



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:

Análisis del comportamiento hidrodinámico de plataformas flotantes para turbinas eólicas.

Nombre del Alumno:

Oscar Ruben de la Paz Cataño

Número de Control:

14181021

Nombre de la Carrera:

Ingeniería Naval

Revisión aprobada 12022021

Esperanza Salazar

Especialidad:

Ingeniería Offshore



Revisado aprobado Mtra. Aguilar
Olidel al. Vite Flores 15022021

Ing. Antonio Rubén Benítez Gasca

Sello
Depto. Académico

Dr. Aldo Roberto Cruces Girón

Sello
Empresa



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:

Análisis del comportamiento hidrodinámico de plataformas flotantes para turbinas eólicas.

Nombre del Alumno:

Oscar Ruben de la Paz Cataño

Número de Control:

14181021

Nombre de la Carrera:

Ingeniería Naval

Especialidad:

Ingeniería Offshore

Ing. Antonio Rubén Benítez Gasca

Sello
Depto. Académico

Dr. Aldo Roberto Cruces Girón

Sello
Empresa

Agradecimientos

Quisiera empezar por agradecer a mi madre, Alma María Cataño Barrera, porque gracias a su apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida me he logrado desarrollar en ámbitos académicos y personales. Cuyo interés por el estudio y dedicación al trabajo me ha inspirado para poder llegar hasta esta etapa de mi vida.

A mi asesor, el Dr. Aldo Roberto Cruces Girón por su disposición a atender las dudas y resolverlas durante el desarrollo de mi proyecto, así como mostrar interés por él, a pesar de las dificultades que podía presentar.

Al Dr. Joel Sánchez Mondragón por asesorarme e instruirme en el uso de algunas de las herramientas computacionales que necesité durante el desarrollo de este proyecto.

Al Dr. Iván Félix González por brindarme consejo para generar una mejor propuesta de diseño y ayudarme a resolver dudas que tuve en el proceso.

Al Ing. Antonio Rubén Benítez Gasca y a los profesores de la carrera por impulsarme a ser un mejor estudiante, que sea autodidacta y dedicado.

A Linda Rubí López Ochoa por el todo el apoyo que me ha dado a lo largo de mis residencias y no dejarme flaquear en mis momentos de duda.

Resumen

La intención de esta investigación es desarrollar una propuesta funcional de un sistema flotante de una turbina eólica. El sistema estará conformado por una turbina de eje vertical y una plataforma flotante tipo spar.

La turbina eólica de eje será un diseño nuevo, iniciando desde la etapa conceptual con la finalidad de llegar a un modelo tridimensional en diseño asistido por computadora (CAD) que se pueda probar en programas de dinámica de fluidos computacional (CFD). Se pretende que con las pruebas se pueda identificar las características dinámicas de la turbina y los retos que se deben sobrellevar para desarrollar una simulación adecuada.

La plataforma flotante tipo spar se diseñará y se dimensionará considerando un spar de armadura y la turbina previamente mencionada. El modelo del flotante se analizará para su comportamiento hidrodinámico para identificar los cambios necesarios en un futuro proceso de optimización.

Tabla de contenido

Índice de figuras	vi
Índice de tablas	viii
Introducción.....	1
Planteamiento del problema	2
Objetivo	3
Justificación.....	4
Empresa	5
Centro de Tecnologías de Exploración y Producción (CTEP) del Instituto Mexicano del Petróleo.....	5
Misión del CTEP	5
Visión del CTEP	6
Antecedentes del CTEP	6
Laboratorio de Simulación Numérica de Fenómenos Metaoceánicos e Hidrodinámicos (LSNFMH)	8
Características distintivas del laboratorio.....	8
Marco Teórico	10
Turbinas eólicas.....	10
Historia de las turbinas eólicas	10
Principios de generación de energía	11
Aerogeneradores	13
VAWT	14
Diseño de la turbina eólica y validación.....	16
Spars	17
Historia de Spar	17

Descripción de un Spar.....	20
Amarres de spar	21
Dimensionamiento de un spar	22
Estabilidad	22
Comportamiento dinámico	23
Cargas ambientales	23
Viento	24
Olas.....	24
Teoría de ola regular.....	24
Espectro de Pierson-Moskowitz	24
Espectro JONSWAP	25
Corriente	25
Amortiguamiento.....	26
Teoría potencial	26
Condiciones de frontera.....	27
Dinámica de cuerpos rígidos	27
Análisis de cuerpo único.....	28
Movimientos de un cuerpo flotante (grados de libertad).....	29
Operadores de Amplitud de Respuesta (RAO)	30
Desarrollo del proyecto	31
Proceso de diseño conceptual de turbina.....	31
Modelado de la turbina eólica	32
Uso de CFD	33
Selección del flotante.....	34
Diseño del flotante tipo spar	36

Modelado y mallado de plataforma.....	38
Análisis hidrodinámico.....	45
Resultados.....	48
RAO.....	48
Fuerzas.....	51
Amortiguamiento por radiación.....	54
Masa adherida.....	57
Competencias aplicadas.....	61
Conclusión.....	62
Propuesta de continuación de investigación.....	62
Glosario	63
Referencias	65
Programas utilizados	67

Índice de figuras

Figura 1. Panorámica del CTEP. (Instituto Mexicano del Petróleo , 2019)	5
Figura 2. Estructura del CTEP. (Instituto Mexicano del Petróleo , 2019)	7
Figura 3. Comparativa entre HAWT y VAWT (Aboufares, 2015).....	14
Figura 4. Turbina Darrieus. (Aboufares, 2015)	15
Figura 5. Turbina Savonius. (Aboufares, 2015)	15
Figura 6. Turbina híbrida. (Ragheb, 2015)	16
Figura 7. Spar Neptuno. (Rigzone, 2020).....	18
Figura 8. Sistema de coordenadas multi cuerpo. (Perwitasari, 2010)	28
Figura 9. Superposición en cargas hidromecánicas y olas. (Journée & Massie, 2001).....	28
Figura 10. Definición de los seis grados de libertad de un buque. (Perwitasari, 2010)	30
Figura 11. Vista perfil de modelo de turbina en AutoCAD. (AutoCAD, 2019)	32
Figura 12. Vista planta de modelo de turbina en AutoCAD (AutoCAD, 2019)	33
Figura 13. Modelo de Spar en AutoCAD. (AutoCAD, 2019).....	37
Figura 14. Modelo panel. Set T1. (Genie, 2017).....	39
Figura 15. Modelo armadura. Set T2. (Genie, 2017)	39
Figura 16. Modelo completo. Set T3. (Genie, 2017).....	40
Figura 17. Compartimentado. (Genie, 2017).....	40
Figura 18. Casos de carga. (Genie, 2017)	41
Figura 19. Dialogo de contenidos. (Genie, 2017).....	41
Figura 20. Dialogo de actividades del análisis. (Genie, 2017)	42
Figura 21. Dialogo de actividades del mallado. Set T1. (Genie, 2017).....	42
Figura 22. Malla panel. Set T1. (Genie, 2017)	43
Figura 23. Dialogo de actividades del mallado. Set T2. (Genie, 2017).....	43
Figura 24. Malla Morrison. Set T2. (Genie, 2017).....	44
Figura 25. Dialogo de actividades del mallado. Set T3. (Genie, 2017)	44
Figura 26. Malla estructural. Set T3. (Genie, 2017).....	45
Figura 27. Configuración de Wadam. (HydroD, 2017).....	45
Figura 28. Definición del modelo panel. (HydroD, 2017)	46
Figura 29. Definición del modelo de masas. (HydroD, 2017)	47
Figura 30. Análisis hidrodinámico para el modelo. (HydroD, 2017).....	47

Figura 31. Gráfica de RAO, movimiento de arfada. (MATLAB, 2018).....	48
Figura 32. Gráfica de RAO, movimiento de cabeceo. (MATLAB, 2018).....	49
Figura 33. Gráfica de RAO, movimiento de balanceo. (MATLAB, 2018).....	49
Figura 34. Gráfica de RAO, movimiento de avance. (MATLAB, 2018).....	50
Figura 35. Gráfica de RAO, movimiento de deriva. (MATLAB, 2018).....	50
Figura 36. Gráfica de RAO, movimiento de guiñada. (MATLAB, 2018)	51
Figura 37. Gráfica de fuerzas, movimiento de avance. (MATLAB, 2018).....	52
Figura 38. Gráfica de fuerzas, movimiento de deriva. (MATLAB, 2018).....	52
Figura 39. Gráfica de fuerzas, movimiento de arfada. (MATLAB, 2018).....	53
Figura 40. Gráfica de fuerzas, movimiento de cabeceo. (MATLAB, 2018).....	53
Figura 41. Gráfica de fuerzas, movimiento de balanceo. (MATLAB, 2018).....	54
Figura 42. Gráfica de fuerzas, movimiento de guiñada. (MATLAB, 2018)	54
Figura 43. Gráfica de amortiguamiento por radiación, movimiento de avance. (MATLAB, 2018).....	55
Figura 44. Gráfica de amortiguamiento por radiación, movimiento de deriva. (MATLAB, 2018).....	55
Figura 45. Gráfica de amortiguamiento por radiación, movimiento de arfada. (MATLAB, 2018).....	56
Figura 46. Gráfica de amortiguamiento por radiación, movimiento de cabeceo. (MATLAB, 2018).....	56
Figura 47. Gráfica de amortiguamiento por radiación, movimiento de balanceo. (MATLAB, 2018).....	57
Figura 48. Gráfica de amortiguamiento por radiación, movimiento de guiñada. (MATLAB, 2018).....	57
Figura 49. Gráfica de masa adherida, movimiento de avance. (MATLAB, 2018)	58
Figura 50. Gráfica de masa adherida, movimiento de deriva. (MATLAB, 2018)	58
Figura 51. Gráfica de masa adherida, movimiento de arfada. (MATLAB, 2018)	59
Figura 52. Gráfica de masa adherida, movimiento de cabeceo. (MATLAB, 2018)	59
Figura 53. Gráfica de masa adherida, movimiento de balanceo. (MATLAB, 2018)	60
Figura 54. Gráfica de masa adherida, movimiento de guiñada. (MATLAB, 2018).....	60

Índice de tablas

Tabla 1. Spars instalados y sus características principales. (Offshore Magazine, 2009)	19
Tabla 2. Dimensiones del modelo propuesto en CAD. (Elaboración propia)	32
Tabla 3. Fuerzas y momentos por viento. (Elaboración propia)	34
Tabla 4. Comparativa de diferentes tipos de flotantes. (University of Strathclyde Glasgow, 2020).....	36
Tabla 5. Dimensiones resultantes del spar propuesto. (Elaboración propia).....	38

Introducción

Debido a la creciente población mundial y al rápido desarrollo de nuevas tecnologías y sistemas electrónicos nuestras necesidades energéticas son más altas que nunca. En el pasado se recurrió a combustibles fósiles debido a su alta densidad energética y disponibilidad. Sin embargo, con el paso de los años la disponibilidad de estos recursos ha disminuido, además, del alto impacto ambiental que tienen estos sistemas de producción energética. Esto sugiere que es importante explorar diferentes formas limpias de producir energía. En años recientes, una de las energías limpias más prometedoras ha sido la energía eólica. Actualmente hay diversos desarrollos en esta tecnología que la están ubicando como una excelente alternativa a los combustibles fósiles para la producción de electricidad. Uno de los pasos que se ha dado para optimizar el aprovechamiento de la energía eólica es posicionar los aerogeneradores costa afuera, donde los vientos son más constantes y fuertes. La intención de esta investigación es desarrollar una propuesta funcional de un sistema flotante de una turbina eólica. El sistema consistirá en una turbina eólica de eje vertical que se desarrolló con la idea de presentar una alternativa viable a las turbinas de eje horizontal. Como parte de la propuesta se diseñará un flotante tipo spar con la función específica de sostener la turbina eólica propuesta.

Planteamiento del problema

El incremento del uso de energías limpias ha llevado al desarrollo de nuevos sistemas de aprovechamiento de los recursos renovables. Algunos de estos desarrollos, como el caso de la tecnología eólica, han llevado a la necesidad de solucionar problemas interesantes. El problema que se pretende solucionar al llevar una turbina eólica costa afuera es el de los vientos inconstantes en tierra. También, pretende reducir la contaminación visual asociada con la instalación de estas turbinas.

Sin embargo, instalar un sistema de turbina costa afuera presenta otros desafíos, entre ellos esta tener una plataforma estable para una estructura con un centro de gravedad tan alto.

El fin es generar un diseño de una turbina eólica vertical y su flotador correspondiente con la finalidad de atender este desafío presentando una alternativa viable.

Objetivo

El objetivo de este trabajo es generar una propuesta de un nuevo sistema de turbina eólica y flotante costa fuera que presente varias ventajas sobre los sistemas que se encuentran en uso actualmente. La propuesta generada contará con un diseño nuevo de aerogenerador de eje vertical cuyas ventajas sobre un aerogenerador tradicional de eje horizontal presentan una alternativa que merece consideración. Adicionalmente, se propone un flotante tipo spar de armadura que presenta una alternativa óptima que un spar clásico.

Justificación

Actualmente no existen propuestas viables de turbinas eólicas de eje vertical de gran capacidad para su instalación costa afuera. Los desarrollos en general para este tipo de turbina eólica son escasos y la disponibilidad comercial es casi nula, por lo que desarrollar una propuesta que abra las puertas a investigaciones de este tipo de sistemas es importante.

Se pretende que durante el curso de este proyecto de esta investigación se logre establecer un precedente de investigación, así como determinar las posibles dificultades asociadas con el desarrollo de estas tecnologías.

Empresa

Centro de Tecnologías de Exploración y Producción (CTEP) del Instituto Mexicano del Petróleo

Originalmente inaugurado como el Centro de Tecnologías para Aguas Profundas (CTAP), fue renombrado debido a la adición de futuras investigaciones a zonas más allá de las aguas profundas. El centro está ubicado en el municipio de Boca del Río, Veracruz, constituye una muestra de las fortalezas y capacidades que brinda el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) a corto y mediano plazos a la industria de los hidrocarburos de nuestro país. Está integrado con diversos laboratorios en las áreas estratégicas de perforación de pozos, caracterización de riesgos naturales y operacionales, calificación y diseño de herramientas, equipos y sistemas de producción, con los que atiende al sector de petróleo y gas en aguas profundas.



Figura 1. Panorámica del CTEP. (Instituto Mexicano del Petróleo , 2019)

Misión del CTEP

Su misión es asimilar, generar y calificar tecnologías para la exploración, la caracterización, el diseño, el desarrollo y operación de campos petroleros terrestres, en aguas someras, en aguas profundas y ultra profundas, a través de recursos humanos calificados orientados hacia la eficiencia y oportunidad. (IMP, 2020)

Visión del CTEP

La visión es consolidar al CTEP como un centro líder para proveer tecnologías y servicios de alto contenido tecnológico de la industria nacional para un desarrollo acelerado y eficiente de los campos petroleros. (Instituto Mexicano del Petróleo , 2019)

Construcción: 20.7 hectáreas de terreno.

La obtención de recursos proviene de inversión asociada del Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico (FICDT) del IMP, y para el equipamiento de los laboratorios y desarrollo de proyectos IDT (Innovación y Desarrollo Tecnológico), la inversión se deriva del Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos (FSCSH).

Antecedentes del CTEP

La necesidad de la industria para contar con tecnologías para exploración y producción y que cumplan con las características oceanográficas y del suelo marino, de los hidrocarburos y de la producción de México, permitió la creación de este centro de investigación. Sin embargo, dada la complejidad de las tecnologías de producción flotantes y submarinas, fue necesaria la creación de un centro de desarrollo tecnológico que atienda las necesidades del sector hidrocarburos para el diseño y la calificación de las tecnologías requeridas para desarrollar los campos mexicanos con seguridad operativa y mínimo impacto al medio ambiente, lo cual ha sido impulsado por el Instituto Mexicano del Petróleo.

En la conceptualización del Centro de Tecnología de Exploración y Producción desde 2007, se tomaron como referencia las principales características en materia de infraestructura, funcionalidad y modos de operación de otros centros de investigación enfocados a la industria petrolera en distintos países.

Asimismo, se llevó a cabo un análisis de la problemática existente en nuestro país, los retos tecnológicos a resolver en materia petrolera en el corto y mediano plazos, y las acciones para contar con un centro integral que cumpliera con las necesidades de la industria. Algunos datos relevantes son los siguientes:

El CTEP ofrecerá investigación y servicios tecnológicos para la industria petrolera y otras industrias relacionadas:

- Actividades petroleras en campos de aguas someras, profundas y terrestres.
 - Planeación del desarrollo de campos.
 - Determinación de parámetros ambientales y geotécnicos para el diseño de infraestructura.
 - Perforación de pozos.
 - Aseguramiento de flujo e ingeniería de los sistemas de producción.
- Proyectos de otras industrias:
 - **Civil:** estudios geotécnicos y diseño de cimentaciones para obras urbanas (edificios, puentes y presas).
 - **Naval:** análisis y diseño de embarcaciones para actividades comerciales.
 - **Energía eléctrica eólica:** diseño de infraestructura marina de soporte para las turbinas y generadores eléctricos.

El CTEP está conformado por cinco laboratorios que están enfocados a tres áreas, perforación de pozos, riesgos naturales y operacionales, y equipos y sistemas. En el área de Perforación de Pozos está el laboratorio de Fluidos de Perforación, Terminación y Cementación de Pozos. En el área de Riesgos Naturales y Operaciones están los laboratorios de Aseguramiento de Flujo, Geotecnia e Interacción Subsuelo-Estructura, y Simulación Numérica de Fenómenos Metaoceánicos e Hidrodinámicos. En el área de Equipos y Sistemas está el laboratorio de Calificación de Tecnologías. (Instituto Mexicano del Petróleo , 2019) El laboratorio donde se desarrolló esta investigación fue el laboratorio de Simulación Numérica de Fenómenos Metaoceánicos e Hidrodinámicos.

