

 EDUCACIÓN SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA	SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO	
	INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BOCA DEL RÍO	
	Portada del Proyecto de Residencias Profesionales	

Nombre del Proyecto:

Sistema flotante de concreto tipo spar para una turbina eólica marina de 5 MW

Nombre del Alumno:

Hillari Sahori Avendaño Vivanco

Número de Control:

15990070



Mtra. Aguiyar Olidel A. Vite Flores
Trabajo revisado y aprobado
Diciembre 2021

Nombre de la Carrera:

Ingeniería Naval



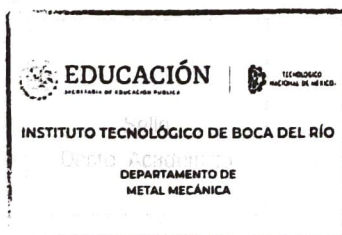
Mtra. Esperanza Salazar Martínez
Revisado y aprobado
Diciembre 2021

Especialidad:

Ingeniería Offshore



Ing. Antonio Rubén Benítez Gasca




Mtra. Aguiyar Olidel A. Vite Flores



Universidad Veracruzana
Facultad de Ingeniería
Mecánica y
Ciencias Navales

Boca del Río, Veracruz a 09 de julio del 2021

Agradecimientos

Quiero agradecer a mis papás, Alfredo Celestino Avendaño Muñiz y Rosalina Vivanco Salas, por siempre creer en mí, apoyarme y motivarme a seguir mis sueños. También por educarme con el ejemplo y siempre tener una familia amorosa con la cual contar. Hago una mención especial a mi papá, por siempre pagar mis cursos de idiomas cada vez que quiero recordar lo que ya se me olvidó.

Al Dr. Aldo Roberto Cruces Girón, por ofrecerse a contribuir en este proyecto, por su energía entusiasta que contagia, por responder mis dudas a cualquier hora, así como por brindarme su amistad en todo este proceso.

A las maestras Aguivar Olidel Vite Flores y Esperanza Martínez Salazar por darme su apoyo, organizar eventos, ser excelentes maestras y un ejemplo a seguir para las mujeres ingenieras en el tecnológico.

Al Ing. Antonio Rubén Benítez Gasca y los demás maestros de la carrera, por siempre responder mis dudas, enseñarme a ser autodidacta e impulsar a cada uno de sus alumnos a ser mejores estudiantes.

Y a todas esas personas que han estado y están en mi vida, porque me han contribuido a ser la persona que soy hoy en día.

Resumen

En el presente trabajo de investigación se desarrolla una propuesta de un diseño de una plataforma tipo spar de concreto para una turbina eólica marina de 5 MW, con una ubicación en el Golfo de Tehuantepec, Oaxaca.

Se analizaron tres diferentes diámetros: 11 m, 12 m y 13 m, todos con el mismo calado de 80 m, con una turbina de 5 MW, la cual es la turbina de referencia del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL por sus siglas en inglés), y cada uno con tres diferentes espesores: 35 cm, 40 cm y 45 cm.

Se realizaron análisis de estabilidad para comprobar la flotabilidad y el cumplimiento de la normativa, así como análisis hidrodinámicos de las nueve configuraciones de spar. Con los operadores de amplitud de respuesta (RAO por sus siglas en inglés), se mostró la influencia del diámetro y el espesor en su comportamiento hidrodinámico.

Por último, se realizó el diseño preliminar de tres configuraciones del sistema de amarre: cadena en catenaria, cadena-cable de acero-cadena en catenaria y cadena-poliéster-cadena con líneas tensionadas del spar que presentó el mejor desempeño hidrodinámico, y se realizaron los análisis acoplados con oleaje regular para una variedad de periodos, sin cargas de viento ni corriente.

Tabla de contenido

1	Introducción.....	1
1.1	Tipos de estructuras de soporte para turbinas eólicas marinas	1
1.2	Energía eólica en México	4
2	Planteamiento del problema	5
3	Objetivo	6
3.1	Alcances	6
4	Justificación	7
5	Empresa	8
5.1	Universidad Veracruzana.....	8
5.1.1	Misión.....	9
5.1.2	Visión al 2030.....	10
5.2	Facultad de Ingeniería Mecánica y Ciencias Navales.....	10
5.2.1	Misión.....	10
5.2.2	Visión	10
6	Marco Teórico	11
6.1	Turbinas eólicas	11
6.1.1	Componentes	11
6.1.2	Captura/Extracción de la energía eólica	13
6.1.3	Curva de potencia	14
6.1.4	Estado del arte de las turbinas eólicas marinas.....	15
6.2	Spars.....	16
6.2.1	Estabilidad	17
6.2.2	Estado del arte	19
6.3	Condiciones meteorológicas y oceanográficas	20
6.4	Hidrodinámica lineal en el dominio de la frecuencia	21
6.4.1	Grados de libertad de un sistema flotante.....	22
6.4.2	Periodos naturales.....	23
6.4.3	Fuerza de arrastre y amortiguamiento viscoso	24
6.4.4	Espectro de ola.....	25
6.4.5	Respuesta de movimiento	26
6.5	Sistemas de amarre	26
7	Desarrollo del proyecto	28

7.1	Diseño del flotante tipo spar	28
7.1.1	Material de construcción	29
7.1.2	Dimensionamiento.....	30
7.2	Turbina eólica marina	31
7.3	Modelado del spar, torre y turbina	33
7.4	Análisis hidrodinámicos	36
7.5	Análisis acoplados	37
7.5.1	Sistema de amarre 1 – Cadena.....	38
7.5.2	Sistema de amarre 2 – Cadena-cable de acero-cadena	39
7.5.3	Sistema de amarre 3 – Cadena-cable de poliéster-cadena.....	40
7.5.4	Oleaje.....	41
8	Resultados.....	42
8.1	Análisis hidrodinámicos	42
8.1.1	RAO Arfada.....	42
8.1.2	RAO Balanceo.....	44
8.1.3	RAO Cabeceo	46
8.2	Flotante seccionado.....	48
8.3	Análisis acoplados	48
8.3.1	Operadores de amplitud de respuesta: Hidrodinámicos vs Acoplados	49
8.3.2	Pre-tensión de las líneas de amarre.....	51
8.3.3	Tensión de las líneas de amarre.....	51
8.3.4	Series en el tiempo.....	55
9	Competencias aplicadas.....	60
10	Conclusión.....	61
10.1	Trabajos futuros.....	62
11	Glosario	63
12	Referencias	65
12.1	Programas utilizados	68

Índice de figuras

Figura 1-1. Tipos de estructuras de soporte para turbinas eólicas marinas. (De [2], fuente: Principle Power).	2
Figura 5-1. Logo de la Universidad Veracruzana. (De [8]).	9
Figura 6-1. Componentes de una turbina eólica. (Traducido de [9]).	12
Figura 6-2. Clasificación de la potencia del viento. (De [5]).	13
Figura 6-3. Curva de potencia típica de una turbina eólica. (Traducido de [15]).	14
Figura 6-4. Evolución de turbinas eólicas marinas y tamaño del proyecto. (De [1], fuente: GWEC Market Intelligence) *Promedio esperado de turbinas en mercados fuera de China donde es probable que el tamaño promedio sea de 7-8 MW	16
Figura 6-5. Generaciones de plataformas spars. (De [17]).	16
Figura 6-6. Estabilidad de una plataforma spar. (Editado de [18]).	18
Figura 6-7. Diagrama esquemático y mapa de Hywind Scotland (De [20]).	19
Figura 6-8. Windcrte (De [22]).	20
Figura 6-9. Registro de una ola típico en un punto fijo, con definiciones de términos. (Traducido de [23]).	21
Figura 6-10. Grados de libertad de un sistema flotante costa afuera para una turbina eólica. (Traducido de [18]).	23
Figura 6-11. Comparación del espectro JONSWAP contra Pierson-Moskowitz. (Traducido de [27]).	25
Figura 6-12. Sistema de amarre del parque Hywind Scotland. (De [20]).	26
Figura 6-13. Plataforma tipo spar con sistema de amarre en catenaria, amarre delta y contrapesos. (De [34]).	27
Figura 7-1. OC3-Hywind Spar. (De [30]).	29
Figura 7-2. Comportamiento del aerogenerador NREL 5 MW. (De [6]).	32
Figura 7-3. Plataformas tipo spars modeladas en GeniE.	33
Figura 7-4. Vista aumentada de los tanques de la plataforma tipo spar.	34
Figura 7-5. Compartimentación de la plataforma tipo spar con un diámetro de 12 m.	34
Figura 7-6. Masa del rotor y góndola modelada como una carga puntual, ubicada en una intersección de vigas.	35

Figura 7-7. Plataforma tipo spar con diámetro de 13 m con 45 cm de espesor en HydroD.	36
Figura 7-8. Spar con sistema de amarre 1.	38
Figura 7-9. Vista de perfil de la spar con sistema de amarre 1.....	38
Figura 7-10. Spar con sistema de amarre 2.	39
Figura 7-11. Vista de perfil de la spar con sistema de amarre 2.....	39
Figura 7-12. Spar con sistema de amarre 3.	40
Figura 7-13. Vista de perfil de la spar con sistema de amarre 3.....	40
Figura 8-1. Comparación de respuestas en arfada de las spar de 11 m para 0°.....	42
Figura 8-2. Comparación de respuestas en arfada de las spar de 12 m para 0°.....	43
Figura 8-3. Comparación de respuestas en arfada de las spar de 13 m para 0°.....	43
Figura 8-4. Comparación de respuestas en arfada de los diferentes diámetros para 0°.	44
Figura 8-5. Comparación de respuestas en balanceo de las spar de 11 m para 0°.	44
Figura 8-6. Comparación de respuestas en balanceo de las spar de 12 m para 0°.	45
Figura 8-7. Comparación de respuestas en balanceo de las spar de 13 m para 0°.	45
Figura 8-8. Comparación de respuestas en balanceo de los diferentes diámetros con 45 cm de espesor para 90°.....	46
Figura 8-9. Comparación de respuestas en cabeceo de las spar de 11 m para 0°.....	46
Figura 8-10. Comparación de respuestas en cabeceo de las spar de 12 m para 0°.....	47
Figura 8-11. Comparación de respuestas en cabeceo de las spar de 13 m para 0°.....	47
Figura 8-12. Comparación de respuestas en cabeceo de los diferentes diámetros con 45 cm de espesor para 0°.....	48
Figura 8-13. Comparación de respuestas en arfada para los diferentes sistemas de amarre.	49
Figura 8-14. Comparación de respuestas en cabeceo para los diferentes sistemas de amarre.	50
Figura 8-15. Comparación de respuestas en avance para los diferentes sistemas de amarre.	50
Figura 8-16. Configuración de las líneas de los tres sistemas de amarre.	51
Figura 8-17. Tensiones máximas en la conexión superior del sistema de amarre 1.....	52
Figura 8-18. Tensiones máximas en la conexión superior del sistema de amarre 2.....	52
Figura 8-19. Tensiones máximas en la conexión superior del sistema de amarre 3.....	53
Figura 8-20. Tensiones máximas en las anclas del sistema de amarre 3.....	53

Figura 8-21. Comparación de tensiones máximas en la conexión superior de los tres sistemas de amarre.	54
Figura 8-22. Comparación de la serie en el tiempo de arfada con un periodo de 8 segundos.	55
Figura 8-23. Comparación de la serie en el tiempo de arfada con un periodo de 28 segundos.	56
Figura 8-24. Comparación de la serie en el tiempo de cabeceo con un periodo de 8 segundos.	56
Figura 8-25. Comparación de la serie en el tiempo de cabeceo con un periodo de 28 segundos.	57
Figura 8-26. Comparación de la serie en el tiempo de avance con un periodo de 8 segundos.	57
Figura 8-27. Comparación de la serie en el tiempo de avance con un periodo de 28 segundos.	58
Figura 8-28. Comparación de las series en el tiempo de la fuerza del SA 1 con un periodo de 8 segundos.	58
Figura 8-29. Comparación de las series en el tiempo de la fuerza del SA 2 con un periodo de 8 segundos.	59
Figura 8-30. Comparación de las series en el tiempo de la fuerza del SA 3 con un periodo de 8 segundos.	59

Índice de tablas

Tabla 1-1. Beneficios y desafíos asociados con los tres conceptos básicos de flotantes. (De [1], fuente: Stiesdal A/S, NREL, DNV.GL, Carbon Trust, IRENA).	3
Tabla 6-1. Periodos naturales típicos (s) de una spar en aguas profundas. (De [24]).	24
Tabla 7-1. Dimensiones de plataformas tipo spar para turbinas eólicas marinas.	28
Tabla 7-2. Propiedades del concreto pretensado a utilizar para la construcción de la spar. (De [31]).	30
Tabla 7-3. Diámetros resultantes de la relación $C / \emptyset$	30
Tabla 7-4. Dimensiones finales de la plataforma tipo spar.	31
Tabla 7-5. Propiedades de la turbina NREL 5 MW. (De [6])	32
Tabla 7-6. Características de las diferentes plataformas tipo spar.	35
Tabla 7-7. Longitud de segmentos de líneas.	37
Tabla 7-8. Características de las líneas del sistema de amarre 1.	38
Tabla 7-9. Características de las líneas del sistema de amarre 2.	39
Tabla 7-10. Características de las líneas del sistema de amarre 3.	40
Tabla 8-1. Características del flotante seleccionado.	48
Tabla 8-2. Pre-tensiones de los tres sistemas de amarre.	51
Tabla 8-3. Porcentaje de MBL que alcanzan los tres sistemas de amarre.	54

1 Introducción

La energía eléctrica es una necesidad para todos los seres humanos. Su producción proviene principalmente de las centrales termoeléctricas las cuales utilizan la quema de combustibles fósiles, carbón o gas para accionar una turbina y generar electricidad. Debido a la gran contaminación que se desarrolla con la extracción y producción de crudo y gas (combustibles fósiles) y con la quema de estos y del carbón, en los últimos años se ha optado por el uso de la energía renovable, es decir, energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables.

La energía eólica ha sido la más explotada hasta el momento, iniciando primero con parques eólicos en tierra y migrando hacia parques costa afuera, esto debido a la gran superficie que tiene el océano y a los vientos más fuertes y constantes que se producen en altamar. Las turbinas eólicas marinas son instaladas sobre el mar en grandes estructuras, las cuales están expuestas a las condiciones que se presentan: sal en el aire y en el agua, rayos ultravioletas y sobre todo a las inmensas cargas del viento, de la corriente y de las olas que impactan sobre ellas. Por ello, es necesario tener en cuenta estas condiciones en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las turbinas y sus soportes.

En el 2009, las instalaciones de parques eólicos costa afuera sólo representaban el 1% de la capacidad eólica global. Diez años más tarde, este ha crecido hasta alcanzar un 10%. En el 2019 fueron agregados 6.1 GW de capacidad a la industria global de energía eólica costa afuera, siendo ese año el mejor en la historia para este sector. El Reporte Anual de Energía Eólica Costa Afuera 2020 (Global Offshore Wind Report) [1], estima que para el 2025 se estarán agregando 20 GW de capacidad anualmente a este sector, creciendo hasta 30 GW en 2030.

1.1 Tipos de estructuras de soporte para turbinas eólicas marinas

Las estructuras usadas en la industria petrolera, han jugado un papel muy importante en el desarrollo de los soportes para las turbinas eólicas marinas, ya que se han utilizado los mismos conceptos, pero a una escala menor. Estas estructuras pueden clasificarse de una

manera general como fijas o flotantes, dependiendo de la profundidad a la que serán instaladas.

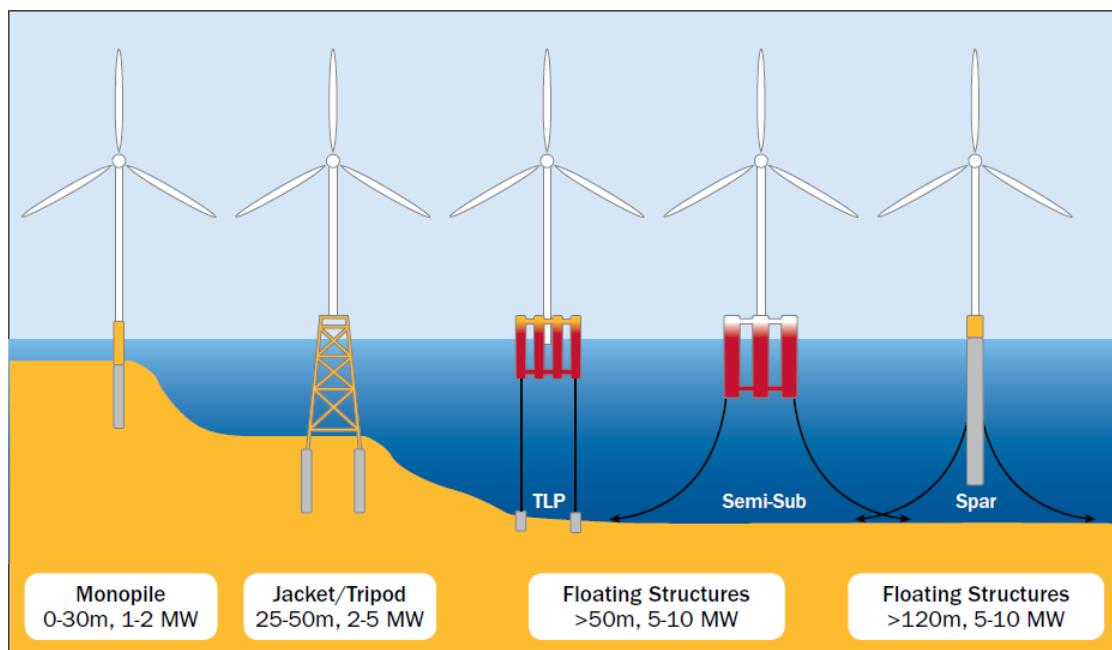


Figura 1-1. Tipos de estructuras de soporte para turbinas eólicas marinas. (De [2], fuente: Principle Power).

En la Figura 1-1, se muestran los tipos de estructuras de soporte para las turbinas eólicas marinas. Actualmente, las estructuras más utilizadas han sido las fijas instaladas en aguas someras. Sin embargo, debido al gran potencial eólico que se tiene en aguas con profundidades mayores a 50 m, en los últimos años se han estado desarrollando diversos proyectos de los sistemas flotantes. En la Tabla 1-1 se muestran los beneficios y desafíos de estos tipos de flotantes.

Los sistemas flotantes han sido construidos principalmente de acero, no obstante, está iniciando una nueva tendencia de plataformas de concreto, puesto que es un material más económico, más resistente a la corrosión y que incluso tiene una vida útil mucho mayor a la del acero. Se han realizado diversos estudios de los diferentes prototipos de semi sumergibles que existen en el mercado ahora construidos de concreto. De igual manera, se han estudiado a las plataformas de piernas tensionadas (TLP) y a las spars.

Tabla 1-1. Beneficios y desafíos asociados con los tres conceptos básicos de flotantes. (De [1], fuente: Stiesdal A/S, NREL, DNV.GL, Carbon Trust, IRENA).

	Spar	Semi sumergible	TLP
Visión General	• Concepto más simple y dinámica atractiva • Profundidad mínima de 80 m durante el proceso de instalación • Alcanza la estabilidad a través del lastre instalado debajo de su tanque principal de flotabilidad • Fabricación compleja. Peso para 6 MW: ~3500 tons	• Concepto más popular y dinámica menos atractiva • Normalmente requiere de agua de lastre móvil para limitar la inclinación • Requiere de un dique seco para su fabricación • Alcanza la estabilidad estática distribuyendo la flotabilidad ampliamente en el plano de agua • Peso para 6 MW: ~3000 tons	• Dinámica atractiva pero no implementada ampliamente • Alcanza la estabilidad estática a través de la tensión de la línea de amarre con un tanque de flotabilidad sumergido • Normalmente requiere de un buque de instalación especialmente diseñado. • Peso para 6 MW: ~2000 tons
Beneficios	• Estabilidad inherente • Adecuado para cualquier estado de mar • Insensibilidad a la condición del suelo • Sistema de amarre y anclaje económico y sencillo • Proceso de fabricación simple • Bajo riesgo operacional	• Placas de arfada (heave plates) para reducir la respuesta a arfada • Amplia ventana climática para la instalación • Independencia de profundidad • Insensibilidad a la condición del suelo • Sistema de amarre y anclaje económico y sencillo: Riesgo más bajo • Instalación y desmantelamiento simple según se requiera un buque especializado	• Alta estabilidad, movimientos bajos • Tiene una buena flexibilidad en la profundidad del agua • Pequeña huella en el lecho marino y líneas de amarre cortas • Menores costos de material debido al peso estructural de la estructura • Posibilidad de montaje en tierra o dique seco
Desafíos	• Alto costo • Peso alto, con líneas de amarre largas • Gran huella en el lecho marino • Movimientos relativamente grandes • Altas cargas de fatiga en la base de la torre • Se necesitan buques de instalación especializados	• Fabricación no industrializada • Trabajo intensivo y largo plazo de entrega • Una mayor exposición a las olas conduce a una menor estabilidad e impactos en la turbina • Estructura grande y de fabricación compleja • Los cimientos siempre se construyen en una sola pieza, lo que requiere un dique seco o un patio de fabricación especial.	• Inestable durante el montaje, requiriendo el uso de un buque especial • Amarres de alta carga vertical • Sistema de amarre y anclaje complejo y costoso, lo cual lo convierte en el tipo de diseño de flotador más caro • Los tendones de amarre presentan un mayor riesgo operativo en caso de falla de amarre.

