted"

„Upright“ beschreibt die senkrechte Ausrichtung der FOWT bei ruhigem Seegang. „Tilted“ beschreibt das Modell, das bei ruhigem Seegang einen voreingestellten Pitch-Winkel besitzt. Da die Anlage bei der Bemessungswindgeschwindigkeit einen Pitch-Winkel aufweist, kann so erreicht werden, dass die Anlage bei statischer Belastung senkrecht steht. Dies kann zu einer erhöhten Windausbeute führen,

da die Rotorfläche auf diese Weise eine größtmögliche projizierte Fläche bietet (wie in Kapitel 2.3.10 beschrieben). Für beide Lastfälle ergeben sich entsprechende Füllstände der Ballastkörper wie in Tabelle 14 beschrieben.

Tabelle 14: Füllstände "Tilted" und "Upright"

| Füllstände „Tilted“ | Wert in % | Masse [t] |
|-----------------------------|------------------|------------------|
| Ballastsäule 1 und 2 | 24,05 | 1173,1 |
| Ballastsäule 3 | 58,17 | 3292,1 |
| Ballastsäule 4 | 0 | 0 |
| Füllstände „Upright“ | | |
| Ballastsäule 1 und 2 | 20,86 | 1017,4 |
| Ballastsäule 3 | 41,38 | 2341,8 |
| Ballastsäule 4 | 0 | 0 |

5.4 Massen- und Strukturmodell

Das Massen-Modell der FOWT wird aus dem Strukturmodell definiert. Dieses wird in Genie erzeugt und beinhaltet alle Strukturelemente der gesamten Anlage. Die daraus resultierende Masse wird für die Balancierung der FOWT benötigt. In Abbildung 41 ist das Modell dargestellt.

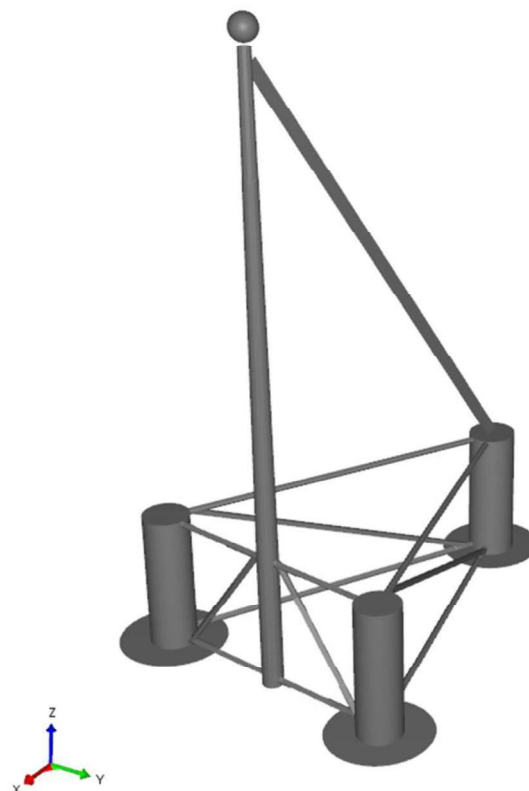


Abbildung 41: Massen-Modell der FOWT

Die RNA ist für die Berechnung in HydroD vereinfacht als Punktmasse in Höhe der Nabe definiert. Dies erspart die ausführliche Modellierung der einzelnen Rotorblätter und der Gondel.

6 Simulation

6.1 Simulation in HydroD

Im Folgenden werden die Simulationsergebnisse für HydroD gezeigt. Es wurden insgesamt vier verschiedene Analysen getätigt. Jeweils für die in Kapitel 5.3 beschriebene Loading-Conditions „Upright“ und „Tilted“ wurde eine Analyse mit und eine ohne die Einwirkung des Morison-Modells durchgeführt. Die Ergebnisse werden mit den in Kapitel 2.3.10 definierten Kriterien für den Pitch-Winkel und der natürlichen Periode verglichen. Alle Ergebnisse für die RAOs sind in Anhang F zu sehen.

6.2 Stabilitätsnachweis

Das Kriterium für den statischen Pitch-Winkel besagt, dass dieser einen Wert von maximal 5° annehmen darf. Zusätzlich sind die vom DNV definierten Kriterien in Abbildung 26 einzuhalten. In HydroD wird dafür eine Stabilitätsanalyse durchgeführt. Diese liefert für vorher bestimmte Winkel die Ergebnisse für das Rückstellmoment der Struktur. Der in Abbildung 27 dargestellte erste Schnittpunkt der beiden Graphen stellt den statischen Pitch-Winkel dar, der sich für die Schubkraft von $F_T = 2802 \text{ kN}$ einstellt. Für „Upright“ und „Tilted“ sind die Verläufe des Schub- bzw. Rückstellmoments in Abbildung 42 und Abbildung 43 zu sehen.

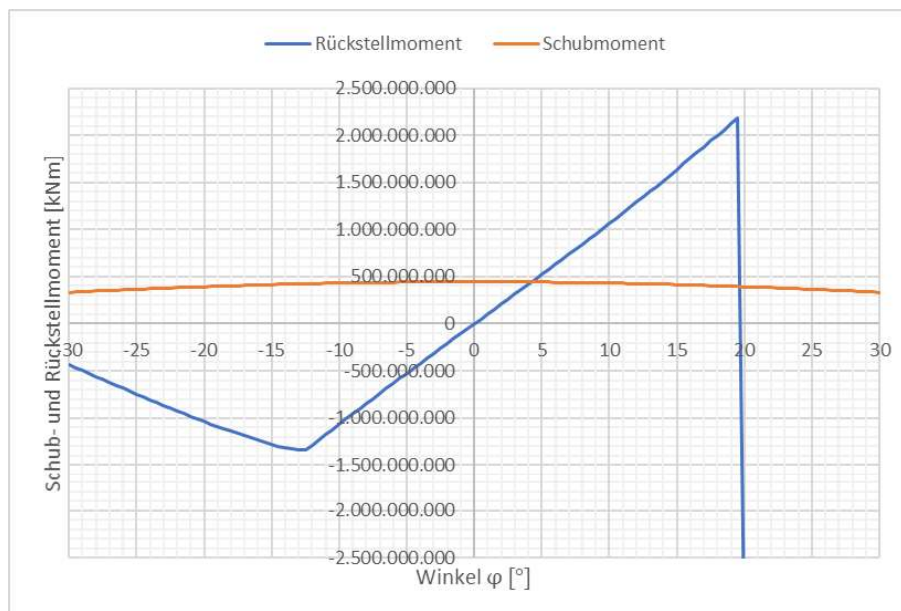


Abbildung 42: Schub- und Rückstellmoment für "Upright"

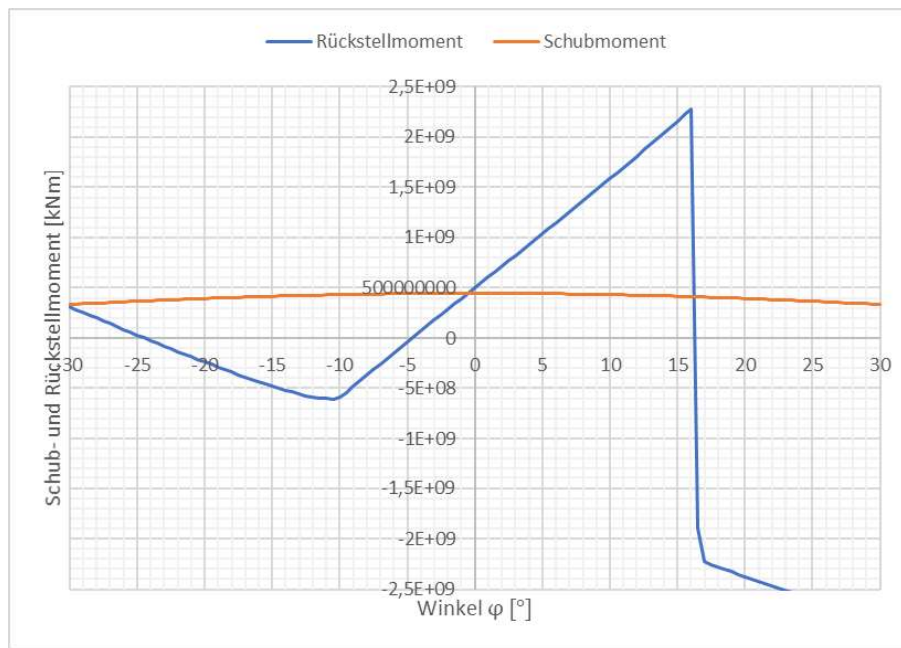


Abbildung 43: Schub- und Rückstellmoment für "Tilted"

In beiden Graphen ist zu erkennen, dass der erste Schnittpunkt bei Winkeln unter 5° gegeben ist. Für den „Tilted“-Fall liegt dieser sogar circa bei null. Das deckt sich mit der Aussage aus Kapitel 5.3, dass die Anlage im statischen Fall vertikal im Wasser steht. Die genauen Winkel für den ersten und zweiten Schnittpunkt sind in Tabelle 15 zu sehen.

Tabelle 15: Schnittpunkte Schub- und Rückstellmoment

| Loading-Condition | Einheit | Wert |
|---|---------|---------------|
| Erster zweiter Schnittpunkt „Upright“ | ° | 4,65 19,66 |
| Erster zweiter Schnittpunkt „Tilted“ | ° | -0,15 16,21 |

Im Folgenden werden die Kriterien nach DNV überprüft. Dafür werden die Flächen unter den Graphen zwischen dem ersten Schnittpunkt und dem Flutungswinkel ins Verhältnis gesetzt. Dieser ist für diese Struktur identisch mit dem zweiten Schnittpunkt, da diese keine Öffnungen aufweist, welche geflutet werden können.