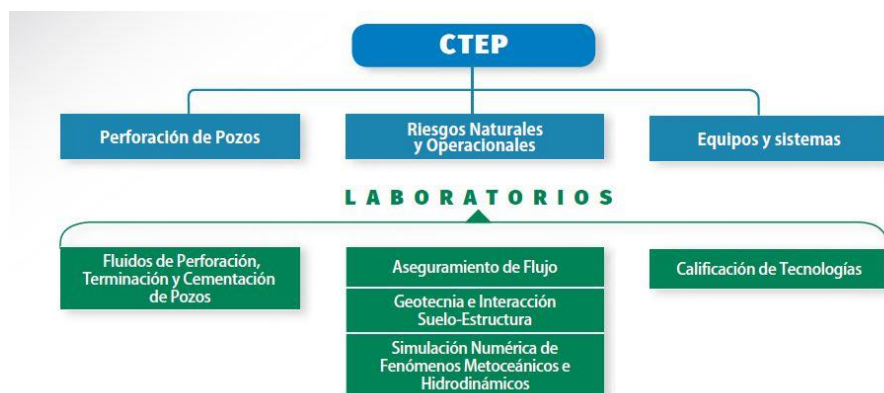


Figura 2. Estructura del CTEP. (Instituto Mexicano del Petróleo , 2019)

Laboratorio de Simulación Numérica de Fenómenos Metaoceánicos e Hidrodinámicos (LSNFMH)

Objetivos del laboratorio:

- Caracterizar los fenómenos meteorológicos y oceanográficos que impactan en el diseño, operación y funcionamiento de los sistemas de producción de hidrocarburos.
- Diseñar, evaluar u optimizar la infraestructura marina tomando en cuenta los peligros metaoceánicos de los sitios de explotación.

Retos tecnológicos que tiene el laboratorio:

- Mejorar modelos para predecir la intensidad y frecuencia de *fenómenos metaoceánicos*.
- Optimizar sistemas flotantes de producción, *líneas de amarre* y *risers*.
- Establecer criterios normativos para el diseño y operación de infraestructura marina en aguas nacionales.

Características distintivas del laboratorio

Este laboratorio es el único en México y uno de los dos laboratorios en América Latina que cuentan con metodologías propias y herramientas computacionales para establecer los parámetros ambientales de diseño y la optimización de sistemas flotantes de producción, risers y líneas de amarre. Además, tiene las capacidades para establecer normatividad nacional de diseño de infraestructura marina acorde con los niveles de riesgo aceptable y los peligros meteorológicos, oceanográficos y operacionales. Dentro de sus capacidades distintivas, el laboratorio puede efectuar la simulación de operaciones marinas y formar recursos humanos especializados con el uso de sistemas de *realidad virtual* y de visualización en 3D.

Beneficios que ofrece el laboratorio:

- Disminución de costos en la planeación del desarrollo de campos, por mejora en las capacidades de caracterización metaoceánica y selección de equipos de producción.
- Reducción de costos en la instalación de equipo marino.
- Reducción de costos de programas de pruebas experimentales en tanque oceánico.

- Generación de herramientas para utilizar infraestructura nacional de tanques oceánicos.
- Generación de herramientas y metodologías para mitigar el impacto ambiental.
- Contribución en la generación de normatividad metaoceánica y de equipos de producción.
- Reducción de riesgos y costos en la capacitación de personal en áreas operativas de aguas profundas.
- Generación de información meteorológica y oceanográfica para fines de predicción o estudios no relacionados con la industria petrolera.
- Generación de recursos humanos altamente calificados.

Marco Teórico

Turbinas eólicas

Historia de las turbinas eólicas

Los primeros usos de la energía eólica datan del año 3000 a.C. donde se utilizó el viento para impulsar veleros en el antiguo Egipto. Los primeros molinos se remontan al siglo VII en Sistán, en lo que ahora es Afganistán y solía ser la antigua Persia. Estos primeros molinos eran mecanismos de eje vertical y consistían en seis u ocho velas de tela, su función era moler grano o bombear agua. En Europa los primeros molinos fueron construidos en el siglo XII en Francia e Inglaterra. (Ekidom, 2020)

En el año 1887 Charles F. Bush, uno de los fundadores de la compañía eléctrica americana, construyó el primer *aerogenerador* para generar electricidad. Tenía un rotor de 17 metros de diámetro con 144 hojas de madera de cedro. La máquina funcionó por 20 años alimentando una batería de 12 kW.

A finales del siglo XIX Poul la Cour, un meteorólogo danés, acreditado como el padre de la energía eólica moderna, fundó la primera academia de energía eólica. Sus generadores comerciales se instalaron después de la primera guerra mundial debido a la escasez de combustibles.

A mediados del siglo XX Albert Betz, físico alemán, formuló la ley de Betz durante su etapa de director del instituto aerodinámico de Göttingen. La ley establece que el valor máximo de aprovechamiento de la energía cinética del viento es de 59.3%. Su teoría sobre la formación de las alas todavía sirve de fundamento para la construcción de aerogeneradores.

En 1941 el ingeniero americano Palmer Cosslett Putnam desarrolló el aerogenerador Smith Putnam de 1,25 MW. Dicho aerogenerador estuvo en funcionamiento continuo hasta 1945 cuando falló el material. En aquella época no existía un material adecuado para este tipo de aplicaciones.

En 1957 el ingeniero alemán Ulrich W. Hüttner desarrolla el aerogenerador StGW-34 que es considerado como la primera piedra de la tecnología eólica moderna. Al mismo tiempo en Dinamarca, el ingeniero danés Johannes Juul, estudiante de Poul la Cour, construyó el primer aerogenerador de corriente alterna de 200 kW.

En las décadas de los 70 y los 80 la crisis petrolera generó un renovado interés en las energías alternativas lo cual llevó a la creación de programas de investigación y subvenciones. Estas investigaciones dieron como resultado un auge tecnológico en esta área dándole lugar a la energía eólica de manera comercial en la década de los 80.

En 2001 se creó en Dinamarca la Asociación Mundial de Energía Eólica (World Wind Energy Association), con sede en Bonn (Alemania) y concebida como una organización internacional para la promoción mundial de esta fuente de energía.

Hoy en día se cuenta con una capacidad global de más de 600 GW, además de que hay diversos proyectos de más de 1 GW en campos costeros alrededor del mundo.

Una vez obtenido algo de contexto histórico es importante entender el funcionamiento básico de los aerogeneradores. A continuación, se describirá el proceso mediante el que las turbinas eólicas generan electricidad.

Principios de generación de energía

Los elementos que intervienen en el proceso de transformación de energía eólica a energía eléctrica en un aerogenerador son los siguientes:

1. Viento: es nuestra fuente de energía cinemática renovable.
2. Aspas: son las responsables de transformar la energía cinemática del viento en energía mecánica.
3. Eje: es la parte del aerogenerador que transfiere la energía mecánica de las aspas a la caja multiplicadora.
4. Caja multiplicadora: es esencialmente una transmisión que multiplica las revoluciones por minuto del eje para que sean suficientes para la operación del generador.
5. Generador: ésta es la parte de la turbina donde se convierte la energía mecánica del eje, a energía eléctrica para el transformador.
6. Transformador: toma la energía que le manda el generador y la cambia a la tensión eléctrica requerida por la red.
7. Línea de transmisión: es el cableado que lleva la energía generada a la red.

La energía máxima que puede ser extraída de una masa de aire está dada por la expresión:

$$E_c = 1/2 m \cdot v^2 \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde

E_c = energía cinética [joule]

m = masa del flujo de aire [Kg/s]

v = velocidad del viento [m]

La masa del flujo de aire circulante en el área de aspas será:

$$m = \rho \cdot a \cdot v \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde

ρ = densidad del aire [Kg/m³]

a = área de captación [m²]

v = velocidad del viento [m/s]

La energía máxima teórica que puede extraer del viento por unidad de tiempo, o sea, la potencia es:

$$P = 1/2 \cdot \rho \cdot v^3 \cdot \pi \cdot r^2 \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde

P = potencia del viento [W]

ρ = densidad del aire [Kg/m³] (aire seco a 1 atm y 15°C $\rho = 1.225 \text{ Kg/m}^3$)

v = velocidad de viento [m/s]

r = radio del rotor [m]

La potencia por unidad área ($a = 1$) que se puede extraer de una masa de aire en movimiento será entonces:

$$P_m = 1/2 \cdot \rho \cdot v^3 \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde

P_m = potencia meteorológica [W/m²]

La potencia teórica obtenible [W/m²] implica una eficiencia de 59%:

$$P_t = 1/2 \cdot 0.593 \cdot \rho \cdot v^3 \quad (\text{Ecuación 5})$$

La potencia total teórica [W] toma en cuenta el área del rotor

$$P_t = 1/2 \cdot 0.593 \cdot \rho \cdot \left(\pi \cdot d^2 / 4 \right) \cdot v^3 \quad (\text{Ecuación 6})$$

Donde

d = diámetro [m]

La potencia real (P_r) [W] que se logra en un aerogenerador es:

$$P_r = 1/2 \cdot \eta \cdot d^2 \cdot v^3 \quad (\text{Ecuación 7})$$

Donde η es la eficiencia real, incluye el valor 0.593 de la eficiencia teórica. Se considera que $\eta \approx 40\%$. (Antezana Nuñez, 2004)

Aerogeneradores

Los aerogeneradores son máquinas cuya función es convertir la energía eólica en energía eléctrica. Para esto existen diferentes modelos y diseños muy variados pero la casi todos se pueden categorizar en dos grupos: las turbinas de eje horizontal (HAWT por sus siglas en inglés) y las turbinas de eje vertical (VAWT por sus siglas en inglés).

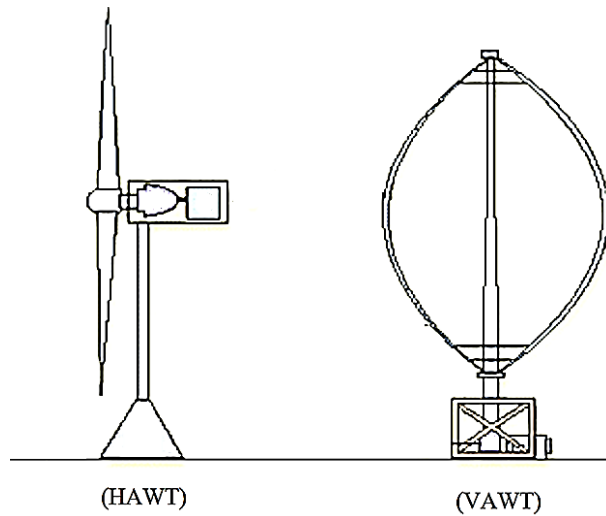


Figura 3. Comparativa entre HAWT y VAWT (Aboufares, 2015)

Las HAWT son las turbinas más comunes para proyectos de gran escala y son las más identificables. Debido a una mayor eficiencia práctica este tipo de turbina permanece como el diseño de preferencia. Otra gran ventaja es la altura que suelen tener ya que esto les permite hacer uso de los vientos de mayor velocidad. Sin embargo, también tienen algunas desventajas, principalmente el requerimiento de una gran torre, su sensibilidad a la dirección del viento y el alto costo de mantenimiento.

Las VAWT son menos comunes, pero presentan algunas ventajas que pueden justificar su desarrollo a mayor escala. Las principales ventajas son su indiferencia a la dirección al viento, que no requieren de una gran torre y que tienen sus componentes mecánicos a la altura del suelo reduciendo costos y riesgos de mantenimiento y bajando su centro de gravedad. Por otro lado, no son óptimas para vientos muy fuertes y presentan altas *fuerzas centrífugas*.

VAWT

El trabajo de toda turbina eólica es convertir energía cinética en energía mecánica, ya sea para la generación de electricidad o para alguna tarea mecánica (molinos o bombas). Sin embargo, esto no significa que todas las turbinas funcionen bajo los mismos principios. En el caso de las VAWT los principios más utilizados en los diseños de turbinas eólicas son sustentación y arrastre, aunque también se están desarrollando diseños que funcionan con vibraciones inducidas por vórtices (VIV por sus siglas en inglés). Estas últimas son una tecnología emergente y no se abordará su funcionamiento en este documento.

Las turbinas que funcionan por sustentación suelen adoptar un tipo de diseño llamado Darrieus. Este diseño debe su nombre a Georges Darrieus quien patentó el diseño original en 1931. (Smith, 2007) Son turbinas que tienen grandes velocidades de giro relativas al viento, por lo tanto, su rendimiento es mayor y normalmente requieren vientos de alrededor de 4 a 5 m/s. Sin embargo, suelen tener problemas iniciando la rotación y por eso pueden tener un motor de arranque.



Figura 4. Turbina Darrieus. (Aboufares, 2015)

Las turbinas que funcionan por arrastre suelen adoptar un tipo de diseño llamado Savonius. Este diseño debe su nombre a Sigurd J. Savonius quien inventó este tipo de turbinas en 1922 (EEUU Patente nº US1697574A, 1925). Son turbinas que tienen bajas velocidades de giro relativas al viento, por lo tanto, su rendimiento es bajo y pueden funcionar con muy poco viento.



Figura 5. Turbina Savonius. (Aboufares, 2015)

Ocasionalmente, se utilizan sistemas híbridos que combinan ambos diseños con el objetivo de subvertir las deficiencias de ambos diseños. Se utiliza una parte grande con diseño Darrieus para aprovechar su alto rendimiento y una sección menor con diseño Savonius para inducir la rotación a vientos de menor velocidad eliminando la necesidad de un motor de arranque.



Figura 6. Turbina híbrida. (Ragheb, 2015)

Diseño de la turbina eólica y validación

Debido a las ventajas que supone una VAWT sobre una HAWT se consideró adecuado generar un diseño que pudiera presentar una opción viable en términos de desempeño y generación eléctrica.

El diseño de la turbina se logró a partir de una extrapolación paramétrica de datos de diseños funcionales de menor escala. Se considera para el diseño una capacidad de 1 MW para poder comparar con HAWT. El diseño paramétrico de la turbina eólica utilizó una serie de suposiciones que están fundamentadas en formulaciones existentes sobre el desempeño, el peso y el comportamiento de diseños similares. Sin embargo, el diseño no es idéntico a ningún diseño antes publicado lo cual hace necesario su validación.

El diseño necesita comprobar la validez del uso de VAWT en granjas eólicas. Las ventajas que se consideraron para justificar esta investigación son el hecho de que las VAWT tienen la mayoría de sus componentes mecánicos en la base del eje permitiendo un centro de gravedad más bajo y una mejor accesibilidad a dichos componentes para el mantenimiento. También se considera importante que las VAWT tienen un efecto *estela* menor a la HAWT

permitiendo colocar las turbinas más cerca entre sí. Para poder comprobar el funcionamiento de la turbina se hicieron pruebas del perfil del aspa de la turbina en *CFD*. Dichas pruebas muestran el comportamiento del viento a diferentes velocidades a los diferentes ángulos de incidencia del viento.

Spars

Historia de Spar

Los Spar han sido usados como boyas marcador y para recolectar datos oceanográficos. La primera plataforma Spar para fue el Flip, una estructura a nombre de la marina estadounidense y operada por el Instituto de Oceanografía Scripps en California. El Flip se puso en servicio por primera vez en 1962. En 1995, fue renovada y volvió al servicio. Fue usada primordialmente para medidas acústicas. Algunas de sus dimensiones características son su calado de operación que es de 270 pies. Un diámetro en su línea de agua de 12 pies, ensanchado a 20 pies en la mayor parte de su casco. Su periodo natural de *arfada* es de 29 segundos. Aunque el Flip ocasionalmente este atado al suelo marino, más comúnmente se le deja a deriva en las corrientes oceánicas.

En el principio de los 60's, Nippon Telegraph instaló una *Spar* fuera de la costa de Japón para portar una estación repetidora de microondas. Este Spar era de 445 pies de largo con un casco escalonado de diámetros variando de 10 a 20 pies. El cilindro superior de la estructura de cubierta era de 50 pies de diámetro por 33 pies de altura con equipo, habitáculos y un helipuerto arriba. Una cadena de 3 pulgadas de 4 puntos en catenaria conectados a pesos de 175 toneladas para mantener al Spar en su ubicación. Su calado de operación es de 330 pies. A mitad de los 70's Shell instaló una Spar de almacenamiento y descarga de petróleo en Brent Field en el Mar del Norte. El casco tiene 95 pies de diámetro y se reduce a 55 pies en la línea de agua y el calado de operación es 357 pies. Este Spar fue diseñado para almacenar 300,000 barriles de crudo y para transferirlo a tanqueros. El sistema de almacenamiento de petróleo usaba un principio de desplazamiento de agua que permitió a los tanques ser diseñados para presión ambiental. El sistema de amarre consiste en seis líneas cada una hecha de un ancla de gravedad de concreto de 1000 toneladas, 2500 pies de cadena de 3.5 pulgadas y 935 pies de cadena de 4 pulgadas. La parte de la superestructura rota para permitir que un

tanquero se alineó a la corriente. Los habitáculos, planta eléctrica, otro equipo y bombas están en la superestructura y tiene un helipuerto.

Agip instaló un Spar fuera de África del Oeste en 1992 designado para quemar 100 millones de pies cúbicos de gas por día. El Spar es de 233 de largo con un diámetro de 7.5 pies que se estrecha a 5.5 pies a través del plano de agua. Con un calado de 170 pies, se sostiene con 4 cadenas catenarias. En 1993, Shell instaló un Spar de carga en Draugen. El Spar tiene una superestructura con fondo rígido y tubería flexible de carga. El casco tiene un diámetro de 28 pies y calado operativo de 250 pies.

El primer Spar de producción del mundo fue el Neptuno instalado en 1996 por Onyx Energy Company y CNG. Se estimó una producción de diseño de 25 mil barriles de crudo al día y 30 millones de pies cúbicos diarios. El peso máximo de la superestructura es de 5500 toneladas. El Neptuno tiene un casco de 705 pies de largo con un pozo central de 32 por 32 pies y un diámetro de 72 pies. El sistema de amarres de seis puntos consistía en anclas de pilotes y cable de acero de 4.75 pulgadas. (Chakrabarti, 2005)



Figura 7. Spar Neptuno. (Rigzone, 2020)

A continuación, se presenta una tabla con los spars que se han instalado hasta el 2009 que se realizó el último censo mundial de plataformas tipo spar.