1.2 Energía eólica en México

En México se han destacado varias zonas que cuentan con potencial eólico, entre ellas están la zona del Istmo de Tehuantepec en Oaxaca y La Rumorosa en Baja California, así como en los estados de Tamaulipas y la Península de Yucatán [3]. Entre 2018 y 2032, se estima que se agregarán 37 GW de tecnologías limpias; en las que la energía eólica y solar representan un 70% del total de adiciones limpias [4].

De 1988 a 2002, se llevó a cabo un estudio el cual midió la velocidad del viento en un área costa afuera ubicada a 50 km al sur de Santa María del Mar. Los meses de octubre a marzo cuentan con el promedio más alto de potencia del viento, con valores mayores a 600 W/m^2 a una altura de 10 metros. Los meses de potencia pico del viento son diciembre, enero y febrero, cuando los valores exceden 1200 W/m^2 . La temporada baja de potencia del viento es de abril a septiembre, ocurriendo los valores más bajos en mayo y junio. Sin embargo, incluso durante los meses de bajos vientos, el recurso es razonablemente bueno [5].

México, actualmente no cuenta con ningún parque eólico costa afuera. Ahora bien, por lo mencionado anteriormente, se decidió desarrollar una propuesta de una plataforma flotante tipo spar de concreto con una turbina de 5 MW. La turbina a utilizar es la turbina de referencia para desarrollo de sistemas costa afuera del NREL [6]. El sistema estaría ubicado específicamente en el golfo de Tehuantepec, Oaxaca.

2 Planteamiento del problema

La contaminación producida por la quema de combustibles fósiles para la creación de energía eléctrica, además del uso de recursos no renovables, ha creado una nueva necesidad de desarrollar energías limpias a partir de los recursos renovables. Estas energías limpias, consideradas como fuentes de energía inagotables, no generan gases de efecto invernadero ni emisiones contaminantes, asimismo permiten ahorrar recursos naturales.

Hasta el día de hoy, la energía eólica ha sido la más desarrollada, aumentando cada vez más la instalación de parques eólicos costa afuera. Estos han demostrado tener varias ventajas sobre los instalados en tierra, como vientos más fuertes y constantes, el uso de turbinas de mayores dimensiones, la reducción de contaminación visual, entre otros.

Los parques eólicos costa afuera son limitados por la profundidad a la que son instalados, actualmente la mayoría se encuentran en aguas someras, utilizando sólo soportes para turbinas fijos. No obstante, hay mucho potencial eólico en zonas marinas con profundidades mayores a 50 m, por lo que el desarrollo de sistemas flotantes es de gran importancia.

El presente trabajo intenta contribuir en el crecimiento de energías limpias y parques eólicos costa afuera, diseñando una alternativa viable de un sistema flotante de concreto tipo spar ubicado a una profundidad de 200 m en las costas de Oaxaca, México, el cual soportará a una turbina eólica marina de 5 MW.

3 Objetivo

El objetivo de este trabajo es desarrollar una propuesta de un sistema flotante de concreto tipo spar y su sistema de amarre para una turbina eólica marina de 5 MW, que estaría ubicada en el Golfo de Tehuantepec, Oaxaca. El dimensionamiento del spar de concreto se enfoca en cumplir con los criterios de estabilidad y presentar un desempeño hidrodinámico adecuado.

3.1 Alcances

- Recopilar información referencial de modelos existentes de plataformas tipo spar para turbinas eólicas marinas para la definición de parámetros de diseño.
- Proponer las dimensiones y compartimentación de un sistema de concreto tipo spar para una turbina eólica marina de 5 MW. Se analizarán tres diferentes diámetros.
- Proponer los diámetros y el espesor de concreto a utilizar tomando en cuenta la información que hay en la literatura. No se realizará el diseño del concreto armado.
- Verificar que los diferentes diámetros de la spar cumplan con la normativa de estabilidad intacta en el wizard Stability de Hydro D.
- Realizar análisis hidrodinámicos de las tres plataformas en el wizard Wadam de HydroD y seleccionar a la que cuente con mejor comportamiento.
- Realizar la propuesta de tres configuraciones de sistema de amarre utilizando análisis acoplados para verificar el comportamiento global del sistema ante oleaje regular sin cargas de viento ni corriente.

4 Justificación

El gran potencial eólico que ha demostrado tener el estado de Oaxaca da hincapié al desarrollo y uso de parques eólicos no sólo en tierra, sino también costa afuera.

La mayoría de sistemas flotantes hasta el momento se han diseñado para ser contruidos de acero, un material cuyo precio ha demostrado ser muy volátil. Por otra parte, está surgiendo una tendencia de sistemas flotantes de concreto, los cuales han demostrado tener varias ventajas sobre el acero: el precio es estable y más económico, tiene una mayor resistencia a la corrosión y una mayor vida de servicio.

La propuesta generada contará con un comportamiento hidrodinámico similar al de una plataforma tipo spar de acero y presentará una ventaja muy competitiva; menor costo de construcción y mantenimiento. De acuerdo a Choisnet et. al [7], para cascos contruidos en Europa, el precio de construcción de un casco de concreto puede ser la mitad del precio que uno de acero. Adicionalmente, el contenido emisiones de CO₂ es casi dos veces más grande para un casco de acero que de concreto.

Esta investigación se justifica en la falta de proyectos de sistemas flotantes para turbinas eólicas marinas en nuestro país y en las ventajas que presenta el uso de un casco de concreto en vez de acero.

5 Empresa

5.1 Universidad Veracruzana

La Universidad Veracruzana (UV) fue fundada en 1944 y adquiere su autonomía en 1996. Se ubica en el estado de Veracruz situado en el Golfo de México. Cuenta con cinco sedes regionales: Xalapa, Veracruz, Orizaba-Córdoba, Poza Rica-Tuxpan y Coatzacoalcos-Minatitlán, con presencia en 27 municipios. Por su matrícula se ubica entre las cinco universidades públicas estatales de educación superior más grandes de México.

En los últimos años, su cobertura ha sido superior a los 80 mil estudiantes. En educación formal oferta más de 300 programas educativos de nivel técnico, técnico superior universitario, licenciatura y posgrado; y en educación no formal cuenta con una extensa gama de cursos para el aprendizaje de diferentes idiomas, talleres de arte, de música y los dirigidos a estudiantes extranjeros. Su oferta educativa cubre todas las áreas del conocimiento, organizadas en seis áreas académicas: Artes, Ciencias Biológico-Agropecuarias, Ciencias de la Salud, Económico-Administrativa, Humanidades y Técnica.

Dentro de la Institución se encuentra inmersa la Universidad Veracruzana Intercultural (UVI), siendo la única con esta característica. Se cuenta con más del 95% de sus programas de calidad reconocida. Se distingue por su labor editorial, artística, cultural, deportiva, investigación y vinculación. En materia de internacionalización e interculturalidad, mantiene lazos de cooperación y vinculación, y promueve la colaboración interna y externa en el ámbito local, regional, nacional e internacional. Se caracteriza por su visión humanista y espíritu de justicia social.

En la UV se practican cotidianamente los valores y principios como son: dignidad, igualdad, no discriminación, responsabilidad, solidaridad, democracia, respeto, honestidad y equidad. Sus fines son los de conservar, crear y transmitir la cultura, en beneficio de la sociedad, con criterios de excelencia académica, ética y responsabilidad social, está comprometida con la transparencia y rendición de cuentas; implementa políticas de desarrollo sustentable e innovación en la perspectiva de contribuir al logro de una sociedad más productiva, justa y segura.

Su quehacer universitario se desarrolla principalmente a través de: 77 facultades, el Sistema de Enseñanza Abierta, 23 Institutos de Investigación, 19 Centros de Investigación, dos laboratorios de servicios con alta tecnología, 18 observatorios, el Hospital Veterinario para Grandes Especies, el Museo de Antropología de Xalapa, la Sala de Conciertos de la Orquesta Sinfónica de Xalapa (Tlaqná), ocho Talleres Libres de Arte, dos Centros de Iniciación Musical Infantil, la Galería de Arte, 17 Centros de Idiomas y de Autoacceso, el Departamento de Lenguas Extranjeras, la Escuela para Estudiantes Extranjeros, seis Unidades de Servicios Bibliotecarios y de Información (USBI), 48 Bibliotecas, la Biblioteca Virtual, cuatro sedes de la Universidad Veracruzana Intercultural (UVI), siete Casas de la universidad, 23 Brigadas universitarias, el Centro de Estudios en Salud, la Clínica Universitaria de Salud Reproductiva y Sexual, y el Centro de Atención para el Cáncer.

Actualmente, la Universidad es dirigida por la Dra. Sara Deifilia Ladrón de Guevara González, primera mujer que ocupa este cargo en el transcurso de más de siete décadas de creación.



Universidad Veracruzana

Figura 5-1. Logo de la Universidad Veracruzana. (De [8]).

5.1.1 Misión

La Universidad Veracruzana es una institución de educación superior, pública y autónoma, que desarrolla sus funciones de docencia, investigación, difusión y creación de la cultura y extensión de los servicios universitarios en las diversas áreas del conocimiento en la ciencia y tecnología, el humanismo, las artes y la cultura con calidad, pertinencia, equidad, ética y en vinculación permanente con los diferentes sectores sociales para incidir en el desarrollo social del estado de Veracruz. Para ello realiza sus actividades con responsabilidad social, compromiso en la transparencia y rendición de cuentas; con políticas de desarrollo sustentable que contribuyan al logro de una sociedad más productiva, justa y segura.

5.1.2 Visión al 2030

La Universidad Veracruzana es una institución líder de educación superior, con presencia regional, nacional e internacional, socialmente responsable, innovadora, intercultural e incluyente, con visión sistémica y compleja, que contribuye al desarrollo sustentable, que se distingue por sus aportes en la transferencia de la ciencia y la tecnología, el respeto y la promoción de la cultura; así como por la vinculación efectiva con los sectores social y productivo; con una gestión eficiente y eficaz al servicio de la academia, conformando una institución que promueve los comportamientos éticos, los derechos humanos, el arte y la creatividad, la salud integral, la equidad de género y el respeto a la diversidad cultural, para la formación de ciudadanos éticos y competentes en el ámbito local y global.

5.2 Facultad de Ingeniería Mecánica y Ciencias Navales

Esta facultad ofrece las carreras de Ingeniería Mecánica, Ingeniería Industrial e Ingeniería Naval. Está ubicada en Boca del Río, Veracruz.

5.2.1 Misión

La Facultad de Ingeniería Mecánica y Ciencias Navales es una entidad académica de educación superior, que tiene como misión la formación integral de profesionales de la ingeniería mecánica, naval e industrial con compromiso social, honesta, con espíritu de colaboración, ética profesional y equidad; con impacto en el ámbito nacional e internacional para la solución de problemas de los diferentes sectores de la sociedad, contribuyendo al desarrollo productivo y sustentable en el ámbito local, regional, nacional e internacional.

5.2.2 Visión

Ser una facultad reconocida por su excelencia académica en la formación de ingenieros mecánicos, navales e industriales, con proyección nacional e internacional, líder en investigación e innovación, acorde con la normativa de acreditación de consejos y autoridades de educación, vinculada con la industria y sustentada en una planta académica y administrativa sólida.

6 Marco Teórico

6.1 Turbinas eólicas

Las turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en energía mecánica a través de un rotor, propulsando así un generador que produce energía eléctrica.

6.1.1 Componentes

De acuerdo con la Oficina de Eficiencia de Energía y Energía Renovable [9], los componentes de una turbina eólica de eje horizontal (Figura 6-1) se definen de la siguiente manera:

Aspas o Palas: Estos giran cuando el viento sopla sobre ellas, lo que hace que el rotor gire. La mayoría de las turbinas tienen dos o tres aspas.

Freno: Detiene el rotor mecánica, eléctrica o hidráulicamente en caso de emergencia.

Controlador: Enciende la máquina a velocidades de viento de 3.0 a 4.0 m/s aproximadamente y la apaga a 25 m/s. Las turbinas se detienen a velocidades de viento superiores a 25 m/s debido a que pueden resultar dañadas.

Caja de cambios: Conecta el eje de baja velocidad al eje de alta velocidad y aumenta las velocidades de rotación desde 30-60 rotaciones por minuto (rpm) a alrededor de 1,000-1,800 rpm aproximadamente; la cual es la velocidad de rotación requerida por la mayoría de los generadores para producir electricidad. La caja de cambios es una parte costosa y pesada de la turbina eólica, por lo que ingenieros están explorando generadores de “transmisión directa” que operen a velocidades de rotación más bajas para que de esta manera no necesiten caja de cambios.

Generador: Produce electricidad de corriente alterna (CA) de 60 ciclos; por lo general, es un generador de inducción estándar.

Eje rápido: Acciona el generador.

Eje lento: Gira el eje de baja velocidad a aproximadamente 30-60 rpm.

Góndola: Se encuentra en lo alto de la torre y contiene la caja de cambios, los ejes de baja y alta velocidad, el generador, el controlador y el freno. Algunas góndolas son lo suficientemente grandes como para que aterrice un helicóptero.

Sistema de inclinación: Gira (o inclina) las aspas afuera del viento para controlar la velocidad del rotor y para evitar que el rotor gire con vientos demasiado altos o demasiado bajos para producir electricidad.

Rotor: Está formado por las aspas y el buje.

Torre: Están hechas de acero o concreto. Apoya la estructura de la turbina. Debido a que la velocidad del viento aumenta con la altura, las torres más altas permiten que las turbinas capturen más energía y generen más electricidad.

Dirección del viento: Es determinante en el diseño de la turbina. Las turbinas a favor del viento (como la que se muestra) miran hacia el viento mientras que las turbinas en contra del viento miran hacia afuera.

Veleta: Mide la dirección del viento y se comunica con el motor de orientación para orientar la turbina correctamente con respecto al viento.

Unidad de orientación: Orienta las turbinas a favor del viento para mantenerlas de cara al viento cuando cambia de dirección. Las turbinas en contra del viento no requieren una unidad de orientación debido a que el viento empuja manualmente el rotor lejos de él.

Motor de orientación: Acciona la unidad de orientación.

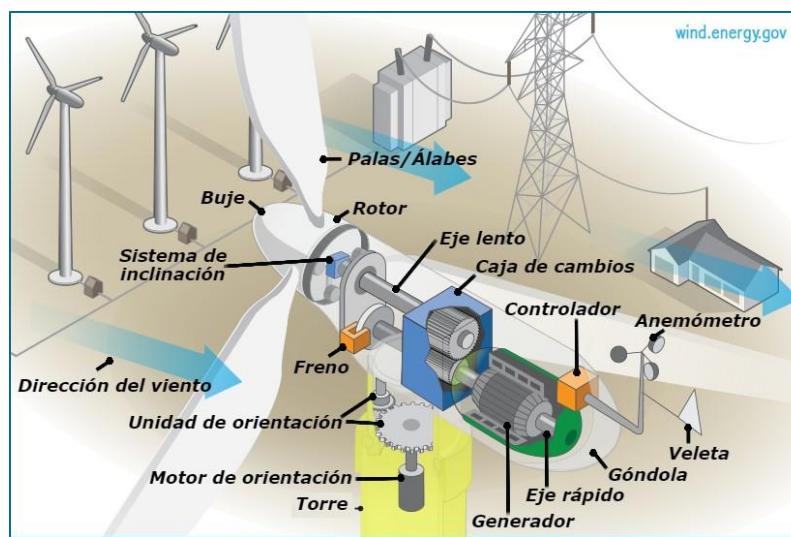


Figura 6-1. Componentes de una turbina eólica. (Traducido de [9]).

6.1.2 Captura/Extracción de la energía eólica

La densidad de potencia, que se conoce como el flujo de energía por unidad de área, es usada para comparar los recursos eólicos independientemente del tamaño de la turbina (Figura 6-2). Esta está dada por:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde P es la potencia en el eje del rotor del generador (W), A es el área barrida por el rotor del generador (m^2), ρ es la densidad del aire en las condiciones de presión y temperatura del viento (kg/m^3) y U es la velocidad del viento medida a la altura del buje del generador (m/s).

Clasificación de la Potencia del Viento			
Clase de Potencia del Viento	Potencial del Recurso	Densidad de Potencia a 50 m W/m^2	Velocidad ^a a 50 m m/s
1	Pobre	0 - 200	0 - 5.3
2	Escaso	200 - 300	5.3 - 6.1
3	Moderado	300 - 400	6.1 - 6.7
4	Bueno	400 - 500	6.7 - 7.3
5	Excelente	500 - 600	7.3 - 7.7
6		600 - 800	7.7 - 8.5
7		> 800	> 8.5

^a Las velocidades del viento se basan en un valor Weibull k de 1.8

Figura 6-2. Clasificación de la potencia del viento. (De [5]).

El viento contiene cierta cantidad de energía cinética que, una vez que choca contra el rotor, no es utilizada por completo por la turbina; esto debido a que por un lado el viento conserva cierta velocidad una vez que pasa el rotor, y por otro, de la energía que transfiere el viento al rotor, una pequeña parte se pierde en rozamientos aerodinámicos y mecánicos.

La potencia eólica del viento antes de chocar sobre el rotor se conoce como potencia eólica disponible (P_d) y la potencia que se obtiene en el eje del rotor (P) es conocida como potencia al eje del rotor o potencia al freno.

La eficiencia de la extracción de la energía del viento se fija a través de un rendimiento de conversión o coeficiente de potencia (C_p), el cual depende del tipo de rotor, su velocidad de giro y de la velocidad del viento, y es definido como la relación entre la potencia en el eje del rotor y la disponible del viento:

$$C_p = \frac{P}{P_d} = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho AU^3}$$

Ecuación 2

Existe un teorema de la potencia eólica extraída máxima, conocido como el límite de Betz. De acuerdo con esta teoría [10], la energía máxima que teóricamente puede ser extraída del viento es solamente el 59.3% de la energía disponible. Es decir, el valor máximo que puede tener C_p es 0.593. Actualmente, en las turbinas modernas los valores máximos de C_p rondan entorno de 0.5 [11].

6.1.3 Curva de potencia

La potencia de salida de una turbina eólica varía con la velocidad del viento, por lo que cada turbina tiene una curva de potencia característica. La norma IEC 61400 especifica procedimientos detallados para su determinación. Corresponde a condiciones de atmósfera estándar ISO, con presión atmosférica 1.013 mbar y temperatura 15°C (densidad del aire 1.225 kg/m³). La velocidad del viento se mide a la altura del buje del aerogenerador [13]. La Figura 6-3 muestra una curva de potencia típica de una turbina eólica.

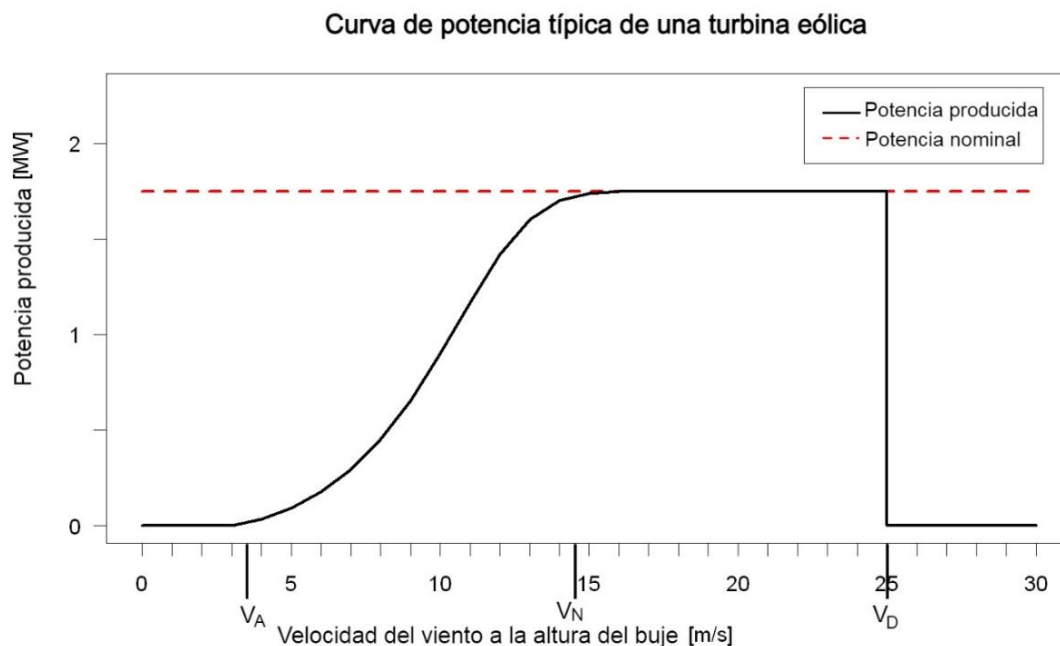


Figura 6-3. Curva de potencia típica de una turbina eólica. (Traducido de [15]).