Tabelle 16: Fläche Schub- und Rückstellmoment

| Loading-Condition | Einheit | Fläche Rückstellmoment | Fläche Schubmoment |
|-------------------|---------|------------------------|--------------------|
| „Upright“ | MNm | 18125,77 | 6313,43 |
| „Tilted“ | MNm | 22399,99 | 6926,84 |

Mit den Werten aus Tabelle 16 ergibt sich ein Verhältnis für „Upright“ von 2,87 und für „Tilted“ von 3,23. Diese Werte liegen über dem von DNV vorgegebenen Wert von 1,3 für das Verhältnis zwischen der Fläche unter dem Rückstellmoment zu der Fläche unter dem Schubmoment. Damit ist das erste Kriterium nach DNV erfüllt. Das zweite Kriterium erfordert, dass das Rückstellmoment zwischen den

beiden Schnittpunkten stets positiv ist. Dieses Kriterium ist ebenfalls erfüllt, wie in Abbildung 42 und Abbildung 43 zu sehen ist.

6.3 Dynamiknachweis

Damit die Struktur das Kriterium zu erfüllt, eine natürliche Periode über 20 Sekunden aufzuweisen, werden die RAOs der zwei (bzw. drei mit Heave) kritischen Bewegungsformen der Anlage betrachtet. Diese sind Heave, Pitch und Roll. Die Ergebnisse werden für die Wellenwinkel 0° - 180° in 45° Abschnitten ausgegeben. Dies ermöglicht eine gute Veranschaulichung der Ergebnisse.

In Anhang F ist zu erkennen, dass es für jeden Freiheitsgrad eine Wellenrichtung mit den größten Ausschlägen in den RAOs gibt. Für die Heave- und Pitchbewegung entstehen für Wellenrichtungen 0° und 180° die größten Ausschläge in der Übergangsfunktion. Die Rollbewegung weist einen maximalen Ausschlag für Wellen unter einem Winkel von 90° auf. Die Stützstellen im Frequenzbereich ermöglichen eine genauere Betrachtung von kleinen natürlichen Perioden. Gleichzeitig werden auch hohe natürliche Perioden bis zu einem maximalen Wert von $T_{max} = 125,66s$ dargestellt. Für die Heave- und Pitchbewegung liegen die natürlichen Perioden knapp über 20 Sekunden. Für die Rollbewegung dagegen zeigt sich, dass die natürliche Periode ungefähr bei 63 Sekunden liegt. Dadurch, dass die Schrittweiten mit zunehmender Periode größer werden, kann der genaue Wert mit den gewählten Stützstellen nicht ermittelt werden. Da der Wert aber deutlich über dem Kriterium von 20 Sekunden liegt, sind die Ergebnisse hinreichend genau. Die natürlichen Perioden für die Freiheitsgrade beider Loading-Conditions sind in Tabelle 17 zu sehen.

Tabelle 17: Natürliche Perioden in den Freiheitsgraden

| Loading-Condition | Freiheitsgrad | Einheit | Wert |
|-------------------|---------------|---------|--------|
| „Upright“ | Heave | s | 21 |
| | Pitch | s | 21 |
| | Roll | s | Ca. 63 |
| „Tilted“ | Heave | s | 21 |
| | Pitch | s | 21 |
| | Roll | s | Ca. 63 |

Aus den RAOs für beide Loading-Conditions ist zu erkennen, dass die natürlichen Perioden der FOWT über 20 Sekunden liegen. Damit ist das Kriterium erfüllt. Zusätzlich sind die RAOs der beiden Loading-Conditions annähernd gleich. Daher ist zu empfehlen, die FOWT so ballastieren, dass diese sich im unbelasteten Fall um den statischen Pitch-Winkel neigt. Der bereits erwähnt Vorteil liegt in der größeren projizierten Fläche des Rotors.

In Abbildung 44 ist die RAO für die Pitch-Bewegung zu sehen. In diesem Fall wurde die Simulation einmal mit und einmal ohne das Morison-Modell durchgeführt. Wie in Kapitel 2.3.4 beschrieben, hat das Morison-Modell eine dämpfende Wirkung auf die Resonanzamplitude. Es hat aber keinen Einfluss auf die natürliche Periode der Struktur.

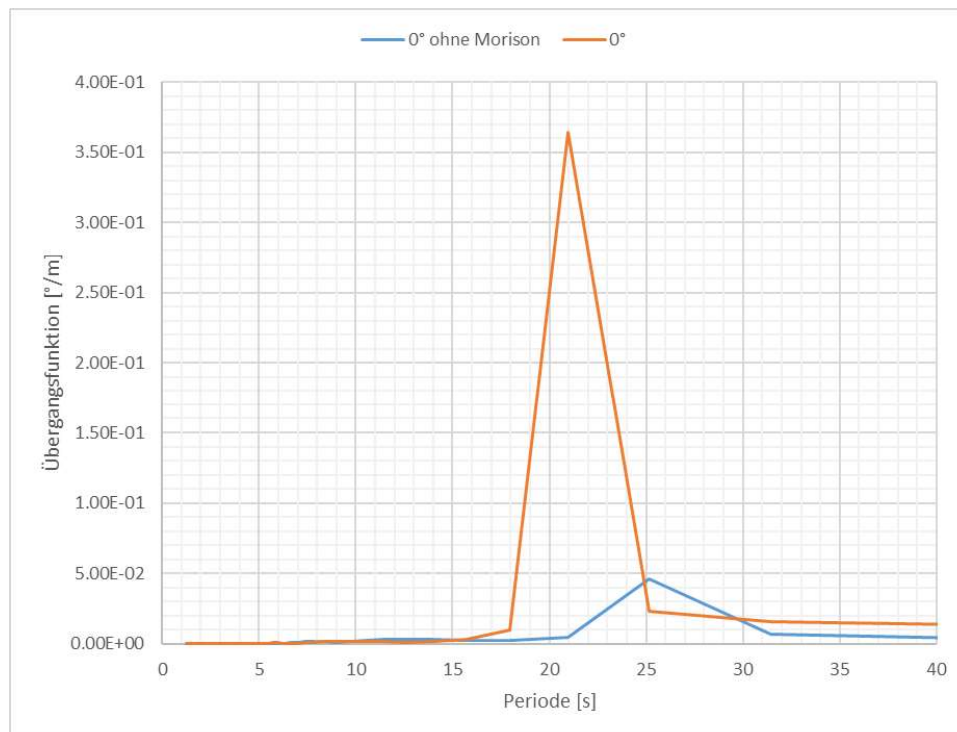


Abbildung 44: Vergleich RAO Pitch mit und ohne Morison

Im Diagramm ist für beide vorherigen Aussagen das Gegenteil zu erkennen. Die natürliche Periode ohne das Morison-Modell ist höher und die Amplitude geringer. Das lässt sich anhand zweier Aspekte erklären. Da das Mooring der FOWT im Morison-Modell enthalten ist, bringt es zusätzliche Steifigkeit in das System. Das dadurch höhere Rückstellmoment führt nach Gleichung (2.43) zu einer geringeren natürlichen Periode. Daher entsteht die Abweichung des Ausschlags auf der x-Achse. Die geringere Amplitude im Resonanzfall kann entstehen, indem die Schrittweiten in diesem Bereich nicht klein genug sind. Daher kann es dazu kommen, dass die maximale Amplitude nicht erfasst wird.

7 Auswertung und Ausblick

Die Resultate der Analysen, die mit HydroD getätigt wurden, erfüllen die für die FOWT festgelegten Kriterien. Daher ist das Design der FOWT für den in den Randbedingungen festgelegten Einsatzbereich zufriedenstellend ausgelegt. Die Struktur ist dabei im statischen und dynamischen Fall untersucht worden. Im weiteren Verlauf können zusätzliche Untersuchungen getätigt werden. Um die strukturelle Integrität der FOWT nachzuweisen kann eine Spannungsanalyse der gesamten Anlage durchgeführt werden. Dafür wird das Modell in einem FEM-Programm modelliert und mit einer entsprechenden Lagerung definiert. Anschließend können die aus den Lastfällen entstehenden Lasten aufgebracht und

anhand der Spannungsverläufe kritische Bereiche untersucht werden. Für die Lastfälle kann nach Kapitel 2.3.7 die Welle mit dem höchsten Energieniveau ermittelt werden. Die Übergangsfunktionen sind in dieser Arbeit gegeben. Im Zweifel können die Schrittweiten angepasst werden, um genauere Ergebnisse zu erzielen. Dabei muss abgewogen werden, welche Bereiche im Frequenzbereich der RAOs feinere Schrittweiten erfordern und wann größere Schrittweiten ausreichen. Dadurch kann die Rechenzeit für das Modell optimiert werden. Die Einstellungen sind in HydroD zu tätigen. Auf diese Weise kann die FOWT hydrodynamisch optimiert werden. Der Einfluss von Aussteifungen auf die hydromechanischen Eigenschaften, deren Notwendigkeit sich aus der Spannungsanalyse ergibt, ist weiterführend zu untersuchen. Dabei liegt ein spezieller Fokus auf den Steifen, welche die Heaveplates verstärken.

Die Selbstausrichtung der Anlage wird mit Bladed untersucht. Dafür wird die FOWT zusammen mit der WEA modelliert. In Abbildung 45 ist das Modell zu sehen.

