



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
CIVIL – HIDRAULICA

**DINAMICA DE PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE COSTA FUERA PARA
TURBINA EOLICA**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

CAMPO DE CONOCIMIENTO: HIDRÁULICA

PRESENTA:

DIEGO FERNANDO BERNAL CAMACHO

TUTOR PRINCIPAL:

DR. EDGAR GERARDO MENDOZA BALDWIN

INSTITUTO DE INGENIERÍA, UNAM

COMITÉ TUTOR:

DR. RODOLFO SILVA CASARÍN

INSTITUTO DE INGENIERÍA, UNAM

DRA. MIREILLE DEL CARMEN ESCUDERO CASTILLO

INSTITUTO DE INGENIERÍA, UNAM

DR. JASSIEL VLADIMIR HERNÁNDEZ FONTES

UNIVERSIDAD DE ESTADO DE AMAZONAS

DRA. LILIA REYES CHAVEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA

CIUDAD DE MÉXICO, OCTUBRE, 2021



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dra. Reyes Chávez Lilia.

Secretario: Dr. Silva Casarín Rodolfo.

1 er. Vocal: Dr. Mendoza Baldwin Edgar Gerardo.

2 do. Vocal: Dra. Escudero Castillo Mireille Del C.

3 er. Vocal: Dr. Hernández Fontes Jassiel Vladimir.

Lugar donde se realizó la tesis: Instituto de ingeniería, UNAM, Ciudad de México.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Mendoza Baldwin Edgar Gerardo

NOMBRE

FIRMA

Agradecimientos

Al Posgrado de ingeniería civil y Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo recibido y la beca otorgada durante mi formación académica de maestría.

A mi madre y padre que jamás me han dejado de apoyar a lo largo de mi vida, porque me han motivado siempre a dar lo mejor de mi día a día. A mi esposa Bianca por su apoyo incondicional y consejos para seguir adelante. A mis hermanos Manuel, Jesús y Mario que son un ejemplo a seguir para ser mejor persona.

Al Dr. Edgar Gerardo Mendoza Baldwin por ser mi tutor, por su paciencia, apoyo, consejos y oportunidades para mejorar mi formación académica.

Al Dr. Rodolfo Silva, Dr. Jassiel, Dra. Mireille del Carmen y Dra. Lilia Reyes, por sus valiosos comentarios y aportaciones brindadas en este trabajo.

A mi compañero Alejandro Martínez por compartir su conocimiento, capacidades, experiencia y tiempo para desarrollar este proyecto.

A mis amigos del instituto; Mon, Gra, Raul, Jess, Cesia, Deb y Pamela con los que compartí momentos inolvidables.

ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN.....	9
1.1	ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO.....	9
1.2	ENERGÍA EÓLICA.....	10
1.3	VENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA COSTA FUERA.....	11
2	ANTECEDENTES.....	13
2.1	POTENCIAL EÓLICO	14
2.2	TEORÍA DEL OLEAJE	16
2.2.1	Clasificación de las olas oceánicas	16
2.2.2	Oleaje regular	18
2.3	MOVIMIENTO DE UNA ESTRUCTURA MARÍTIMA.....	20
2.4	ESTABILIDAD DE PLATAFORMA FLOTANTE	21
2.5	PLATAFORMAS FLOTANTES PARA TURBINAS EÓLICAS.	24
2.6	ESTADO DEL ARTE	25
3	OBJETIVOS.....	43
3.1	OBJETIVO GENERAL	43
3.2	OBJETIVOS PARTICULARES.....	43
4	METODOLOGÍA.....	44
4.1	DESCRIPCIÓN DEL MODELO FÍSICO.....	44
4.2	PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE OC4 DeepCwind.....	46
4.2.1	Características de la torre y turbina	48
4.2.2	Líneas de amarre.....	48
4.3	SELECCIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO	50
4.4	CONSIDERACIONES	53
4.5	MODELACIÓN NUMERICA EN ANSYS AQWA	54
4.5.1	Modelo numérico	55
4.6	ESTUDIO DE INDEPENDENCIA DE MALLA	60
5	VALIDACIÓN.....	63
5.1	DOMINIO DE LA FRECUENCIA ANGULAR.....	63
5.2	DOMINIO DEL PERIODO	64
6	RESULTADOS	68
6.1	VALORES CARACTERÍSTICOS DE LA ZONA DE ESTUDIO	68
6.2	ANALISIS EN EL DOMINIO DEL PERIODO CON OLEAJE REGULAR... 72	
6.3	ANÁLISIS TEMPORAL CON OLEAJE REGULAR CON Y SIN VIENTO. 76	