Nombre	Año	Ubicación	Tipo	Diámetro (m)	Largo (m)	Calado (m)	Francobordo (m)	Peso (t)
Neptuno	1996	Golfo de México	Clásica	21.9	215	198.1	16.8	11,698
Medusa	2003	Golfo de México	Armadura	28.6	178.6	163.4	15.2	11,700
Génesis	1999	Golfo de México	Clásica	37.2	214.9	198.1	16.8	26,036
Gunnison	2003	Golfo de México	Armadura	29.9	167	152.1	15.2	12,115
Front Runner	2004	Golfo de México	Armadura	28.6	179			12,785
Boomvang	2001	Golfo de México	Armadura	27.4	165.5	150.2	15.2	10,850
Nansen	2001	Golfo de México	Armadura	27.4	165.5	150.2	15.2	10,850
Tahití	2008	Golfo de México	Armadura	39	169.2	152.4	16.8	21,800
Holstein	2004	Golfo de México	Armadura	45.5	227.3	210.7	16.8	21,327
Kikeh	2006	Malasia	Armadura	32.3	141.7	131	10.66	13,426
Mad Dog	2004	Golfo de México	Armadura	39	169.1	154	15.2	18,934
Hoover / Diana	1999	Golfo de México	Clásica	37.2	214.9	198.1	16.8	32,505
Constitución	2005	Golfo de México	Armadura	29.87	168.8	153.2	15.2	13,426
Red Hawk	2004	Golfo de México	Cell	19.5	170.7	158.5	15.2	6,532
Horn Mountain	2002	Golfo de México	Armadura	32.2	169.1	153.9	15.2	13,272
Devils Tower	2004	Golfo de México	Armadura	28.65	178.6	163.4	15.2	10,623
Perdido	2008	Golfo de México	Armadura	36	170	154	15.2	20,573

Tabla 1. Spars instalados y sus características principales. (Offshore Magazine, 2009)

Descripción de un Spar

Hay tres tipos de spar: clásica, truss (armadura) y cell o de celdas. Las partes básicas de las spar clásicas y de armadura son:

1. Cubierta
2. Flotante (Hard tank)
3. Sección media
4. Tanque de lastre permanente (Soft tank)

La cubierta es típicamente una estructura multinivel para reducir el voladizo hacia los lados. Para cubiertas hasta 18,000 toneladas, la cubierta esta sostenida por cuatro columnas que se unen al flotante en la intersección del mamparo radial con el casco exterior. Cuando la cubierta es más pesada se agregan columnas.

El flotante provee de empuje para sostener la cubierta, casco, lastre y tensiones verticales. El término flotante significa que sus compartimentos están diseñados para soportar la presión hidrostática total. Hay típicamente de 5 a 6 niveles de tanques entre la cubierta y el fondo del flotante, cada nivel separado por una *cubierta estanca*. Cada nivel se divide adicionalmente en cuatro compartimentos por mamparos radiales enmarcando cada esquina del pozo central. El nivel de tanques a la altura de la línea de agua incluye tanques adicionales para reducir el volumen en caso de que se encuentre en una colisión. Por lo tanto, puede haber hasta 28 compartimentos en el flotante. Típicamente solo el nivel del fondo se usa para lastre.

La sección media se extiende por debajo del flotante para darle al spar su calado. En los spars clásicos la sección media es simplemente una extensión de la carcasa exterior del flotante. No es necesaria una estructura interna excepto cuando se requiere para soportar las cargas de la sección. El *escantillado* de la sección media era determinado por las cargas de construcción y los momentos de flexión durante su instalación. Más tarde los spars remplazaron la sección media con una estructura de armadura. Este arreglo de spar de armadura o truss spar resultó en un peso menor y una estructura de casco menos cara. También, la armadura tiene menos arrastre y reduce las cargas en los sistemas de amarres en ambientes de fuertes corrientes.

El tanque de lastre permanente en el fondo del spar está diseñado para proveer de empuje durante las etapas de instalación cuando el spar está flotando horizontalmente. También provee de espacio para lastre una vez que se instala. En un spar de producción un spar tiene un pozo de centro, así como *guía de quilla* que centraliza los risers en ese punto. (Chakrabarti, 2005)

Amarres de spar

El sistema de amarres para los spars está compuesto comúnmente de una catenaria tensa de cadena-cable-cadena. Un amarre “tenso” está definido como uno donde las cargas de las anclas tiene un componente de elevación para todas condiciones, es decir, la cadena o cable nunca toca el suelo marino.

Los movimientos de un spar son suficientemente pequeños, aun en un *huracán de 100 años*, que el sistema tenso puede usarse sin líneas de amarre sintéticas. El sistema tenso ahorra un largo considerable de cadena y cable necesarios para un sistema de amarre en catenaria convencional.

La cadena de la plataforma se tensiona usando *gatos de cadena o molinetes*, que se instalan en la periferia de la cubierta superior del casco.

La cadena corre del gato de cadena a una guía, que está ubicada hasta 350 pies debajo de la línea promedio de flotación. El largo de la cadena de la plataforma es determinado por la cantidad de cadena que se necesita jalar o soltar para maniobrar el spar.

La sección media del sistema de amarre consiste en cable de filamentos en espiral de acero o línea de poliéster. Para una mayor vida útil se usa cable de acero típicamente revestido con una capa de uretano. La parte inferior está conectada a un largo de cadena de ancla. El largo de la cadena y la tensión de amarre están seleccionados de tal manera que el cable no hará contacto con el suelo marino excepto en las más extremas condiciones.

La cadena de ancla está conectada a un ancla pilotada que puede soportar las cargas levadizas y laterales. El ojal del pilote está usualmente 15 metros bajo la línea de lodo, de tal manera que el momento de flexión inducido por las fuerzas de amarre es minimizado.

El alcance total del amarre tenso de la guía en la plataforma al ancla es más o menos 1.5 veces la profundidad del agua.

Dimensionamiento de un spar

Los criterios principales para dimensionar un spar son (Chakrabarti, 2005):

1. Peso máximo de la cubierta superior, risers y el equipo que deben acomodarse en el spar.
2. Excentricidad de la cubierta que necesita balancearse con lastre.
3. Área requerida por el pozo de centro para encapsular los riser y las latas de empuje.
4. Movimientos máximos de cabeceo en un evento de huracán de 100 años menores a 10°.
5. Suficiente pozo de centro para soportar las latas de empuje de los risers y otros requerimientos de risers.
6. Una carrera máxima de menos de 5 metros para los risers.
7. La habilidad de ser transportado por una sola embarcación de carga pesada.
8. La habilidad de flotar para salir de una embarcación de carga pesada.

Los pesos de los equipos y otras cargas son los factores principales del diseño. A parte de esto la primera decisión crítica en los spars de producción es el tamaño del pozo de centro ya que esto define el diámetro mínimo.

Estabilidad

Una de las características más importantes que debe atender un cuerpo flotante, ya sea un buque o una plataforma es la estabilidad. La estabilidad es la capacidad de un cuerpo flotante de mantener su posición vertical con aplomo. Los dos factores más importantes para esta característica son su distribución de pesos y el centro de empuje. El centro de empuje de un cuerpo flotante se encuentra en el centro geométrico del volumen sumergido. (Randall, 2010)

Para evaluar la estabilidad transversal ha sido practica usual juzgarla por medio de la *altura metacéntrica inicial* (GM), o sea, la magnitud de la distancia entre el centro de gravedad del desplazamiento del buque o en este caso plataforma y el metacentro transversal. El GM afecta directamente el movimiento de balance transversal. Una altura metacéntrica pequeña produce oscilaciones lentas, aún cuando se encuentre en condiciones de *mar gruesa*. Este tipo de embarcación o estructura flotante se considera blanda o suave ya que produce una sensación de seguridad, sin embargo, esta sensación no siempre es una realidad debido a que puede que el buque esté a punto de zozobrar. Por otro lado, un buque o estructura con mayor GM,

calificado como duro por sus fuertes oscilaciones transversales. Tampoco es garantía ya que puede carecer de estabilidad dinámica. Esto nos presenta una situación contradictoria, conocida como la paradoja de la estabilidad.

Hoy en día se considera que la altura metacéntrica no es suficiente para determinar si un buque es estable, por lo tanto, se recurre a las curvas de estabilidad para las principales condiciones de carga y de navegación. (Dauré Uribe, 1975)

En un spar la forma de asegurar que haya estabilidad estática es colocando el centro de gravedad por debajo del centro empuje. Esto permite que al inclinarse el spar la distancia horizontal entre el centro de empuje y el centro de gravedad generen un *brazo adrizante* de manera que la plataforma regrese a su posición vertical. Es esta característica que permite que un spar siempre trate de regresar a su posición inicial independientemente del ángulo de escora.

Si el cuerpo fuese a flotar en un sistema aislado fuera de las influencias ambientales como las corrientes, el oleaje y el viento, sería suficiente que el cuerpo tenga estabilidad estática. Sin embargo, siempre existen estos factores por lo que son importantes los análisis hidrodinámicos.

Comportamiento dinámico

Una estructura flotante normalmente se encuentra bajo los efectos ambientales del viento y el mar. Es importante poder estimar la respuesta que tendrá una estructura flotante a dichos factores ambientales ya que de esto puede depender la supervivencia de la estructura.

Cargas ambientales

Las estructuras offshore son sometidas a varias fuerzas externas que actúan sobre la estructura flotante, los riser y las líneas de anclaje; causando movimiento en los seis grados de libertad. Las cargas ambientales varían con respecto al periodo considerado en el análisis; esta variación incluye tanto en magnitud como en dirección.

Las cargas hidrodinámicas, olas y corrientes, caen dentro de esta categoría, junto con las fuerzas de inercia, viento y efectos de marea, y son fuerzas de excitación que afectan directamente a las respuestas de la estructura flotante.

Viento

El viento puede causar oscilaciones de las estructuras flotante que varían lentamente con los periodos naturales altos. Esto sucede como resultado de ráfagas de viento con energía considerable similar a los periodos altos. El viento es comúnmente considerado constante en una situación de diseño, al menos en las primeras etapas del diseño. En casos donde el riser, u otros componentes son considerados; el viento podría no afectar la estructura directamente.

El viento juega dos papeles en el comportamiento de un cuerpo flotante como una fuerza sobre la estructura expuesta y de manera indirecta a través de los efectos de las olas y las corrientes.

Olas

Las olas son combinaciones de dos contribuciones, olas por viento y oleaje. Las olas por viento son el resultado de la transferencia de energía del viento local al agua, mientras que el oleaje no es afectado por el viento local en el momento. El oleaje usualmente tiene grandes longitudes de ola. Las fuerzas de ola son significativas en el análisis de estructuras marinas, ya que estas contribuciones de las olas son considerables movimientos y fuerzas sobre la estructura.

Teoría de ola regular

La teoría de ola regular es una teoría lineal basada en la teoría de potencial.

$$\xi = \xi_a \sin(\omega t - kx) \quad (\text{Ecuación 8})$$

Una ola regular solo tiene una frecuencia de ola y una altura significativa de ola. El perfil de la ola regular es propagado en dirección x que puede ser descrita desde la ecuación anterior, donde ξ es el perfil de la ola y ξ_a en la amplitud de la ola ω es la frecuencia circular y t es el tiempo y k es el número de ola. (Randall, 2010)

Espectro de Pierson-Moskowitz

El espectro de Pierson-Moskowitz (PM) es una relación empírica que define la distribución de energía con respecto a la frecuencia en el mar. Es una de las descripciones más simples para la distribución de energía. Se supone que, si el viento sopla de manera constante durante un largo período de tiempo sobre un área grande, las olas eventualmente alcanzarán un punto

de equilibrio con el viento. Este espectro de ola esta dado por la siguiente ecuación (Journée & Massie, 2001):

$$S_{PM}(\omega) = \frac{5}{16} \times H_S^2 \times \omega_p^4 \times \omega^{-5} \times \exp \left[-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega}{\omega_p} \right)^{-4} \right] \quad (\text{Ecuación 9})$$

Donde $\omega_p = 2\pi/T_p$ es la frecuencia pico espectral angular.

Espectro JONSWAP

Un estado de mar irregular es una superposición de una gran cantidad de olas regulares. Este mar irregular puede describirse utilizando un espectro de oleaje y proporciona una representación más realista del estado del mar que una ola regular. Un espectro de oleaje comúnmente utilizado es el espectro JONSWAP.

El espectro JONSWAP $S_J(\omega)$ está formulado como una modificación del espectro Pierson-Moskowitz para un estado mar en desarrollo en una situación de *fetch* limitado (Journée & Massie, 2001):

$$S_J(\omega) = A_\gamma S_{PM}(\omega) \gamma^{\exp \left[-5 \left(\frac{\omega - \omega_p}{\sigma \omega_p} \right)^2 \right]} \quad (\text{Ecuación 10})$$

Corriente

La corriente puede describirse como un gran bloque de agua que se mueve, principalmente horizontalmente, en el océano. Está influenciado por el viento, las mareas, las marejadas, la ubicación y la *deriva de Stokes*.

Las fuerzas y el momento ejercido por una corriente en un objeto flotante se componen de las siguientes partes:

- Una parte viscosa, debido a la fricción entre la estructura y el fluido, y debido a la presión de arrastre. Para cuerpos estancos, la fuerza de fricción puede despreciarse, ya que es pequeña en comparación con la resistencia a la presión viscosa.
- Una parte potencial, con un componente debido a una circulación alrededor del objeto, y uno de la resistencia a las ondas de superficie del agua libre. En la mayoría de los casos, el último componente es pequeño en comparación con el primero y será ignorado. (Journée & Massie, 2001)

Amortiguamiento

Las fuerzas excitantes son la energía transferida desde el agua a la estructura, y el amortiguamiento puede, en teoría potencial, describirse como energía que sale de un sistema como ondas que se irradian desde el cuerpo, es decir, la energía se transfiere desde la estructura al agua.

El amortiguamiento contribuye a limitar la oscilación de respuesta de una estructura, después de estar expuesta a cargas externas. Si no hay amortiguamiento en un sistema y se produce *resonancia*, la amplitud de respuesta aumentará indefinidamente.

En general, es difícil calcular amortiguamiento exacto para un sistema de producción flotante. Para sistemas dominados por la rigidez o por la inercia, esto no es crucial, pero cerca de la resonancia, el nivel de amortiguamiento es esencial para la respuesta. (Journée & Massie, 2001)

Teoría potencial

Para analizar las cargas hidrodinámicas en estructuras flotantes con gran volumen, el efecto de flujo potencial es más importante que el efecto viscoso. Además, cuando la capa límite es pequeña, la cantidad de fluido es efectivamente ideal. Al asumir el fluido ideal, es decir, incompresible, entonces el movimiento del fluido debe ser irrotacional. En esa condición, el vector de velocidad V puede representarse por el gradiente de un potencial escalar ϕ que generalmente depende de tres x_i y el tiempo t .

$$V = \nabla\phi \equiv \frac{\partial\phi}{\partial x}i + \frac{\partial\phi}{\partial y}j + \frac{\partial\phi}{\partial z}k \quad (\text{Ecuación 11})$$

Donde i , j y k son los vectores de los ejes x , y , z respectivamente. Recordemos la condición de que el agua es incompresible,

$$\nabla \times V = 0 \quad (\text{Ecuación 12})$$

Así

$$\frac{\partial^2\phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2\phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2\phi}{\partial z^2} = 0 \quad (\text{Ecuación 13})$$

Esta es la ecuación de Laplace que expresa la conservación de la masa de fluido para flujos potenciales y proporciona la ecuación diferencial parcial gobernante que se resolverá para la

función. Además, la presión p se deduce de la ecuación de Bernoulli. Si suponemos que el eje z es vertical positivo hacia arriba, expresamos como,

$$p + \rho g z + \rho \frac{\partial \phi}{\partial t} + \frac{\rho}{2} V \cdot V = C \quad (\text{Ecuación 14})$$

Donde, C es una función arbitraria del tiempo. Y luego, incluye la dependencia del tiempo de C en el potencial de velocidad y mantiene a C constante. (Journée & Massie, 2001)

Condiciones de frontera

La distinción entre los diferentes tipos de movimiento de fluidos resultó de la condición de frontera impuestos en el dominio de fluidos. Dos tipos de condición de frontera son cinemáticas y dinámicas. Las cinemáticas corresponden a la velocidad del fluido en la frontera mientras que las dinámicas corresponden a las fuerzas en la frontera.

Dinámica de cuerpos rígidos

En primer lugar, es importante comprender el sistema de coordenadas del cuerpo de las estructuras. Hay diferencias entre el sistema de coordenadas de cuerpo único y cuerpo múltiple en el análisis. Se explicará el sistema de coordenadas utilizado para el análisis en WADAM y la figura presenta una descripción clara del mismo.

El movimiento del cuerpo rígido se puede dividir en tres traslaciones sobre el COG y tres rotaciones alrededor del COG. El sistema de coordenadas ortogonales diestras se utiliza para definir el movimiento del barco:

El sistema de coordenadas global (X_{glo} , Y_{glo} , Z_{glo}) con su origen a nivel de agua quieta y con el eje z normal al nivel de agua tranquila y el eje z positivo apuntando hacia arriba.

Los sistemas de coordenadas del cuerpo individual (X_B , Y_B , Z_B) de cada estructura se especifican en relación con el sistema de coordenadas global.

El sistema de coordenadas de entrada (X_{inp} , Y_{inp} , Z_{inp}) de cada modelo de entrada incluido en un cuerpo se especifica en relación con el sistema de coordenadas del cuerpo.

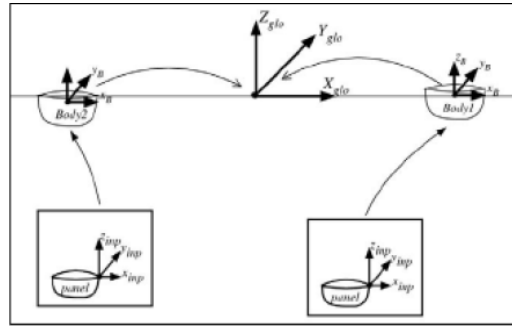


Figura 8. Sistema de coordenadas multi cuerpo. (Perwitasari, 2010)

En el análisis de cuerpo único, el resultado se refiere al sistema de coordenadas global. Mientras que, en el análisis de varios cuerpos, el resultado se refiere al propio sistema de coordenadas del cuerpo.

Análisis de cuerpo único

Se considera la estructura en ola regular incidente con teoría lineal aplicada, es decir, el movimiento inducido por ola y las amplitudes de carga son linealmente proporcionales a ζ_a . Las ventajas de usar la teoría lineal es que podemos determinar la respuesta en mar irregular agregando el resultado de olas regulares de diferentes amplitudes, longitudes de ola y direcciones de propagación.

Para la estructura flotante, el problema de la hidrodinámica se puede separar en dos subproblemas principales.

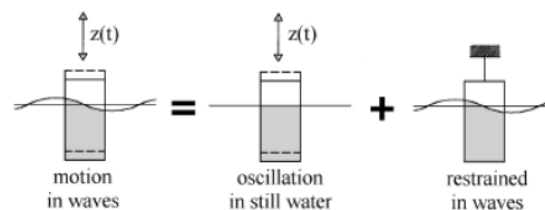


Figura 9. Superposición en cargas hidromecánicas y olas. (Journée & Massie, 2001)

El primer subproblema, las fuerzas y el momento en el cuerpo cuando se oscilan las estructuras, no hay olas incidentes. La oscilación en sí causa la oscilación del fluido en la superficie del cuerpo y la integración sobre la superficie del cuerpo nos dará el resultado de las fuerzas y momentos en el cuerpo.