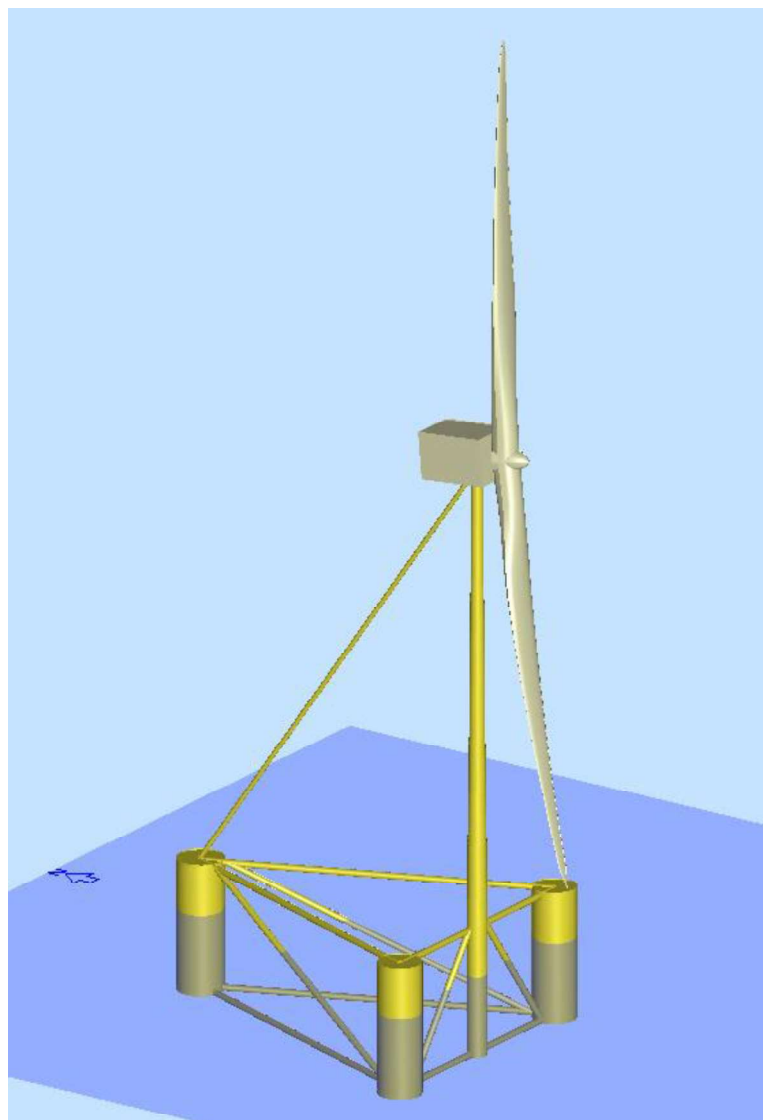


Abbildung 45: FOWT mit montierter WEA in Bladed

Für das Modell werden die dynamischen Eigenschaften aus HydroD eingelesen. In Bladed wird die FOWT als Teil des Turms modelliert. Dabei ist wichtig, dass die Dichte des Materials sehr gering gewählt wird, was das Auslesen der Massenmatrix der FOWT aus HydroD ermöglicht. Die geringe Dichte ermöglicht, dass sich die Masse der Struktur in diesem Fall nicht doppelt. Die Massenmatrix wird generiert, indem in HydroD ein Modell ohne den Turm erstellt wird und identisch zum normalen Modell ballastiert wird. Das Modell hat durch die fehlende Turmmasse einen deutlich geringeren Tiefgang. Dies ist aber zu vernachlässigen, da die Massenmatrix unabhängig vom Tiefgang ist. Da Bladed alle Balkenelemente nur als Holzzylinder modellieren kann, wird der Steg zwischen Gondel und Säule 4 durch einen Hohlzylinder mit einer äquivalenten Querschnittsfläche definiert. Dadurch, dass Bladed mit Morison-Balken arbeitet, müssen die hydrodynamischen Eigenschaften aus HydroD aus einer Analyse ohne Morison-Modell kommen, da diese sich sonst doppeln würden. Die Verankerung wird in Bladed ähnlich wie in HydroD modelliert. Die Simulation der einzelnen Lastfälle nach IEC-Richtlinie erfolgen mit vordefinierten Seegängen und Turbulenzmodellen (siehe Anhang C). Für die Untersuchung der Anlage ist zuerst der statische Pitch-Winkel, der sich aus der Bemessungswindgeschwindigkeit ergibt, zu verifizieren. Dieser sollte annähernd mit dem aus der Stabilitätsanalyse in HydroD übereinstimmen. Aus den Lastfällen können die Schubkräfte auf den Rotor ausgelesen werden. Diese werden für die Auslegung des Turmes benötigt. Die weiterführenden Berechnungen in Bladed wurden in dieser Arbeit nicht getätigt, da es Probleme mit der Modellierung der Verankerung gab und dadurch keine Ergebnisse gefunden wurden.

Auf die Modellierung kann auch unter anderen Aspekten eingegangen werden. Die Selbstausrichtung der Anlage erfolgt durch den als Leeläufer ausgelegten Rotor und die freie Rotation um die Säule 3. In Kapitel 2.2.2 werden zusätzliche Möglichkeiten zur Selbstausrichtung vorgestellt. Speziell die Flügel-form des Turms kann versuchsweise in Bladed modelliert werden. Bei besonders starken Strömungen kann der Einfluss der Säulendurchmesser genauer untersucht werden. Ziel ist, die Selbstausrichtung der Anlage zu verifizieren.

Der Designablauf, dem in dieser Arbeit nachgegangen wurde, ist durch die Grafik in Abbildung 46 zu erkennen. Ausgehend von den Randbedingungen werden die vier Stufen nacheinander abgearbeitet. Dabei ist die Iteration zwischen Simulation und Modellierung ausschlaggebend für die Konzeptfindung.

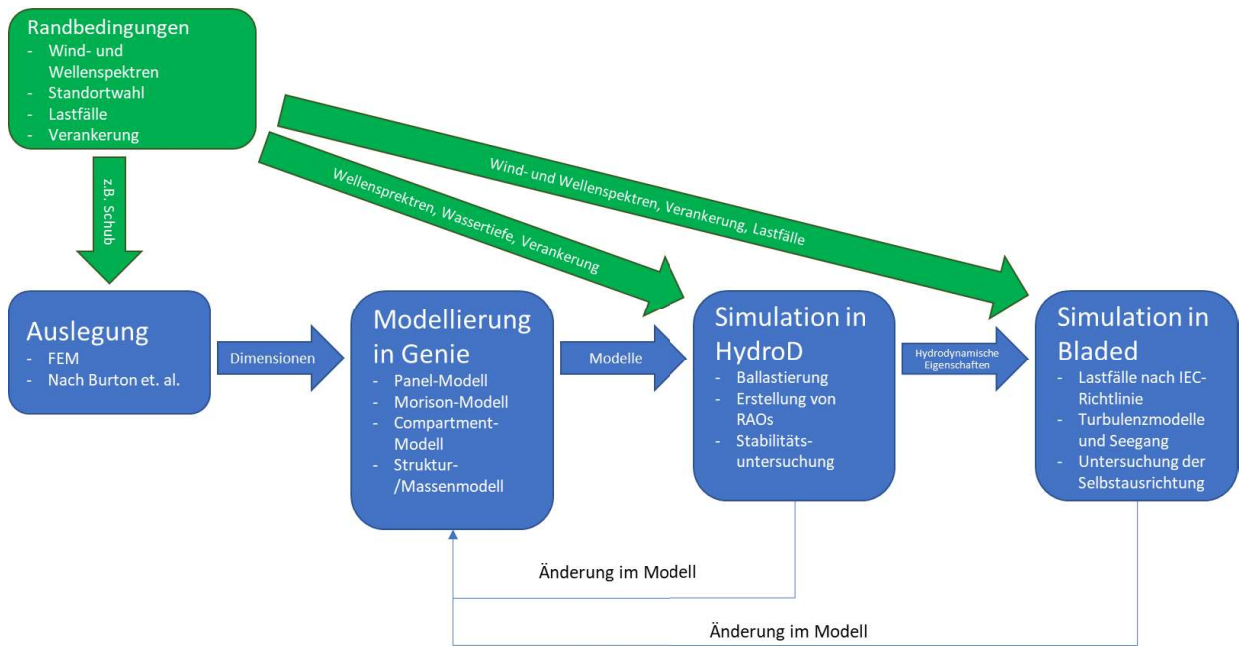


Abbildung 46: Designablauf dieser Arbeit

Die Auslegung nach Burton et. al. [8] liefert eine gute Abschätzung der Dimensionen des finalen Modells. Der darauffolgende iterative Prozess ist ähnlich zu dem in Kapitel 2.2.1. Für weiterführende Arbeiten wäre es interessant zu wissen, ob die natürliche Periode der Struktur im Auslegungsprozess bereits angenähert werden kann. Da diese von der Massenträgheit und den zusätzlichen Massen abhängt, ist die analytische Berechnung nicht unmittelbar machbar, da letztere frequenzabhängig sind. Eine Untersuchung von vorhandenen analytischen Methoden und deren Vergleich mit Ergebnissen aus Simulationen kann zukünftige Designprozesse eventuell beschleunigen.