Se pueden distinguir los siguientes parámetros en estas curvas:

- Velocidad de arranque V_A (cut in speed): es la velocidad del viento a la cual la turbina empieza a producir energía. Para la mayoría de aerogeneradores V_A se encuentra entre 3 a 5 m/s.
- Velocidad nominal V_N (rated speed): es la velocidad del viento para la que se alcanza la potencia nominal del aerogenerador. Para la mayoría de las turbinas, V_N se encuentra entre 12 a 15 m/s. El tramo de curva de potencia comprendido entre V_A y V_N sigue una ley no lineal respecto a la velocidad del viento.
- Velocidad de desconexión o parada V_D (cut out speed): es la velocidad del viento a la cual la turbina detiene su operación para evitar el riesgo de sufrir daños. Para la mayoría de aerogeneradores V_D es 25 m/s.

Se debe notar que una vez que la turbina alcanza la velocidad nominal, esta empieza a producir la potencia máxima que se puede alcanzar, es decir, un aumento en la velocidad del viento no cambiará la potencia de salida de la turbina. Las curvas de potencia y todas las propiedades de las turbinas son dadas por el fabricante.

6.1.4 Estado del arte de las turbinas eólicas marinas

El primer parque eólico costa afuera fue construido en Dinamarca en 1991, fue llamado Vindeby y tenía turbinas de sólo 450 kW. Desde ese entonces, el tamaño de las turbinas eólicas marinas ha incrementado significativamente, alcanzando 1.5 MW en el 2000 y 6.5 MW en el 2018. En Europa, el tamaño promedio de turbinas marinas para nuevas instalaciones fue de 7.2 MW en 2019.

GE Renewable Energy lanzó la turbina Haliade X 12 MW DD en 2018, instalando el primer prototipo en Róterdam para probarla en tierra desde noviembre del 2019. Cuando Haliade X, la cual fue la turbina costa afuera más grande en su momento, fue lanzada, la compañía dijo que 12 MW no era el final, sino el comienzo de algo más grande. Esto fue probado cuando su competidor, el proveedor más grande en total de instalaciones de turbinas eólicas marinas, Siemens Gamesa, lanzó su modelo SG14-222 DD en mayo del 2020, una nueva turbina que puede alcanzar los 15 MW con Power Boost, la cual estará disponible comercialmente en el 2024 [1].

La Figura 6-4, muestra la evolución de la capacidad de los aerogeneradores costa afuera a través de los años y las unidades promedio por proyecto.

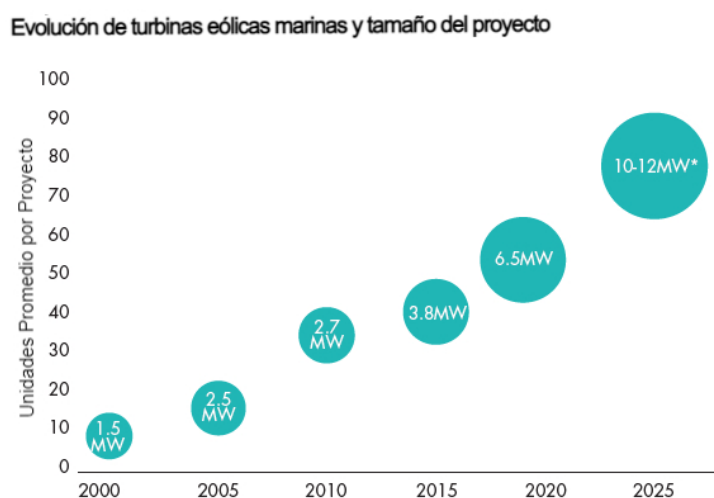


Figura 6-4. Evolución de turbinas eólicas marinas y tamaño del proyecto. (De [1], fuente: GWEC Market Intelligence) *Promedio esperado de turbinas en mercados fuera de China donde es probable que el tamaño promedio sea de 7-8 MW

6.2 Spars

Las plataformas tipo spar, las cuales son un desarrollo de la industria petrolera, utilizan el concepto de “calado profundo” (deep-draft en inglés) y se caracterizan por tener una forma cilíndrica. Existen tres tipos de spars: clásica, truss (armadura) y cell o de celdas (Figura 6-5).

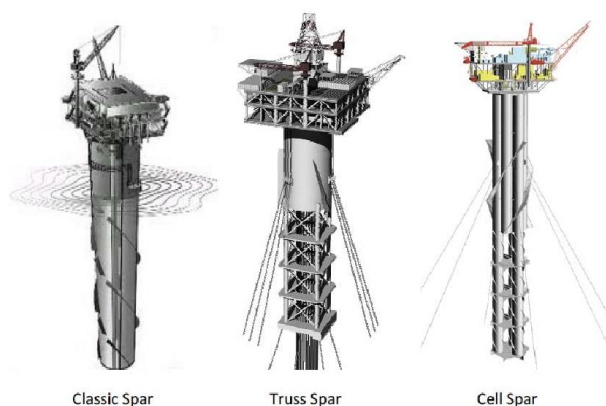


Figura 6-5. Generaciones de plataformas spars. (De [17]).

El área pequeña del plano de agua y el calado profundo de la spar reducen las fuerzas de excitación en arfada (heave), las cuales, en combinación con el comportamiento de masa

dominante de este concepto, dan como resultado un buen comportamiento en el movimiento de arfada. Para que estas plataformas sean estables, necesitan tener el centro gravedad CG por debajo del centro de empuje CB; esto lo logran ubicando lastre en la parte baja de la estructura. Además, tener un centro de gravedad bajo contribuye a suprimir los movimientos de cabeceo y balanceo (pitch y roll). Las líneas de amarre se utilizan para mantener la estructura en posición y disminuir los movimientos de avance y deriva (surge y sway) [16].

6.2.1 Estabilidad

La estabilidad de un sistema flotante es uno de los conceptos principales a la hora de diseñar el sistema, ya que esta implica un equilibrio estable y refleja una integridad total contra la inundación y la volcadura. Existen organizaciones internacionales que regulan y dan lineamientos referentes a la estabilidad, tales como IMO, MARPOL y sociedades de clasificación.

Los parámetros que definen a la estabilidad inicial son el centro de gravedad G, centro de empuje B y un metacentro M. Para que un sistema sea estable, es necesario que la fuerza de empuje F_B , sea igual a la fuerza de gravedad por la masa, es decir, al peso del sistema W , el cual está formado por el peso de la plataforma, la torre y la turbina (Ecuación 3). En el caso de spars, el centro de gravedad debe ubicarse por debajo del centro de empuje, así es como se logra una posición de equilibrio estable. Si se tiene un ángulo de escora θ , se necesita un momento para regresar a la condición neutra inicial, este se conoce como momento adrizante y está en función de la altura metacéntrica GM y el ángulo de escora θ (Ecuación 4).

$$F_B = \rho \nabla = W = W_{plataforma} + W_{turbina} + W_{torre} \quad \text{Ecuación 3}$$

$$M_{adrizante} = \rho g \nabla \cdot GM_{\theta} \sin \theta \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde ρ es la densidad del fluido, ∇ es el volumen desplazado y GM_{θ} es la altura metacéntrica en función del ángulo de escora θ .

La Figura 6-6 muestra los parámetros antes mencionados. La distancia GZ se conoce como brazo adrizante y se obtiene con la relación trigonométrica $GZ = GM_{\theta} \sin \theta$.

En las spars, al ser simétricas respecto a crujía, la altura metacéntrica GM y el radio metacéntrico BM, tienen la misma coordenada transversal y longitudinal.

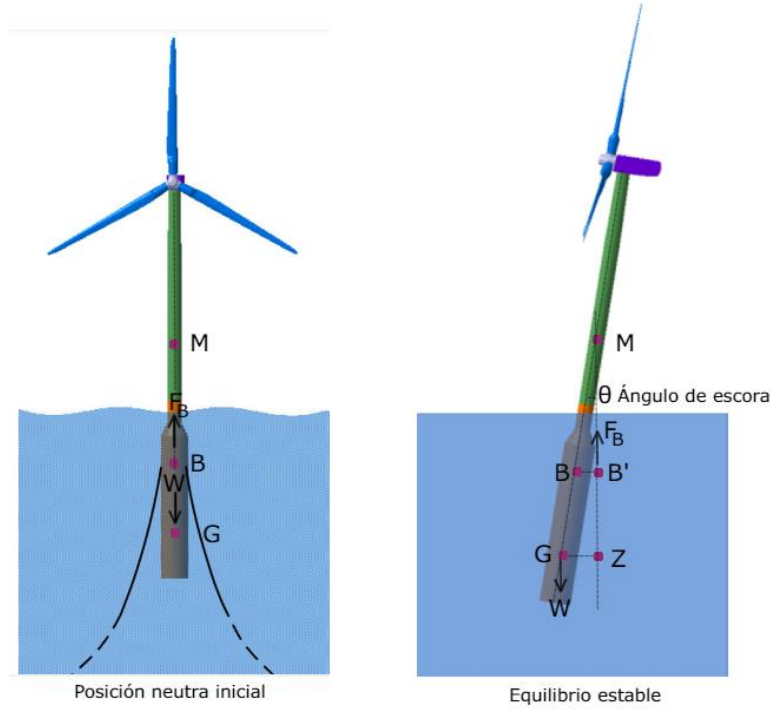


Figura 6-6. Estabilidad de una plataforma spar. (Editado de [18]).

Para la evaluación de una estabilidad flotante suficiente, es fundamental evaluar las cargas de viento (Ecuación 5). Estas consisten en cargas de viento filtradas por el rotor en combinación con cargas de viento en la torre y otras partes expuestas al viento de la estructura de soporte [19].

$$F_{rotor} = \frac{1}{2} \rho \cdot C_T \cdot A_{rotor} \cdot U_{10}^2 \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde ρ es la densidad del aire, U_{10} es la velocidad media del viento del campo lejano en 10 minutos, C_T es el coeficiente de empuje de la turbina y A_{rotor} es el área de barrido del rotor, $A_{rotor} = \pi R^2$, donde R es el radio. Los coeficientes C_T a diferentes velocidades se pueden obtener de las especificaciones técnicas de la turbina.

6.2.1.1 Estabilidad intacta

De acuerdo con el estándar costa afuera DNVGL-ST-0119, la estructura flotante deberá ser capaz de mantener la estabilidad durante el funcionamiento de la turbina eólica a la velocidad

del viento que produce el mayor empuje del rotor. Esta también deberá ser capaz de mantener la estabilidad durante la parada de la turbina eólica en condiciones de tormenta severa.

En el caso del paro de la turbina durante condiciones de tormenta severas, se debe asumir una velocidad del viento de 51.5 m/s (100 nudos) para el cálculo de la estabilidad intacta, con dirección paralelo al plano del rotor.

Para las plataformas tipo spar (flotantes de calado profundo), el único requerimiento de la normativa es que la altura metacéntrica GM sea igual o mayor a 1.0 m [19].

6.2.2 Estado del arte

En 2001, Equinor (antes Statoil), desarrolló el concepto de utilizar una plataforma spar para montar una turbina eólica marina en aguas profundas. El proyecto se llevó a cabo en 2009, llamándolo Hywind Demo; consistió en la instalación de una spar de acero (calado de 100 m y 8.3 m de diámetro) con una turbina de 2.3 MW en las costas de Noruega a una profundidad de 220 m. Después de ocho años de operación, el concepto Hywind fue confirmado y verificado como un éxito.

En 2017, fue instalado el primer parque eólico flotante “Hywind Scotland”, en el cual fueron instaladas 5 turbinas eólicas marinas de 6 MW en spars de acero (calado de 78 m y 14.4 m de diámetro) a una profundidad de 105 m (Figura 6-7).

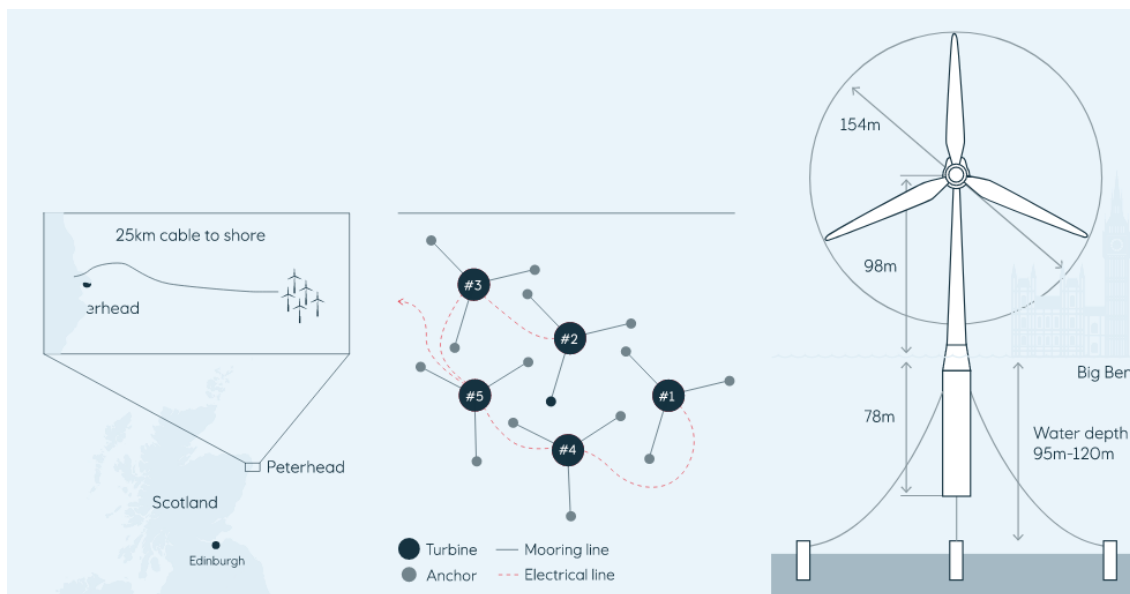


Figura 6-7. Diagrama esquemático y mapa de Hywind Scotland (De [20]).

En Octubre del 2020, se empezó la construcción de “Hywind Tampen”; un parque eólico costa afuera que suplirá energía eléctrica a las plataformas Snorre A y B y Gullfaks A, B y C [20]. Este parque eólico se caracterizará por el material de construcción de las spars: concreto.

En el 2011 se desarrolló y patentó otro concepto llamado “Windcrete” (Figura 6-8). Tiene una transición cónica: sin juntas, transición suave entre la torre y el flotador [21]. Este tenía montada una turbina eólica marina de 5 MW, no obstante, del 2017 al 2020 se actualizó el concepto para turbinas de 10 a 15 MW. Se tiene planeado que del 2021 al 2022 se desarrolle por fin un prototipo.

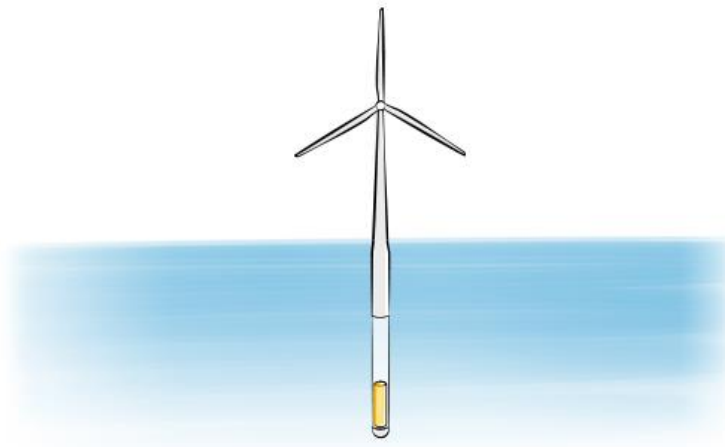


Figura 6-8. Windcrete (De [22]).

6.3 Condiciones meteorológicas y oceanográficas

Cuando las turbinas eólicas son instaladas en el mar, se deben tener en cuenta más consideraciones que cuando son instaladas en tierra; la principal es que se debe seleccionar el mejor tipo de estructura que soportará a la turbina. Dependiendo de la profundidad, se elige si será fija o flotante, la cual deberá soportar las cargas de las olas y del viento en condiciones de operación y extremas, los rayos ultravioletas, la corrosión y otros factores.

Las condiciones meteorológicas y oceanográficas cambian dependiendo del sitio seleccionado para instalar las turbinas eólicas marinas. Existen ciertos lugares como el Golfo de México o el mar del Norte que tienen bien definidos estas condiciones, encontrando los valores promedio y extremos en la literatura.

Para definir el mar, se utilizan términos como altura de ola significativa H_s , periodo pico T_p , y la direccionalidad para la evaluación hidrodinámica de un sistema flotante (Figura 6-9). Estos datos son recolectados de manera satelital o por mediciones *in situ*, tratándolos después estadísticamente para obtener valores anuales y extremos.

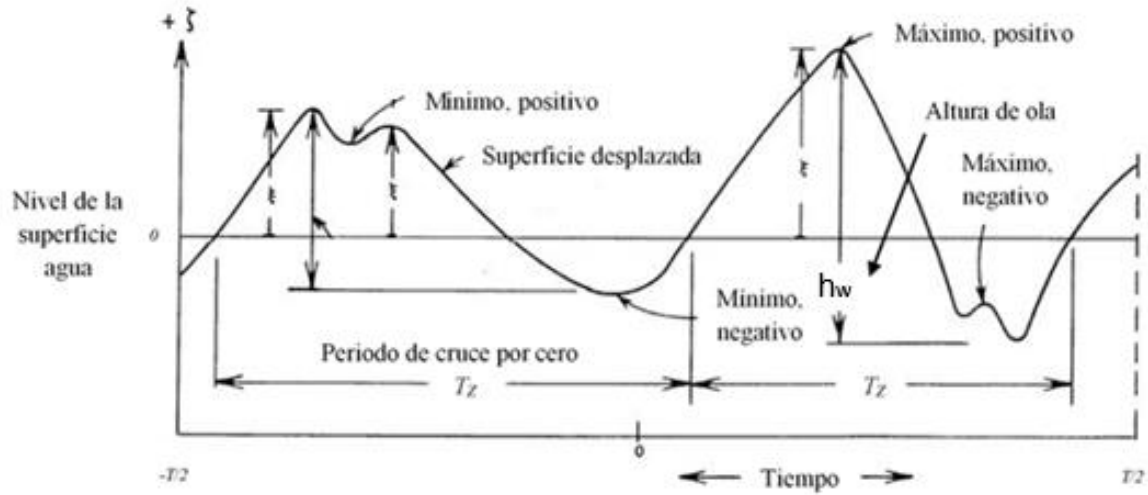


Figura 6-9. Registro de una ola típica en un punto fijo, con definiciones de términos. (Traducido de [23]).

6.4 Hidrodinámica lineal en el dominio de la frecuencia

Las cargas por olas inducidas en un mar irregular pueden ser obtenidas linealmente superponiendo las cargas de los componentes de olas regulares. Dentro del análisis lineal, el problema hidrodinámico está dividido en dos sub problemas [24]:

- *Problema de radiación* donde la estructura es forzada a oscilar con la frecuencia del oleaje en un modo de movimiento de cuerpo rígido sin la perturbación de olas incidentes. Las cargas resultantes generalmente se formulan en términos de masa agregada, cargas de amortiguamiento y restauración.

$$F_k^{(r)} = -A_{kj} \frac{d^2 \xi_j}{dt^2} - B_{kj} \frac{d \xi_j}{dt} - C_{kj} \xi_j \quad \text{Ecuación 6}$$

donde A_{kj} y B_{kj} son masa agregada y amortiguamiento, y C_{kj} es el coeficientes de restauración hidrostática, ξ_j es el movimiento del cuerpo rígido para $j, k = 1, 2, \dots, 6$, para los seis grados de libertad. A_{kj} y B_{kj} son funciones de la frecuencia del oleaje ω .

- *Problema de difracción* donde la estructura es restringida de los movimientos y es excitada por las olas incidentes. Las cargas resultantes son cargas de excitación por ola

$$F_k^{(d)} = f_k(\omega)e^{-i\omega t}; k = 1, 2, \dots, 6 \quad \text{Ecuación 7}$$

La parte de la carga de las olas por excitación que está dada por presión no perturbada en la ola entrante se llaman fuerzas/momentos de Froude/Krylov. La parte restante son fuerzas/momentos de difracción.