Por dado $\Phi(\vec{r}, t)$ la presión del fluido, p se calcula de la siguiente manera:

$$p = -\rho \frac{\Phi(\vec{r}, t)}{dt} \quad (\text{Ecuación 15})$$

Y luego, la fuerza en cada elemento del cuerpo se puede expresar como

$$d\vec{F} = \rho \cdot (-\vec{n}) \cdot dA \quad (\text{Ecuación 16})$$

La fuerza total, $\vec{F}$ sobre el cuerpo se obtiene integrando la fórmula anterior a lo largo de las superficies del cuerpo. Aquí, la masa agregada y el término de amortiguamiento debido al movimiento armónico también se pueden determinar. Las fuerzas de restauración y el momento se calculan dependiendo de la masa.

Segundo subproblema, fuerzas y momentos en el cuerpo cuando la estructura está restringida de movimientos oscilatorio y hay olas incidentes. Las fuerzas y el momento correspondientes se denominan fuerzas y momento de Froude-Kriloff y difracción. La fuerza de Froude-Kriloff se produce a partir del campo de presión inalterado, mientras que la fuerza de difracción proviene de los cambios del campo de presión en la estructura.

Las fuerzas de difracción se pueden resolver de manera similar al cálculo de la masa y el amortiguamiento añadido, pero la diferencia es la condición de frontera en el cuerpo, donde la derivada normal del potencial de velocidad de difracción tiene que ser opuesta y de idéntica magnitud que la velocidad normal de la onda no perturbada. sistema. El total de fuerzas y momentos hidrodinámicos se obtiene de la suma de esos dos subproblemas.

Movimientos de un cuerpo flotante (grados de libertad)

Un cuerpo flotante tiene la capacidad de moverse sobre los tres ejes de un espacio cartesiano. En cada eje el cuerpo es capaz de desplazarse o rotar permitiendo un total de seis movimientos o grados de libertad. En caso de embarcaciones o plataformas estos movimientos tienen un nombre específico.

Los tres movimientos de desplazamiento lineal sobre cada eje son:

- En X, avance/retroceso (Surge en inglés)
- En Y, deriva (Sway en inglés)
- En Z, arfada (Heave en inglés)

Los tres movimientos rotacionales sobre cada eje son:

- En X, balance (Roll en inglés), usualmente representado por ϕ
- En Y, cabeceo (Pitch en inglés), usualmente representado por θ
- En Z, guiñada (Yaw en inglés), usualmente representado por ψ

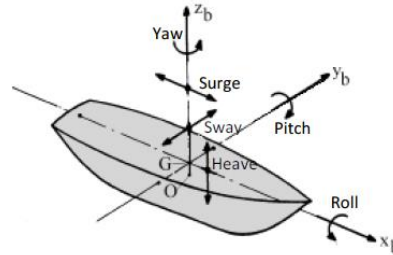


Figura 10. Definición de los seis grados de libertad de un buque. (Perwitasari, 2010)

Operadores de Amplitud de Respuesta (RAO)

Los RAO son también conocidos como función de transferencia, que son el resultado de dividir la amplitud del movimiento de un cuerpo entre el movimiento de la amplitud de la ola (característica del mar en operación o de tormenta).

Los RAO son el resultado del análisis hidrodinámico y es un parámetro importante en la obtención de otros datos. Estos nos 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. Lo dicho se formula matemáticamente a continuación:

$$\text{Desplazamientos} = (\text{RAO}) \times (\text{Amplitud de la ola}) \quad (\text{Ecuación 17})$$

Hay RAO para cada grado de libertad por lo que existen dos tipos de RAO, de traslación y rotación. Los tres RAO de traslación, cuya unidad de medida es de metro entre metro (m/m), corresponderían a los movimientos de avance, deriva y arfada. Los tres RAO de rotación, cuya unidad de medida es grados entre metro ($^{\circ}/\text{m}$) o radianes entre segundo (rad/s), corresponderían a los movimientos de balance, cabeceo y guiñada. (Journée & Massie, 2001)

Desarrollo del proyecto

Proceso de diseño conceptual de turbina

Para poder diseñar la turbina lo primero que se hizo fue identificar los diseños y prototipos existentes en el mercado y en investigaciones. En esta etapa del proceso se identificaron algunas de las características deseadas en el modelo, así como algunos de los obstáculos y posibles insuficiencias del diseño. Los prototipos más grandes que se identificaron fueron unas turbinas de 17 m de altura desarrollados por los laboratorios Sandia en los años 80. Aquí se identificaron las dimensiones principales, así como las relaciones de peso-altura, altura-diámetro y potencia-altura. Con estas dimensiones fue posible escalar el modelo para cumplir con los requerimientos.

Lo primero que se definió fue la relación de altura a diámetro. Esta relación establece que tan esbelta será la estructura. En los prototipos existentes de turbinas eólicas de eje vertical prevalecen dos relaciones altura-diámetro 1.5 a 1 y 2.78 a 1. Se eligió 2.78 a 1 debido a que esto resulta en una estructura más esbelta lo cual es una ventaja en términos estructurales.

A partir de la relación potencia-altura se pudieron generar estimaciones del tamaño requerido para generar aproximadamente 1 MW. El tamaño que se decidió emplear para el modelo con base en la potencia fue una altura de 75 metros. Hasta este momento ya se pudo definir con las relaciones mencionadas, la altura, el diámetro máximo y el número de aspas. Para este último se consideró que un diseño asimétrico sería favorable para la turbina ya que sería más difícil que entrase a un estado de equilibrio estático a 0 RPM con viento.

Finalmente, se tenía que definir el perfil del aspa. Como se mencionó anteriormente, se habían identificado algunos posibles obstáculos en el prototipo, entre ellos la capacidad de inducir la rotación a partir de un punto muerto debido a la reducida área de exposición al viento. Los sistemas existentes tomaban una de dos metodologías para solucionar esto. La primera es utilizar diseños híbridos de turbinas de eje vertical que utilizan arrastre para iniciar la rotación y sustentación para mantener el giro. La segunda es utilizar un motor de arranque. Entre las investigaciones que se encontraron al respecto hay una en particular que busca resolver esta problemática y procede a desarrollar un perfil denominado EN0005 (Batista, 2018) que permite inducir la rotación a partir del punto muerto sin sacrificar mucho de sus

características deseables para este tipo de turbina, como el comportamiento a altos RPM. En este caso se utilizó el perfil EN0005 para el modelo.

Una vez que se obtuvieron todas las características y dimensiones principales de la turbina se procedió al proceso de modelado en CAD. Las dimensiones principales de la turbina fueron:

Altura	75 m
Diámetro máximo	13.49 m
Diámetro de la torre central	3 m
Largo del perfil EN0005	1.8 m
Ancho del perfil EN0005	0.64 m
Ángulo del arco del aspa	79°

Tabla 2. Dimensiones del modelo propuesto en CAD. (Elaboración propia)

Modelado de la turbina eólica

Utilizando las dimensiones principales del diseño conceptual se procedió a generar modelos tridimensionales en programas de diseño computacional, AutoCAD y SolidWorks.

Primero se generó un modelo sólido que representa todos los volúmenes de la turbina. Este modelo se refinó y seccionó posteriormente para el uso de CFD.

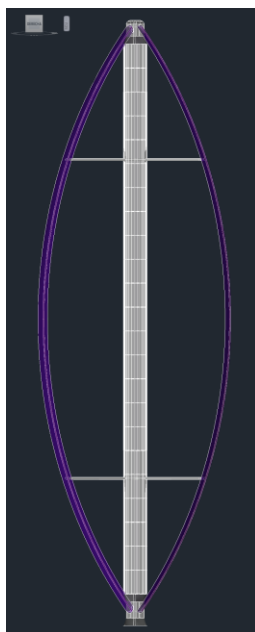


Figura 11. Vista perfil de modelo de turbina en AutoCAD. (AutoCAD, 2019)

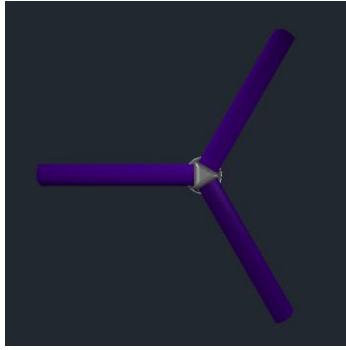


Figura 12. Vista planta de modelo de turbina en AutoCAD (AutoCAD, 2019)

Después, se generó un modelo detallado que cuenta con un diseño estructural preliminar que permite visualizar de manera más detallada cada pieza de la turbina al igual que su ensamble en un posible prototipo físico. Este modelo también permitió generar un cálculo preliminar del peso basado en una selección típica de materiales para una estructura similar. Este modelo incluye una gran cantidad de soportes internos estructurales por lo que se cree que esta sobredimensionado sin embargo no se ha hecho ningún análisis estructural aún como para determinar esto.

Uso de CFD

Para las simulaciones en CFD se utilizaron programas de libre acceso (open source) debido a su disponibilidad. Primero, se necesitó definir que pruebas se harían para poder determinar el dominio y las condiciones de flujo de cada prueba. Se decidió en un principio utilizar solamente un aspa completa de la turbina para ver el comportamiento del viento alrededor de todo el cuerpo. Sin embargo, esto generó un dominio de tamaño considerable y un mallado con gran número de nodos. El mallado se hizo utilizando un programa llamado SALOME. A partir de aquí la malla se cambió de formato e introdujo al programa openFOAM donde se hicieron una serie de pruebas computacionales que tomaron varios días cada una. El gran tiempo computacional requerido se debió al tamaño de la malla por lo que se decidió hacer una simplificación.

La primera simplificación fue tomar una sección de un metro del aspa. Esto redujo considerablemente el tamaño de la malla y por ende el tiempo de procesamiento. Se pretendía probar el aspa a los diferentes ángulos de incidencia de viento, pero debido al tiempo que se requeriría se optó por trabajar con los resultados preliminares del análisis analítico con las

ecuaciones de flujo másico. La fuerza se calculó a partir de la siguiente ecuación de cálculos de carga de viento de Randall:

$$F_w = C_w \sum (C_s C_h A) V_w^2 \quad (\text{Ecuación 18})$$

Donde

F_w = Fuerza del viento

C_w = Coeficiente de viento ($0.615 \text{ N-s}^2/\text{m}^4$)

C_s = Coeficiente de forma (Se utilizó 0.5 considerando que la forma se comporta como un cilindro)

C_h = Coeficiente de altura (se consideró 1.37)

A = Área de la pantalla producida por las aspas

V_w = Velocidad del viento (m/s)

Lo cual nos permitió determinar las fuerzas sobre la estructura y por ende los momentos. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Condición operativa (26.5 m/s)	
Fuerza total	112.7 kN
Momento total	4,226 kN-m
Condición extrema (53 m/s)	
Fuerza total	450.8 kN
Momento total	16,904 kN-m

Tabla 3. Fuerzas y momentos por viento. (Elaboración propia)

Idealmente, contando con el tiempo adecuado, se haría una serie de pruebas estáticas a flujo constante en diferentes ángulos para cada aspa, y para el sistema completo. Posteriormente se haría un análisis dinámico donde se pudiera representar la rotación de la turbina. Desafortunadamente, en este momento no se contaba con el tiempo requerido para desarrollar y llevar a cabo dichas pruebas. Sin embargo, este análisis resulta una interesante línea de estudio a futuro.

Selección del flotante

Cuando se habla de instalaciones costa afuera para turbinas eólicas existen varias opciones. Primero, existen las opciones fijas, en este caso el diseño prevalente es el de mono pilotes,

no obstante, estos están limitados a aguas someras. En caso de requerir en aguas más profundas, se optaría por algún sistema flotante. Para la instalación de turbinas eólicas hay tres posibles sistemas flotantes:

- TLP (Plataforma de tendones tensionados)
- Semi sumergible
- Spar

A continuación, se muestra una tabla donde se resumen las ventajas y desventajas de cada uno de estos sistemas.

	TLP	Semi sumergible	Spar
Ventajas	• Baja masa y uso material • Puede ensamblarse en costa y transportarse a su posición final • Pocas partes móviles • Excelente estabilidad • Menos cargas de fatiga en la turbina que semi sumergibles y spars • Estructura simple para inspeccionar • Pocos componentes y sistemas activos	• El diseño más flexible con respecto a la profundidad • Puede ensamblarse en costa y transportarse a su posición final • Se puede remolcar para para mantenimiento	• Diseño simple de fabricar • Número mínimo de soldaduras • Posibilidad de usar concreto en lugar de acero • Pocos sistemas activos o componentes complicados • Excelente estabilidad
Desventajas	• Cargas altas en el sistema de anclaje y amarre • Preocupaciones en la vida útil de los tendones • Proceso de instalación difícil debido a la inherente estabilidad durante el remolcado • Frecuentemente requiere de embarcaciones especiales de instalación • Concepto menos desarrollado para aplicaciones de energía eólica	• Puede tener más movimientos inducidos por ola que pueden deteriorar la turbina • Estructura de compleja manufactura • Comparativamente requiere grandes cantidades de acero • Puede ser más susceptible a corrosión y a cargas de hielo debido a que la mayoría de la estructura está cerca de la superficie del agua • Requiere de grandes diques para su manufactura en costa	• Solo es adecuado para aguas profundas (>80m) debido a su alto calado • Ensamble en aguas someras no es posible • Disponibilidad limitada de remolcar la estructura a puerto para reparaciones mayores • Puede tener cargas de fatiga mayores a la TLP • Requiere de grandes calados en las instalaciones de la costa para ensamble

Tabla 4. Comparativa de diferentes tipos de flotantes. (University of Strathclyde Glasgow, 2020)

Debido a su simplicidad de diseño y excelente estabilidad se optó por un sistema spar.

Diseño del flotante tipo spar

Para el diseño de un sistema tipo spar una de las consideraciones más importante es la distribución de pesos. En este caso se consideró que una turbina eólica pesa alrededor de 300

toneladas y su generador unas 9.15 toneladas, pero esta última se consideró de 10 toneladas para tener un pequeño factor de seguridad y simplificar los cálculos. Se contempló que el sistema necesitaría un *francobordo* de al menos 10 metros.

Teniendo lo anterior en cuenta era necesario colocar el centro de gravedad por debajo del centro de empuje para asegurar la estabilidad del sistema. También fue necesario establecer un diámetro, aquí se consideró que 10 metros serían adecuados dada la aplicación. Para dimensionar el flotante se hicieron estimaciones de peso:

- El flotante (Hard tank) pesa 0.25 t/m^3
- El tanque de lastre permanente pesa 0.4 t/m^3
- La turbina pesa 300 t
- El generador pesa 10 t
- La estructura de la armadura y las placas de arfada son de acero sólido ($\rho=7.85 \text{ t/m}^3$)

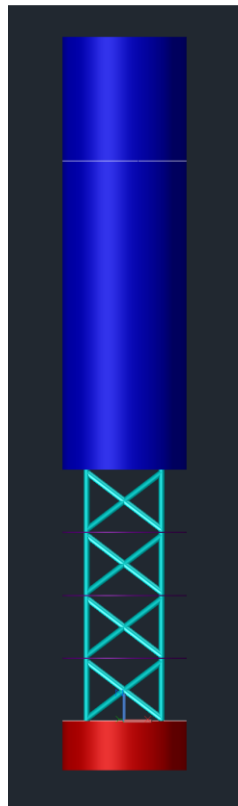


Figura 13. Modelo de Spar en AutoCAD. (AutoCAD, 2019)

Finalmente se pudo hacer una distribución de pesos que mantuviera el centro de gravedad debajo del centro de empuje. Las dimensiones resultantes fueron:

Largo del flotante (hard tank)	35 m
Diámetro	10 m
Largo de armadura	20.3 m
Placas de arfada	3
Altura del tanque de lastre permanente	5m
Calado	50.3 m
Largo total	60.3 m
Peso total	2368.2 t

Tabla 5. Dimensiones resultantes del spar propuesto. (Elaboración propia)

Modelado y mallado de plataforma

Un paso importante para poder llevar a cabo los análisis hidrodinámicos y de estabilidad es el modelado de la plataforma en Genie de la suite de Sesam. En este software se genera un modelo de la estructura y sus compartimentos. Este programa permite caracterizar la estructura con los espesores de placa, así como sus materiales. También puede caracterizar el contenido de los diferentes compartimentos del modelo de tal manera que puede definir el peso y el nivel de llenado de cada tanque.

Primero, debes generar la forma preliminar del modelo basado en las dimensiones básicas. Una vez que has generado la forma preliminar debe agregar las placas divisorias, así como las otras estructuras que formaran parte del sistema completo. En este caso la turbina eólica se debe agregar para poder caracterizar su peso y centros de gravedad, sin embargo, debido a que no se hará un cálculo de su comportamiento aerodinámico o hidrodinámico no es necesario un modelo muy preciso. Para facilitar el proceso se dividió el modelo en sets.

El primer set se denominó T1 y contiene todas las placas de la plataforma que tendrán interacción con el agua.

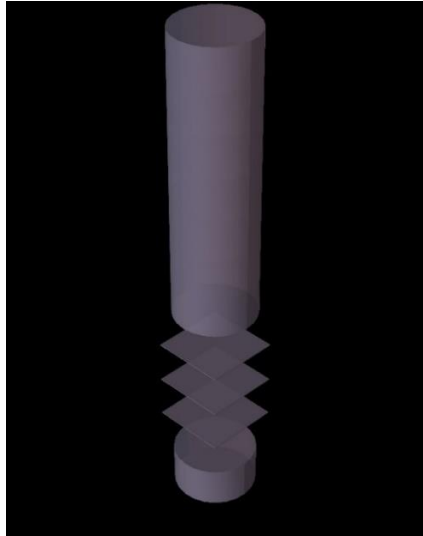


Figura 14. Modelo panel. Set T1. (Genie, 2017)

El segundo set se denominó T2 y contiene toda la armadura del spar.

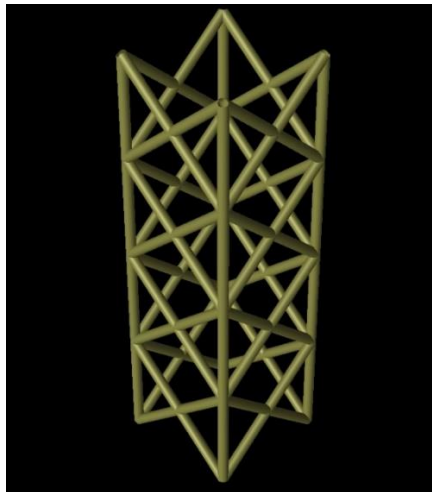


Figura 15. Modelo armadura. Set T2. (Genie, 2017)

El tercer set se denominó T3 y contiene todas las partes del sistema. Aquí es donde se incluye la turbina y se agrega una masa puntual para representar el generador.