Literaturverzeichnis

- [1] Aerodyn engineering gmbh, „nezy²,“ [Online]. Available: <https://aerodyn-engineering.com/products/nezy-technology/nezy2/>. [Zugriff am 20 Januar 2023].
- [2] Allen et. al., Definition of the UMaine VoltturnUS-S Reference Platform Developed for the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine, 2020.
- [3] American Bureau of Shipping, *Selecting design wave by long term*, Houston, 2016.
- [4] Anstock et.al., *A new approach for comparability of two- and three-bladed 20 MW offshore wind turbines*, 2019.
- [5] F. Anstock und V. Schorbach, *X-Rotor two bladed wind turbines*, Hamburg, 2019.
- [6] „Aufbau einer Windkraftanlage,“ B-COMMAND GmbH, [Online]. Available: <https://www.b-command.com/anwendungen/windenergie/aufbau-windkraftanlage/>. [Zugriff am 29 Dezember 2022].
- [7] Bundesverband Windenergie, „BWE,“ [Online]. Available: <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/energiewandlung/>. [Zugriff am 6. Oktober 2022].
- [8] Burton et. al., *Wind Energy Handbook*, Hoboken: John Wiley & Sons Ltd, 2021.
- [9] Chaviaropoulos et. al., *PI-based assessment (application) on the results of WP2-WP4 for 20 MW wind turbines*, 2017.
- [10] DNV, *DNV Sesam Feature Description*, 2022.
- [11] DNV, *DNV-OS-J103 Design of Floating Wind Turbine Structures*, 2013.
- [12] DNV, *DNV-RP-C205 Environmental Conditions and Environmental Loads*, 2010.
- [13] DNV GL, *DNVGL-RP-C103 Coloumn-stabilised units*, 2015.
- [14] DNV GL, *DNVGL-ST-0119 Floating wind turbine structures*, 2018.
- [15] DNV, *SESAM User Manual Wadam "Wave Analysis by Diffraction and Morison Theory"*, 2010.
- [16] Equinor, „World’s first floating wind farm has started production,“ Equinor, [Online]. Available: <https://www.equinor.com/news/archive/worlds-first-floating-wind-farm-started-production>. [Zugriff am 20 Januar 2023].
- [17] Z. Feng und L. Joyce, „Global Wind Report 2021,“ Brüssel, 2021.
- [18] E. Hau, *Windkraftanlagen, Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, Berlin: Springer, 2016.
- [19] Hogben et. al., *Global Wave Statistics*, Cornwall: British Maritime Technology Limited, 1986.
- [20] International Energy Agency, „World Energy Outlook 2021,“ 2021.
- [21] The International Electrotechnical Comission (IEC), *IEC 61400-1 Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements*, 2019.
- [22] J. Journée und W. Massie, *Offshore Hydromechanics*, Delft, 2001.
- [23] N. Kreuzhermes, „Windenergy.Expert,“ [Online]. Available: <http://windenergy.expert/was-kosten-windenergieanlagen/#:~:text=Zusammengefasst%3A%20Die%20kosten%20für%20eine,und%2004%20Millionen%20Euro%20kostet..> [Zugriff am 9. Oktober 2022].
- [24] Netzband et. al., *Passive self-aligning of a floating offshore wind turbine*, Hamburg, 2020.
- [25] Petersen et. al., *Wind power meteorology. Part I: climate and turbulence*, 1998.
- [26] J. Prendergast et. al., *A study on the effects of wave süectra on wave energy conversions*, 2018.

- [27] Sergiienko et. al., „Renewable and Sustainable Energy Reviews,“ Elsevier Ltd., Adelaide, 2022.
- [28] K. T. Sharman, A. Robertson und J. Lewis, *Heave plate hydrodynamics for offshore wind turbine applications*, Trondheim, 2019.
- [29] Stiftung Offshore Windenergie, „Stiftung Offshore Windenergie,“ [Online]. Available: <https://www.offshore-stiftung.de/offshore-windenergie#:~:text=Die%20Vorteile%20liegen%20insbesondere%20in,Verl%C3%A4sslichkeit%20bei%20der%20Stromerzeugung%20bei..> [Zugriff am 9. Oktober 2022].
- [30] VDE, *Wind energy generation systems – Part 3-2: Design requirements for floating offshore wind turbines (IEC TS 61400-3-2:2019)*, 2019.
- [31] X1 Wind, „X30 platform: floating wind scale prototype in the Canary Islands,“ X1 Wind, [Online]. Available: <https://www.x1wind.com/projects/scale-prototype-in-the-canary-islands-pivotbuoy/>. [Zugriff am 20 Januar 2023].

Anhang A Turmeigenschaften

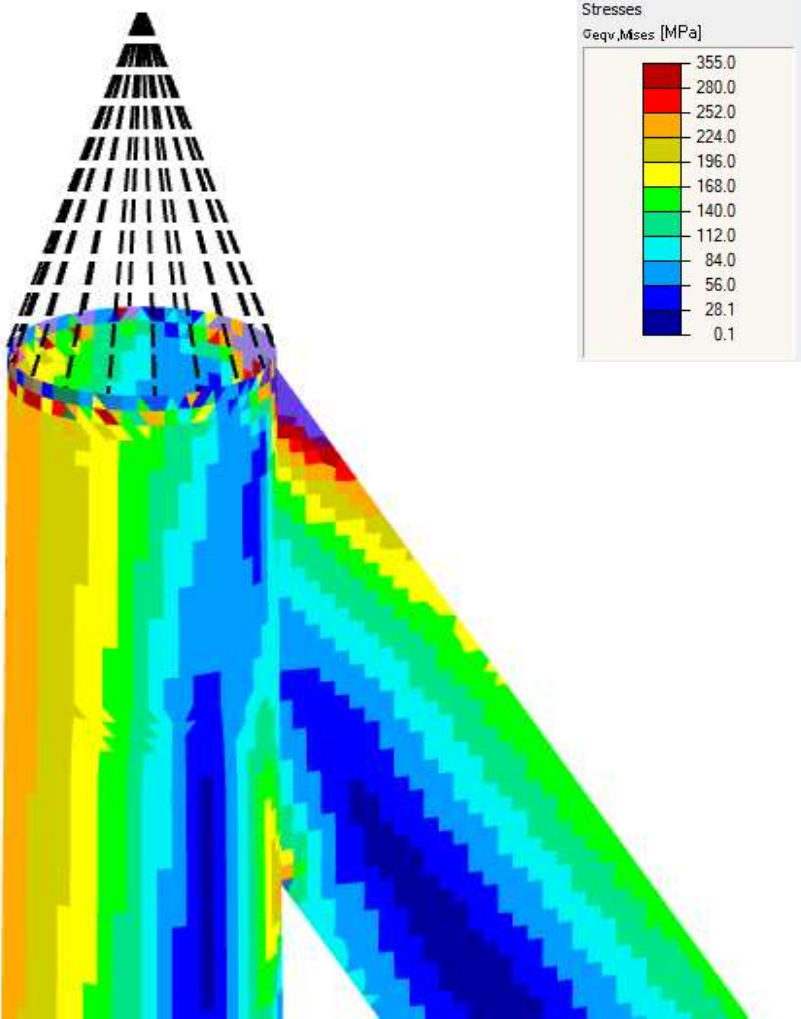
| Globale Höhe [m] | Durchmesser [m] | Wandstärke [mm] | Durchmesser mit Steg [m] | Wandstärke mit Steg [mm] |
|---------------------|--------------------|--------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 15 | 11,74 | 53,7 | 6 | 46 |
| 23 | 11,34 | 50,9 | 5,82 | 42 |
| 39,3 | 10,56 | 48,1 | 5,54 | 38 |
| 55,6 | 10,16 | 45,3 | 5,24 | 36 |
| 71,8 | 9,77 | 42,4 | 4,96 | 33 |
| 88,1 | 9,38 | 39,6 | 4,67 | 32 |
| 104,3 | 8,98 | 36,8 | 4,38 | 31,5 |
| 120,6 | 8,59 | 33,9 | 4,09 | 31 |
| 136,9 | 8,19 | 31,1 | 3,8 | 31 |
| 149,7 | 7,8 | 28,3 | 3,58 | 28 |
| 154 | 7,78 | 28,3 | 3,5 | 28 |

Anhang B Ergebnisse Berechnung Turmkonfigurationen

Biegemomentverläufe (links ohne Steg, rechts mit Steg)