6.4	ANÁLISIS CON CONDICIONES EXTREMAS DE OLEAJE Y VIENTO...	80
7	CONCLUSIONES	87
8	REFERENCIAS	90

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Capacidad mundial instalada de energía eólica costa fuera (2010-2020) (IRENA, 2020).....	12
Figura 2.	Distribución del potencial eólico mundial costa fuera (Soares et al., 2020).....	14
Figura 3.	Atlas de viento México (Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets (Vol. 41)).....	15
Figura 4.	Composición del oleaje aleatorio (Silva, 2005).	18
Figura 5.	Onda sinusoidal marina.....	19
Figura 6.	Rangos de aplicación de teoría del oleaje.....	20
Figura 7.	Movimientos de plataforma flotante costa fuera (Perez, 2014).	21
Figura 8.	Plataforma con a) calados homogéneos e b) inclinada.....	23
Figura 9.	Brazo adrizante.	23
Figura 10.	Tipos de estructuras flotantes (Henderson et al., 2016).....	25
Figura 11.	Plataforma Hywind Demo (Cruz & Atcheson, 2016).....	27
Figura 12.	Prototipo plataforma tipo mástil (Utsunomiya et al., 2015).....	28
Figura 13.	Prototipo de plataforma Windfloat en el atlántico (Cruz & Atcheson, 2016).....	30
Figura 14.	Plataformas flotantes (Koo et al., 2014).	32
Figura 15.	Plataforma semisumergible OC3-Hywind (Shin, 2011)	32
Figura 16.	a) Modelo de la plataforma Fukushima Mirai y b) su prototipo (Yamaguchi & Imakita, 2018).	33
Figura 17.	Modelo de plataforma de concreto (Azcona et al., 2014).	34
Figura 18.	Plataforma tipo V en a) estanque de oleaje y b) túnel de viento (Ohta et al., 2013).	35
Figura 19.	Prototipo de plataforma Tipo V (Ohki, 2020).	36
Figura 20.	Plataforma semisumergible sin soportes (Stewart & Muskulus, 2016).	36
Figura 21.	Plataforma semisumergible del proyecto INNWIND.EU (Borisade et al., 2018).....	38
Figura 22.	Plataforma semisumergible de peso ligero (Shiohara et al., 2020).	39
Figura 23.	Plataforma SPIC (Cao et al., 2020).	40
Figura 24.	Vistas del esquema del modelo físico a) frontal y b) superior.	45
Figura 25.	Vista a) Isométrica y b) frontal de la plataforma OC4.....	46

Figura 26. Vista en planta a) y vista en alzado b) de plataforma semisumergible (Robertson, Jonkman, Masciola, et al., 2014).	47
Figura 27. Sistema de líneas de amarre catenarias para posicionar plataforma OC4.....	49
Figura 28. Ubicación de los datos de oleaje, viento, y de la plataforma en el área de estudio.....	51
Figura 29. Huracán Bárbara en el Golfo de Tehuantepec (WSI, 2013).....	52
Figura 30. Variación del viento según la altura.....	53
Figura 31. Plataformas OC4 DeepCwind con diferente calado, d	57
Figura 32. Mallado en ANSYS AQWA 19.2 de modelo computacional.	60
Figura 33. Estudio de independencia de malla.....	62
Figura 34. Comparación de los RAOs de los movimientos de a) <i>heave</i> y b) <i>pitch</i> , del módulo 'diffraction' aNySIM con simulaciones numéricas del módulo 'diffraction' de ANSYS AQWA 19.2.	63
Figura 35. Comparación de los RAOs a) <i>surge</i> , b) <i>heave sin damping</i> , c) <i>heave con damping</i> y d) <i>pitch</i> , en el dominio del periodo entre las pruebas experimentales de Jonkman, et al. 2009 y ANSYS AQWA 19.2.	65
Figura 36. Rosas anuales de a) oleaje y b) viento.	68
Figura 37. Probabilidad conjunta periodo y altura de ola.	69
Figura 38 Probabilidad conjunta dirección y altura de ola.	69
Figura 39. Fuerza de empuje del viento (Gueydon & Weller, 2013).....	70
Figura 40. Regresión lineal de fuerza de empuje de viento y velocidad del viento.	72
Figura 41. RAOs de los movimientos a) <i>surge</i> , b) <i>heave</i> y c) <i>pitch</i> de los tres casos d/a , sin considerar el efecto de las líneas de amarre y viento, de $T = 5 - 25$ s, con dirección del oleaje, $\theta_1 = 0$ y profundidad, $h = 200$ m.	75
Figura 42. Análisis temporal de los tres movimientos estudiados.	77
Figura 43. RAOs a) <i>surge</i> , b) <i>heave</i> y c) <i>pitch</i> de plataforma OC4 con ángulo de oleaje y viento incidente, $\theta_1 = \theta_2 = 0^\circ$, profundidad, $h = 200$ m, amplitud de ola, $A = 0.5625$ m, sin viento y con viento, $U(90) = 13.25$ m/s.	80
Figura 44. Movimiento temporal de a) <i>surge</i> , b) <i>heave</i> y c) <i>pitch</i> bajo condiciones marítimas extremas del huracán Bárbara para $d/a = 0.5, 0.625$ y 0.75	81
Figura 45. Movimiento temporal del centro de gravedad del prototipo en un $T = 7.11$ s para a) $d/a = 0.5$, b) 0.625 , c) 0.75 y d) Superficie libre teórica en $x = 15$ m en condiciones extremas marítimas del huracán Bárbara.....	83
Figura 46. Vista frontal de la plataforma $d/a = 0.5$ con régimen medio y condiciones extremas en t_i	85