La teoría de flujo potencial se utiliza en la hidrodinámica lineal para obtener la respuesta de movimiento de un cuerpo flotante por la interacción del oleaje, asumiendo que es un cuerpo rígido, el fluido es no viscoso y el flujo es no rotacional [25]. Cuando las fuerzas hidrodinámicas han sido encontradas, se establece la ecuación del movimiento de un cuerpo rígido. Para movimiento senoidal en estado estable, se tiene la Ecuación 8:

$$\sum_{k=1}^6 [(M_{jk} + A_{jk})\ddot{\eta}_k + B_{jk}\dot{\eta}_k + C_{jk}\eta_k] = F_j e^{-i\omega_e t} \quad (j = 1, \dots, 6) \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde M_{jk} son los componentes de la matriz de masa generalizada de la estructura y momentos de inercia de masa, A_{jk} son los componentes de la matriz de masa agregada, B_{jk} son los componentes de la matriz de amortiguamiento, C_{jk} son los componentes de la matriz de restauración, η_k es la respuesta del desplazamiento del cuerpo, F_j son las amplitudes complejas de las componentes de fuerzas y momentos de excitación, siendo que las componentes de fuerzas y momentos están dados por la parte real de $F_j e^{-i\omega t}$, y las componentes ($j = k$) son los movimientos no acoplados.

6.4.1 Grados de libertad de un sistema flotante

Un cuerpo flotante tiene la capacidad de moverse en los tres ejes del plano cartesiano, en consecuencia, cuenta con seis grados de libertad (Figura 6-10).

Los movimientos oscilatorios de traslación son conocidos como avance (surge), deriva (sway) y arfada (heave). Los movimientos oscilatorios angulares son balanceo (roll), cabeceo (pitch) y guiñada (yaw).

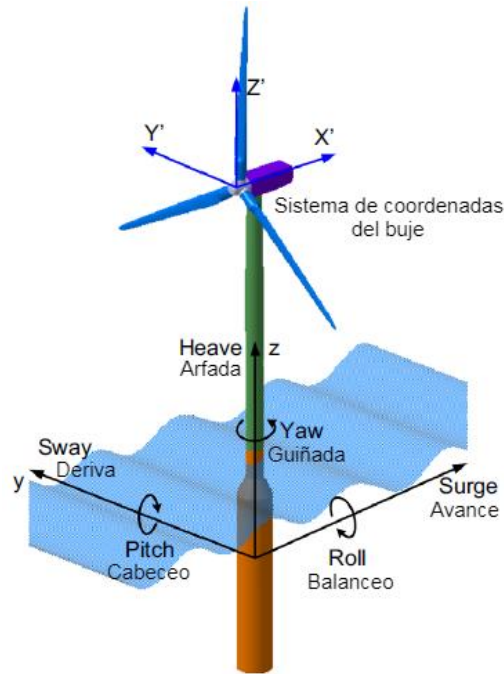


Figura 6-10. Grados de libertad de un sistema flotante costa afuera para una turbina eólica. (Traducido de [18]).

6.4.2 Periodos naturales

Se necesitan considerar los periodos o frecuencias naturales para así evitar la resonancia debido a la frecuencia del oleaje. Dependiendo de la ubicación y el estado de mar, las olas en el océano contienen energía sustancial en el rango de periodo espectral de 5 a 25 segundos. Para un flotante, los periodos naturales de movimiento son características clave, que reflejan la filosofía de diseño aplicada al flotador [19].

Los periodos naturales T_j , $j = 1, 2, \dots, 6$ de una estructura con sistema de amarre costa afuera están dados aproximadamente por:

$$T_j = 2\pi \left(\frac{M_{jj} + A_{jj}}{C_{jj} + K_{jj}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde M_{jj} , A_{jj} , C_{jj} y K_{jj} son los elementos diagonales de las matrices de la masa, masa agregada, rigidez hidrostática y rigidez de amarre.

Los periodos naturales pueden depender del acoplamiento entre los diferentes modos y la cantidad de amortiguamiento. En la Tabla 6-1 se muestran los periodos naturales típicos de una spar en aguas profundas.

Tabla 6-1. Periodos naturales típicos (s) de una spar en aguas profundas. (De [24]).

Tipo de Flotador	Spar
Avance	> 100
Deriva	> 100
Arfada	20 – 35
Balanceo	50 – 90
Cabeceo	50 – 90
Guiñada	> 100

6.4.3 Fuerza de arrastre y amortiguamiento viscoso

Para miembros estructurales esbeltos, como las líneas de amarre en una spar, se utiliza la ecuación de Morison cuadrática. Normalmente, la ecuación de carga de Morison es aplicable cuando se cumple la siguiente condición:

$$\lambda > 5 D \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde λ es la longitud de la ola, y D es el diámetro u otra dimensión transversal proyectada del miembro.

Cuando la longitud del miembro es mucho mayor que la dimensión transversal, los efectos finales pueden despreciarse y la fuerza total puede tomarse como la suma de las fuerzas en cada sección transversal a lo largo de la longitud.

Para condiciones de flujo de corriente y oleaje combinados, las velocidades de partículas inducidas por oleaje y corriente deben agregarse como cantidades vectoriales, como se muestra en la Ecuación 11 [24].

$$f_N(t) = -\rho C_A A \ddot{r} + \rho(1 + C_A) A \dot{v} + \frac{1}{2} \rho C_D D v |v| - \frac{1}{2} \rho C_d D \dot{r} |\dot{r}| \quad \text{Ecuación 11}$$

Siendo f_N la fuerza seccional, ρ la densidad del fluido, C_A el coeficiente de masa agregada, A el área de sección transversal, $\ddot{r}$ aceleración del miembro normal al eje, $\dot{r}$ la velocidad del miembro normal al eje, $\dot{v}$ la aceleración del fluido de la partícula, C_D es coeficiente de arrastre, D es el diámetro o dimensión típica de la sección transversal, v es la velocidad de partícula del fluido (oleaje y/o corriente) y C_d el coeficiente de amortiguamiento hidrodinámico. Esta fórmula se conoce como modelo de campo de flujo independiente.

6.4.4 Espectro de ola

Una ola aleatoria en el océano no puede ser descrita por la teoría de olas regular, sino que es descrita por un espectro de densidad de energía. Este espectro de energía del oleaje describe el contenido de energía del oleaje en el océano y su distribución sobre un rango de frecuencias de un oleaje aleatorio, el cual es especificada generalmente por parámetros estadísticos [26]. Para seleccionar al espectro de ola más apropiado, se deben tomar en cuenta el área geográfica con la barimetría local y la severidad del estado de mar.

Los dos espectros más comunes son el de Pierson-Moskowitz (PM) y JONSWAP (Joint North Sea Wave Project). El espectro PM es un caso especial de JONSWAP con el pico de ola (peakness) teniendo un valor de 1. La Ecuación 12 y la Ecuación 13 representan el espectro de Pierson-Moskowitz y el espectro JONSWAP en términos de frecuencia angular de la ola ω , respectivamente [24].

$$S_{PM}(\omega) = \frac{5}{16} \cdot H_s^2 \omega_p^4 \cdot \omega^{-5} \exp\left(-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right) \quad \text{Ecuación 12}$$

$$S_J(\omega) = A_\gamma S_{PM}(\omega) \gamma^{\exp\left(-0.5 \left(\frac{\omega - \omega_p}{\sigma \omega_p}\right)^2\right)} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde $S_{PM}(\omega)$ es el espectro de Pierson-Moskowitz, H_s es altura de ola significativa, $\omega_p = 2\pi/T_p$ es la frecuencia angular pico espectral, $S_J(\omega)$ es el espectro de ola JONSWAP, γ es un parámetro de forma de pico no dimensional, A_γ es un factor normalizado y σ es un parámetro de ancho espectral. En la Figura 6-11 se muestra la comparación de los espectros Pierson-Moskowitz y JONSAWP.

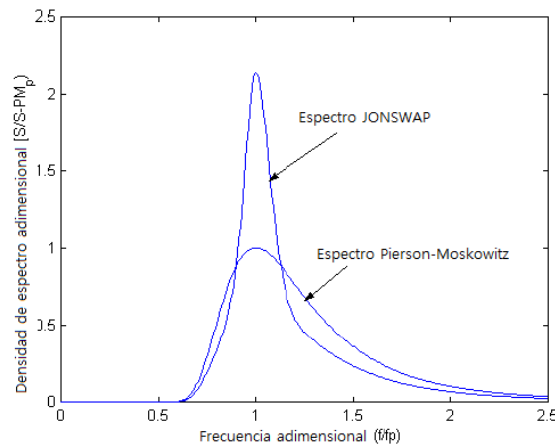


Figura 6-11. Comparación del espectro JONSWAP contra Pierson-Moskowitz. (Traducido de [27]).

6.4.5 Respuesta de movimiento

La respuesta de movimiento de un sistema flotante se estima con los RAO (Operadores de Amplitud de Respuesta), conocidos también como función de transferencia lineal [28]. Estos son el componente de amplitud de movimiento a las relaciones de amplitud del oleaje.

Los RAO son resultado del análisis hidrodinámico y sirven para obtener los desplazamientos, velocidades y aceleraciones de la superficie del mar como de cualquier punto en contacto con el cuerpo fijo o flotante, así como la variación con el periodo de las fuerzas del oleaje sobre la estructura. La Ecuación 14 demuestra lo descrito anteriormente.

$$\text{Desplazamientos} = (\text{RAO}) \cdot (\text{Amplitud de ola}) \quad \text{Ecuación 14}$$

Existen diferentes RAO para cada grado de libertad, por lo que se tienen tres RAO de traslación y tres de rotación. Los RAO de traslación, los cuales se miden en metro sobre metro (m/m), serán los de avance, deriva y arfada. Los RAO de rotación, los cuales se miden en grados sobre metro (°/m), serán los de balanceo, cabeceo y guiñada.

6.5 Sistemas de amarre

Las plataformas tipo spar para turbinas eólicas marinas son comúnmente equipadas con sistemas de amarre en catenaria [16]. Estos proveen las fuerzas de restauración por medio del peso de las propias líneas.

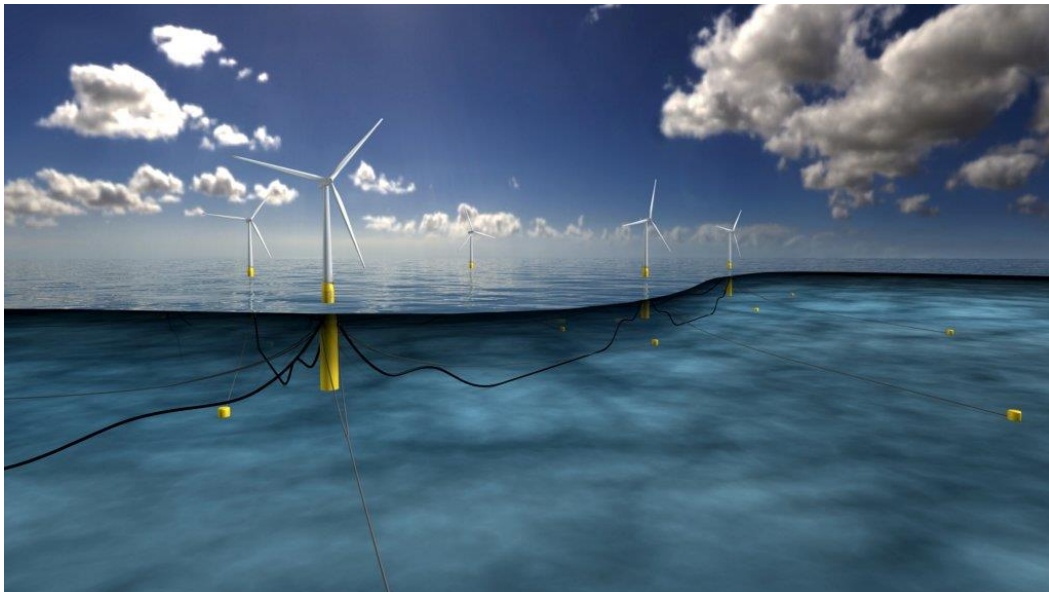


Figura 6-12. Sistema de amarre del parque Hywind Scotland. (De [20]).

No existe una fuerza de excitación de guiñada hidrodinámica para las spar, sin embargo, el viento sí produce este movimiento en la estructura. Para estabilizarlo, se utiliza un amarre tipo delta.

Con el fin de reducir los movimientos producidos por el oleaje, se ha empleado el uso de contrapesos (clump weights) en las líneas de amarre (Figura 6-13). Estos pesos han demostrado reducir significativamente el movimiento de deriva [35]. No obstante, la magnitud de este y la posición en relación a la línea de amarre todavía es un tema que está siendo investigado actualmente.

Del concepto Hywind desarrollado por Equinor, Hywind Demo fue instalado con líneas de amarre de cadena-cable-cadena y contrapesos. Hywind Scotland y Tampen sólo con cadena. Los tres cuentan con tres líneas de amarre en catenaria separadas angularmente 120° y con amarre tipo delta.



Figura 6-13. Plataforma tipo spar con sistema de amarre en catenaria, amarre delta y contrapesos. (De [34]).

7 Desarrollo del proyecto

7.1 Diseño del flotante tipo spar

Como punto de partida, se empezó a recopilar información sobre diseños de plataformas tipo spar para turbinas eólicas marinas, esto con la finalidad de conocer el estado del arte y dar un dimensionamiento a nuestro diseño de acuerdo a las tendencias actuales.

Se buscó información sobre prototipos ya realizados como Hywind [20] y diseños que se han presentado en conferencias y en artículos científicos. Sin embargo, son muy pocos los diseños que se han hecho de concreto, por lo que en la recopilación también se incluyeron diseños de acero e híbridos (acero y concreto).

En este punto se identificaron las dimensiones principales, tamaños de la turbina a utilizar, así como relaciones calado-diámetro del casco ($C/\emptyset$), tirante del agua-calado (TA/C) y puntal-calado (P/C).

La Tabla 7-1 resume las dimensiones y propiedades de la información recopilada sobre plataformas tipo spar para turbinas eólicas marinas.

Tabla 7-1. Dimensiones de plataformas tipo spar para turbinas eólicas marinas.

Spar (Fuente)	Hywind Demo	NREL OC3 Hywind	Hywind Scotland	OMAE 2013- 10655	OMAE 2010- 20730	Windcrete	Hywind Tampen	Sho Oh <i>et al</i> 2020 <i>J. Phys.: Conf. Ser.</i> 1669 012012
Material	Acero	Acero	Acero	Híbrida	Híbrida	Concreto	Concreto	Concreto
Diámetro del casco (m)	8.3	9.4	14.4	3.8	9.2	13	15.4	16
Diámetro a la línea de agua (m)	6	6.5	9.4	2.375	5	10	-	16
Calado (m)	100	120	78	37	70	130	90	120
Francobordo (m)	17	10	7	6	10	0	-	-
Tirante de agua (m)	220	320	105	99	-	265	270	200
$C / \emptyset$	12.04	12.76	5.41	9.73	7.6	10	5.84	7.5
TA / C	2.2	2.66	1.34	2.67	-	2.04	3	1.66
P / C	1.17	1.08	1.09	1.16	1.14	1	-	-
Capacidad de la turbina	2.3 MW	5.0 MW	6.0 MW	100 kW	2.0 MW	5.0 MW	8.0 MW	10.0 MW

Como era de esperarse, el tamaño del diámetro del casco está relacionado con el tamaño de la turbina. Se puede notar que 2 de las 3 plataformas de concreto tienen una relación pequeña (en comparación con las de acero) de $C/\emptyset$, lo que nos hace notar que la tendencia es que sean más anchas.

En cuanto al diseño de la spar, se eligió seguir una configuración similar al de OC3-Hywind del NREL [29], la cual consiste en dos columnas cilíndricas de diferentes diámetros conectadas por un elemento cónico.

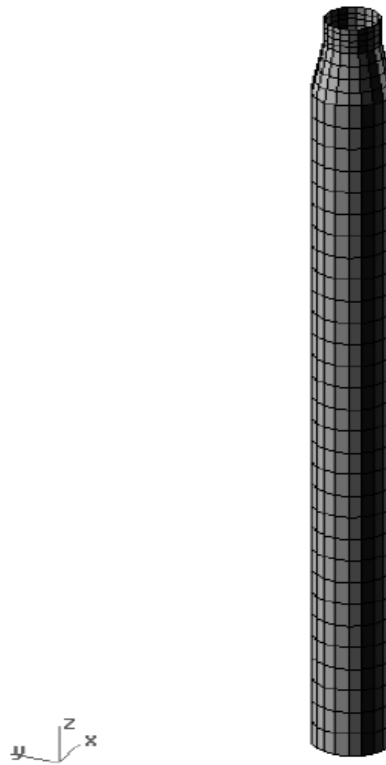


Figura 7-1. OC3-Hywind Spar. (De [30]).

7.1.1 Material de construcción

Según el estándar DNV-OS-C502 [31], el cual trata sobre estructuras de concreto costa afuera, las estructuras de concreto armado pretensado no deben diseñarse con concreto de grado inferior a C35. De manera que, para la construcción del casco, se eligió como material concreto pretensado C60. La Tabla 7-2 presenta las propiedades de éste. El material que se ocupará como lastre es mineral de hierro, el cual tiene una densidad de $3,600 \text{ kg/m}^3$.

Tabla 7-2. Propiedades del concreto pretensado a utilizar para la construcción de la spar. (De [31]).

Tipo de estructura de concreto	Concreto pretensado C60
Clase de concreto	Concreto de alta resistencia
Resistencia de diseño	60 N/mm ²
Densidad del material	2,500 kg/m ³
Módulo de Young	33,500 N/mm ²
Relación de Poisson	0.2

7.1.2 Dimensionamiento

Para obtener las dimensiones principales, se utilizaron las tres relaciones que se presentaron en la Tabla 7-1, poniendo más atención en las tendencias de los diseños de concreto.

Para TA/C (tirante de agua-calado) tenemos que la profundidad de este proyecto es de 200 m. El promedio de esta relación es de 2.22, por lo que se decidió que, para nuestro diseño, este se fije en un valor de 2.5, dando como resultado un calado de 80 m.

La relación P/C (puntal-calado) cuenta con un promedio de 1.11, de manera que se decidió fijarlo en 1.125, lo que da como resultado un puntal de 90 m, es decir, la plataforma tendrá un francobordo de 10 m.

Con respecto al diámetro, observando las tendencias de las spars de concreto, tenemos que las relaciones C/Ø van desde 6 a 10. Los diámetros resultantes se muestran en la Tabla 7-3.

Tabla 7-3. Diámetros resultantes de la relación C / Ø.

C / Ø	Diámetro
10	8.0
9	8.89
8	10.0
7	11.43
6	13.33

Para una mayor simplicidad, se eligió que los diámetros vayan desde 8.0 m a 13.0 m, teniendo un incremento de 1.0 m entre cada uno de ellos.

En cuanto a compartimentación, cada spar contará con 9 tanques, separados por una placa de acero de 0.02 m. Se tendrá sólo un tanque de lastre en el fondo, esto para ayudar a bajar el centro de gravedad de la plataforma. La altura de este tanque de lastre variará dependiendo del diámetro y del peso que se necesite para igualar la fuerza de empuje con la fuerza del peso debido a la gravedad.

La normativa de estabilidad intacta indica que las plataformas tipo spar para turbina eólicas marinas deben de tener mínimo un GM de 1.0 m, por lo que se realizaron los cálculos necesarios con todos los diámetros que se desean analizar para obtener el centro de empuje CB, centro de gravedad CG y el GM y, así comprobar que se cumpla esta norma.

Estos cálculos aproximados, dieron como resultado que los diámetros de 8.0 m, 9.0 m y 10.0 m no cumplen con este criterio; los tres tienen un $GM < 1.0$ m. En consecuencia, sólo se analizaron los de 11.0 m, 12.0 m y 13.0 m.

Las dimensiones finales del proyecto se muestran en la Tabla 7-4.

Tabla 7-4. Dimensiones finales de la plataforma tipo spar.

Calado	80 m
Puntal	90 m
Francobordo	10 m
Diámetros cilindro sumergido	11 m, 12 m, 13 m
Largo del cilindro sumergido	72 m
Altura del taper	6.5 m
Altura cilindro superior	11. 5 m
Diámetro superior taper	6.5 m
Diámetro cilindro superior	6.5 m

7.2 Turbina eólica marina

Una de las turbinas más utilizadas para pruebas de modelos flotantes, es la turbina de referencia del NREL de 5 MW para el desarrollo de sistemas costa afuera [6]. En virtud a esto, se eligió como turbina de referencia. En la Tabla 7-5 se muestran sus propiedades principales.

Tabla 7-5. Propiedades de la turbina NREL 5 MW. (De [6])

Capacidad	5.0 MW
Orientación del rotor, configuración	Contra viento (upwind), 3 aspas
Control	Velocidad variable
Transmisión	Alta velocidad, caja de engranaje de etapas múltiples
Diámetro del rotor, buje	126 m, 3 m
Altura del eje	90 m
Velocidad del viento de arranque, nominal y de desconexión	3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s
Velocidad del rotor de arranque y nominal	6.9 rpm, 12.1 rpm
Velocidad nominal de la punta	80 m/s
Peso del rotor	110,000 kg
Peso de la góndola	240,000 kg
Peso de la torre	347,640 kg
Diámetro de la base de la torre	6.0 m
Diámetro de lo más alto de la torre	3.87 m

En la Figura 7-2 se observan las respuestas en estado estacionario en función de la velocidad del viento de la turbina.