Ergebnisse Spannungsanalyse mit neuer Turmkonfiguration mit Steg



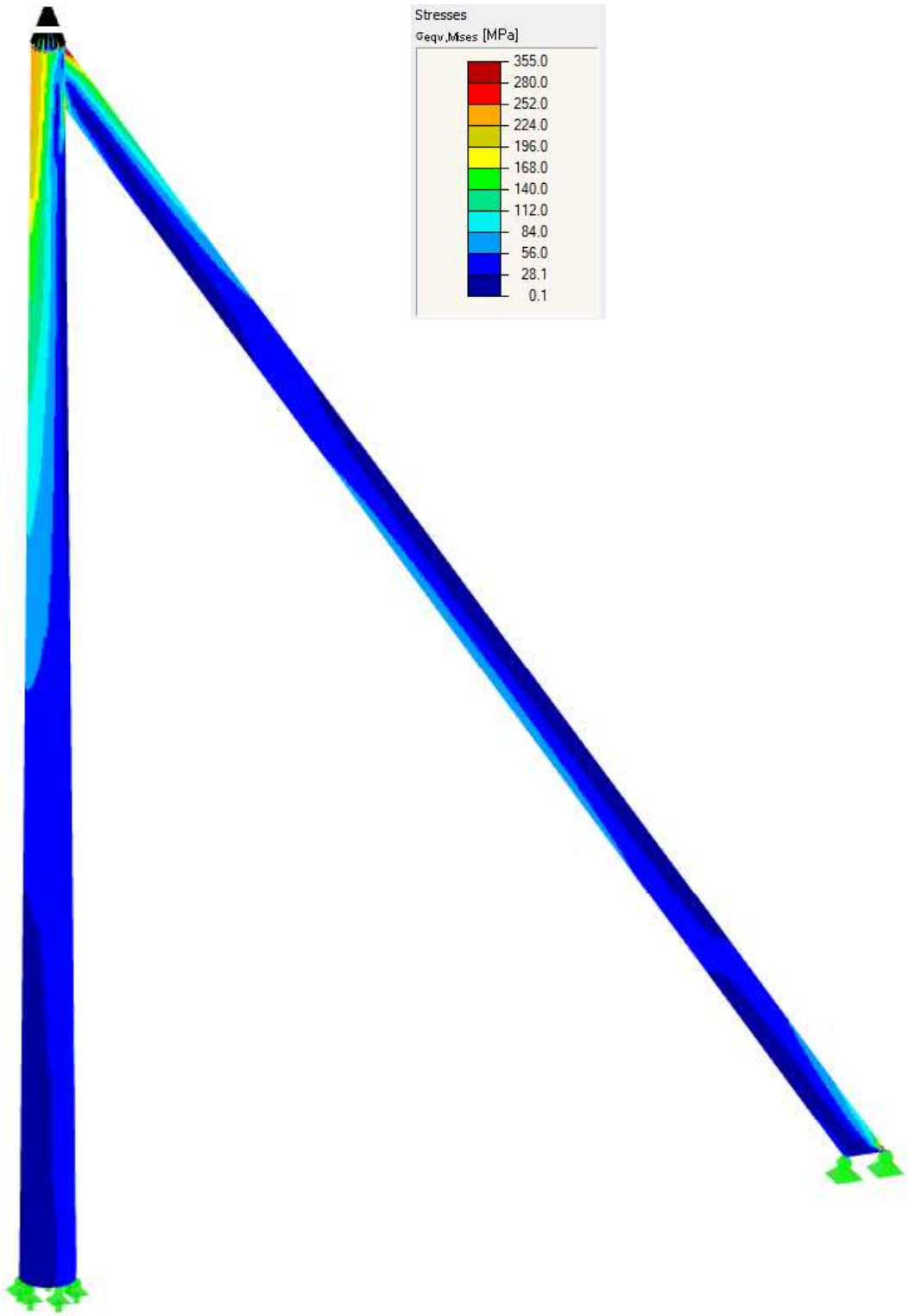


Table 1 – Design Load Cases

| Design situation | DLC | Wind condition | Waves | Wind and wave directionality | Sea currents | Water level | Other conditions | Type of analysis | Partial safety factor |
|----------------------|------|--|---|------------------------------|--------------|--------------------|---|------------------|-----------------------|
| 1.x Power production | 1.1 | NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ RNA | NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$ | COD, UNI | NCM | MSL | For extrapolation of extreme loads on the RNA | U | N (1.25) |
| | 1.2 | NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ | NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub} | COD, MUL | No currents | NWLR or \geq MSL | | F | * |
| | 1.3 | ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ | NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$ | COD, UNI | NCM | MSL | | U | N |
| | 1.4 | ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}, V_r, V_r + 2 \text{ m/s}$ | NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$ | MIS, wind direction change | NCM | MSL | | U | N |
| | 1.5 | EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ | NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$ | COD, UNI | NCM | MSL | | U | N |
| | 1.6a | NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ | SSS $H_s = H_{s,SSS}$ | COD, UNI | NCM | NWLR | | U | N |
| | 1.6b | NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ | SWH $H = H_{SWH}$ | COD, UNI | NCM | NWLR | | U | N |

Table 1 – Design Load Cases (continued)

| Design situation | DLC | Wind condition | Waves | Wind and wave directionality | Sea currents | Water level | Other conditions | Type of analysis | Partial safety factor |
|---|-----|---|---|------------------------------|--------------|--------------------|---|------------------|-----------------------|
| 2.x Power production plus occurrence of fault | 2.1 | NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ | NSS $H_s = E [H_s V_{hub}]$ | COD, UNI | NCM | MSL | Control system fault or loss of electrical network | U | N |
| | 2.2 | NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ | NSS $H_s = E [H_s V_{hub}]$ | COD, UNI | NCM | MSL | Protection system or preceding internal electrical fault | U | A |
| | 2.3 | EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out} | NSS (or NWH) $H_s = E [H_s V_{hub}]$ | COD, UNI | NCM | MSL | External or internal electrical fault including loss of electrical network | U | A |
| 3.x Start up | 2.4 | NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ | NSS $H_s = E [H_s V_{hub}]$ | COD, UNI | No currents | NWLR or \geq MSL | Control, protection, or electrical system faults including loss of electrical network | F | * |
| | 3.1 | NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ | NSS (or NWH) $H_s = E [H_s V_{hub}]$ | COD, UNI | No currents | NWLR or \geq MSL | | F | * |
| | 3.2 | EOG $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out} | NSS (or NWH) $H_s = E [H_s V_{hub}]$ | COD, UNI | NCM | MSL | | U | N |
| | 3.3 | EDC ₁ $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out} | NSS (or NWH) $H_s = E [H_s V_{hub}]$ | MIS, wind direction change | NCM | MSL | | U | N |

Table 1– Design Load Cases (continued)

| Design situation | DLC | Wind condition | Waves | Wind and wave directionality | Sea currents | Water level | Other conditions | Type of analysis | Partial safety factor |
|---------------------------------------|------|--|---|------------------------------|--------------|--------------------|----------------------------|------------------|-----------------------|
| 4.x Normal shut down | 4.1 | NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ | NSS (or NWH) $H_s = E [H_s] V_{hub}$ | COD, UNI | No currents | NWLR or \geq MSL | | F | * |
| | 4.2 | EOG $V_{hub} = V_r \pm 2\text{m/s}$ and V_{out} | NSS (or NWH) $H_s = E [H_s] V_{hub}$ | COD, UNI | NCM | MSL | | U | N |
| 5.x Emergency shut down | 5.1 | NTM $V_{hub} = V_r \pm 2\text{m/s}$ and V_{out} | NSS $H_s = E [H_s] V_{hub}$ | COD, UNI | NCM | MSL | | U | N |
| | 6.1a | EWM Turb. wind model $V_{hub} = k_1 V_{ref}$ | ESS $H_s = k_2 H_{s50}$ | MIS, MUL | ECM | EWLR | | U | N |
| 6.x Parked (standing still or idling) | 6.1b | EWM Steady wind model $V(Z_{hub}) = V_{e50}$ | RWH $H = H_{red50}$ | MIS, MUL | ECM | EWLR | | U | N |
| | 6.1c | RWM Steady wind model $V(Z_{hub}) = V_{red50}$ | EWL $H = H_{50}$ | MIS, MUL | ECM | EWLR | | U | N |
| | 6.2a | EWM Turb. wind model $V_{hub} = k_1 V_{ref}$ | ESS $H_s = k_2 H_{s50}$ | MIS, MUL | ECM | EWLR | Loss of electrical network | U | A |
| | 6.2b | EWM Steady wind model $V(Z_{hub}) = V_{e50}$ | RWH $H = H_{red50}$ | MIS, MUL | ECM | EWLR | Loss of electrical network | U | A |
| | 6.3a | EWM Turb. wind model $V_{hub} = k_1 V_1$ | ESS $H_s = k_2 H_{s1}$ | MIS, MUL | ECM | NWLR | Extreme yaw misalignment | U | N |
| | 6.3b | EWM Steady wind model $V(Z_{hub}) = V_{e1}$ | RWH $H = H_{red1}$ | MIS, MUL | ECM | NWLR | Extreme yaw misalignment | U | N |
| | 6.4 | NTM $V_{hub} < 0.7 V_{ref}$ | NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub} | COD, MUL | No currents | NWLR or \geq MSL | | F | * |

Table 1 – Design Load Cases (continued)

| Design situation | DLC | Wind condition | Waves | Wind and wave directionality | Sea currents | Water level | Other conditions | Type of analysis | Partial safety factor | | |
|---|------|--|--|------------------------------|--------------|--------------------|------------------------------------|------------------|-----------------------|---|---|
| 7.x Parked and fault conditions | 7.1a | EWM Turb. wind model $V_{hub} = k_1 V_1$ | ESS $H_s = k_2 H_{s1}$ | MIS, MUL | ECM | NWLR | | U | A | | |
| | 7.1b | EWM Steady wind model $V(Z_{hub}) = V_{e1}$ | RWH $H = H_{red1}$ | MIS, MUL | ECM | NWLR | | U | A | | |
| | 7.1c | RWM Steady wind model $V(Z_{hub}) = V_{red1}$ | EWL $H = H_1$ | MIS, MUL | ECM | NWLR | | U | A | | |
| | 7.2 | NTM $V_{hub} < 0.7 V_1$ | NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub} | COD, MUL | No currents | NWLR or \geq MSL | | F | * | | |
| 8.x Transport, assembly, maintenance and repair | 8.1 | To be stated by the manufacturer | | | | | | | | U | T |
| | 8.2a | EWM Turb. wind model $V_{hub} = k_1 V_1$ | ESS $H_s = k_2 H_{s1}$ | COD, UNI | ECM | NWLR | | U | A | | |
| | 8.2b | EWM Steady wind model $V_{hub} = V_{e1}$ | RWH $H = H_{red1}$ | COD, UNI | ECM | NWLR | | U | A | | |
| | 8.2c | RWM Steady wind model $V(Z_{hub}) = V_{red1}$ | EWL $H = H_1$ | COD, UNI | ECM | NWLR | | U | A | | |
| | 8.3 | NTM $V_{hub} < 0.7 V_{ref}$ | NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub} | COD, MUL | No currents | NWLR or \geq MSL | No grid during installation period | F | * | | |

When a wind speed range is indicated in Table 1 (e.g., $V_{hub} < 0.7 V_{ref}$ or $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$) wind speeds leading to the most adverse condition for wind turbine design shall be considered. The range of wind speeds may be represented by a set of discrete values, with sufficient resolution to assure accuracy of the calculation. In general a resolution of 2 m/s is considered sufficient.