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tipo de oleaje de acuerdo a su periodo (Silva, 2005).	17
Tabla 2. Experimentos con plataformas flotantes costa fuera.	41
Tabla 3 Geometría de plataforma semisumergible.....	47
Tabla 4 Longitud de partes de estructura	48
Tabla 5. Propiedades del sistema de amarre.	50
Tabla 6. Geometría de la plataforma OC4.	56
Tabla 7. Plataforma calado 16 m.....	58
Tabla 8. Plataforma calado 20 m.....	58
Tabla 9. Plataforma calado 24 m.....	59
Tabla 10. Error cuadrático medio entre los ensayos de Jonkman et al. 2009 y ANSYS AQWA 19.2.	67
Tabla 11. Altura media anual con valores asociados más recurrentes.	70
Tabla 12. Zonas de análisis temporal.....	76
Tabla 13. Error cuadrático medio en los RAOs con y sin viento.....	80

RESUMEN

Las plataformas flotantes costa fuera para turbinas eólicas se emplean para generar energía eléctrica aprovechando la velocidad del viento. En el presente trabajo se estudia la dinámica de una plataforma semisumergible OC4 DeepCwind con una turbina eólica de 5 MW en el Golfo de Tehuantepec. Esta región es la zona con más energía eólica disponible en México. El análisis se realizó utilizando simulaciones numéricas y se caracterizaron sus respuestas dinámicas en el dominio del periodo del oleaje y su comportamiento temporal para determinar la influencia del calado en la zona de estudio. Se realizó un análisis estadístico de las condiciones marítimas de los últimos 20 años con el propósito de obtener los valores característicos de la zona y de esta manera determinar la ubicación más apropiada de la plataforma. Se consideraron para el análisis dinámico del prototipo tres calados diferentes, en los cuales se calcularon los operadores de amplitud de respuesta (RAO) para los grados de libertad *surge*, *heave* y *pitch* en cada calado. Por último, se encontró que para periodos de oleaje menores a 15 s la plataforma más estable es la de menor calado, con periodo superior a 15 s la estructura que presenta menor movimiento es la que tiene mayor calado.

Palabras claves: plataforma flotante, simulación, México, calado, RAO.

1 INTRODUCCIÓN.

1.1 ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO.

Este trabajo inicia con una breve descripción de cómo se produce la energía eólica, así como, las ventajas que presenta la producción de energía por medio del viento en zonas localizados costa fuera respecto a las ubicadas en tierra.

El capítulo 2 muestra información de los antecedentes en el empleo del viento para ejecutar distintos trabajos, asimismo, se expone el desarrollo tecnológico del aprovechamiento de la energía eólica en los últimos años. Además, se presentan los conceptos esenciales para describir la interacción de un tipo de plataforma flotante con las condiciones marítimas, aunado a esto, se presenta una revisión de la literatura existente en relación a los trabajos científicos sobre plataformas flotantes. Más adelante, el objetivo general y los particulares de este trabajo se exponen en el capítulo 3.

El capítulo 4 describe el procedimiento para llevar a cabo las simulaciones numéricas. Los principales temas abordados son: descripción del modelo físico, plataforma semisumergible OC4 DeepCwind, valores característicos de la zona de estudio, consideraciones, modelación numerica en *ANSYS AQWA 19.2* y el estudio de independencia de malla.

La validación de los módulos de difracción y respuesta hidrodinámica del software *ANSYS AQWA 19.2* se lleva a cabo en el capítulo 5. En donde los datos obtenidos de pruebas experimentales se comparan con los resultados que se obtienen en la modelación numerica. Este capítulo finaliza con el cálculo del error cuadrático medio para conocer la precisión con base en las diferencias entre los valores de los tres movimientos del análisis numérico y el experimento.

Los resultados de las condiciones marítimas de la zona de estudio y modelación numérica del prototipo se exponen y discuten en el capítulo 6. Este se divide en cuatro secciones; valores característicos de la zona de estudio, análisis en el dominio del periodo con oleaje regular, análisis temporal con oleaje regular con y sin, y por último un análisis con condiciones extremas de oleaje y viento. Los resultados de la zona de estudio y modelación numérica son cuantificados para

determinar las magnitudes de los movimientos de la plataforma bajo distintas condiciones marítimas.