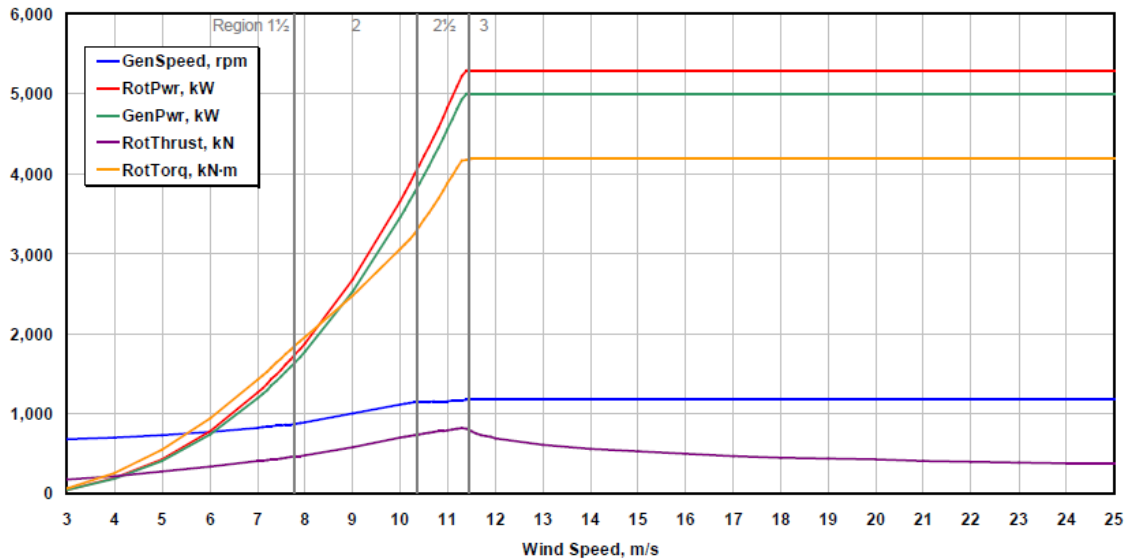


Figura 7-2. Comportamiento del aerogenerador NREL 5 MW. (De [6]).

7.3 Modelado del spar, torre y turbina

El programa que se empleó para modelar las plataformas tipo spar fue GeniE de la paquetería Sesam, perteneciente a la sociedad de clasificación DNV. En este software, se pueden diseñar y analizar estructuras costa afuera y marítimas hechas de vigas y placas, personalizando las características de los materiales de construcción y sus espesores, asimismo genera también la compartimentación.

Para cada diámetro de la plataforma (11.0 m, 12.0 m, 13.0 m) se analizaron tres diferentes espesores: 0.35 m, 0.40 m y 0.45 m. Estos fueron seleccionados basándonos en la referencia [32]. A pesar de los resultados poco favorables para el diámetro de 35 cm en esta investigación (deformación, grietas y pandeo del concreto), se decidió incluirla aquí debido a la diferencia que existe en la turbina a instalar (10 MW con un peso de 683 tons aproximadamente contra 5 MW con un peso de 350 tons).

El resultado final del modelado de las plataformas tipo spar de los diferentes diámetros a analizar se muestra en la Figura 7-3, aquí se incluye la torre de la turbina y la masa de la misma.

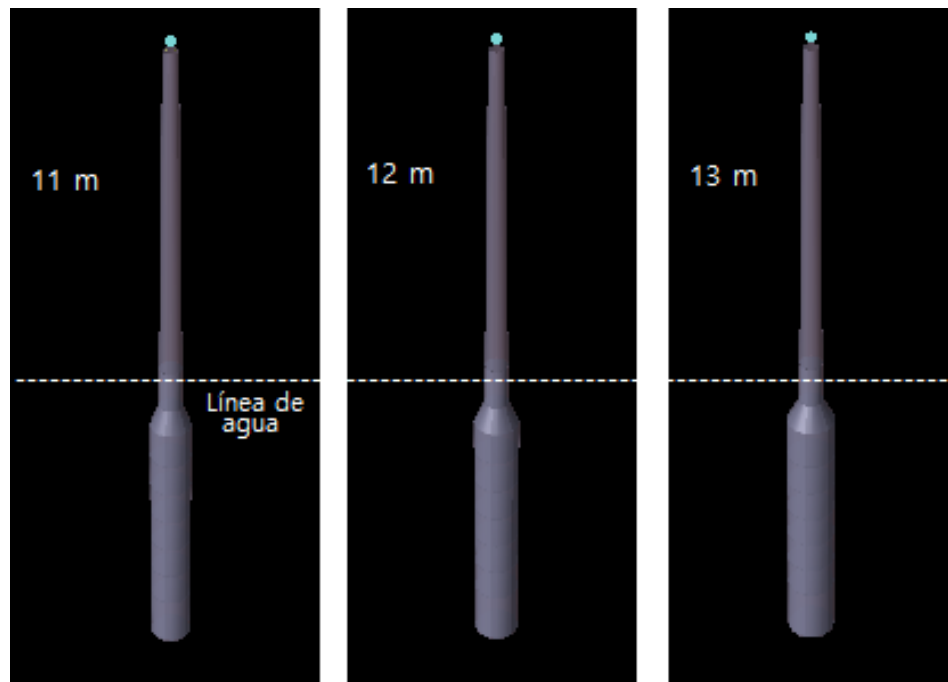


Figura 7-3. Plataformas tipo spars modeladas en GeniE.

Debido a los espesores de pared tan grandes que se están manejando, en comparación con los de acero, y que el alcance de este proyecto no es la parte estructural, se decidió que este

espesor se modelara como si fuera un tanque más de la compartimentación de la plataforma tipo spar, quedando como si se tuviera un doble casco en una embarcación. Esto se puede apreciar en la Figura 7-4.

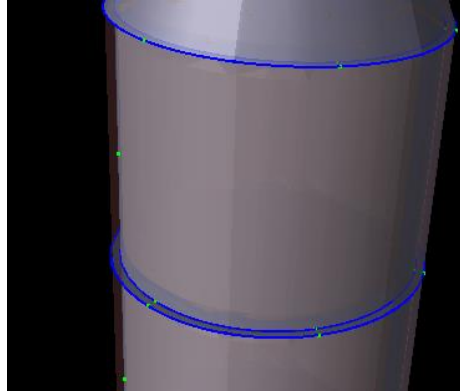


Figura 7-4. Vista aumentada de los tanques de la plataforma tipo spar.

La plataforma cuenta con nueve tanques, teniendo siete a lo largo de todo el cilindro con los diámetros a analizar: 11 m, 12 m y 13 m. Como ya se mencionó, la altura del tanque de lastre varía en cada uno de los nueve diseños. Los tanques restantes van vacíos, aportando sólo flotabilidad. En la Figura 7-5 se muestra la compartimentación de la plataforma tipo spar de diámetro de 12 m y espesor de 40 cm.

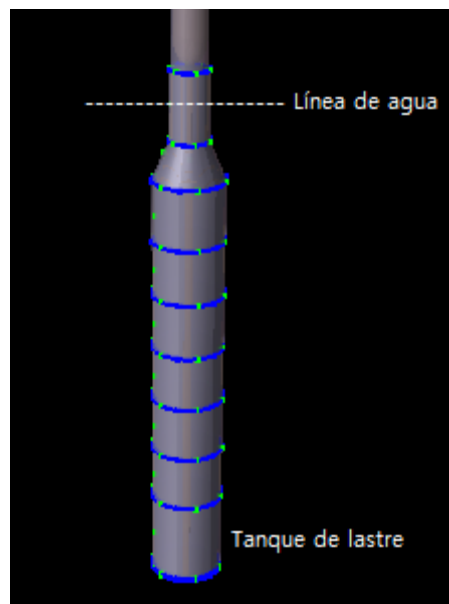


Figura 7-5. Compartimentación de la plataforma tipo spar con un diámetro de 12 m.

La turbina eólica fue modelada en dos partes: la torre como un elemento tubular de acero y la turbina y sus componentes (rotor y góndola) como una carga puntual en su centro común

de masa, el cual está ubicado por encima de la geometría de la torre (Figura 7-6). Esta masa fue unida a la torre por medio de vigas, para así asegurar que la carga sea tomada en cuenta en el análisis de mallado. A las vigas se les asignó una densidad de 0.001 kg/m^3 , para que así no interfieran en la masa total del sistema.

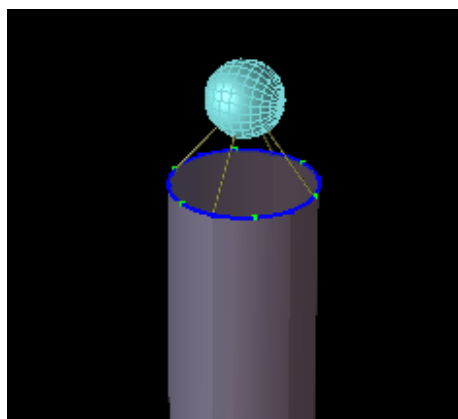


Figura 7-6. Masa del rotor y góndola modelada como una carga puntual, ubicada en una intersección de vigas.

La Tabla 7-6 muestra las características de cada una de las diferentes plataformas tipo spar que se modelaron. En el peso en rosca ya está incluida la masa de la turbina y de la torre.

Antes de pasar a los análisis hidrodinámicos, cada uno de los modelos fue analizado en el Wizard de estabilidad (Stability) de HydroD, software de la suite Sesam, cumpliendo todos con la normativa de IMO MARPOL y MODU MARPOL para estabilidad intacta. Además, cumplen con la normativa de tener un $GM > 1.0 \text{ m}$.

Tabla 7-6. Características de las diferentes plataformas tipo spar.

Diámetro (m)	Espesor (m)	Peso en rosca (tons)	Peso de lastre (tons)	Altura del tanque de lastre (m)	GM (m)
11.00	0.35	3319.13	4115.36	14.07	5.09
	0.40	3658.34	3776.15	13.16	3.74
	0.45	3995.09	3439.40	12.23	2.41
12.00	0.35	3562.48	5261.18	14.94	7.88
	0.40	3930.96	4892.70	14.15	6.70
	0.45	4297.11	4526.55	13.33	5.53
13.00	0.35	3802.91	6519.02	15.61	10.08
	0.40	4209.26	6112.67	14.88	9.00
	0.45	4608.44	5713.49	14.14	7.95

7.4 Análisis hidrodinámicos

El software que se utilizó, es un módulo del programa HydroD de la paquetería Sesam: el *Wizard Wadam*. Este *Wizard* realiza análisis hidrodinámicos generales en el dominio de la frecuencia para calcular la interacción ola-estructura para estructuras fijas o flotantes de forma arbitraria.

Para realizar los análisis hidrodinámicos, es necesario definir algunas características. Un ejemplo son los intervalos del periodo de ola que se desea analizar, los ángulos de incidencia con respecto al objeto flotante, la condición de carga que tiene, el tirante de agua y su densidad, entre otros.

En el *Wizard Wadam* se definió un tirante de agua de 200 m, un periodo de 0.5 a 35 segundos en intervalos de 0.5 segundos con ángulos de incidencia de 0°, 45° y 90°, en virtud de que es una estructura circular y su comportamiento debe ser el mismo sin importar el ángulo de incidencia de la ola. Se fijó la matriz crítica de amortiguamiento en 3% y la amplitud de ola en 1.0 m.

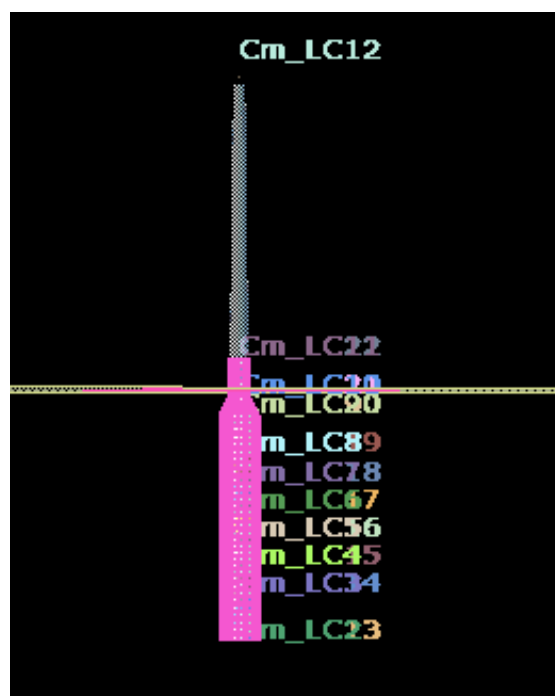


Figura 7-7. Plataforma tipo spar con diámetro de 13 m con 45 cm de espesor en HydroD.

7.5 Análisis acoplados

Para realizar los análisis acoplados (interacción flotante-sistema de amarre) de la plataforma tipo spar de 12 m de diámetro y 45 cm de espesor (ver 8.2), se empleó el programa DeepC de la paquetería Sesam. Este software es un programa interactivo usado para modelar configuraciones flotantes ligadas al suelo marino por medio de líneas de amarre, piernas tensionadas, etc.

Con el objetivo de estudiar el comportamiento de la spar ante oleaje, se efectuó la propuesta de tres sistemas de amarre de diferentes características:

- Cadena
- Cadena-cable de acero-cadena
- Cadena-poliéster-cadena.

Cada sistema consta de 3 líneas igualmente espaciadas, es decir, a cada 120° . La cadena que se seleccionó para los tres sistemas de amarre fue R4 studless [38], el cable de acero es spiral strand [39] y el cable de poliéster es Polyester Bridon Superline [39]. La Tabla 7-7 presenta la longitud de los segmentos de las líneas de los tres sistemas de amarre.

Tabla 7-7. Longitud de segmentos de líneas.

Sistema de amarre No.	Segm. inferior (m)	Segm. intermedio (m)	Segm. superior (m)	Total (m)
1	528			528
2	280	222	20	522
3	50	155	20	225

Es importante mencionar que, en el programa DeepC, el dato de entrada requerido para la masa de las líneas de amarre es la masa seca, por lo que es conveniente considerar la masa sumergida que informa el fabricante de la línea, el diámetro y calcular la masa seca por separado.

Lo anterior se debe a que la formulación matemática del programa considera que cualquier línea tiene sección transversal circular (independientemente si se trata de los eslabones de una cadena o de una línea con arreglo de cables en espiral), por lo que es importante realizar el cálculo mencionado de manera externa.

Las masas secas calculadas a partir de la masa sumergida son: 119.25 kg/m para la cadena, 35.31 kg/m para el cable de acero y 21.96 kg/m para el cable de poliéster.

7.5.1 Sistema de amarre 1 – Cadena

La Tabla 7-8 contiene las características de las líneas del sistema de amarre 1. Este se conforma por líneas de un solo segmento de cadena, tratándose de un arreglo en catenaria.

Tabla 7-8. Características de las líneas del sistema de amarre 1.

Segmento	Tipo	Diámetro (mm)	Masa seca (kg/m)	Masa sumergida (kg/m)	EI (kN)	MBL (kN)
1	Cadena	81	131	113.97	590,490	6745

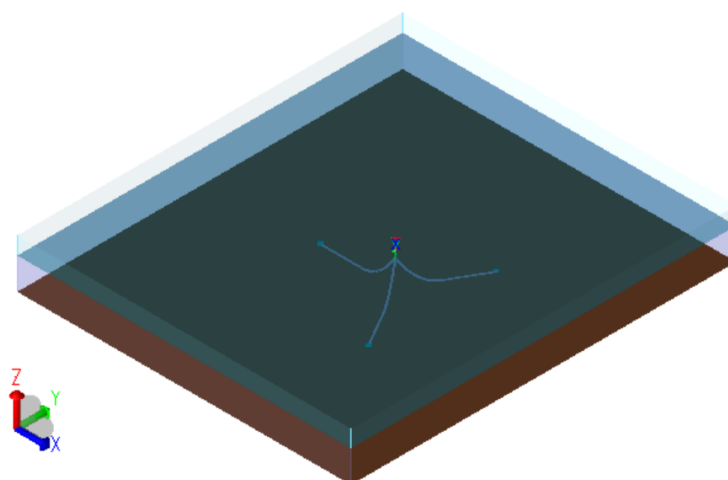


Figura 7-8. Spar con sistema de amarre 1.

La Figura 7-8 y Figura 7-9 muestran el sistema de amarre número 1 para la plataforma tipo spar en DeepC.

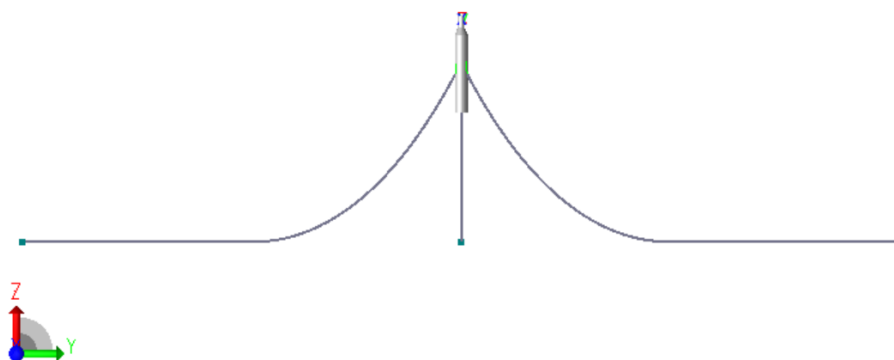


Figura 7-9. Vista de perfil de la spar con sistema de amarre 1.

7.5.2 Sistema de amarre 2 – Cadena-cable de acero-cadena

En el sistema de amarre 2, cada línea cuenta con 3 segmentos, en este caso, de cadena – cable de acero – cadena, siendo también un arreglo en catenaria. La Tabla 7-9 presenta las características de estas líneas.

Tabla 7-9. Características de las líneas del sistema de amarre 2.

Segmentos	Tipo	Diámetro (mm)	Masa seca (kg/m)	Masa sumergida (kg/m)	EI (kN)	MBL (kN)
1	Cadena	81	131	113.97	590,490	6,745
2	Cable	82	37.7	29.90	671,000	6,550
3	Cadena	81	131	113.97	590,490	6,745

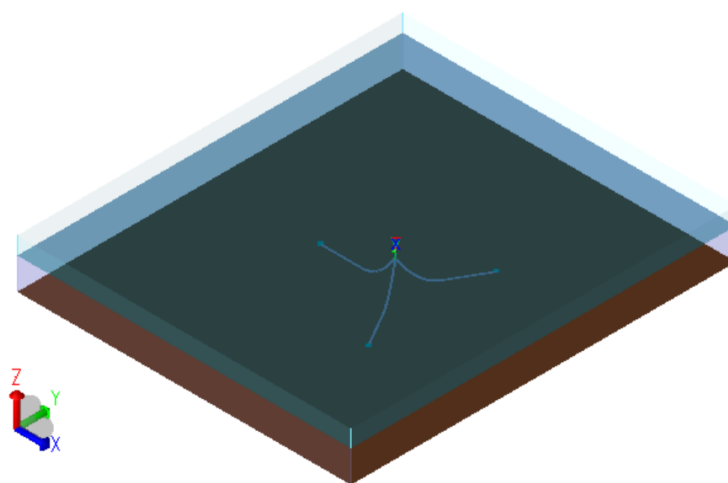


Figura 7-10. Spar con sistema de amarre 2.

La Figura 7-10 y Figura 7-11 muestran el sistema de amarre número 2 para la plataforma tipo spar en DeepC.

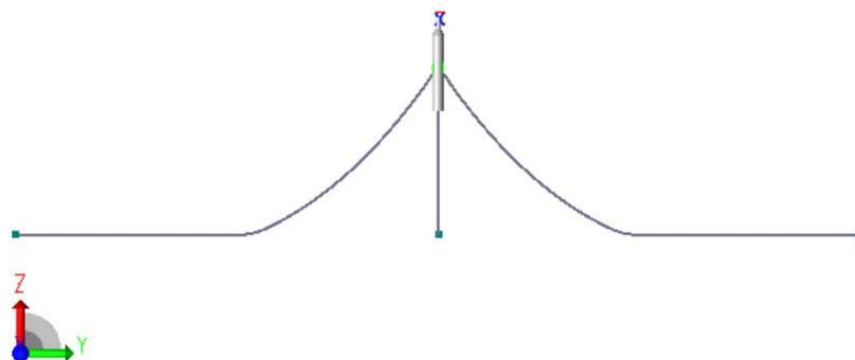


Figura 7-11. Vista de perfil de la spar con sistema de amarre 2.

7.5.3 Sistema de amarre 3 – Cadena-cable de poliéster-cadena

La Tabla 7-10 expone las características del sistema de amarre 3. Cada línea también tiene 3 segmentos, pero de cadena – cable de poliéster – cadena, siendo un arreglo de líneas tensadas conocido como taut-leg.

Tabla 7-10. Características de las líneas del sistema de amarre 3.