ABBREVIATIONS

Wind condition

| | |
|----------------|---|
| ECD | Extreme coherent gust with direction change (see IEC 61400-1) |
| ECM | Extreme current model (see IEC 61400-3, 6.4.2.5) |
| EDC | Extreme direction change (see IEC 61400-1) |
| EOG | Extreme operating gust (see IEC 61400-1) |
| ESS | Extreme sea state (see IEC 61400-3, 6.4.1.5) |
| EWH | Extreme wave height (see IEC 61400-3, 6.4.1.6) |
| EWLR | Extreme water level range (see IEC61400-3, 6.4.3.2) |
| EWM | Extreme wind speed model (see IEC 61400-1) |
| EWS | Extreme wind shear (see IEC 61400-1) |
| V_{hub} | Hub-height 10-minute mean wind speed (applies to all V below) |
| V_{in} | Cut-in wind speed (e.g., 3 to 5 m/s) |
| V_{out} | Cut-out wind speed (e.g., 25 m/s) |
| $V_r \pm 2m/s$ | Rated wind speed (lowest V_{hub} at which generator attains maximum rated output) |
| V_{ref} | Reference wind speed (e.g. 50 m/s for Class I turbine) |
| MSL | Mean sea level (see IEC 61400-3, 6.4.3) |
| NCM | Normal current model (see IEC 61400-3, 6.4.2.4) |
| NTM | Normal turbulence model (see IEC 61400-1) |
| NWH | Normal wave height (see IEC 61400-3, 6.4.1.2) |
| NWLR | Normal water level range (see IEC 61400-3, 6.4.3.1) |
| NWP | Normal wind profile model (see IEC 61400-1) |
| NSS | Normal sea state (see IEC 61400-3, 6.4.1.1) |
| RWH | Reduced wave height (see IEC 61400-3, 6.4.1.7) |
| RWM | Reduced wind speed model (see IEC 61400-3, 6.3) |
| SSS | Severe sea state (see IEC 61400-3, 6.4.1.3) |
| SWH | Severe wave height (see IEC 61400-3, 6.4.1.4) |

Wind and wave directionality

| | |
|-----|--|
| COD | Co-directional (see IEC 61400-3, 6.4.1) |
| MIS | Misaligned (see IEC 61400-3, 6.4.1) |
| MUL | Multi-directional (see IEC 61400-3, 6.4.1) |
| UNI | Uni-directional (see IEC 61400-3, 6.4.1) |

Type of analysis

| | |
|---|--|
| F | Fatigue (see IEC 61400-3, 7.6.3) |
| U | Ultimate strength (see IEC 61400-3, 7.6.2) |

Partial safety factor

| | |
|---|--|
| N | Normal |
| A | Abnormal |
| T | Transport and erection |
| * | Partial safety factor for fatigue (see IEC 61400-3, 7.6.3) |

Table 12. IEC Design Load Case Matrix

| DLC | Wind Condition | Hub Height Wind Speed (m/s) | Wind Headings (°) | Significant Wave Height (m) | Peak Period (s) | Gamma Shape Factor (-) | Wave Headings (°) | Settings | # of Seeds | Total # of Sims |
|-------|----------------|-----------------------------|-------------------|-----------------------------|-----------------|------------------------|-------------------|-----------------|------------|-----------------|
| 1.1 | NTM | 4.00 | 0.00 | 1.10 | 8.52 | 1.00 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 6.00 | 0.00 | 1.18 | 8.31 | 1.00 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 8.00 | 0.00 | 1.32 | 8.01 | 1.00 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 10.00 | 0.00 | 1.54 | 7.65 | 1.00 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 12.00 | 0.00 | 1.84 | 7.44 | 1.00 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 14.00 | 0.00 | 2.19 | 7.46 | 1.00 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 16.00 | 0.00 | 2.60 | 7.64 | 1.35 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 18.00 | 0.00 | 3.06 | 8.05 | 1.59 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 20.00 | 0.00 | 3.62 | 8.52 | 1.82 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 22.00 | 0.00 | 4.03 | 8.99 | 1.82 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| 1.3 | ETM | 4.00 | 0.00 | 1.10 | 8.52 | 1.00 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 6.00 | 0.00 | 1.18 | 8.31 | 1.00 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 8.00 | 0.00 | 1.32 | 8.01 | 1.00 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 10.00 | 0.00 | 1.54 | 7.65 | 1.00 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 12.00 | 0.00 | 1.84 | 7.44 | 1.00 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 14.00 | 0.00 | 2.19 | 7.46 | 1.00 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 16.00 | 0.00 | 2.60 | 7.64 | 1.35 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 18.00 | 0.00 | 3.06 | 8.05 | 1.59 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 20.00 | 0.00 | 3.62 | 8.52 | 1.82 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 22.00 | 0.00 | 4.03 | 8.99 | 1.82 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| 1.4 | ECD+/-R-2.0 | 8.00 | 0.00 | 1.32 | 8.01 | 1.00 | 0.00 | +/- Dir. Change | 1 | 2 |
| | ECD+/-R | 10.00 | 0.00 | 1.54 | 7.65 | 1.00 | 0.00 | +/- Dir. Change | 1 | 2 |
| | ECD+/-R+2.0 | 12.00 | 0.00 | 1.84 | 7.44 | 1.00 | 0.00 | +/- Dir. Change | 1 | 2 |
| 1.6 | NTM | 4.00 | 0.00 | 6.30 | 11.50 | 2.75 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 6.00 | 0.00 | 8.00 | 12.70 | 2.75 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 8.00 | 0.00 | 8.00 | 12.70 | 2.75 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 10.00 | 0.00 | 8.10 | 12.80 | 2.75 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 12.00 | 0.00 | 8.50 | 13.10 | 2.75 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 14.00 | 0.00 | 8.50 | 13.10 | 2.75 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 16.00 | 0.00 | 9.80 | 14.10 | 2.75 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 18.00 | 0.00 | 9.80 | 14.10 | 2.75 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 20.00 | 0.00 | 9.80 | 14.10 | 2.75 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| | | 22.00 | 0.00 | 9.80 | 14.10 | 2.75 | 0.00 | - | 6 | 6 |
| 24.00 | 0.00 | 9.80 | 14.10 | 2.75 | 0.00 | - | 6 | 6 | | |
| 6.1 | EWM 50 yr | 47.50 | 0.00 | 10.70 | 14.20 | 2.75 | 0.00 | Yaw +/- 8° | 6 | 12 |
| 6.3 | EWM 1 yr | 38.00 | 0.00 | 6.98 | 11.70 | 2.75 | 0.00 | Yaw +/- 20° | 6 | 12 |

NTM normal turbulence model
 ETM extreme turbulence model
 ECD extreme coherent gust with direction change
 EWM extreme wind speed model

Anhang E Parameterberechnung Auslegung FOWT

| Säule 1 | | Säule 2 | | Säule 3 | | Säule 4 | |
|---------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|
| COGx | 0,0 m | COGx | 0,0 m | COGx | -97,0 m | COGx | 0,0 m |
| COGy | 38,5 m | COGy | -38,5 m | COGy | 0,0 m | COGy | 0,0 m |
| COGz | -14,0 m | COGz | -14,0 m | COGz | -15,9 m | COGz | -5,0 m |
| Masse | 2262,6 t | Masse | 2262,6 t | Masse | 3386,5 t | Masse | 395,8 t |
| Fläche | 132,7 m ² | Fläche | 132,7 m ² | Fläche | 132,7 m ² | Fläche | 28,3 m ² |
| V _{metall} | 105,4 m ³ | V _{metall} | 105,4 m ³ | V _{metall} | 105,4 m ³ | V _{metall} | 46,4 m ³ |
| V _{wasser} | 1329,0 m ³ | V _{wasser} | 1329,0 m ³ | V _{wasser} | 2426,7 m ³ | V _{wasser} | 0,0 m ³ |
| V _{luft} | 3874,9 m ³ | V _{luft} | 3874,9 m ³ | V _{luft} | 2777,2 m ³ | V _{luft} | 1084,6 m ³ |