En el capítulo final se incluyen comentarios y conclusiones sobre los resultados que se obtuvieron. Después de la lista de referencias consultadas en este trabajo se incluye un anexo con información complementaria de la zona de estudio.

1.2 ENERGÍA EÓLICA.

La principal fuente de energía a nivel mundial es obtenida a través del uso de los hidrocarburos, lo cual conlleva la emisión de residuos contaminantes que aceleran el cambio climático. Aunado a esto, la explotación de yacimientos de crudo ha reducido considerablemente las reservas naturales probadas de hidrocarburos. La velocidad con la que avanza el calentamiento global ha despertado interés en la búsqueda de energías renovables, principalmente en países desarrollados, para satisfacer la creciente demanda energética mundial.

El uso y conversión de las energías renovables disminuye el impacto al medio ambiente al evitar la emisión de gases contaminantes y de efecto invernadero. Las fuentes de energías limpias se componen, principalmente, por: marinas, solar, geotérmica, hidráulica y eólica. En su conjunto, al día de hoy, cubren el 14% de la demanda mundial de energía. La energía eólica, si bien, ocupa el segundo lugar en capacidad instalada, es la que mayor crecimiento ha experimentado en los últimos años (Panwar et al., 2011).

La variación del costo de los hidrocarburos afecta directamente la economía global, por lo que el empleo de la energía eólica para generar electricidad disminuye la dependencia en los hidrocarburos y puede ofrecer estabilidad en términos macroeconómicos. La instalación de una turbina eólica costa fuera es un 50% mayor al costo de una instalación en tierra, no obstante, el mínimo impacto visual, así como, un flujo de viento continuo y con mayor velocidad, convierte a estas instalaciones en una opción más redituable. Los proyectos de turbinas eólicas costa fuera se han realizado principalmente en países europeos del norte, en el mar Báltico y mar del Norte, así como, en países asiáticos como Japón. En el año 2008,

en la unión europea la capacidad de instalación era mayor a 1,400 MW y la instalación anual superior a los 300 MW (Krohn et al., 2009).

La velocidad del viento depende directamente de la radiación solar que aumenta la temperatura de la atmósfera. La masa de aire cerca de la superficie marina incrementa su temperatura, causando una disminución en la presión y la densidad, mientras que el aire frío de arriba se mantiene con una mayor presión y densidad. Esto produce una circulación (el aire frío desciende y el aire caliente asciende).

La circulación del viento se ve afectada por la rotación de la tierra, que produce el efecto Coriolis y, a su vez, la distribución general del viento sobre el planeta tierra. Sin embargo, debido a los efectos de la topografía de la superficie terrestre, existen pequeñas áreas donde la distribución del viento varía, produciendo un aumento o disminución de la velocidad de la corriente de viento. En las zonas costeras, la masa de tierra se calienta y se enfría más rápido que la superficie del océano. Durante el día, el aire con menor temperatura se dirige de mar a tierra, en la noche, cuando la temperatura de la superficie del mar disminuye, la dirección del viento es opuesta. En las áreas localizadas mar adentro, la corriente de viento en dirección hacia la costa presenta una mayor velocidad y menor turbulencia debido a que se desplaza sobre una superficie sin obstáculos (Burton et al., 2001).

1.3 VENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA COSTA FUERA

Actualmente, el sector de energía eólica costa fuera presenta un rápido crecimiento, principalmente en los países desarrollados europeos. De acuerdo con la Figura 1, en el año 2020 la capacidad mundial instalada costa fuera para generar electricidad era mayor a los 34, 000 MW.

Las turbinas eólicas instaladas costa fuera producen más energía comparadas con las que se ubican en tierra, debido a que cuentan con una mayor disponibilidad de espacio. Esto permite que el diseño de la turbina eólica sea de mayores dimensiones, más potente y, en general, de mayor eficiencia, lo que favorece a la industria eléctrica (Perez, 2014). La instalación de turbinas eólicas costa fuera

presenta menor oposición social porque el impacto visual y el ruido generado por la turbina no ocurre cerca de sitios poblados (Wilson et al., 2010).