Figura 16. Modelo completo. Set T3. (Genie, 2017)

Al generar un espacio dentro de la estructura el programa automáticamente define los compartimentos de la estructura. Varios de estos compartimentos serán utilizados como tanques de lastre y lastre permanente. Para facilitar su uso se le asigno un nombre a cada compartimento incluso a los compartimentos vacíos. Al final se obtuvieron 8 tanques de lastre permanente, 16 de lastre (no todos se utilizarán), 36 espacios o tanques vacío y el espacio designado para el generador de la turbina eólica.

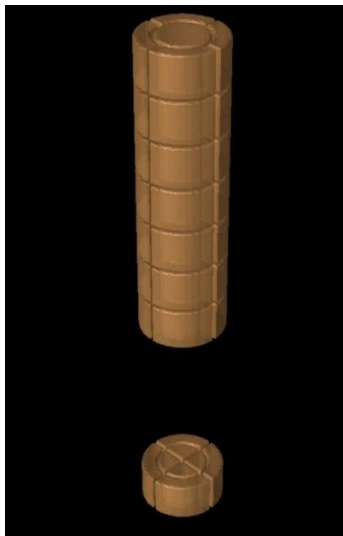


Figura 17. Compartimentado. (Genie, 2017)

Una vez que se nombran todos los compartimentos es posible definir los casos de carga, aquí es donde determinamos el contenido de cada tanque. Se debe crear un caso de carga independiente por cada compartimento que se va a llenar. El primer caso de carga siempre es la presión hidrostática generada por la superficie mojada del casco.

Name	Description	FEM Loadcase	FEM LC Rule
LC1	Dummy Hydro Pressure LoadCase	1	Manual
LC_I_1	LoadCase	10	Manual
LC_I_2	LoadCase	11	Manual
LC_I_3	LoadCase	12	Manual
LC_I_4	LoadCase	13	Manual
LC_I_5	LoadCase	14	Manual
LC_I_6	LoadCase	15	Manual
LC_I_7	LoadCase	16	Manual
LC_I_8	LoadCase	17	Manual
LC_I_9	LoadCase	18	Manual
LC_I_10	LoadCase	19	Manual
LC_I_11	LoadCase	20	Manual
LC_I_12	LoadCase	21	Manual
LC_I_13	LoadCase	22	Manual
LC_I_14	LoadCase	23	Manual
LC_I_15	LoadCase	24	Manual
LC_I_16	LoadCase	25	Manual
LC_LP1	LoadCase	2	Manual
LC_LP2	LoadCase	3	Manual
LC_LP3	LoadCase	4	Manual
LC_LP4	LoadCase	5	Manual
LC_LP5	LoadCase	6	Manual
LC_LP6	LoadCase	7	Manual
LC_LP7	LoadCase	8	Manual
LC_LP8	LoadCase	9	Manual

Figura 18. Casos de carga. (Genie, 2017)

Para cada caso de carga debes definir el contenido del tanque, así como las propiedades. Entre las propiedades que debes definir son la densidad y si es un líquido o un sólido.

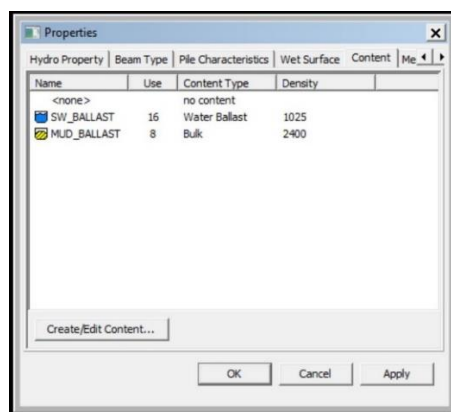


Figura 19. Dialogo de contenidos. (Genie, 2017)

Después de haber modelado en su totalidad la plataforma se procede a generar las mallas de necesarias para los análisis hidrodinámicos y de estabilidad. Se generarán tres mallas para los análisis. Cada malla se utilizará en un modelo diferente por lo que cada una engloba partes diferentes del modelo. Todas las mallas se generan con procesos similares, pero con

propiedades diferentes. El primer paso es definir las actividades de que se llevarán a cabo durante el mallado. Esta parte es igual para las tres mallas.

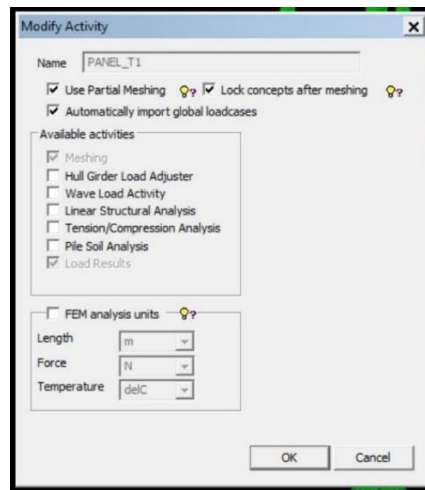


Figura 20. Dialogo de actividades del análisis. (Genie, 2017)

La primera malla es del modelo panel donde solo se consideran las placas de la plataforma que están en contacto con agua. El programa trabaja este tipo de malla como tipo 1. Aquí se selecciona el set T1 para el mallado.

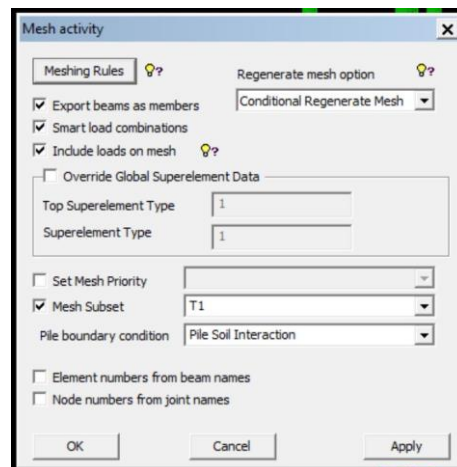


Figura 21. Dialogo de actividades del mallado. Set T1. (Genie, 2017)

La malla resultante se exporta como un archivo FEM que se utiliza para el programa de análisis hidrodinámico, en este caso el análisis tipo panel.

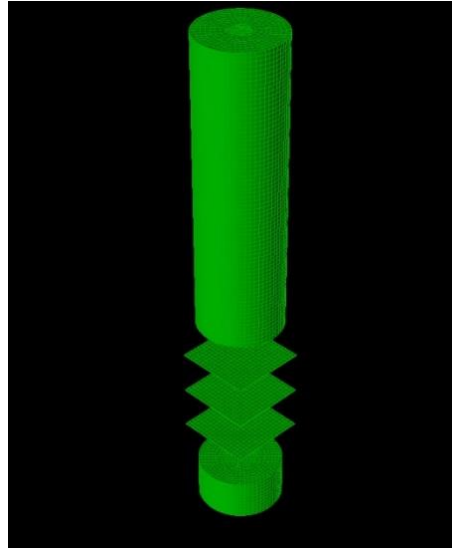


Figura 22. Malla panel. Set T1. (Genie, 2017)

La segunda malla es del modelo Morrison que sirve para caracterizar el comportamiento de los elementos delgados dentro del agua. El programa trabaja este tipo de malla como tipo 2. Aquí se selecciona el set T2 para el mallado.

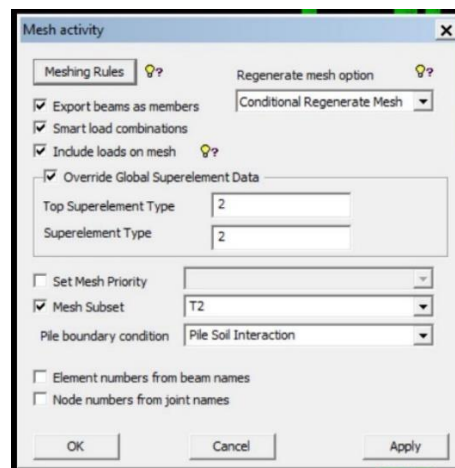


Figura 23. Dialogo de actividades del mallado. Set T2. (Genie, 2017)

La malla resultante se exporta como un archivo FEM que se utiliza para el programa de análisis hidrodinámico, en este caso el análisis tipo Morrison.

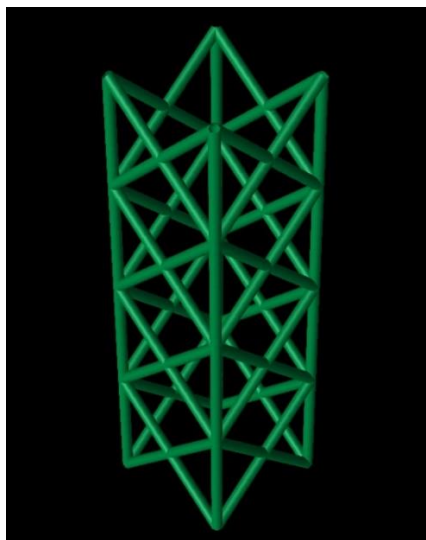


Figura 24. Malla Morrison. Set T2. (Genie, 2017)

La tercera malla es el modelo estructural que engloba toda la estructura y todos los elementos que la conforman. Aquí se incluyen los elementos de la superestructura y todas las masas que contribuyen a la estructura. El programa trabaja este tipo de malla como tipo 3. Aquí se selecciona el set T3 para el mallado.

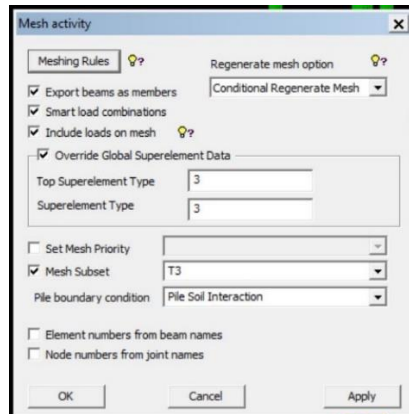


Figura 25. Dialogo de actividades del mallado. Set T3. (Genie, 2017)

La malla resultante se exporta como un archivo FEM que se utiliza para el programa de análisis hidrodinámico, en este caso el análisis de masas.

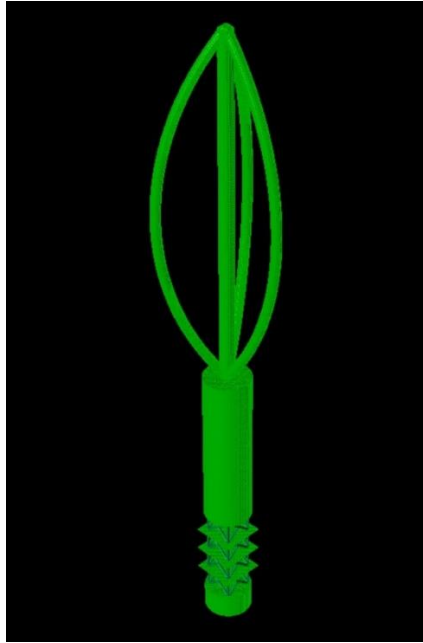


Figura 26. Malla estructural. Set T3. (Genie, 2017)

Al haber generado estos archivos es posible pasar al proceso de análisis hidrodinámico en el programa HydroD que también forma parte de la suite de Sesam.

Análisis hidrodinámico

Para iniciar el análisis hidrodinámico de la plataforma se debe generar un nuevo espacio de trabajo en el programa HydroD, aquí contamos con un *Wizard* del módulo de Wadam que te guía a través del proceso de configuración de parámetros. En Sesam HydroD el módulo de Wadam utiliza métodos de dominio de frecuencia lineal para calcular la iteración de estructura de ola en modelos de panel o modelos de vigas creados por Genie.

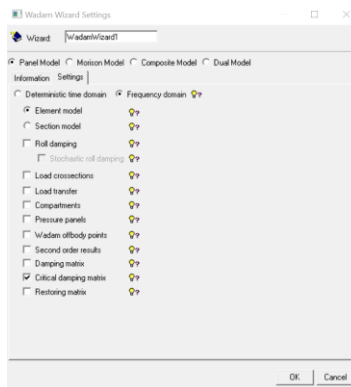


Figura 27. Configuración de Wadam. (HydroD, 2017)

Uno debe definir las condiciones ambientales a las cuales se va a someter la plataforma. Para el análisis que se llevó a cabo se utilizó un tirante de agua de 300 metros. También se consideraron direcciones de ola de 0° a 90° en intervalos de 15° ya que siendo una estructura circular su comportamiento debe ser el mismo sin importar el ángulo de incidencia de la ola. Finalmente, se definió que el periodo de ola debe variar de 0.5 a 30 segundos en intervalos de 0.5 segundos.

Debido a que no se está considerando un lugar en específico y solo se pretenden determinar los RAO de la plataforma la amplitud de la ola no es particularmente relevante, en este caso se utilizó una amplitud de 2 metros.

Una vez definidos los parámetros ambientales es necesario importar los archivos de mallado generados en Genie.

Primero se importa la malla del modelo panel y se define la línea de flotación de la plataforma. La línea de flotación de la plataforma se encuentra a 50.3 metros del fondo de la plataforma siendo efectivamente la misma medida que el calado.

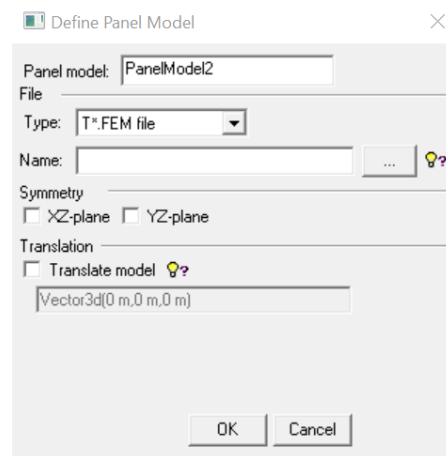


Figura 28. Definición del modelo panel. (HydroD, 2017)

Después, podemos importar la malla del modelo de masas o estructural. Esto le permite al programa definir la distribución de los tanques y pesos estructurales. Con las masas definidas se puede configurar la matriz de amortiguamiento, en este caso se utilizó un 5%.

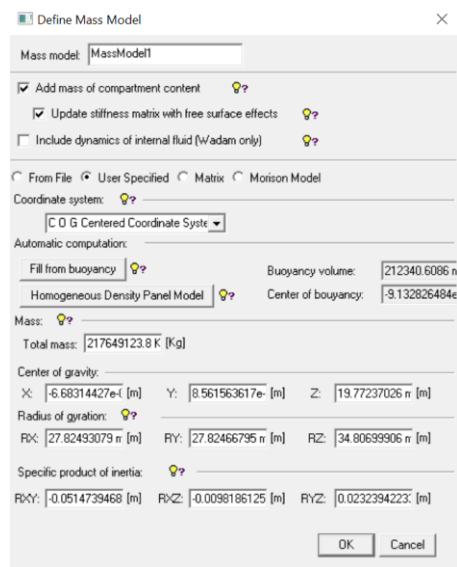


Figura 29. Definición del modelo de masas. (HydroD, 2017)

Debido a que ya tenemos el modelo de masas con el compartimentado debemos definir la permeabilidad, el contenido y el porcentaje de llenado de los tanques para lograr que el empuje a nuestra línea de flotación se equivalente al peso de nuestra estructura y el contenido de sus tanques.

La estructura cuenta con 8 tanques de lastre permanente con una permeabilidad del 95% y completamente llenos de una lechada o lodo. Este lodo tiene una densidad de 2000 kg/m^3 . Los 16 tanques de lastre adicionales tienen una permeabilidad de 95% y los lleno el programa solo lo suficiente para lograr igualar el peso al empuje con agua de mar. El agua de mar tiene una densidad de 1025 kg/m^3 .

Una vez que se hicieron estas determinaciones fue posible correr el análisis hidrodinámico.

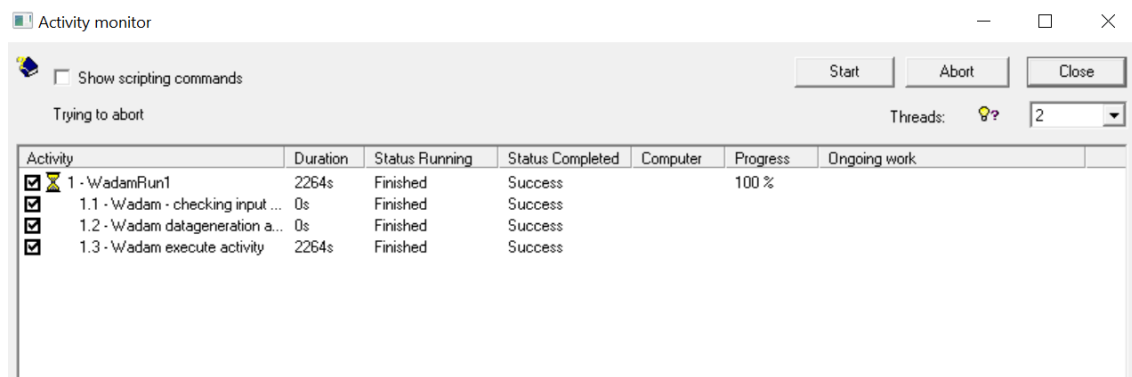


Figura 30. Análisis hidrodinámico para el modelo. (HydroD, 2017)

Resultados

Los resultados del análisis se pueden visualizar en Postresp que es una extensión de la suite de Sesam. Las gráficas que se presentan a continuación utilizan los datos generados por Postresp en un archivo de texto y se procesaron con MATLAB. Las gráficas representan los RAO, las fuerzas de respuesta, el amortiguamiento por radiación y la masa agregada (adherida).

RAO

El movimiento de arfada probablemente representa el movimiento más importante en este tipo de estructuras por lo que en esta estructura se recomienda el uso de placas de arfada que generan superficies para un mayor amortiguamiento viscoso. Sin embargo, en esta primera iteración no se consideraron los efectos viscosos en el análisis. Por lo tanto, los resultados que aquí se presentan se utilizarán como base comparativa. La respuesta mayor en el movimiento de arfada se registró en el periodo de 14 s y tuvo una magnitud de 3.617 m/m.