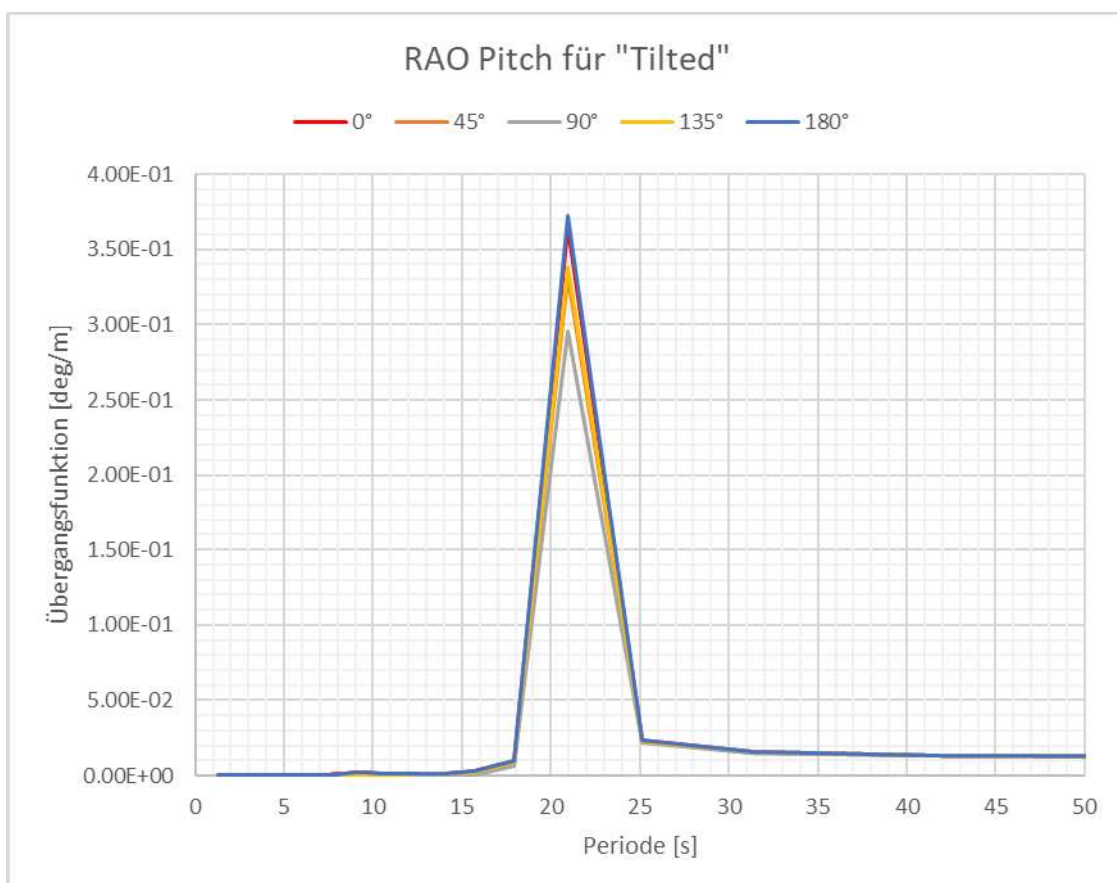
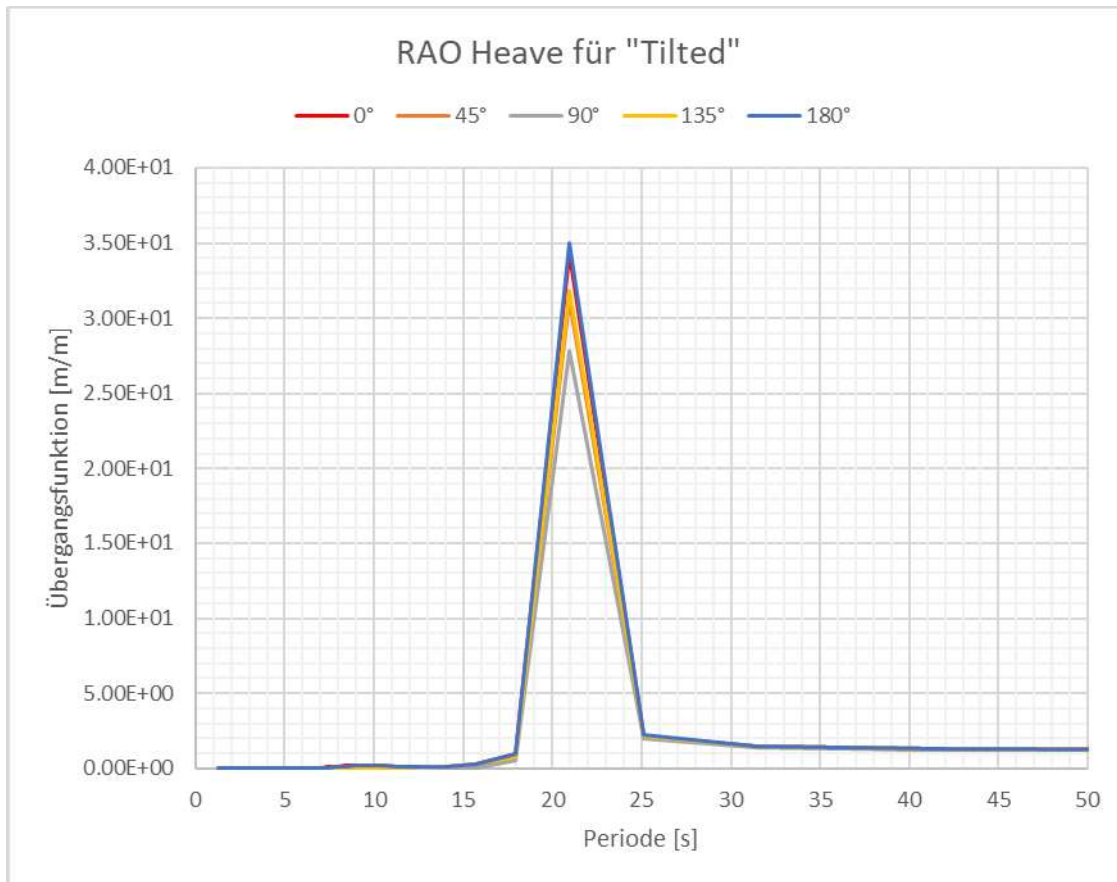
| Schwerpunkt (aktuell) | |
|-----------------------|-----------|
| COGx | -30,2 m |
| COGy | 0,0 m |
| Masse ges. | 10920,6 t |

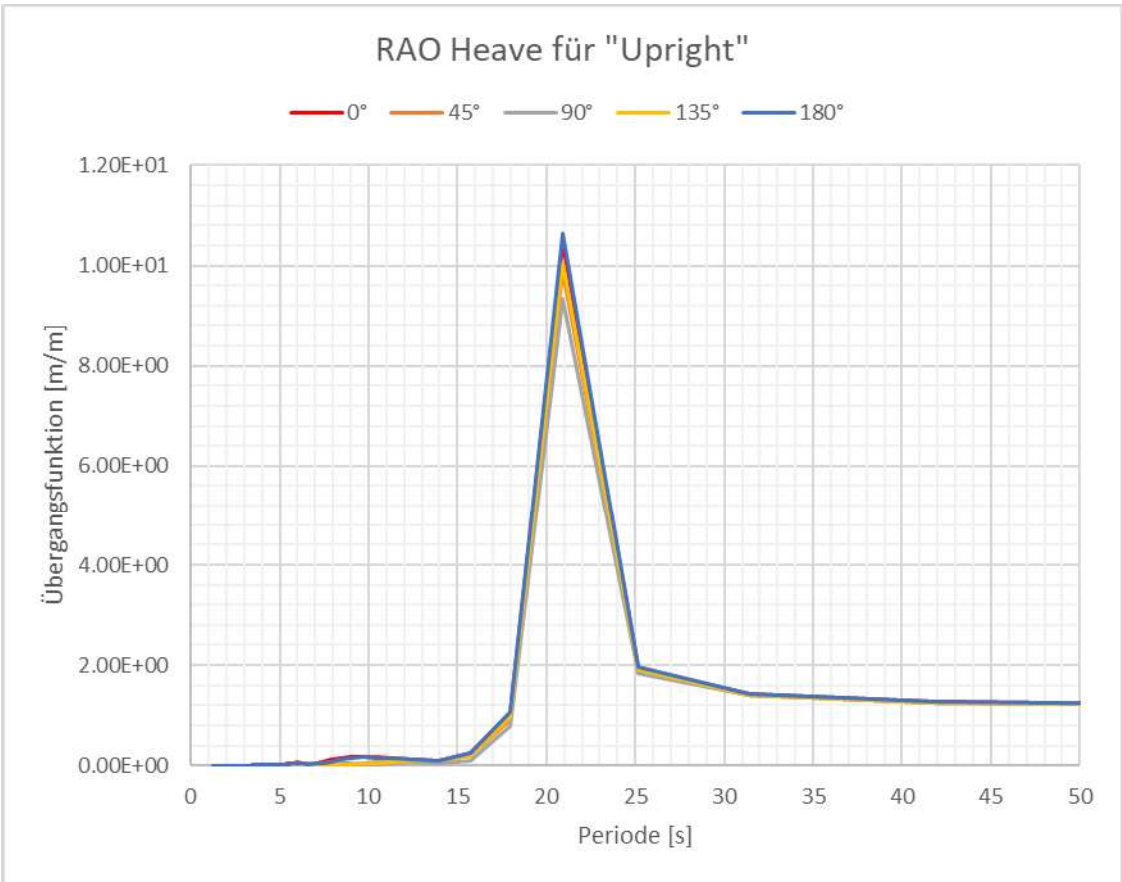
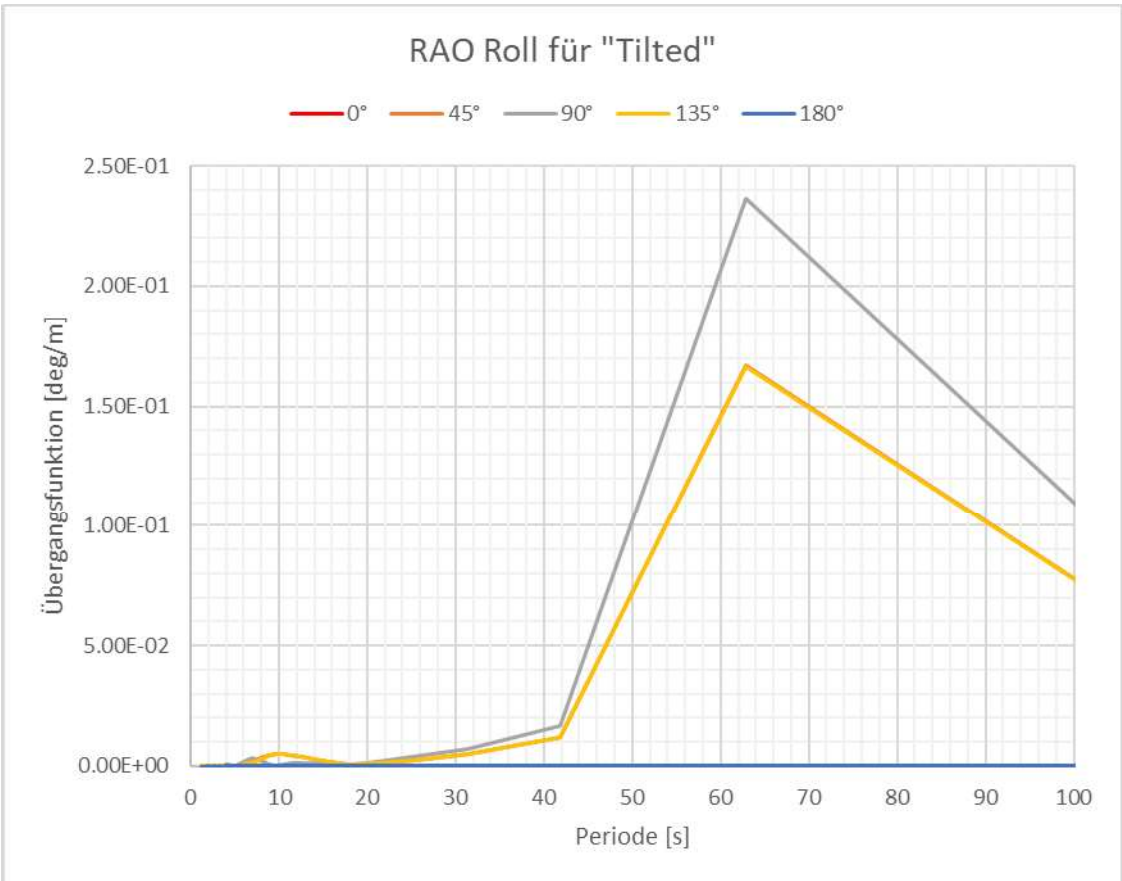
| | Auftrieb | | | | | Summe |
|-------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|--------------|---------|
| | Säule 1 | Säule 2 | Säule 3 | Säule 4 | MRNA | |
| Gesamtvolumen | 5309,3 m ³ | 5309,3 m ³ | 5309,3 m ³ | 1131,0 m ³ | | |
| Eintauchvolumen | 3316,0 m ³ | 3316,0 m ³ | 3316,0 m ³ | 706,4 m ³ | | |
| Metallvolumen | 105,4 m ³ | 105,4 m ³ | 105,4 m ³ | 46,4 m ³ | | |
| Wasservolumen | 1329,0 m ³ | 1329,0 m ³ | 2426,7 m ³ | 0,0 m ³ | | |
| Luftvolumen | 3874,9 m ³ | 3874,9 m ³ | 2777,2 m ³ | 1084,6 m ³ | | |
| Check | 0,0 m ³ | 0,0 m ³ | 0,0 m ³ | 0,0 m ³ | | |
| Auftriebskraft | 33342,8 kN | 33342,8 kN | 33342,8 kN | 7102,6 kN | 0,0 kN | |
| Gewichtskraft | 22196,4 kN | 22196,4 kN | 33221,2 kN | 3883,2 kN | 25633,7 kN | |
| Differenz | 11146,3 kN | 11146,3 kN | 121,6 kN | 3219,4 kN | -25633,7 kN | 0,0 kN |
| Momentenausgleich | | | | | | |
| Hebel | 0,0 m | 0,0 m | 97,0 m | 0,0 m | | Summe |
| Moment | 0,0 kNm | 0,0 kNm | 11797,8 kNm | 0,0 kNm | -11797,8 kNm | 0,0 kNm |