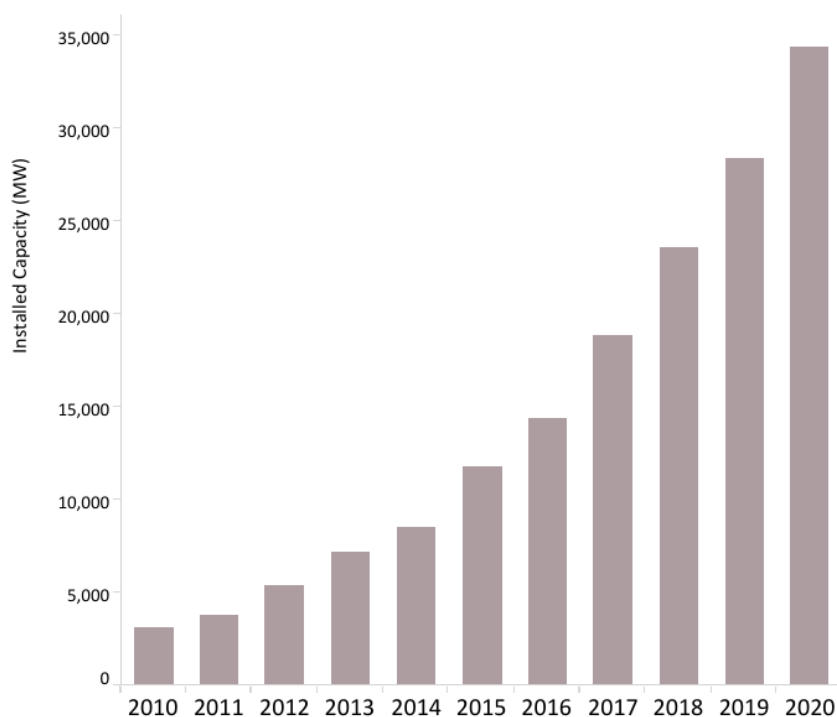


Figura 1. Capacidad mundial instalada de energía eólica costa fuera (2010-2020) (IRENA, 2020).

Las plataformas flotantes para turbinas eólicas costa fuera se colocan entre 50 y 300 m de profundidad, donde las plataformas fijas al fondo del mar ya no son viables económicamente. Entre las ventajas de las plataformas flotantes se encuentran; que son fáciles de retirar o reubicar y que se pueden construir en sitios seguros o cómodos y luego remolcarlas al lugar final de instalación (Liu et al., 2016). Finalmente, el impacto al lecho marino durante su instalación es mínimo dado que la flora y la fauna no se ven afectadas por perforaciones, como en el caso de la instalación de una plataforma fija al fondo del océano (Wilson et al., 2010). No obstante, se debe considerar el impacto negativo en el hábitat marino de la columna de agua sobre la cual se encuentra posicionada la plataforma flotante, generado por la longitud de las líneas de amarre, garreo de las anclas, efectos electromagnéticos de la red de cableado y posible contaminación por ruido (Copping et al., 2020).

2 ANTECEDENTES

Aproximadamente 3000 años atrás, el viento se utilizó para realizar distintos trabajos, tales como: moler granos, bombear agua e incluso para la navegación de barcos a vela. En el siglo XIX, Charles Brush construyó, en Estados Unidos, un generador eólico de corriente directa de 12 kW. En la misma época, Poul La Cour realizó investigaciones sobre turbinas eólicas en Dinamarca, no obstante, en gran parte del siglo XX hubo muy poca atención a la generación de energía eléctrica por medio del viento.

En el año de 1973 el incremento del precio del petróleo y la preocupación por las reservas de crudo originó la creación de programas gubernamentales para el desarrollo de proyectos eólicos en países de Europa y América. Alrededor de 1990 la producción de energía eléctrica por medio de turbinas eólicas y su poca emisión de gases CO₂, así como su contribución para disminuir la velocidad del cambio climático, fueron los principales motivos que impulsaron su explotación. Para el año 2006 el petróleo experimentó otro gran incremento en su costo, adicionalmente, la gran cantidad de emisión de gases de efecto invernadero motivó que varios países aceleraran el desarrollo de reformas energéticas. Se estima que para el año 2050, mediante la conversión de energías renovables, la emisión de gases de efecto invernadero se reducirá hasta en un 80% (Burton et al., 2001).

La idea de instalar turbinas eólicas costa fuera surgió en los años 30s del siglo XX. Fue planteada por el alemán Herman Honnef, pero no fue hasta 1991 cuando, en Dinamarca, se instaló por primera vez una granja eólica fija costa fuera. Lejos de la costa es ideal producir energía tanto en aguas poco profundas como profundas, debido a que la turbina eólica cuenta con mayores dimensiones y capacidad para producir energía eléctrica (Thresher et al., 2009). En los años 70s del siglo XX, Heronemus planteó por primera vez el concepto de una plataforma flotante con varias turbinas eólicas instaladas. No obstante, fue hasta los años 90s cuando se iniciaron investigaciones científicas para el despliegue de plataformas flotantes con turbinas eólicas costa fuera en profundidades mayores (Atcheson & Garrad, 2016).

Entre los puntos de estudio, uno de los de mayor relevancia ha sido la dinámica de la plataforma y la influencia del oleaje en su comportamiento.