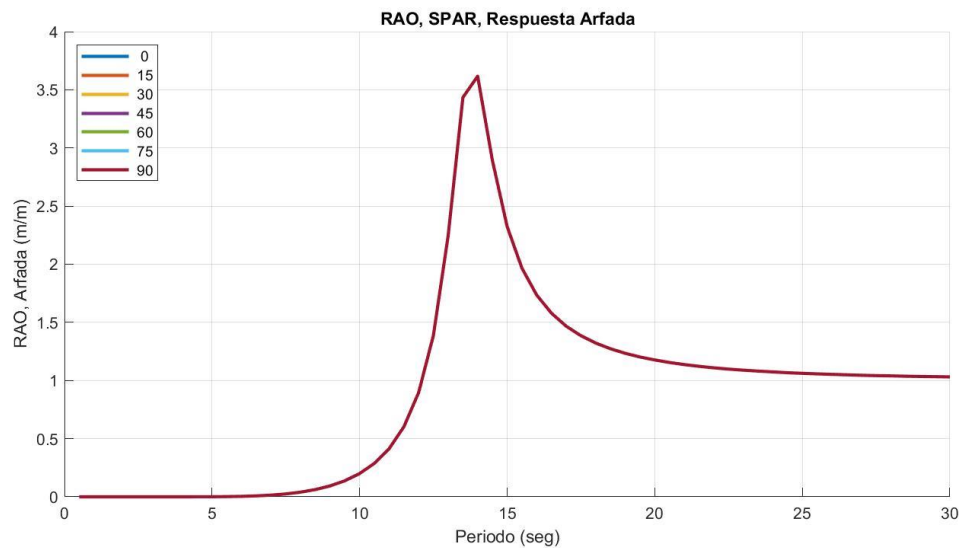


Figura 31. Gráfica de RAO, movimiento de arfada. (MATLAB, 2018)

Los movimientos de cabeceo y balance serían los siguientes movimientos de mayor importancia después del movimiento de arfada. En este caso los movimientos son idénticos, para ángulos complementarios, debido a la forma circular de la plataforma. La respuesta mayor se registró en el periodo de 30 s y fue de 0.617°/m. Se puede apreciar una tendencia a aumentar la respuesta en periodos mayores.

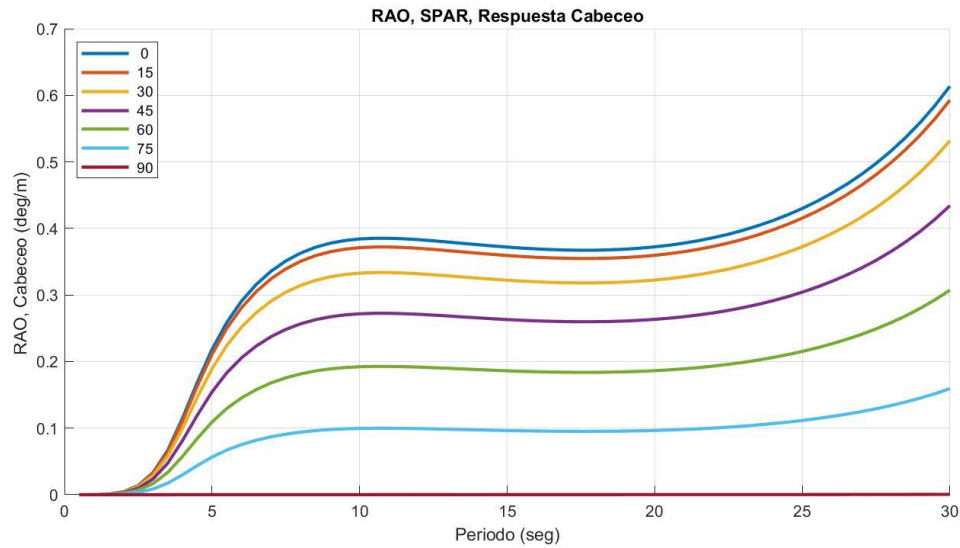


Figura 32. Gráfica de RAO, movimiento de cabeceo. (MATLAB, 2018)

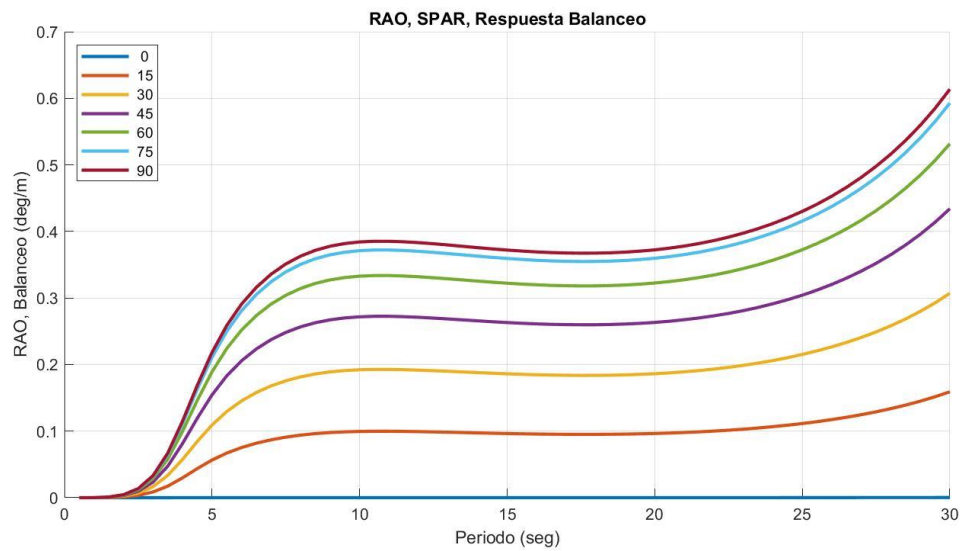


Figura 33. Gráfica de RAO, movimiento de balanceo. (MATLAB, 2018)

Los movimientos de avance y deriva son de menor importancia en este caso especialmente porque estos movimientos se pretenden atenuar con un sistema de amarres. Estos movimientos también son idénticos entre sí, para ángulos complementarios, debido a la forma de la plataforma. La respuesta máxima se observó en el periodo de 30 s y fue de 1.224 m/m.

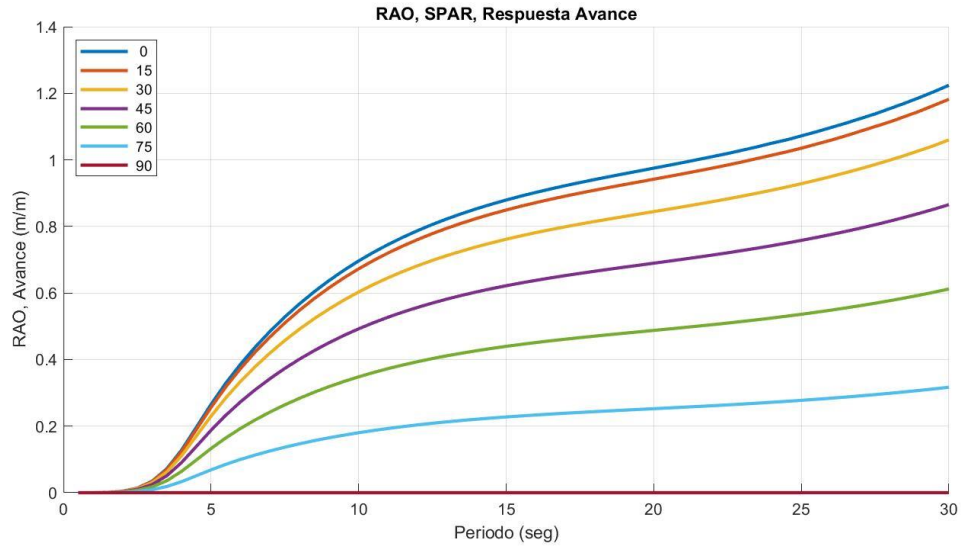


Figura 34. Gráfica de RAO, movimiento de avance. (MATLAB, 2018)

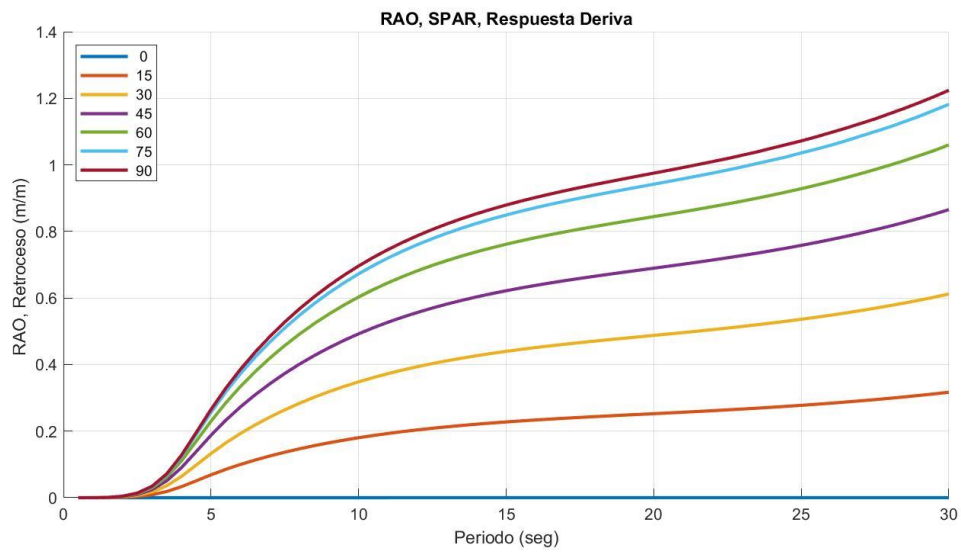


Figura 35. Gráfica de RAO, movimiento de deriva. (MATLAB, 2018)

El movimiento de guiñada, en este caso, es prácticamente imperceptible siendo su respuesta máxima de $0.00126^\circ/\text{m}$ en el periodo de 30 s. También, cabe mencionar que esta rotación se atenuara con un sistema de amarres.

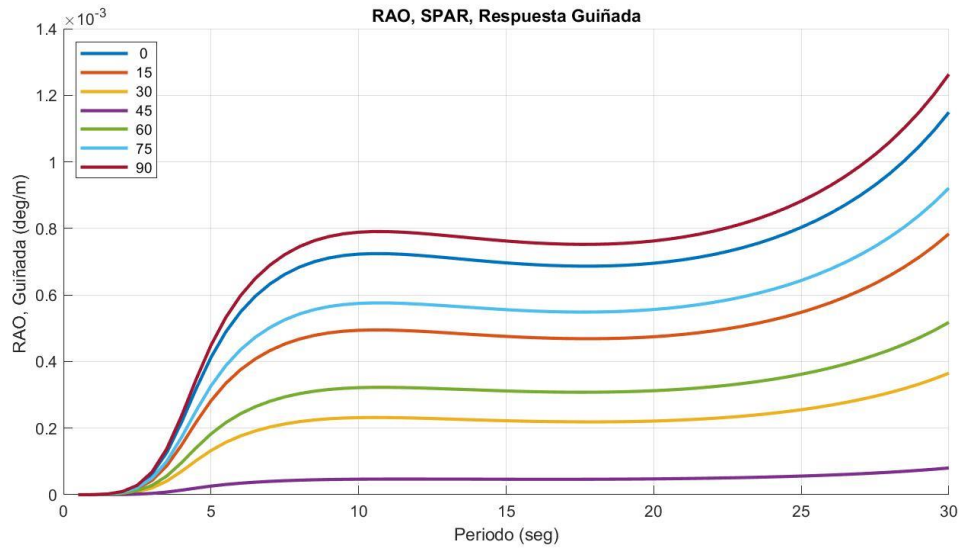


Figura 36. Gráfica de RAO, movimiento de guiñada. (MATLAB, 2018)

Fuerzas

Las gráficas de fuerzas de respuesta representan la fuerza generada por los movimientos de la estructura. Las fuerzas de translación se miden en unidades de fuerza, kilo newtons (kN), mientras que las fuerzas de rotación se miden en unidades de fuerza entre unidades de longitud, kilo newtons entre metro (kN/m).

Las fuerzas de respuesta de avance y deriva son idénticas, para ángulos complementarios, por la forma del casco. La fuerza de respuesta máxima se registró en el periodo de 6 s y fue de 1,446 kN/m.

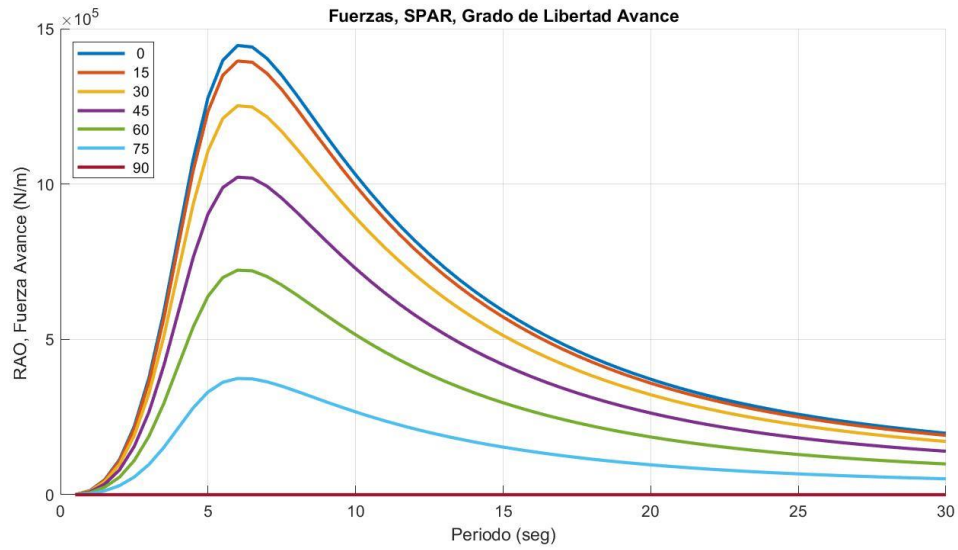


Figura 37. Gráfica de fuerzas, movimiento de avance. (MATLAB, 2018)

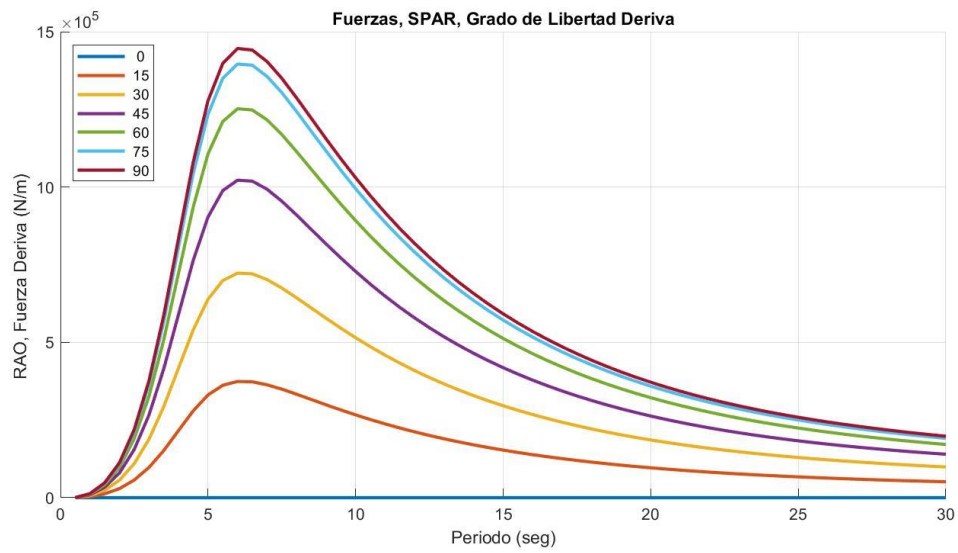


Figura 38. Gráfica de fuerzas, movimiento de deriva. (MATLAB, 2018)

Las fuerzas de respuesta del movimiento de arfada muestra una tendencia a aumentar para periodos mayores a 30 s. La fuerza máxima de respuesta se registró en 30 s y fue de 644 kN/m.

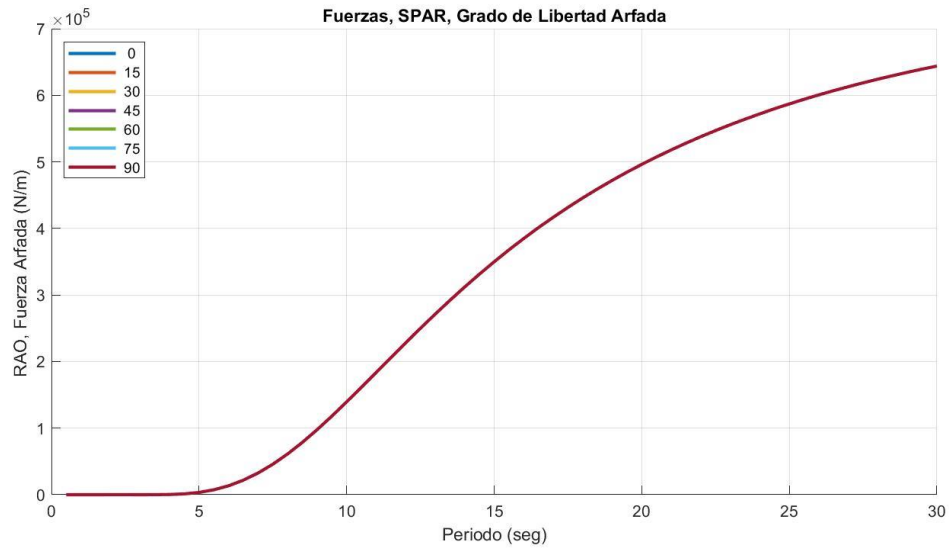


Figura 39. Gráfica de fuerzas, movimiento de arfada. (MATLAB, 2018)

Las fuerzas de respuesta de cabeceo y de balanceo son idénticas, para ángulos complementarios, debido a la forma de la plataforma. La fuerza máxima de respuesta se registró en 8 s y fue de 12,460 kN/m.