Segmentos	Tipo	Diámetro (mm)	Masa seca (kg/m)	Masa sumergida (kg/m)	EI (kN)	MBL (kN)
1	Cadena	81	131	113.97	590,490	6,745
2	Poliéster	151	14.4	3.60	166,900	6,180
3	Cadena	81	131	113.97	590,490	6,745

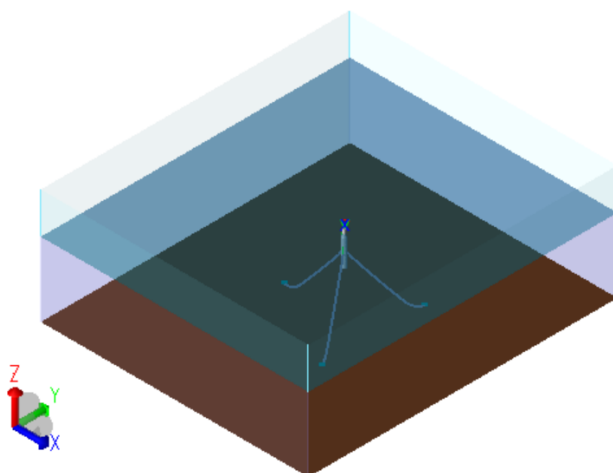


Figura 7-12. Spar con sistema de amarre 3.

La Figura 7-12 y Figura 7-13 muestran el sistema de amarre número 3 para la plataforma tipo spar en DeepC.

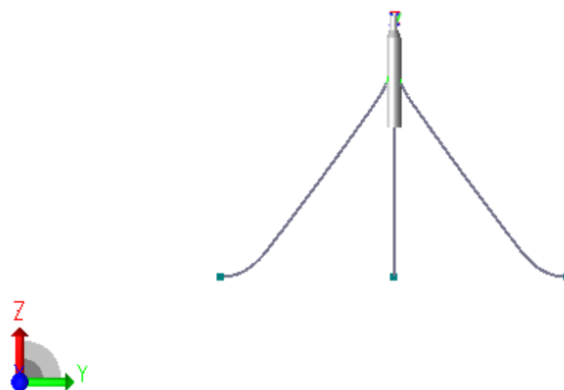


Figura 7-13. Vista de perfil de la spar con sistema de amarre 3.

7.5.4 Oleaje

Los análisis que se llevaron a cabo en el flotante seleccionado con los diferentes sistemas de amarre son ante oleaje regular con una acción a 180° , una altura de ola de 2.0 m y diferentes periodos, que van desde los 4 a 34 segundos. Es importante mencionar que la acción del viento y corriente no se tomaron en cuenta, ya que se estudia el comportamiento de cada sistema ante oleaje.

Con estas condiciones, se generaron resultados de las series en el tiempo de los movimientos de la plataforma en sus seis grados de libertad, la pre-tensión y tensiones máximas de las líneas.

Con los movimientos de la spar, podremos hacer una comparación de los operadores de amplitud de respuesta (RAO) entre los análisis hidrodinámicos y acoplados en arfada y cabeceo. Esto con el fin de compararlos, y además obtener un nuevo resultado que depende del sistema de amarre: avance.

Los sistemas de amarre 1 y 2, por su conformación y tipo de material, ejercen las fuerzas de restauración al sistema flotante por el peso propio de las líneas, es decir, cuando la spar presenta un desplazamiento horizontal debido a las fuerzas ambientales, las líneas de amarre tenderán a levantarse hasta que, con el peso propio, ejerzan una fuerza para contrarrestar el desplazamiento.

En el sistema de amarre 3, cuyas líneas cuentan con segmentos largos de poliéster, el cual es un material ligero, las fuerzas de restauración se ejercen directamente por las fuerzas elásticas de las líneas.

8 Resultados

Para visualizar los resultados de los análisis hidrodinámicos realizados en el *Wizard Wadam* de Hydro D, es necesario una extensión de la suite Sesam llamada Postresp. Estos resultados se representan en gráficas o en forma numérica.

Por preferencia personal, se obtuvieron los resultados de Postresp en forma numérica en un archivo de texto para luego procesarlos y graficarlos por medio del programa MATLAB, en el cual se hizo la comparación de las distintas respuestas de las plataformas tipo spar en cada uno de los grados de libertad.

8.1 Análisis hidrodinámicos

Para seleccionar un flotante de entre las nueve configuraciones, se realizó una comparación de las respuestas hidrodinámicas en arfada, balanceo y cabeceo, los cuales, para este tipo de sistemas, son movimientos que dependen principalmente de la forma de la estructura flotante. Avance, deriva y guiñada dependen principalmente del sistema de amarre.

8.1.1 RAO Arfada

La Figura 8-1 muestra la comparación de respuestas en arfada de las plataformas de 11 m en 0° con los tres diferentes espesores que se analizaron.



Figura 8-1. Comparación de respuestas en arfada de las spar de 11 m para 0° .

Estos tres espesores muestran el mismo comportamiento en este movimiento, alcanzando la mayor respuesta en 31 s con un valor de 4.4 m/m.

En la Figura 8-2, se visualiza la comparación de respuestas en arfada de las plataformas de 12 m en 0° con los tres diferentes espesores. Como en el caso anterior, los tres espesores muestran el mismo comportamiento en este movimiento, alcanzando la mayor respuesta en 34 s con un valor de 4.2 m/m.



Figura 8-2. Comparación de respuestas en arfada de las spar de 12 m para 0°.

En la Figura 8-3, se muestra la comparación de respuestas en arfada de las spar de 13 m a 0° con los tres diferentes espesores. Estos muestran el mismo comportamiento en este movimiento, alcanzando la mayor respuesta en un periodo mayor a 35 s.



Figura 8-3. Comparación de respuestas en arfada de las spar de 13 m para 0°.

La Figura 8-4, muestra la comparación de respuestas en arfada de las plataformas tipo spar con los tres diferentes diámetros. Para este movimiento, la plataforma de 13 m es la que tiene una menor respuesta hidrodinámica de las tres.

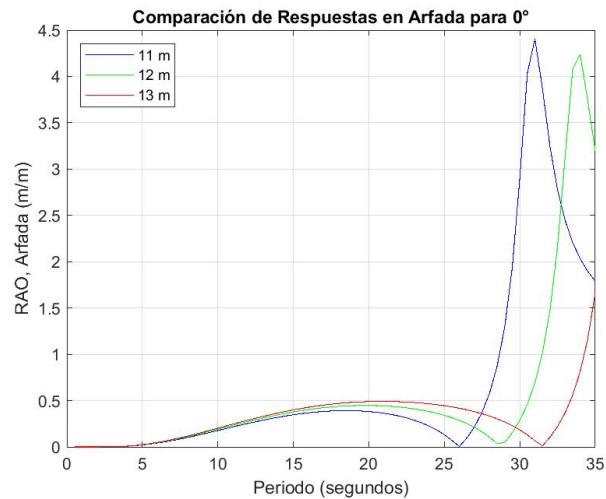


Figura 8-4. Comparación de respuestas en arfada de los diferentes diámetros para 0°.

8.1.2 RAO Balanceo

La mayor respuesta obtenida en balanceo se da a 90°. En la Figura 8-5, se visualiza la comparación de respuestas en el movimiento de balanceo de las spar de 11 m a un ángulo de 90°. La plataforma con mayor espesor, 45 cm, es la que demuestra tener una menor respuesta al oleaje.

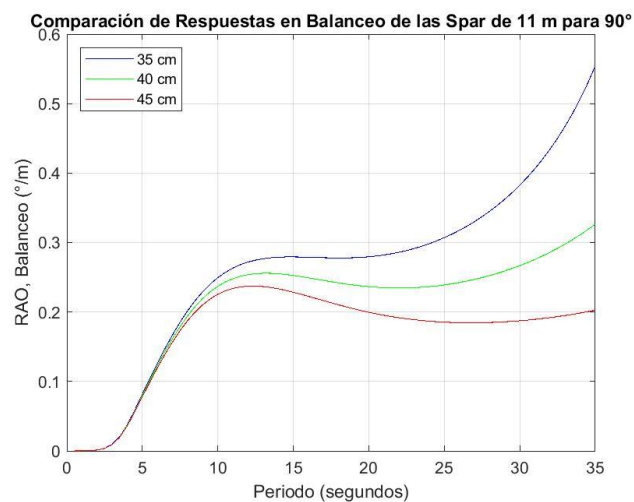


Figura 8-5. Comparación de respuestas en balanceo de las spar de 11 m para 0°.

La Figura 8-6 y Figura 8-7, muestran la comparación de respuestas en balanceo de las plataformas de 12 m y 13 m en 0° con los tres diferentes espesores, respectivamente.

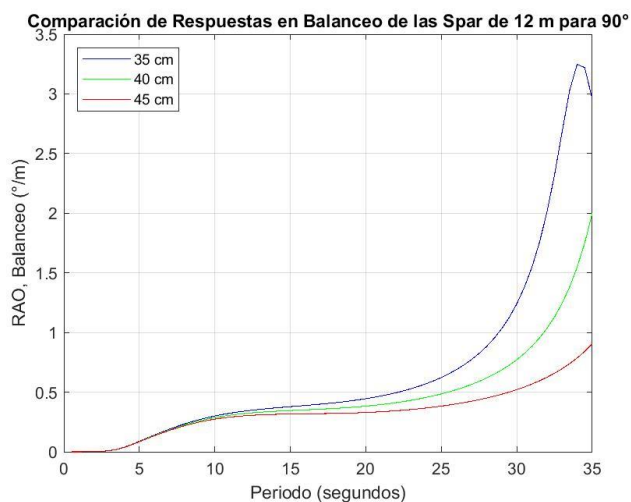


Figura 8-6. Comparación de respuestas en balanceo de las spar de 12 m para 0° .

Como en el caso anterior, la plataforma con menor respuesta hidrodinámica es aquella que tiene un espesor de 45 cm.

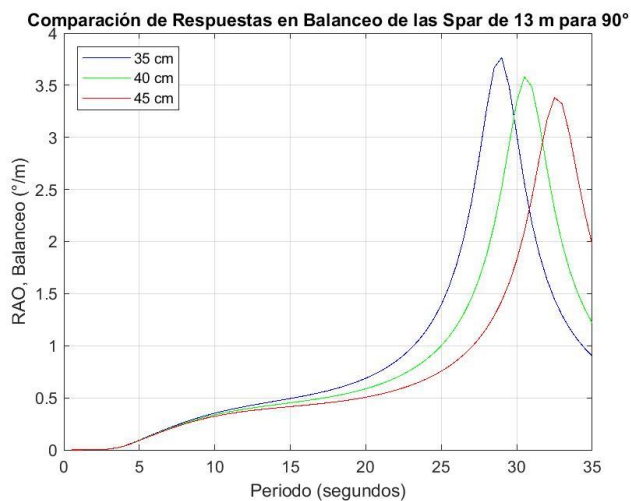


Figura 8-7. Comparación de respuestas en balanceo de las spar de 13 m para 0° .

Ahora se graficará la comparación de respuestas en balanceo de los diferentes diámetros para el espesor de 45 cm, el cual demostró una menor respuesta al oleaje en los tres casos anteriores. En la Figura 8-8, se puede visualizar que, al contrario de arfada, en este movimiento la plataforma con menor respuesta es la de menor diámetro, es decir, la de 11 m.

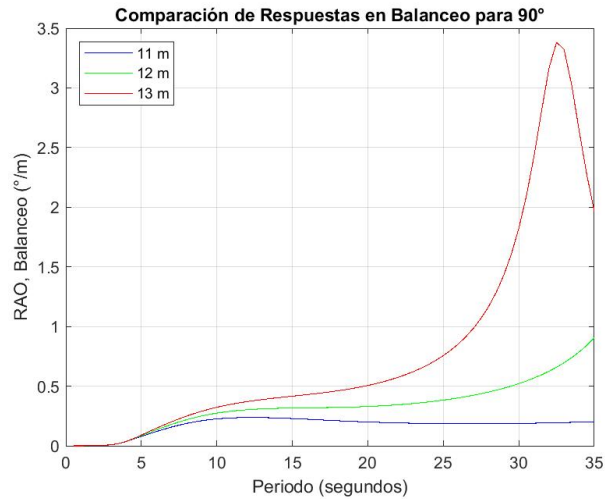


Figura 8-8. Comparación de respuestas en balanceo de los diferentes diámetros con 45 cm de espesor para 90°.

8.1.3 RAO Cabeceo

Para el caso de estructuras cilíndricas, el movimiento de cabeceo tiene los mismos valores que balanceo, pero, por ser el movimiento contrario (ver Figura 6-10), la respuesta máxima se da a los 0°.

En la Figura 8-9, Figura 8-10 y Figura 8-11 se graficó la comparación de respuestas en cabaceo de las plataformas tipo spar de 11 m, 12 m y 13 m de diámetro, respectivamente en un ángulo de 0°.

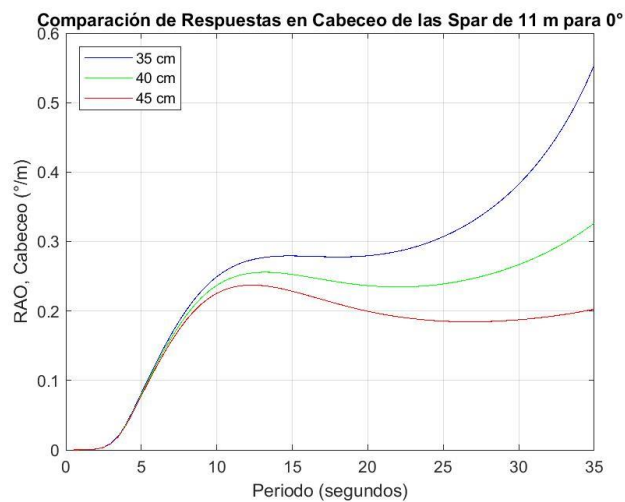


Figura 8-9. Comparación de respuestas en cabeceo de las spar de 11 m para 0°.

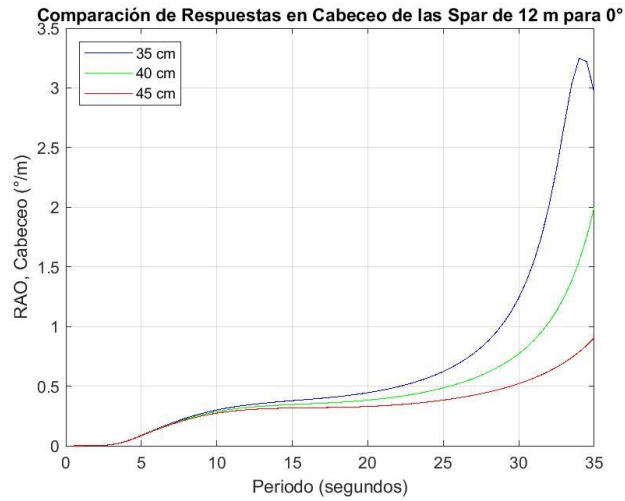


Figura 8-10. Comparación de respuestas en cabeceo de las spar de 12 m para 0°.

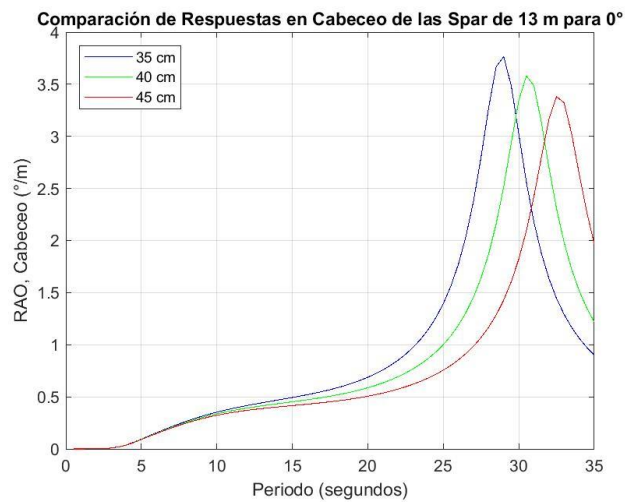


Figura 8-11. Comparación de respuestas en cabeceo de las spar de 13 m para 0°.

Como en el caso del movimiento de balanceo, en los tres diámetros, la mayor respuesta se obtiene con el menor espesor, que es 0.35 cm.

En la Figura 8-12, se visualiza la comparación de respuestas en cabeceo a 0° de los diferentes diámetros analizados (11 m, 12m y 13 m) con un espesor de 45 cm, el cual demostró el mejor comportamiento hidrodinámico de los tres espesores en balanceo y cabeceo.

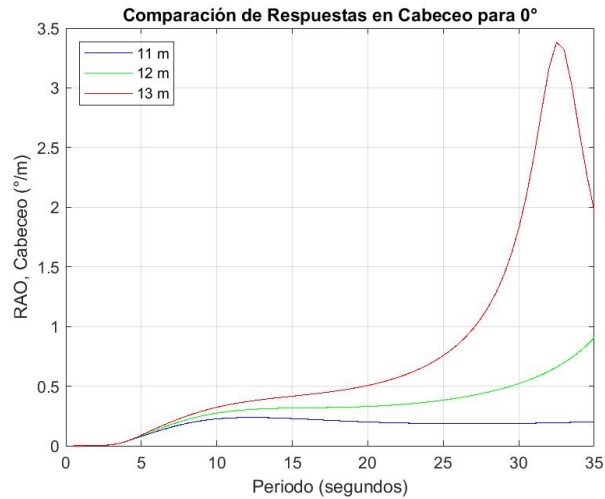


Figura 8-12. Comparación de respuestas en cabeceo de los diferentes diámetros con 45 cm de espesor para 0°.

8.2 Flotante seccionado

Basado en las comparaciones anteriores del comportamiento hidrodinámico, el flotante que se seleccionó fue el de **diámetro de 12 m con espesor de 45 cm**. Esta configuración fue seleccionada ya que cuenta con una respuesta media en arfada, balanceo y cabeceo.

La Tabla 8-1 muestra las características del flotante que se eligió. El centro de empuje y de gravedad son medidos desde la línea de agua en el nivel del mar.

Tabla 8-1. Características del flotante seleccionado.

Diámetro	12 m
Espesor de pared	45 cm
Volumen desplazado	8,608.45 m ³
GM	5.53 m
Centro de empuje (CB)	-41.75 m
Centro de gravedad (CG)	-47.57 m

8.3 Análisis acoplados

Con el flotante seleccionado, se propusieron tres diferentes configuraciones de sistema de amarre: cadena, cadena-cable de acero-cadena y cadena-poliéster-cadena.

8.3.1 Operadores de amplitud de respuesta: Hidrodinámicos vs Acoplados

Como se mencionó en el desarrollo del proyecto, la acción del oleaje se consideró a 180° , en otras palabras, en sentido contrario al eje x global, por lo tanto, tendremos valores para avance (surge), arfada (heave) y cabeceo (pitch).

La comparación de las respuestas en arfada para los tres diferentes sistemas de amarre y la obtenida en el análisis hidrodinámico se presenta en la Figura 8-13. Estas son muy similares entre sí, demostrando que el sistema de amarre no suele ser de gran influencia en el movimiento de arfada.

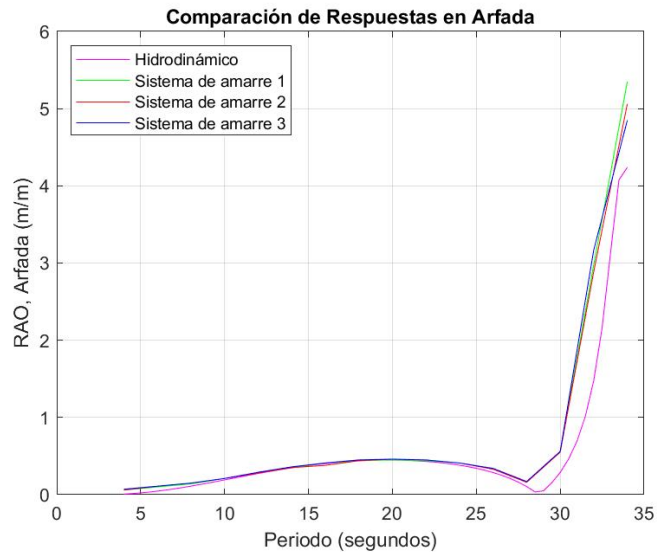


Figura 8-13. Comparación de respuestas en arfada para los diferentes sistemas de amarre.

La Figura 8-14 muestra la comparación de respuestas en cabeceo para los tres diferentes sistemas de amarre y la obtenida en los análisis hidrodinámicos. Las tres configuraciones tienden a tener un pequeño aumento en su respuesta en periodos mayores a 25 segundos en comparación con la hidrodinámica, llegando al doble de su valor a los 34 segundos; la hidrodinámica con 0.75° y para los sistemas de amarre 1.50° para una ola de amplitud unitaria. Esta respuesta está influenciada por el sistema de amarre que, con las fuerzas de restauración, tienden a aumentar ligeramente la amplitud de movimientos en cabeceo.