2.1 POTENCIAL EÓLICO

La Figura 2, con información de la base de datos climáticos pública ERA 5 (*Educational Research Abstract*), muestra el potencial eólico mundial disponible costa fuera de la zona económica exclusiva en relación al patrón de circulación atmosférica del viento. La figura antes mencionada destaca 13 zonas con gran potencial y extensión territorial para la producción de energía eólica (Soares et al., 2020). Sin embargo, se pueden observar zonas de menor extensión territorial, pero con gran potencial eólico entre las latitudes de 0 a 30° norte, especialmente en las costas del océano pacífico y mar caribe. Es importante destacar que la información adquirida de ERA 5 proporciona estimaciones por hora de distintas variables climáticas atmosféricas oceánicas y de tierra desde 1979 hasta cinco días previos a su consulta; esta información es procesada por el centro Europeo de Pronósticos Meteorológicos a Medio Plazo, ECMWF (Hersbach et al., 2020).

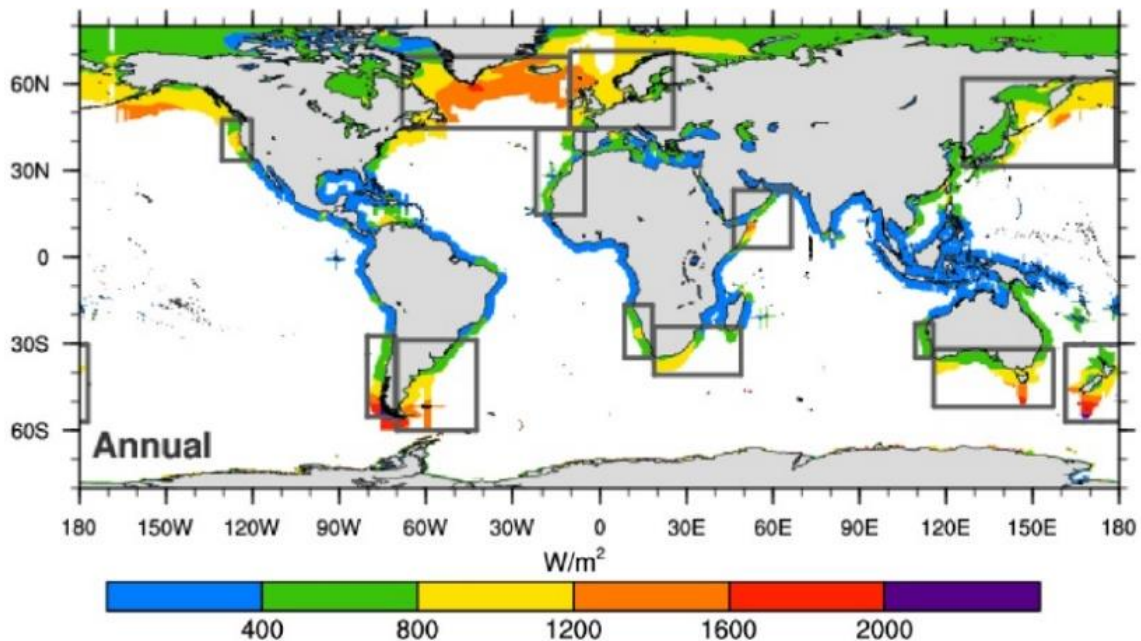


Figura 2. Distribución del potencial eólico mundial costa fuera (Soares et al., 2020).

En el contexto nacional y de acuerdo con la Figura 3, obtenida del atlas mundial de viento (GWA, por su acrónimo en inglés), que ilustra la velocidad eólica a 100 m sobre el nivel del mar, la costa mexicana tiene cuatro zonas energéticas para aprovechar el recurso eólico costa fuera, siendo la zona tres la de mayor potencial eólico, dicha zona se ubica en el Golfo de Tehuantepec. Es conveniente mencionar que el GWA es un sitio web público que permite consultar de manera virtual e interactiva las áreas eólicas terrestres y costa fuera con potencial para la generación de electricidad por medio del viento. La cobertura costa fuera es hasta los 200 km desde la línea de costa. Además, se puede consultar la velocidad media del viento a cinco diferentes alturas sobre el nivel del mar 10, 50, 100, 150 y 200 m. Los cálculos del modelo del viento emplean datos del re-análisis de ERA 5 del periodo del 2008-2017 (GWA, 2019).