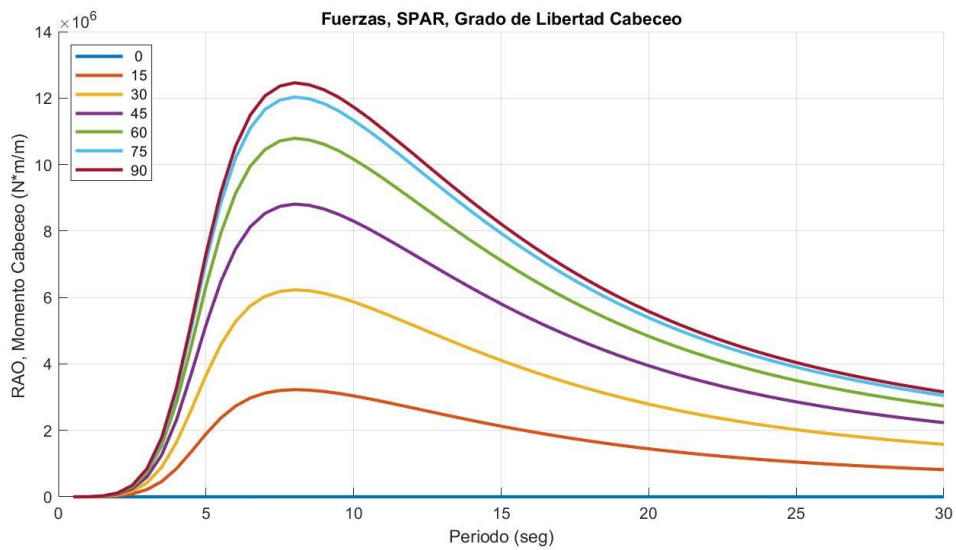


Figura 40. Gráfica de fuerzas, movimiento de cabeceo. (MATLAB, 2018)

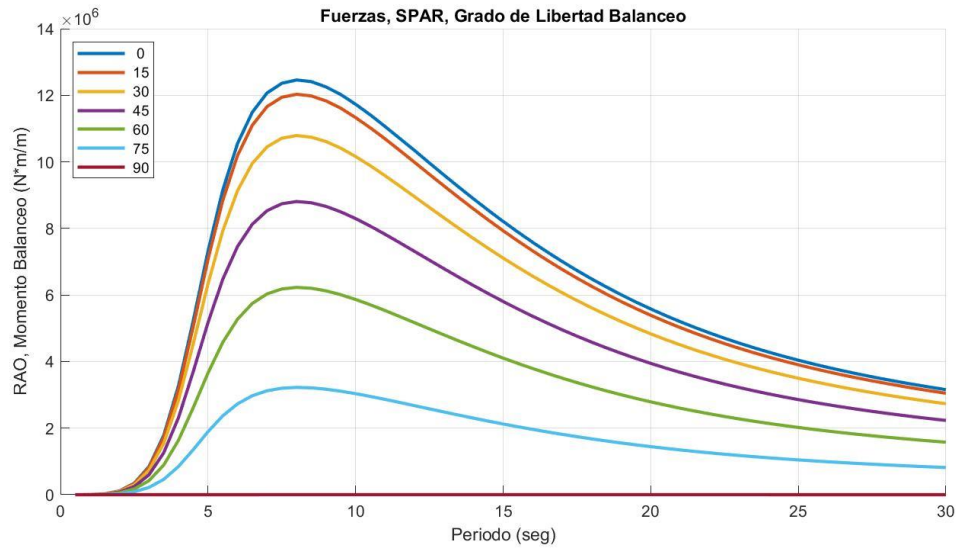


Figura 41. Gráfica de fuerzas, movimiento de balanceo. (MATLAB, 2018)

Las fuerzas de respuesta del movimiento de guiñada, en este caso, son insignificantes, siendo su respuesta máxima de alrededor de $7 \text{ N}^*\text{m/m}$ en el periodo de 1.5 s.

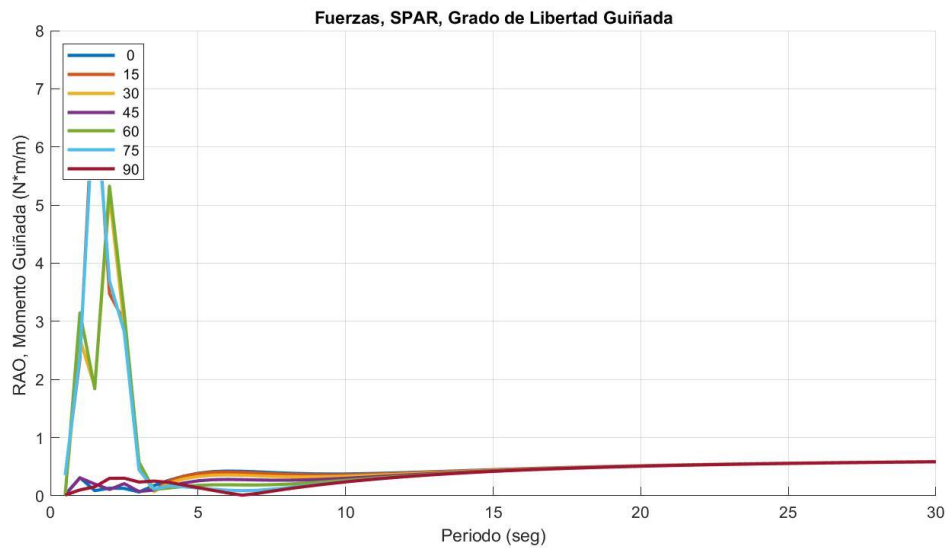


Figura 42. Gráfica de fuerzas, movimiento de guiñada. (MATLAB, 2018)

Amortiguamiento por radiación

Las gráficas de amortiguamiento por radiación la cantidad de disipación de energía por propagación de ondas en un medio, en este caso, el agua. Los valores de amortiguamiento por radiación se dan en unidades de masa por tiempo entre unidades de longitud, toneladas

por segundo entre metro (t^*s/m), para movimientos de translación y en unidades de masa por tiempo, toneladas por segundo (t^*s), para movimientos de rotación.

El amortiguamiento por radiación será de igual para los movimientos de avance y deriva. Siendo el amortiguamiento máximo de $837 t^*s/m$ en el periodo de 5 s.

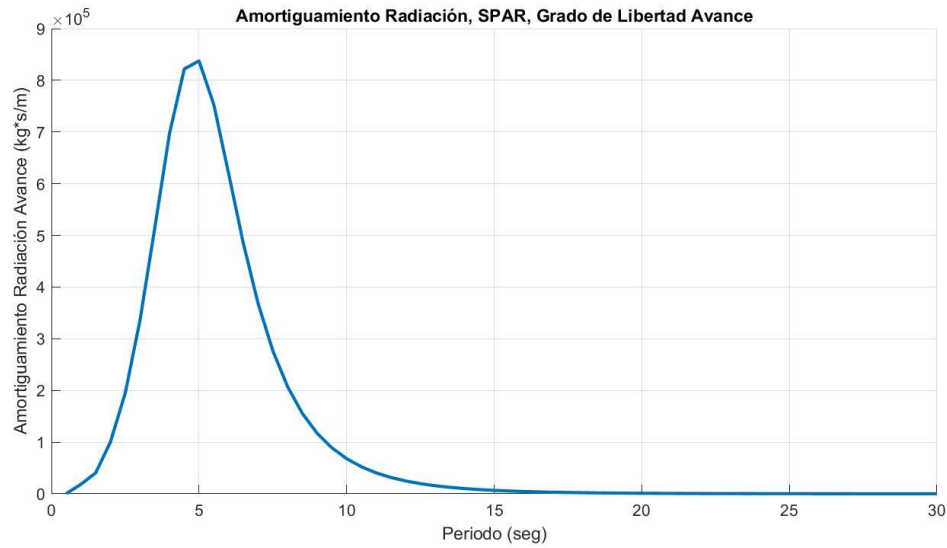


Figura 43. Gráfica de amortiguamiento por radiación, movimiento de avance. (MATLAB, 2018)

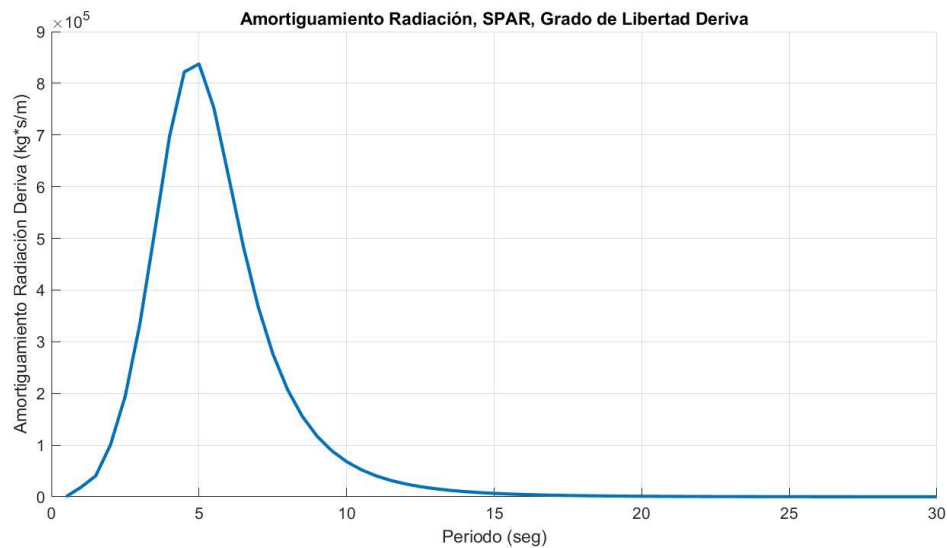


Figura 44. Gráfica de amortiguamiento por radiación, movimiento de deriva. (MATLAB, 2018)

El amortiguamiento por radiación del movimiento de arfada tuvo su punto máximo en un periodo de 15.5 s y fue de 4659 kg*s/m. Cabe destacar que es un valor relativamente bajo en comparación al amortiguamiento a los otros movimientos de translación.

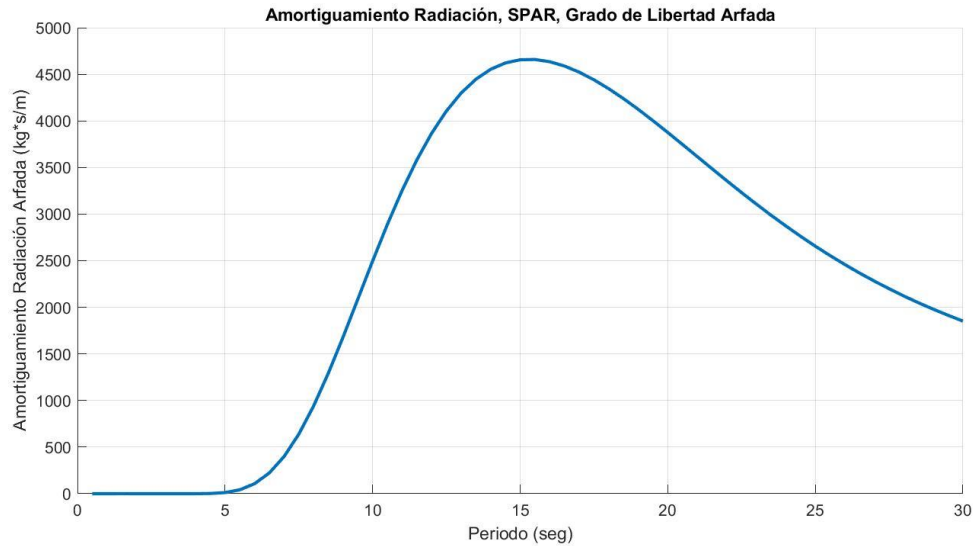


Figura 45. Gráfica de amortiguamiento por radiación, movimiento de arfada. (MATLAB, 2018)

El amortiguamiento por radiación será de igual para los movimientos de cabeceo y balance. Siendo el amortiguamiento máximo de 33,030 t*s en el periodo de 6 s.

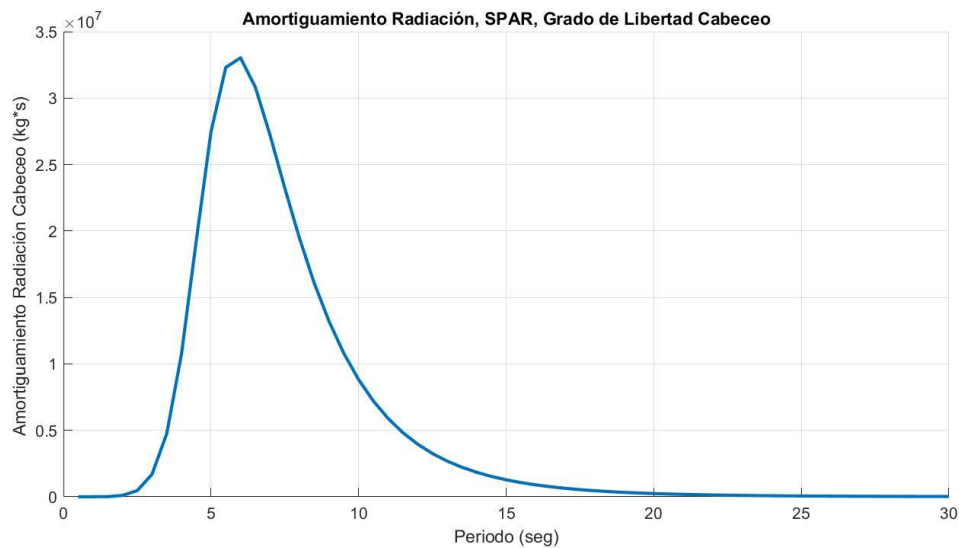


Figura 46. Gráfica de amortiguamiento por radiación, movimiento de cabeceo. (MATLAB, 2018)

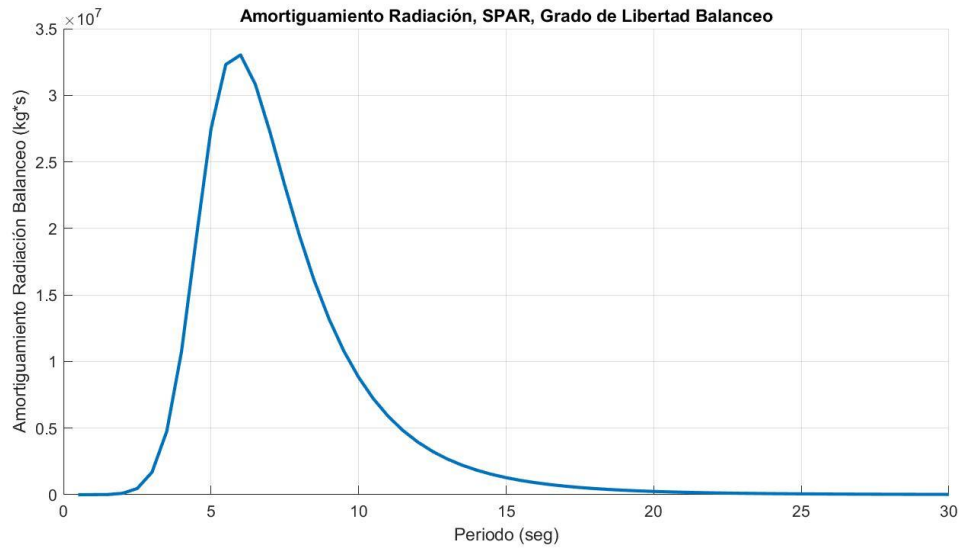


Figura 47. Gráfica de amortiguamiento por radiación, movimiento de balanceo. (MATLAB, 2018)

El amortiguamiento por radiación en el movimiento de guiñada es insignificante siendo su valor máximo de 0.0007 kg*s en un periodo de 1 s.

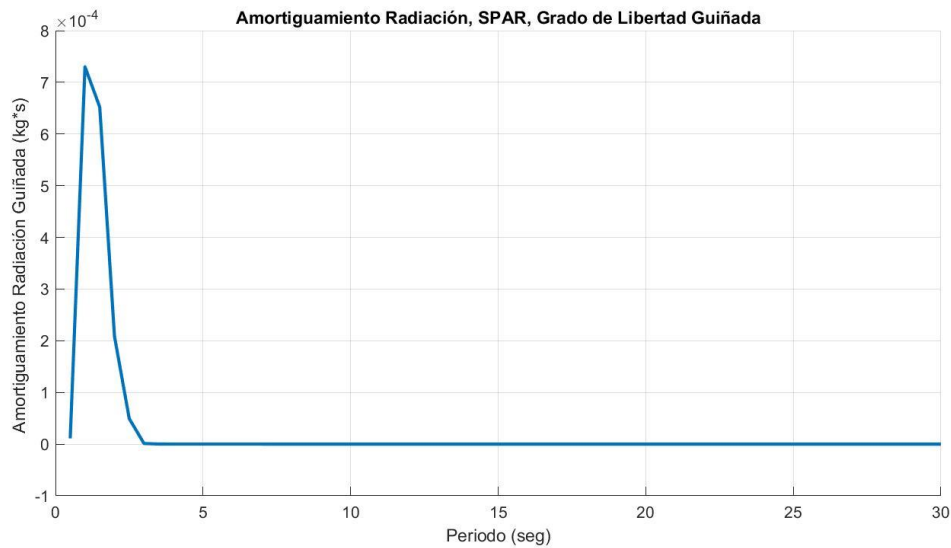


Figura 48. Gráfica de amortiguamiento por radiación, movimiento de guiñada. (MATLAB, 2018)

Masa adherida

Las gráficas de masa adherida muestran la inercia agregada al sistema debido a los movimientos del cuerpo en el agua. Los valores de masa adherida se dan en unidades de masa, toneladas (t), para los movimientos de translación y en unidades de masa por unidades de longitud, toneladas por metro (t*m), para los movimientos de rotación.

En avance y deriva el comportamiento de la masa adherida es igual. El valor máximo fue de 2171 t en el periodo de 8s.

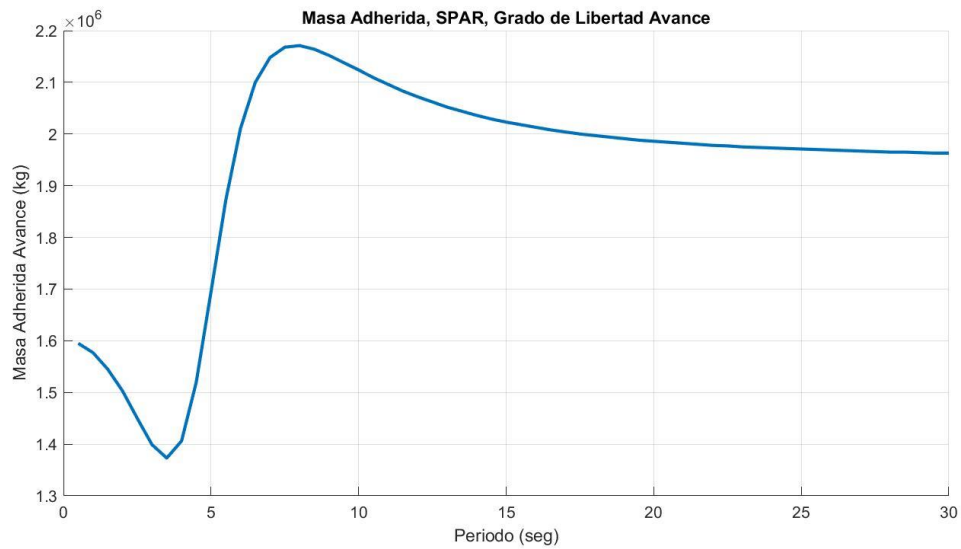


Figura 49. Gráfica de masa adherida, movimiento de avance. (MATLAB, 2018)

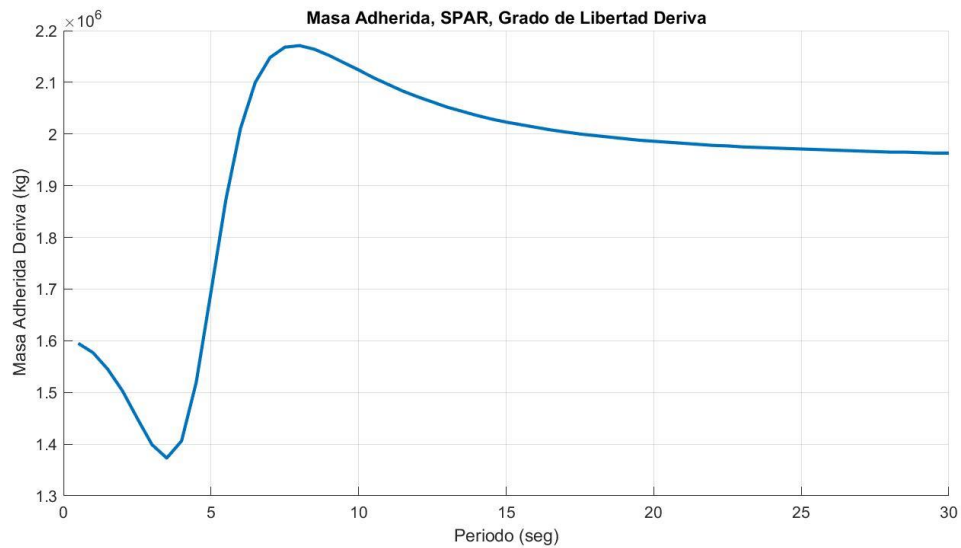


Figura 50. Gráfica de masa adherida, movimiento de deriva. (MATLAB, 2018)

En el movimiento de arfada los valores de masa adherida varían relativamente poco (aproximadamente 12 t) y tienden a aumentar un poco para periodos mayores a 30 s.