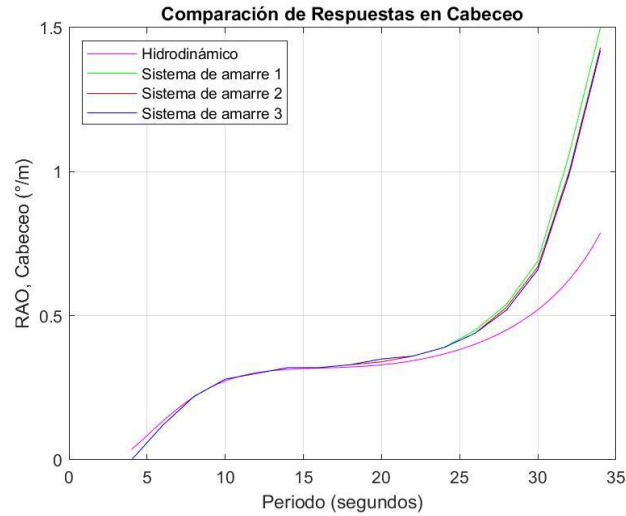


Figura 8-14. Comparación de respuestas en cabeceo para los diferentes sistemas de amarre.

Para el caso del movimiento de avance, sólo se comparan las respuestas obtenidas en los análisis acoplados, debido a que en el hidrodinámico no se tomó en cuenta el sistema de amarre. La Figura 8-15 contiene la comparación de respuestas en avance de los tres diferentes sistemas de amarre. En el periodo de 4 segundos, se puede apreciar que el sistema de amarre 3 tiene un desplazamiento mucho mayor que los sistemas 1 y 2, con un valor de 7 m para una ola de amplitud unitaria. A partir de los 8 hasta los 30 segundos, demuestran un comportamiento muy similar. A los 34 segundos, el sistema de amarre 1 tiene una respuesta ligeramente mayor que los otros dos.

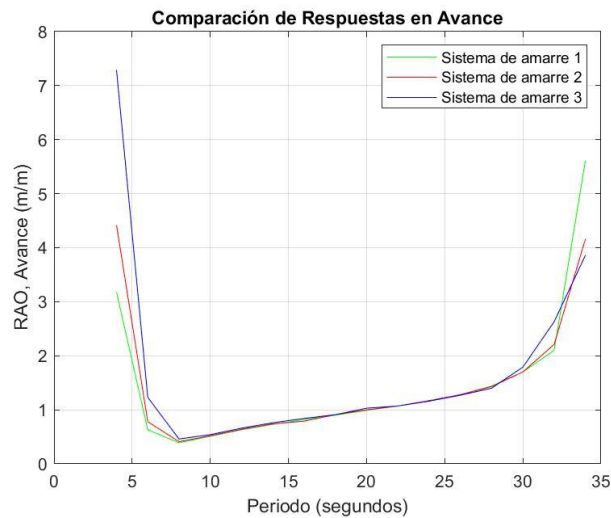


Figura 8-15. Comparación de respuestas en avance para los diferentes sistemas de amarre.

8.3.2 Pre-tensión de las líneas de amarre

La pre-tensión de las líneas de amarre es la tensión de las líneas en el equilibrio inicial del sistema sin que haya cargas ambientales. Como las tres líneas son iguales, cada línea del sistema tiene la misma pre-tensión.

La Tabla 8-2 presenta las pre-tensiones de los tres diferentes sistemas de amarre. La mayor pre-tensión la tiene el sistema de amarre 1 y la menor el 3.

Tabla 8-2. Pre-tensiones de los tres sistemas de amarre.

Sistema de amarre No.	Pre-tensión (kN)
1	348.99
2	146.95
3	92.06

8.3.3 Tensión de las líneas de amarre

A diferencia de la pre-tensión, la tensión de las líneas de amarre varía con las diferentes condiciones ambientales a las que está sometida el sistema (en este caso sólo oleaje regular). Además, de que los valores pueden variar en cada línea. La Figura 8-16 contiene la configuración de las líneas de los tres sistemas de amarre.

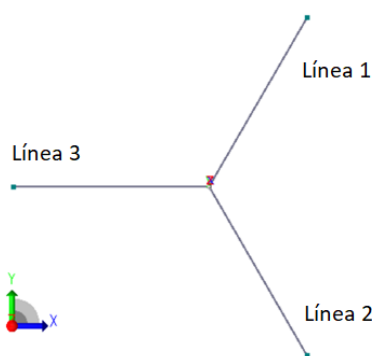


Figura 8-16. Configuración de las líneas de los tres sistemas de amarre.

Los resultados que se le pidieron al programa son las tensiones en las conexiones superiores (fairleads), que es donde se encuentra conectada la cadena de los tres sistemas de amarre.

Para el sistema de amarre 3, también se pidió la tensión en las anclas en virtud de que es un sistema de amarre de líneas tensadas.

Los valores de las tensiones máximas en la conexión superior de cada línea del sistema de amarre 1 se muestran en la Figura 8-17. Las tres líneas tienen una tensión similar, alcanzando su valor máximo en el periodo de 34 segundos.

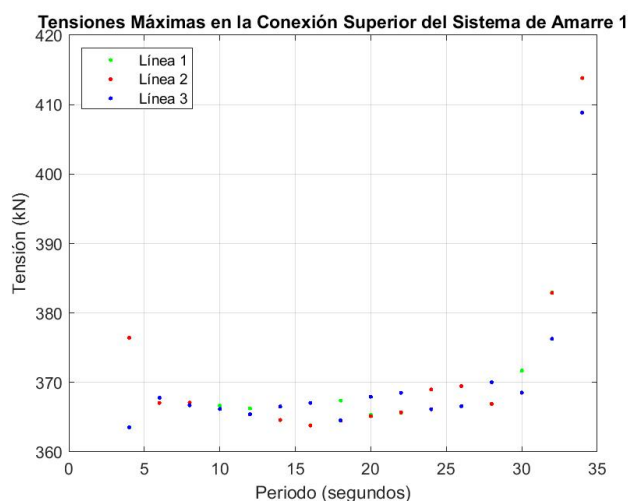


Figura 8-17. Tensiones máximas en la conexión superior del sistema de amarre 1.

La Figura 8-18 contiene los valores de las tensiones máximas en la conexión superior de cada línea del sistema de amarre 2. Al igual que la configuración 1, las tensiones de las tres líneas son similares, alcanzando su valor máximo en el mayor periodo analizado.

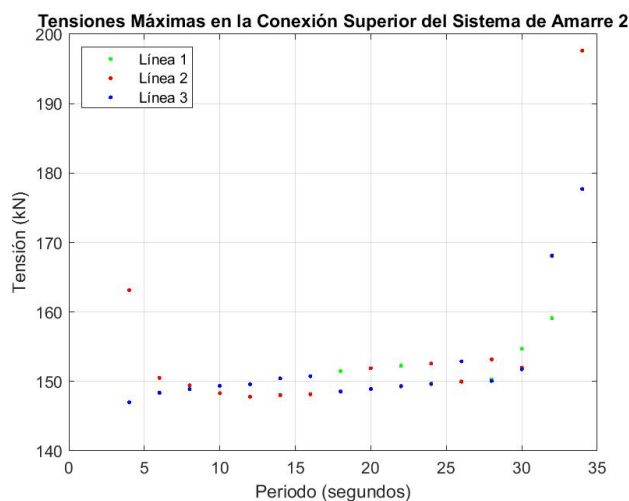


Figura 8-18. Tensiones máximas en la conexión superior del sistema de amarre 2.

Para el sistema de amarre 3, la Figura 8-19 y Figura 8-20 muestran las tensiones máximas en la conexión superior y anclas, respectivamente, esto en vista de que es un sistema de amarre de líneas tensionadas.

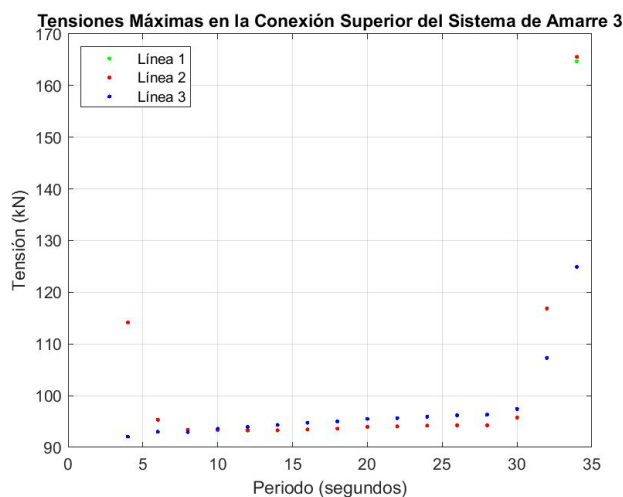


Figura 8-19. Tensiones máximas en la conexión superior del sistema de amarre 3.

De la misma manera que las configuraciones anteriores, las líneas cuentan con una tensión similar que aumenta considerablemente en el periodo de 34 segundos.

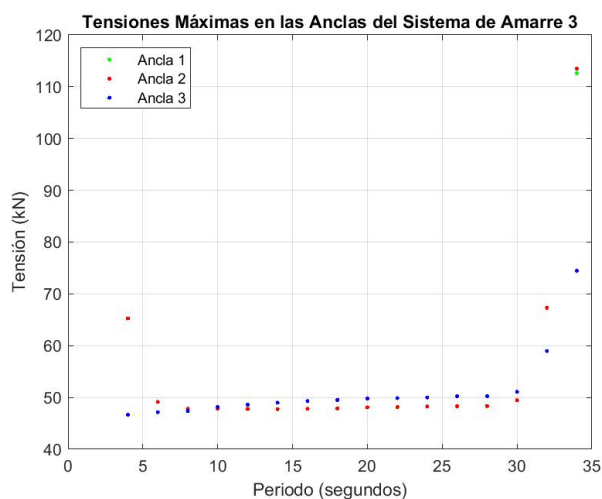


Figura 8-20. Tensiones máximas en las anclas del sistema de amarre 3.

Es importante observar que las tensiones de las líneas 1 y 2 son muy similares (prácticamente iguales), debido a la incidencia del oleaje a 180° (actuando justo en medio de ambas líneas). Así mismo, se comparó la tensión máxima en las conexiones superiores de los tres sistemas de amarre, esto se puede apreciar en la Figura 8-21. Cabe mencionar que las tensiones

aumentan con el peso de las líneas, por lo que el sistema de amarre 1 que es de pura cadena, cuenta con la mayor tensión, y el sistema de amarre 3, que contiene poliéster y tiene el menor peso, tiene el menor valor.

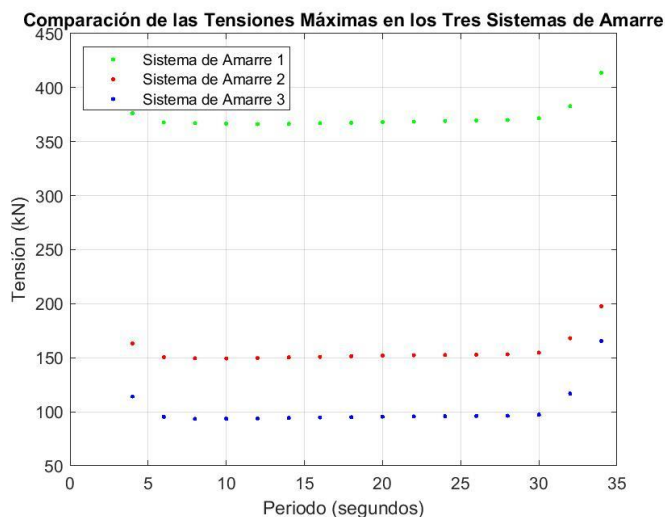


Figura 8-21. Comparación de tensiones máximas en la conexión superior de los tres sistemas de amarre.

De acuerdo a API-RP-2SK [40], se recomienda que la tensión máxima en la cadena no sobrepase el 60% del MBL (Minimum Breaking Load) de la misma. El MBL de la cadena utilizada en los tres sistemas de amarre es de 6,745 kN. La Tabla 8-3 presenta el porcentaje que alcanza cada sistema.

Tabla 8-3. Porcentaje de MBL que alcanzan los tres sistemas de amarre.

Sistema de amarre No.	Tensión Máxima (kN)	%MBL
1	413.83	6.10%
2	197.65	2.90%
3	114.2	1.70%

A pesar de que las cadenas que se eligieron son casi las de menor diámetro del fabricante, los porcentajes alcanzados están muy por debajo del límite recomendado por API. No obstante, se decidió que las cadenas cuenten con un diámetro suficiente en relación al desgaste futuro por corrosión.

8.3.4 Series en el tiempo

De los análisis acoplados, se obtuvieron las series en el tiempo de los movimientos de arfada, cabeceo y avance, así como las tensiones registradas en cada línea, con el oleaje regular analizado: una ola con altura de 2.0 m con periodos que van desde los 4 a los 34 segundos. Estas tuvieron una duración de 2,200 segundos con una rampa de aplicación del oleaje de 200 segundos.

En total, se obtuvieron 288 series. Por esta razón, para los movimientos se decidió sólo mostrar una comparación de los tres sistemas de amarre con dos diferentes periodos: 8 y 28 segundos y, para las tensiones, una comparación a los 8 segundos. Así como sólo graficar de los 1000 a los 1050 segundos para el periodo de 8 segundos y de 1000 a 1100 segundos para el de 28, con el fin de que se observe de manera más detallada el movimiento armónico que se presenta.

8.3.4.1 Movimientos

La Figura 8-22 y Figura 8-23 exhiben la comparación de las series en el tiempo para los tres sistemas de amarre en arfada para un periodo de 8 y 28 segundos, respectivamente. En ambos periodos, los tres sistemas de amarre tienen un desplazamiento similar, esto se puede comprobar revisando los operadores de amplitud de respuesta en los periodos de 8 y 28 segundos; los tres sistemas se comportan igual. La diferencia entre la primera y la segunda figura es la longitud de onda que tiene cada una.

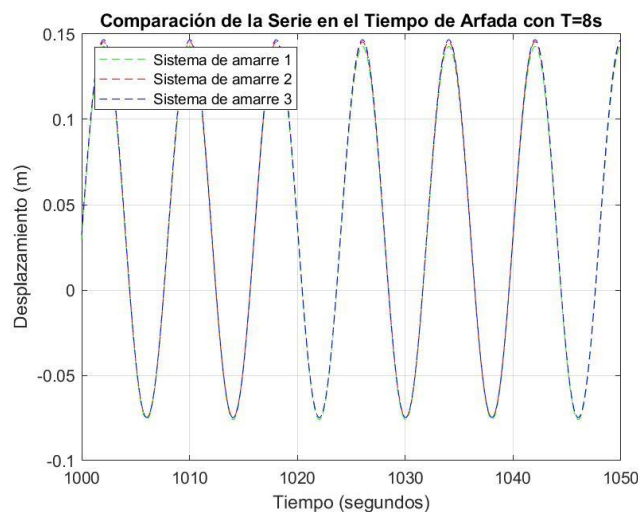


Figura 8-22. Comparación de la serie en el tiempo de arfada con un periodo de 8 segundos.

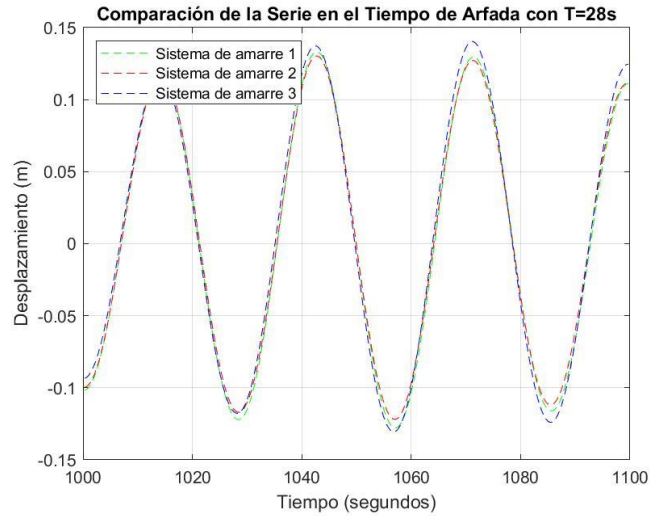


Figura 8-23. Comparación de la serie en el tiempo de arfada con un periodo de 28 segundos.

Las comparaciones de las series en el tiempo para los tres sistemas de amarre en el movimiento de cabeceo para un periodo de 8 y 28 segundos se muestran en la Figura 8-24 y Figura 8-25, respectivamente. Al igual que en arfada, los tres sistemas de amarre tienen un comportamiento muy similar con la misma amplitud en ambas figuras. Sin embargo, cada periodo cuenta con una amplitud y longitud de onda diferente, alcanzando casi los 0.25° el periodo de 8 segundos y 0.5° el de 28.

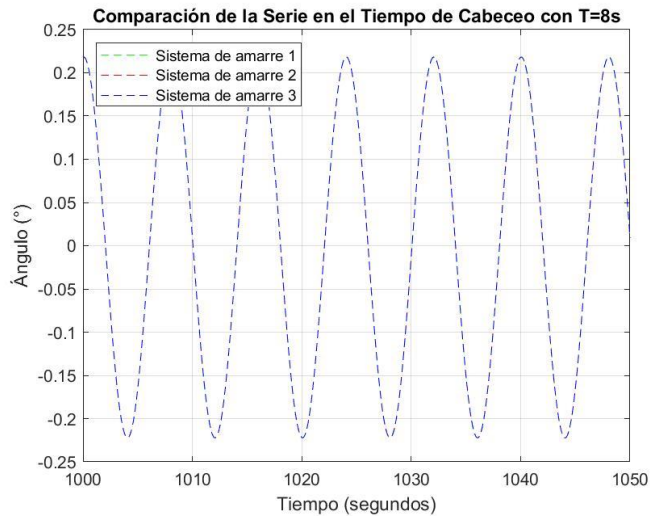


Figura 8-24. Comparación de la serie en el tiempo de cabeceo con un periodo de 8 segundos.

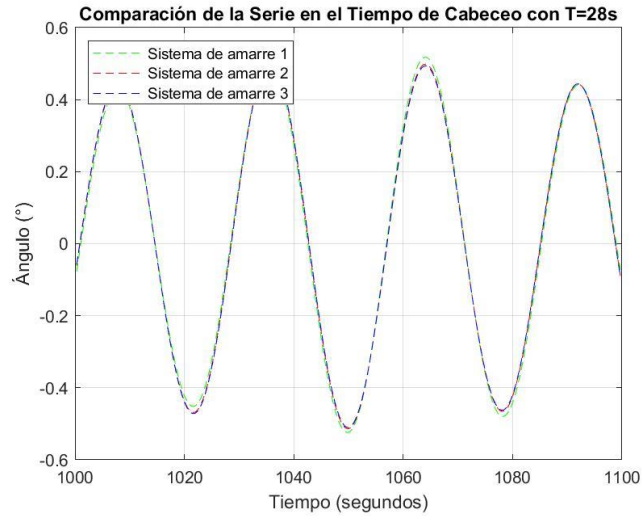


Figura 8-25. Comparación de la serie en el tiempo de cabeceo con un periodo de 28 segundos.

La Figura 8-26 y Figura 8-27 presentan la comparación de las series en el tiempo de los tres sistemas de amarre en el movimiento de avance con un periodo de 8 y 28 segundos, respectivamente. En el periodo de 8 segundos, los tres sistemas demuestran tener un comportamiento similar. No obstante, en la segunda figura, el sistema de amarre 3 exhibe un comportamiento diferente: este cuenta con una amplitud, en este caso desplazamiento de 0.5 metros, lo cual es menor a los sistemas 1 y 2 que alcanzan un valor de 1.3 m, asimismo los tres tienen el mismo periodo.

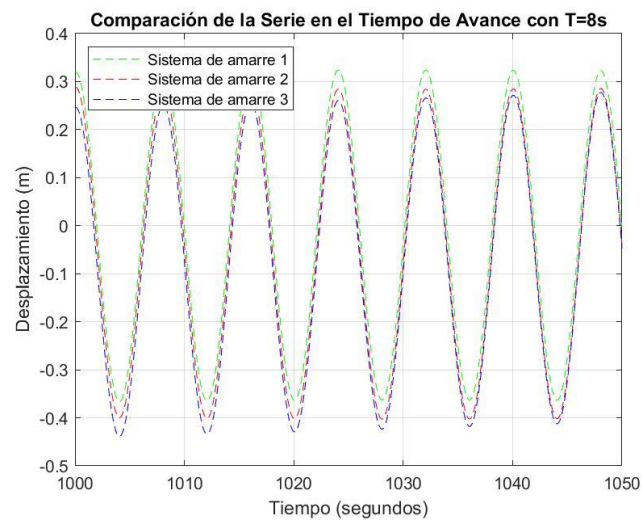


Figura 8-26. Comparación de la serie en el tiempo de avance con un periodo de 8 segundos.