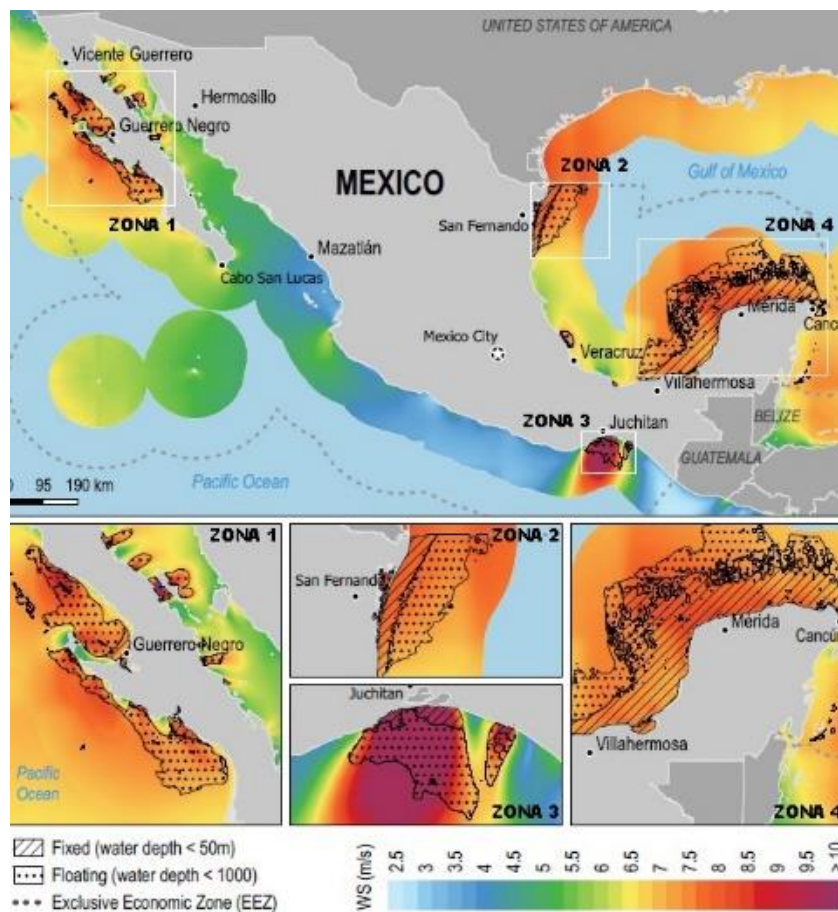


Figura 3. Atlas de viento México (Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets (Vol. 41)).

2.2 TEORÍA DEL OLEAJE

El oleaje que se produce en el océano es resultado de las fuerzas naturales que actúan sobre la superficie del agua, tales como, el viento y la fuerza de gravedad ejercida por la luna y el sol, que influyen en la presión atmosférica. De las fuerzas antes mencionadas, el viento es la que mayormente produce el oleaje visible. La zona de transferencia de energía entre el viento y la superficie del agua se denomina con la palabra inglesa “fetch”, en donde se produce la propagación del oleaje en diferentes direcciones generando un oleaje local, *sea*, con gran irregularidad y peralte de las olas, así como oleaje distante, *swell*, el cual se propaga con su propia energía desde la zona de generación produciéndose un oleaje más regular conforme se aproxima a la costa.

2.2.1 Clasificación de las olas oceánicas

Las olas se pueden clasificar de acuerdo a la profundidad relativa en la cual se propagan o por su periodo de ola. En el primer caso, el oleaje no se ve afectado cuando se propaga en aguas profundas, es decir, cuando la profundidad es igual o mayor a la mitad de la longitud de onda, λ , por otro lado, al estar en aguas poco profundas en donde la profundidad, h , es igual o menor que un vigésimo de la longitud de onda el oleaje se ve afectado por la profundidad. En el segundo caso, las olas se pueden clasificar por su periodo, el cual está estrechamente relacionado por la fuerza que lo produce, como se muestra en la

Tabla 1.

Generalmente, el oleaje que se presenta en el mar es irregular, con diferente amplitud, a , dirección, θ , fase, ε , frecuencia, σ , y no presenta una periodicidad respecto al tiempo, es decir, es un proceso aleatorio. Por lo tanto, se debe considerar como una superposición lineal de ondas armónicas simples, en donde el perfil de la superficie libre $\eta(x, y, t)$ se define como en la ecuación 1:

$$\eta(x, y, t) = \sum a_i \cos \left[\frac{\sigma^2}{g} (x \cos \theta + y \sin \theta) - \sigma t + \varepsilon \right] \quad (1)$$

Tabla 1. Tipo de oleaje de acuerdo a su periodo (Silva, 2005).