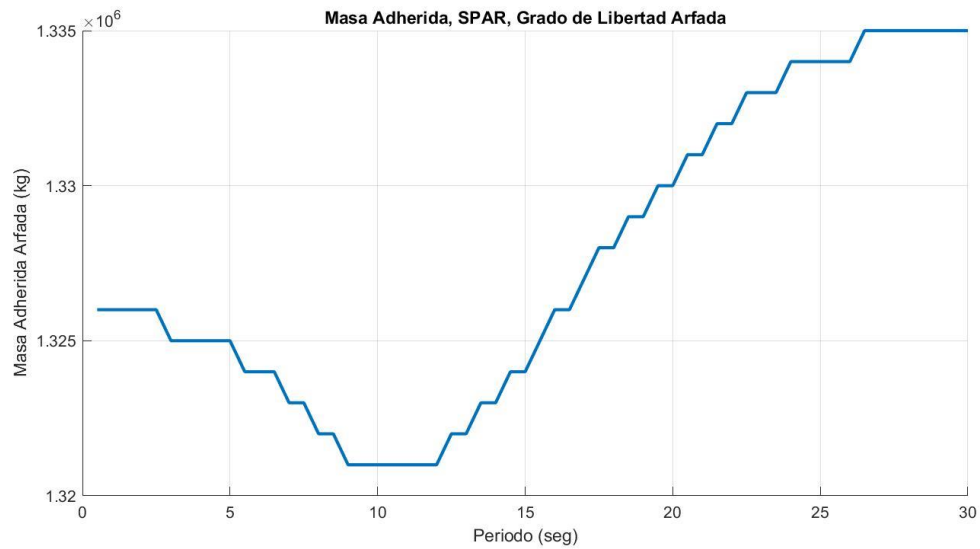


Figura 51. Gráfica de masa adherida, movimiento de arfada. (MATLAB, 2018)

En los movimientos de cabeceo y balance el comportamiento de la masa adherida es igual. Siendo su valor máximo de 712,000 t*m en el periodo de 10 s.

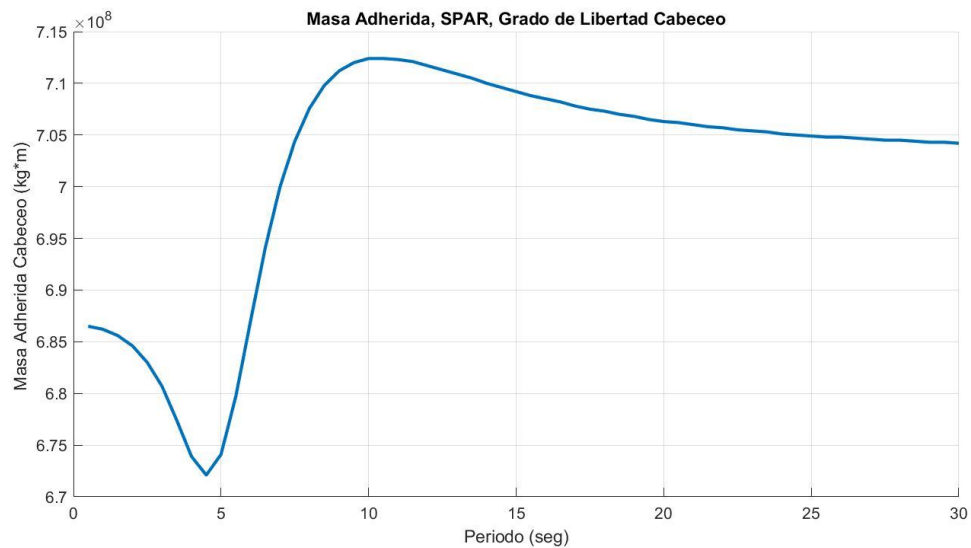


Figura 52. Gráfica de masa adherida, movimiento de cabeceo. (MATLAB, 2018)

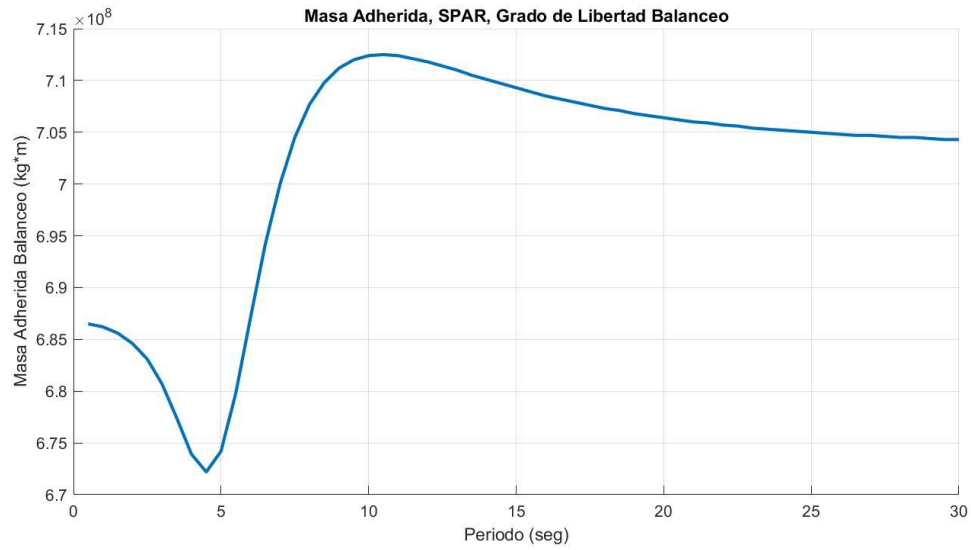


Figura 53. Gráfica de masa adherida, movimiento de balanceo. (MATLAB, 2018)

En el movimiento de guiñada la masa adherida es insignificante. Siendo el valor máximo de $0.00487 \text{ kg}\cdot\text{m}$ en el periodo de 2.5 s.

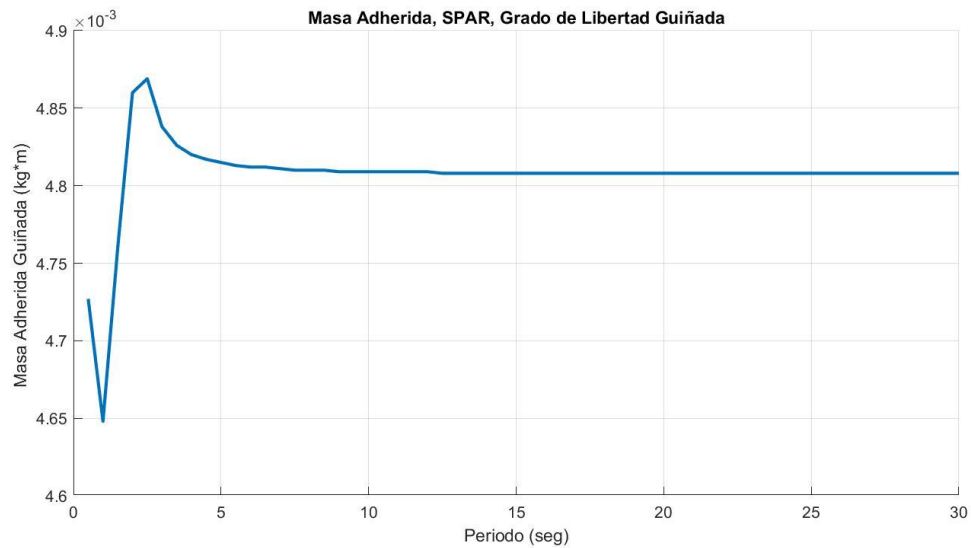


Figura 54. Gráfica de masa adherida, movimiento de guiñada. (MATLAB, 2018)

Competencias aplicadas

Durante el desarrollo de este proyecto se aplicaron competencias adquiridas en la carrera en materias de taller de investigación, dibujo en ingeniería naval, cálculos de forma y estabilidad, análisis de estabilidad, dinámica de vehículos marino, hidromecánica offshore y plataformas offshore.

De la materia de taller de investigación se aplicó en el proceso de recopilación de datos para la generación del marco teórico, así como para la elaboración de los reportes del proyecto.

De la materia de dibujo en ingeniería naval se aplicó en el modelado de la turbina en AutoCAD y el modelado de la plataforma en Genie.

De la materia de cálculos de forma y estabilidad y de la materia de análisis de estabilidad se aplicaron los fundamentos para el calculo del volumen desplazado del casco, así como sus centros de gravedad y de empuje.

De la materia de dinámica de vehículos marinos y de hidromecánica offshore se aplicaron las competencias necesarias para la interpretación de los datos obtenidos del análisis hidrodinámico en el programa de HydroD.

De la materia de plataformas offshore se aplicaron las competencias necesarias para la concepción y el diseño básico de la plataforma.

También, se desarrollaron varias competencias nuevas en el proyecto. Las competencias desarrolladas fueron principalmente en la manipulación y aplicación de programas de mallado, modelado, simulación y análisis. Dichos programas fueron:

- Salome para el mallado de la turbina
- OpenFOAM para la simulación del flujo de viento
- Genie para el modelado de la plataforma
- HydroD para el análisis hidrodinámico

Conclusión

Durante el desarrollo de este proyecto se logró establecer un diseño conceptual de una turbina eólica de eje vertical y su respectivo modelo. Este diseño permitió identificar algunos de los desafíos que se necesitan sobrellevar para lograr un estudio adecuando del comportamiento dinámico de una turbina eólica de eje vertical, sobre todo en el aspecto de simulaciones con el uso de CFD.

También, se logró desarrollar un diseño conceptual y modelar una plataforma spar. Este diseño se analizó hidrodinámicamente permitiendo identificar los cambios que podrían mejorar su respuesta. Así como la necesidad de hacer un análisis acoplado tomando en cuenta los sistemas de amarre. Cabe destacar que de haber logrado una mejor caracterización del modelo de la turbina, se habría necesitado generar un análisis hidrodinámico que contemple este comportamiento.

Propuesta de continuación de investigación

Se cree necesario un mayor desarrollo de los modelos de CFD para lograr una mejor caracterización del comportamiento dinámico de la turbina. Posteriormente sería necesario abordar la cuestión estructural de la turbina. Una vez desarrollada la metodología adecuada para la investigación y caracterización de este tipo de turbinas sería recomendable escalar el sistema. Habiendo obtenido resultados del comportamiento dinámico de la turbina se deberá trabajar con un flotador optimizado.

También, se debe contemplar que el modelo del spar puede mejorar si se agregan unas hebras helicoidales para reducir los movimientos inducidos por vibraciones. Del mismo modo, se pueden reducir el número de placas en el flotador, disminuyendo el número de compartimientos y bajando el centro de gravedad.

Glosario

Aerogenerador: un generador de energía eléctrica que funciona a partir de la energía eólica.

Altura metacéntrica inicial: distancia entre el metacentro y el centro de gravedad de un cuerpo flotante.

Brazo adrizante: distancia horizontal entre el eje sobre el cual actúa el centro de gravedad de una embarcación y el eje sobre el cual actúa su centro de empuje generando un momento de restauración.

CFD: también conocido como dinámica de fluidos computacional es la disciplina que trata de representar el comportamiento de los fluidos y resolver problemas a través de análisis numéricos.

Cubierta estanca: piso o entrepiso de un barco o plataforma que es hermético al agua.

Deriva de Stokes: el transporte neto de agua asociado a olas muy agudas que no tienen patrones de partículas asociados.

Estela: el camino o zona de agua o aire detrás de un cuerpo que pasa por la corriente.

Fenómenos Metaoceánicos: eventos naturales originales del mar y/o del suelo marino.

Fetch: tamaño del área de generación de ola

Francobordo: la distancia entre la línea de flotabilidad y la cubierta principal. Sirve como reserva de flotabilidad.

Fuerzas centrífugas: una fuerza ficticia que aparece cuando se describe el movimiento de un cuerpo en un sistema de referencia en rotación.

Gatos de cadenas (molinetes): equipo del sistema de amarre mediante el cual se izan o sueltan las líneas de amarre.

Huracán de 100 años: un evento supuesto de tal magnitud que estadísticamente solo ocurriría una vez cada 100 años.

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

Resonancia: describe el fenómeno de amplificación que ocurre cuando la frecuencia de una fuerza aplicada periódicamente es armónicamente proporcional a la frecuencia natural del sistema sobre el cual actúa.

Risers: tubería vertical para el transporte de hidrocarburos del lecho marino a una plataforma o embarcación en la superficie.

Referencias

- OpenStaxCollege. (19 de Diciembre de 2019). *FORCED OSCILLATIONS AND RESONANCE*. Obtenido de OPENSTAXCOLLEGE: <https://opentextbc.ca/physicstestbook2/chapter/forced-oscillations-and-resonance/>
- The Coastal Wiki. (15 de Diciembre de 2019). *Fetch-limited*. Obtenido de The Coastal Wiki: <http://www.coastalwiki.org/wiki/Fetch-limited>
- Aboufares, G. (2015). *Performance Characteristics of a Vertical Axis Wind Turbine Operating in Different Environmental Conditions*. Huddersfield, Reino Unido: University of Huddersfield.
- Antezana Nuñez, J. C. (2004). *Diseño y construcción de un prototipo de un generador eólico de eje vertical*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- Batista, N. C., Melicio, R., & Mendes, V. M. (2018). Darrieus vertical axis wind turbines: methodology to study the self-start capabilities considering symmetric and asymmetric airfoils. *Journal of Research on Engineering Structures & Materials*, 1-29.
- Chakrabarti, S. (2005). *Handbook of offshore engineering*. Plainfield, Illinois, EEUU: Elsevier.
- Dauré Uribe, C. (1975). Evaluación de la estabilidad transversal. *Revista Marina*, 730-738.
- Ekidom. (15 de Enero de 2020). *HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA*. Obtenido de Ekidom Energías Renovables: <http://www.ekidom.com/historia-de-la-energia-eolica>
- INOCAR. (20 de Diciembre de 2019). *Olas*. Obtenido de Instituto Oceanográfico de la Armada: http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/002342/inocar/pages/oceanografia/capitulo8/int_cap8_pag4.html
- Instituto Mexicano del Petróleo . (4 de Octubre de 2019). *Centro de Tecnologías para Exploración y Producción (CTEP)*. Obtenido de Instituto Mexicano del Petróleo :

<https://www.gob.mx/imp/articulos/centro-de-tecnologias-para-exploracion-y-produccion-ctep?idiom=es>

Johannes, S. S. (1925). *EEUU Patente n° US1697574A*.

Journée, J., & Massie, M. (2001). *OFFSHORE HYDROMECHANICS*. Holanda: Delft University of Technology.

Marion, J. B. (1996). *Dinámica clásica de las partículas y sistemas*. Barcelona: Reverté.

Offshore Magazine. (2009). *2009 WORLDWIDE SURVEY OF SPAR, DDCV, and MinDOC VESSELS*. Houston, Texas, EEUU: Offshore Magazine.

Perwitasari, R. N. (2010). *Hydrodynamic Interaction And Mooring Analysis For Offloading Between Fpso And Lng Shuttle Tanker*. Noruega: Norwegian University of Science and Technology.

Ragheb, M. (2015). *Vertical Axis Wind Turbines*. Illinois, EEUU.

Randall, R. E. (2010). *Elements of Ocean Engineering*. College Station, Texas, EEUU: SNAME.

Rigzone. (12 de Enero de 2020). *How Do Spars Work?* Obtenido de Rigzone: https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=307&c_id=

Smith, R. (4 de Junio de 2007). *Vertical-Axis Wind Turbines*. Obtenido de Symscape: https://www.symscape.com/blog/vertical_axis_wind_turbine

Todd Griffith, D., Barone, M., Paquette, J., Owens, B., Bull, D., Simao-Ferriera, C., . . . Fowler, M. (2018). *Design Studies for Deep-Water Floating Offshore Vertical Axis Wind Turbines*. Albuquerque, Nuevo México, EEUU: Sandia National Laboratories.

University of Strathclyde Glasgow. (12 de Enero de 2020). *Optimising the installation phase of wind turbines in deep water*. Obtenido de University of Strathclyde Glasgow: http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/15-16/Floating_Windfarm_Installation/advantages-disadvantages.html

Vega de Kuyper, J. C., & Ramírez Morales, S. (2014). *Fuentes de energia renovables y no renovables, Aplicaciones*. México: Alfaomega.

WWEA. (14 de Enero de 2020). *Statistics*. Obtenido de WWEA:
<https://wwindea.org/information-2/information/>

Zhang, Z., & Chen, A. (2013). High-power generators for offshore wind turbines. *Energy Procedia*, 52-61.

Programas utilizados

Autodesk. (2019) AutoCAD 2020 [software].

DNV GL. (2017) Genie (Versión 7.4-18) [software].

DNV GL. (2017) HydroD (Versión 4.8) [software].

DNV GL. (2017) PostResp (Versión 6.5) [software].

Dassault Systèmes. (2019) SOLIDWORKS® Premium 2019 (Versión SP3.0) [software].

The MathWorks, Inc. (2018) MATLAB (Versión R2018a 9.4.0.813654) [software].