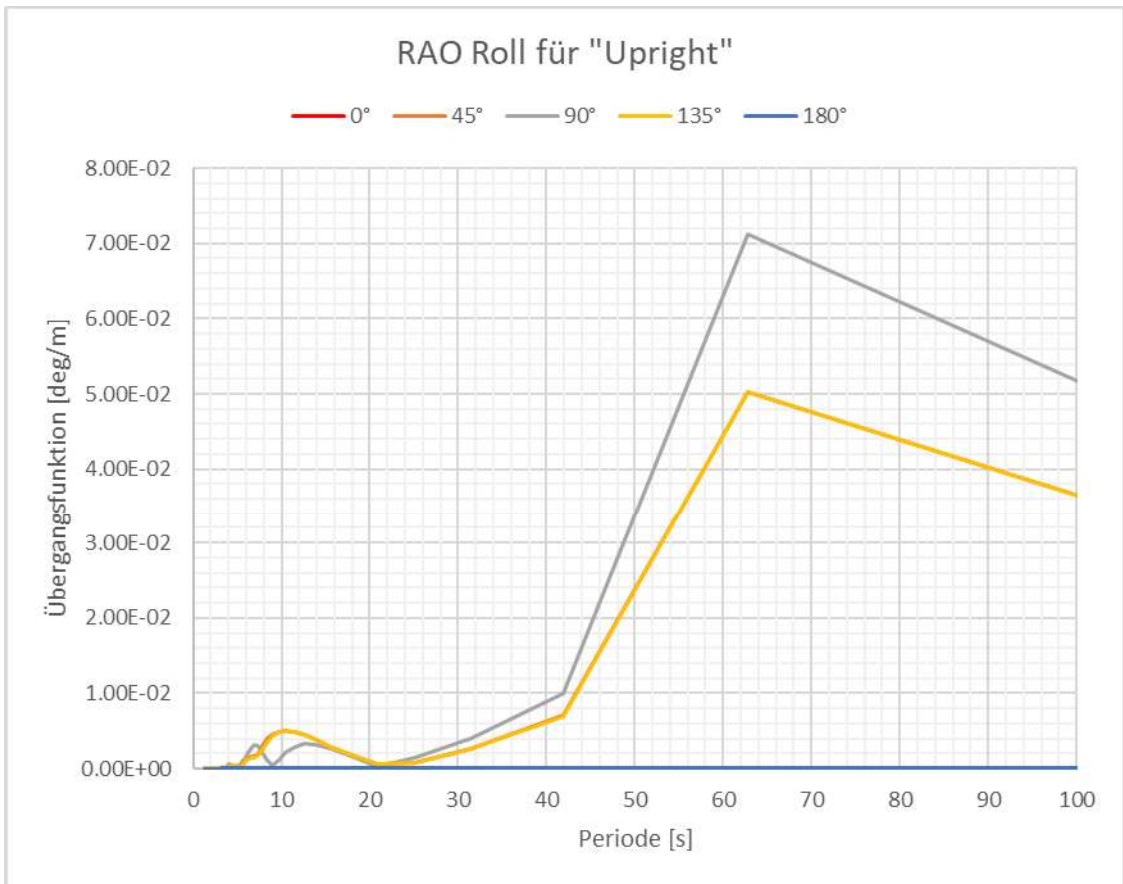
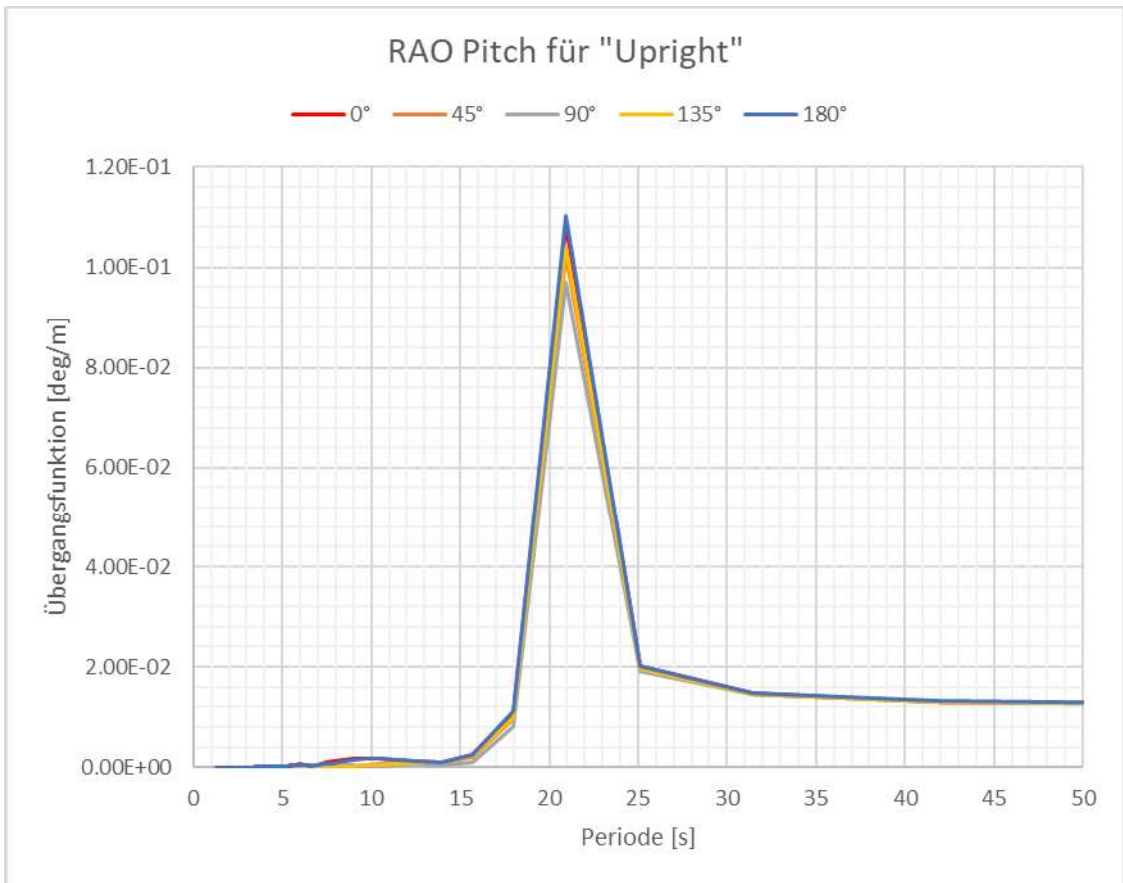
| | Gesamt | | | | |
|-------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|
| | Säule 1 | Säule 2 | Säule 3 | Säule 4 | Gesamt |
| C44 | 1402 m ⁴ | 1402 m ⁴ | 1402 m ⁴ | 64 m ⁴ | |
| C44 Steiner | 196742 m ⁴ | 196742 m ⁴ | 0 m ⁴ | 0 m ⁴ | |
| C44 ges. | 198144 m ⁴ | 198144 m ⁴ | 1402 m ⁴ | 64 m ⁴ | 397754 m ⁴ |
| C55 | 1402 m ⁴ | 1402 m ⁴ | 1402 m ⁴ | 64 m ⁴ | |
| C55 Steiner | 120690 m ⁴ | 120690 m ⁴ | 593096 m ⁴ | 25709 m ⁴ | |
| C55 ges. | 122092 m ⁴ | 122092 m ⁴ | 594498 m ⁴ | 25773 m ⁴ | 864455 m ⁴ |

Anhang F Simulationsergebnisse

RAO für unterschiedliche Freiheitsgrade und Wellenrichtungen









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 selbständig 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: Schlenhardt

Vorname: Philipp

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

Hydromechanische Auslegung, Modellierung und Simulation einer selbstausrichtenden schwimmenden 20 MW Windenergieanlage

ohne fremde Hilfe selbständig 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

26.01.2023

Datum

Unterschrift im Original