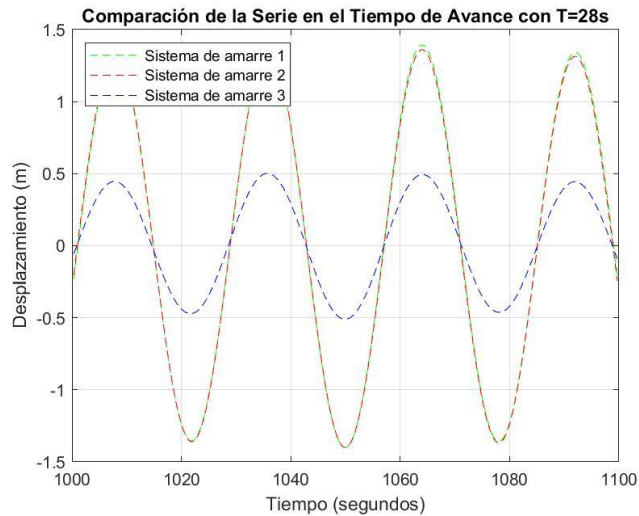


Figura 8-27. Comparación de la serie en el tiempo de avance con un periodo de 28 segundos.

8.3.4.2 Fuerzas

La comparación de las series en el tiempo de la fuerza de las líneas del sistema de amarre 1 (SA 1) con un periodo de 8 segundos está graficado en la Figura 8-28. Las líneas 1 y 2 cuentan con una serie en el tiempo igual y su tensión máxima es ligeramente menor que la de la línea 3, por casi 0.5 kN. Aun así, las tres parecen contar con el mismo periodo y longitud de onda. Como se mencionó anteriormente, este sistema cuenta con las mayores tensiones debido al peso de las líneas que están compuestas de cadena.

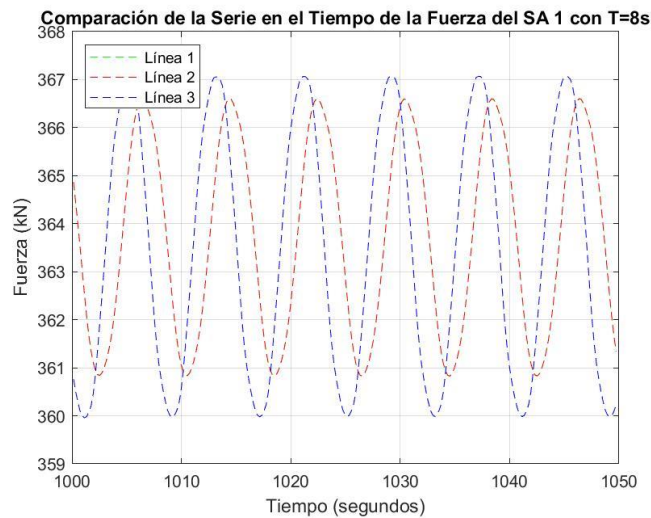


Figura 8-28. Comparación de las series en el tiempo de la fuerza del SA 1 con un periodo de 8 segundos.

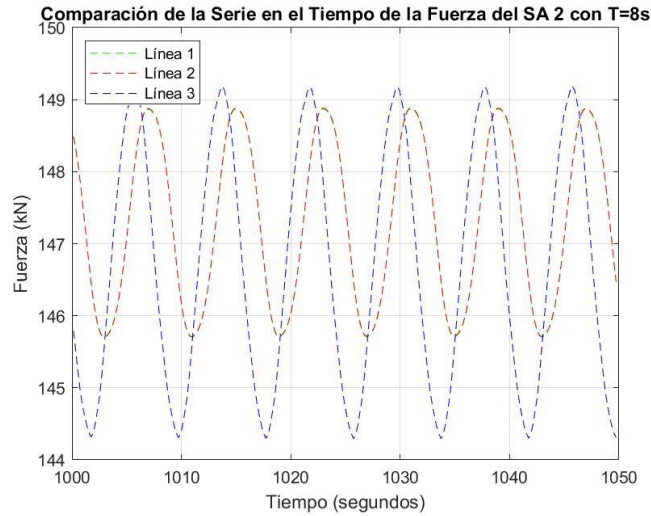


Figura 8-29. Comparación de las series en el tiempo de la fuerza del SA 2 con un periodo de 8 segundos.

La Figura 8-29 presenta la comparación de las series en el tiempo de la fuerza de las líneas del sistema de amarre 2 (SA 2). De la misma forma que en el sistema de amarre 1, las líneas 1 y 2 poseen el mismo comportamiento con una amplitud menor que la línea 3, pero con el mismo periodo y longitud de onda.

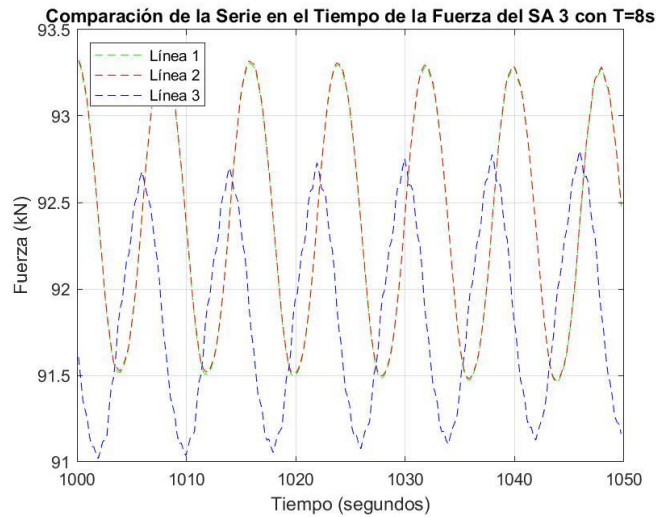


Figura 8-30. Comparación de las series en el tiempo de la fuerza del SA 3 con un periodo de 8 segundos.

La comparación de las series en el tiempo de la fuerza de las líneas del sistema de amarre 3 (SA 3) con un periodo de 8 segundos está graficado en la Figura 8-30. La línea 1 y 2 vuelven a tener el mismo comportamiento, pero a diferencia de los dos sistemas anteriores, aquí la mayor tensión se presenta en las líneas 1 y 2.

9 Competencias aplicadas

A lo largo del desarrollo de este proyecto se emplearon los conocimientos de diferentes materias vistas durante todo el transcurso de la carrera: computación, fundamentos de investigación, dibujo en ingeniería naval, cálculos de forma y estabilidad, análisis de estabilidad, métodos de diseño de vehículos marinos, taller de investigación, dinámica de vehículos marinos, hidromecánica offshore y plataformas offshore.

Para realizar el escrito de todos los temas contenidos en la memoria de residencia se aplicaron las habilidades aprendidas de fundamento y taller de investigación, así como computación para el procesamiento de textos y hojas de cálculo.

El proceso de diseño de una estructura flotante fue parte del aprendizaje de la materia de métodos de diseño de vehículos marinos, conjuntamente con plataformas offshore.

De cálculos de forma y estabilidad y análisis de estabilidad, se aplicaron los conocimientos adquiridos para el cálculo del desplazamiento del casco, peso de lastre, centros de gravedad y empuje, y la aplicación de normativa para verificar que la plataforma pase los criterios establecidos por las sociedades de clasificación. Dibujo en ingeniería naval se empleó para realizar el modelado de la plataforma y turbina.

Para la interpretación de los datos obtenidos en los análisis hidrodinámicos en el programa HydroD, se ocuparon las competencias de dinámica de vehículos marinos e hidromecánica offshore.

Por otra parte, durante el desarrollo del proyecto también se adquirieron nuevas competencias, tales como la manipulación de los programas utilizados (GeniE, HydroD, Postresp, Deep C), así como aprender a escribir programas en Matlab.

10 Conclusión

En este trabajo se estudiaron varias configuraciones de una plataforma tipo spar de concreto para una turbina eólica marina de 5 MW. Los resultados obtenidos son de gran importancia, ya que se trata de un concepto que actualmente se encuentra en fase de desarrollo.

Como se mencionó en el estado del arte de las spars (6.2.2), la construcción del primer parque eólico de spars de concreto se empezó en octubre del 2020, por lo que la información relacionada al tema es muy escasa.

El estudio se enfocó en determinar diversas configuraciones de spars de concreto variando diámetros y espesores. Se seleccionaron tres diámetros: 11 m, 12 m y 13 m, cada uno con tres espesores: 35 cm, 40 cm y 45 cm; haciendo un total de nueve spars. Inicialmente, se ajustó la altura del tanque de lastre de cada spar, revisando que todos cumplieran con la normativa de estabilidad DNVGL-ST-0119 [19].

Posteriormente, se procedió a realizar el análisis hidrodinámico de las plataformas. De los resultados obtenidos, se identificó la influencia de su diámetro y espesor en cada grado de libertad. En arfada se observó que, ante los diferentes espesores, no existe variación de la respuesta, sin embargo, entre mayor sea el diámetro, la respuesta máxima se va presentando en periodos cada vez mayores.

Por otro lado, en balanceo y cabeceo, la respuesta mayor se da en el diámetro más grande. En cuanto a la variación de espesores, se observó que entre menor sea el espesor mayor es la respuesta.

Es importante mencionar que, la revisión de la respuesta de las spars con análisis hidrodinámicos, se enfocó en los grados de libertad de arfada, balanceo y cabeceo, ya que la respuesta en avance, deriva y guiñada está influenciada por el sistema de amarre, el cual no está presente en estos análisis.

A partir del comportamiento observado en las nueve spars, se determinó que, desde el punto de vista hidrodinámico, todas presentan respuestas adecuadas, es decir, ninguna de ellas muestra un incremento de consideración en las amplitudes de movimientos en el rango de periodos analizados.

Para realizar una propuesta de sistema de amarre, se seleccionó la configuración de spar con 12 m de diámetro y 45 cm de espesor. Esta configuración es un diámetro intermedio, recordando que entre mayor sea el diámetro, los movimientos de balanceo y cabeceo aumentan, y el espesor mayor, debido a que entre menor sea el espesor estas respuestas también aumentan. Este diámetro también se encuentra en una respuesta intermedia en arfada.

Para finalizar, se desarrollaron tres diferentes propuestas del sistema de amarre: cadena en catenaria, cadena-cable de acero-cadena en catenaria y por último cadena-poliéster-cadena con líneas tensionadas. Estas se analizaron ante oleaje regular a 180° sin cargas de viento ni corriente, obteniendo como resultados las series en el tiempo de los movimientos de la plataforma, la pretensión de las líneas y su tensión ante el oleaje.

Como era de esperarse, las tensiones mayores las presentaron las líneas más pesadas, es decir el arreglo con cadena, en segundo lugar, el arreglo cadena-cable de acero- cadena y por último el más ligero: cadena-poliéster-cadena. Debido a la falta de tiempo para realizar más análisis con diferentes condiciones de los sistemas de amarre, no se llegó a una conclusión de cuál sistema sería el más adecuado para la spar.

10.1 Trabajos futuros

Se recomienda que se analicen otras configuraciones de spar (puntal, diámetro y espesor) para turbinas eólicas con mayor capacidad a la estudiada en el presente trabajo. Actualmente, ya se fabrican turbinas eólicas marinas hasta de 14 MW [37], en donde es posible que las spars de concreto brinden una solución factible.

En los análisis acoplados se utilizó sólo oleaje regular sin viento ni corriente, sin embargo, es importante hacer una revisión con cargas ambientales extremas con la turbina parada y cargas ambientales de operación, en donde la turbina se encuentra girando y transmite una carga dinámica extra al sistema flotante.

En cuanto al sistema de amarre, se aconseja analizar situaciones de falla con el rompimiento de una línea. Asimismo, es importante realizar la revisión por fatiga. Además, se debe analizar la conveniencia de la inclusión de contrapesos (clump weights) en las líneas de amarre para mejorar el comportamiento global del sistema,

11 Glosario

Aerogenerador: Generador de energía eléctrica que es accionado por la fuerza del viento. Es sinónimo de turbina eólica.

Altura de ola significativa: Es el promedio de un tercio de las alturas de olas máximas en un estado de mar.

Altura metacéntrica: Distancia medida del centro de gravedad G al metacentro M de un cuerpo flotante.

Ángulo de escora: Ángulo formado por el cuerpo flotante inclinado y el plano vertical.

Brazo adrizante: Distancia horizontal entre las fuerzas de empuje y gravedad. Es una línea perpendicular trazada desde el centro de gravedad hasta el punto de intersección en la línea de la fuerza de empuje.

Centro de empuje: Centro de masa de la porción sumergida del cuerpo flotante.

Crujía: Línea imaginaria que, de proa a popa, divide una embarcación en dos mitades iguales.

Estado de mar: Describe el estado general de la superficie de un mar abierto. Cada estado de mar es caracterizado por parámetros estadísticos como altura de ola, periodo y espectro de ola.

Equilibrio estable: En el que después de una perturbación el objeto regresa a su posición inicial.

Francobordo: Distancia vertical entre la línea de carga que indica el calado máximo y la cubierta principal.

Frecuencia natural: Frecuencias a las que vibra un sistema bajo vibración libre. Son propiedades del sistema dinámico que dependen de su distribución de masa y rigidez.

Fuerza de arrastre: Fuerza de resistencia que ejerce un objeto cuando se mueve a través de un fluido, tendiendo a reducir su velocidad.

Líneas de amarre: equipo de cadenas y cables que ata un cuerpo flotante a un punto fijo en el lecho marino

Parque eólico costa afuera: Conjunto de aerogeneradores instalados en el mar sobre estructuras fijas o flotantes. Tienen la infraestructura necesaria para transportar la energía producida hasta tierra.

Plataforma tipo spar: Cuerpo flotante de forma cilíndrica con un comportamiento en el mar muy estable. En la industria petrolera tiene capacidad de almacenamiento propio.

Resonancia: Se produce cuando se aplica una fuerza externa sobre un sistema, de frecuencia próxima a alguna de las frecuencias naturales del sistema, y consiste en un peligroso aumento de las oscilaciones del sistema.

Sistema de amarre: Consiste de tres partes: un sistema de anclas, una línea de amarre y una disposición de amarre.

12 Referencias

- [1] Global Wind Energy Council (2020): *Global Offshore Wind Report 2020*. Brussels, Belgium: A report by the Global Wind Energy Council.
- [2] European Wind Energy Association (2013): *Deep Water: The Next Step for Offshore Wind Energy*. Brussels, Belgium: A report by the European Wind Energy Association.
- [3] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de Energía (2009): *Proyecto Tech4CDM: La energía eólica en México*. México.
- [4] Comisión de Estudios del Sector Privado para el Desarrollo Sustentable (2018): *Estudio de Energías Limpias en México 2018-2032*. México.
- [5] Elliott D., Schwartz M., Scott G., Haymes S., Heimiller D., George R. (2004), *Atlas de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca*, NREL/TP-500-35575, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- [6] Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W., and Scott, G. (2009), *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*, NREL/TP-500-38060, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- [7] Choynet T., Geschier B., Vetrano G. (2016), *Initial Comparison of Concrete and Steel Hulls in the case of Ideol's Square Ring Floating Substructure*. Tokio: WWEC.
- [8] Universidad Veracruzana (30 de Abril del 2021). *Historia de la Universidad Veracruzana*. Obtenido de la Universidad Veracruzana: <https://www.uv.mx/>
- [9] Wind Energy Technologies Office (30 de Abril del 2021). *The Inside of a Wind Turbine*. Obtenido de Office of Energy Efficiency & Renewable Energy: <https://www.energy.gov/eere/wind/inside-wind-turbine>
- [10] Betz A. (1920), *The maximum of the theoretically possible exploitation of wind by means of a wind motor*. Wind Eng 2013;37(4):441_6. Translation of: Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnützung des Windes durch Windmotoren, Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen, Heft 26.
- [11] Villarubia López, M. (2011). *Ingeniería de la Energía Eólica*. Barcelona, España: Alfaomega.

- [12] Letcher M. Trevor (2017). *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*. London, United Kingdom: ELSEVIER.
- [13] Manwell J.F., Mcgowan J.G., Rogers A.L. (2009). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. United Kingdom: WILEY.
- [14] Pramod Jain (2011). *Wind Energy Engineering*. New York, EEUU: McGraw-Hill.
- [15] Curva de potencia, (febrero 2012). Archivo: Powercurve.png. Acceso: 31 de Marzo del 2021. Licencia bajo Creative Commons Attribution-ShareAlike 3.0 Unported. Obtenido de: <https://commons.wikimedia.org/wiki/>
- [16] M. Karimirad (2011). *Stochastic dynamic response analysis of spar-type wind turbines with catenary or taut mooring systems, Ph.D. thesis*. Norway: Norwegian University of Science and Technology.
- [17] Kurian V. J., Ng C. Y., Liew M. S. (2012). *Dynamic Responses of Truss Spar Due to Wave Actions*. Universiti Teknologi PETRONAS: Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology.
- [18] Thanh-Toan Tran, Dong-Hyun Kim (2015). *The platform pitching motion of floating offshore wind turbine: A preliminary unsteady aerodynamic analysis*. South Korea: J. Wind Eng. Ind. Aerodyn. 142 (2015) 65-81.
- [19] Det Norske Veritas AS. (2018). *Floating Wind Turbine Structures*. DNVGL-ST-0119.
- [20] Equinor (30 de abril 2021). *Floating Offshore Wind in Equinor: Our floating offshore wind projects*. Obtenido de Equinor: <https://www.equinor.com/en/what-we-do/floating-wind.html>
- [21] Matha D., Sandner F., Molins C., Campos A, Cheng PW. 2015 *Efficient preliminary floating offshore wind turbine design and testing methodologies and application to a concrete spar design*. Phil. Trans. R. Soc. A 373: 20140350.
- [22] Windcrete (30 de abril 2021). *Windcrete Characteristics*. Obtenido de: Windcrete: <https://www.windcrete.com/>
- [23] Lewis Edward V. (1989). *Principles of Naval Architecture Volume III: Motions in Waves and Controllability*. New Jersey, United States of America: SNAME.
- [24] Det Norske Veritas AS. (2010). *Environmental Conditions and Environmental Loads*. DNV-RP-C205.

- [25] Faltinsen, O. M. (1989). *Sea Loads on Ships and Offshore Structures*. New York, USA: Cambridge University Press.
- [26] Chakrabarti S. (2005). *Handbook of Offshore Engineering*. Plainfield, Illinois, USA: Elsevier.
- [27] Abankwa N., Johnston S., Scott M., Cox S. (2015). *Ship Motion Measurement Using an Inertial Measurement Unit*. University of Southampton, United Kingdom: 2015 IEEE 2nd World Forum on Internet of Things (WF-IoT)
- [28] Journée, J., & Massie, M. (2001). *Offshore Hydrodynamics*. Holanda: Delft University of Technology.
- [29] Jonkman J. (2010). *Definition of the Floating System for Phase IV of OC3*, NREL/TP-500-47535, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- [30] Bagbanci H., Karmakar D., Guedes C. (2013). Comparison of Spar and Semi-Submersible Floater Concepts of Offshore Wind Turbines Using Long Term Analysis. France: OMAE2013-11204
- [31] Det Norske Veritas AS. (2010). *Offshore Concrete Structures*. DNV-OS-C502.
- [32] Oh S., Inoue H., Takahashi Y. (2020). *Structural Design of a Prestressed-Concrete Spar-type floater for 10 MW Wind Turbines*. *J. Phys.: Conf. Ser.* 1669 012012
- [33] Copernicus Marine Service (05 de mayo 2021). *Data Ocean Products*. Obtenido de: <https://marine.copernicus.eu/>
- [34] NTNU (25 de mayo 2021). *Centre of Ships and Ocean Structures 2009 Annual Report*. Obtenido de: http://www.cesos.ntnu.no/cesos/reports/cesos_2009_HR.pdf
- [35] Zhenqing Liu, Yuangang Tu, Wei Wang, Guowei Quian. (2019). *Numerical Analysis of a Catenary Mooring System Attached by Clump Masses for Improving the Wave-Resistance Ability of a Spar Buoy-Type Floating Offshore Wind Turbine*. Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI).
- [36] Ranøyen Homb Hans (2013). *Fatigue Analysis of Mooring Lines on the Floating Wind Turbine Hywind Demo*. Class Report. Norway: Norwegian University of Science and Technology.
- [37] Siemens Gamesa (15 de junio 2021). *Offshore Wind Turbine SG14-222DD*. Obtenido de: <https://www.siemensgamesa.com/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-14-222-dd>

- [38] DAMEN Anchor and Chain Factory (20 de junio 2021). *Studless Offshore Product Sheet*. Obtenido de: <https://akfanchorchain.com/products/chains-accessories/studless-offshore/>
- [39] Bridon Bekaert (20 de junio 2021). *Oil and Gas Catalogue*. Obtenido de: <https://www.yumpu.com/en/document/view/43174481/oil-gas-catalogue-bridon>
- [40] API Recommended Practice 2SK. *Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures*. Third Edition, October 2005

12.1 Programas utilizados

Autodesk (2021). AutoCAD 2021

DNV GL (2017). GeniE (Versión 7.8-18)

DNV GL (2017). HydroD (Versión 4.8)

DNV GL (2017). PostResp (Versión 6.5)

DNV GL (2017). DeepC (Versión 5.1-3)

The MathWorks, Inc. (2020). MATLAB (Versión R2020a 9.8.0.)