Nombre	Periodo (T)	Longitud (λ)	Altura (H)	Fuerza generadora	Fuerza restauradora
Capilares	0 a 0.1 s	2 a 7 cm	1 a 2 mm	Viento	Tensión superficial
Ultra gravedad	0.1 a 1 s	Centímetros	Centímetros	Viento	Tension Superficial y gravedad
Gravedad	1 a 30 s	De metros a cientos de metros	De centímetros a 15 m	Viento	gravedad
Infragravedad	30 a 30 min	100 a 200 m	Pequeña	Viento	Gravedas, fuerza de coriolis
Peridodo largo	5 min a 24 h	Pueden llegar hacer de escala planetaria	1 a 5 m	Sismos, derrumbes, atracción de cuerpos celestes	Gravedas, fuerza de coriolis
Transmarea	Más de 24 h	-	0 a 12 m	Oscilaciones climaticas	Gravedas, fuerza de coriolis

La Figura 4 muestra diferentes ondas monocromáticas, con su respectiva amplitud, dirección y periodo; la suma de cada una conforma el oleaje irregular que se presenta en el océano.

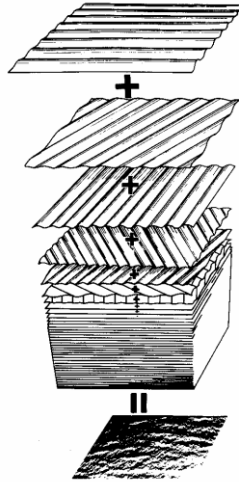


Figura 4. Composición del oleaje aleatorio (Silva, 2005).

Los datos de las condiciones de oleaje de una zona determinada se deben analizar y representar estadísticamente para el diseño de una estructura marítima, puesto que permiten saber la probabilidad de la altura de ola, periodo, superficie libre y la altura conjunta ola-periodo (Silva, 2005) .

2.2.2 Oleaje regular

Las olas que se generan en el mar presentan un comportamiento complejo, son irregulares con diferente dirección de propagación, amplitud y frecuencia. Para simplificar el estado de mar se puede asumir un oleaje compuesto por ondas sinusoidales perfectas como se presenta en la Figura 5 y con las siguientes características físicas:

- Período (T): tiempo en segundos entre el paso de dos crestas sucesivas por un mismo punto.
- Longitud de onda (λ): distancia horizontal entre dos crestas o dos depresiones sucesivas.
- Altura (H): distancia vertical entre la cresta y el valle de la ola.
- Amplitud ($A = H / 2$): distancia entre la cresta de la ola y el nivel medio del mar.
- Profundidad (h): distancia entre el fondo marino y el nivel medio del mar.

- Superficie libre (η): movimiento de las partículas con respecto al nivel medio de mar.
- Celeridad ($c = \lambda/T$): rapidez con la que se mueve la onda.

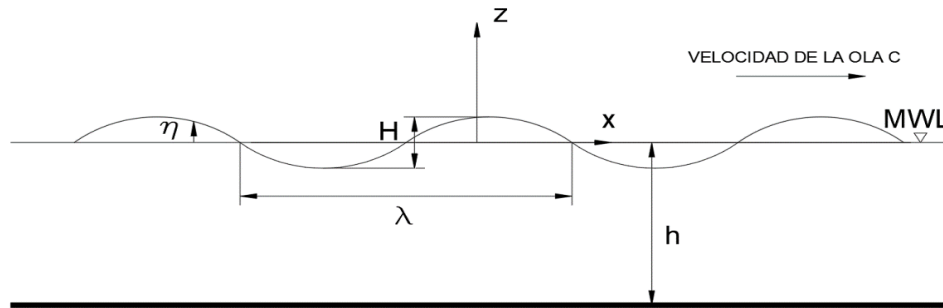


Figura 5. Onda sinusoidal marina.

El oleaje monocromático que se propaga sobre un fondo variable y que su relación esté en el intervalo $H \leq \lambda/20$, se pueden considerar de amplitud finita y pueden ser abordadas a través del flujo potencial. De acuerdo a Ávila et al., 2003, se puede describir con las teorías de oleaje regular que se presentan a continuación:

- Teoría de ondas de Stokes: esta teoría se deduce empleando la solución de la ecuación de Laplace y las condiciones de fondo impermeable, condiciones cinemáticas de superficie libre que describe el movimiento de las partículas sobre la superficie a lo largo del tiempo, condición donde la presión atmosférica es uniforme sobre la superficie libre del agua y las condiciones laterales de contorno, además, se encuentran aproximaciones de Stokes de diferente orden (primero, segundo etc.).
- Teoría de Airy: También denominada con el nombre de teoría lineal o teoría de pequeñas amplitudes, es la aproximación de primer orden de Stokes, en donde se toman en cuenta todos los términos lineales.
- Teoría de onda cnoidal: esta teoría se definió para la propagación de una onda sobre un fondo plano y somero, con el fin de describir el campo de velocidades y presiones de dicha onda.

- Teoría de onda solitaria: la onda solitaria se caracteriza por solo tener cresta y no tener valle, el desplazamiento de la superficie libre se presenta sobre aguas tranquilas.

La Figura 6 ilustra cómo las diferentes teorías de oleaje se aplican a en diferentes zonas.

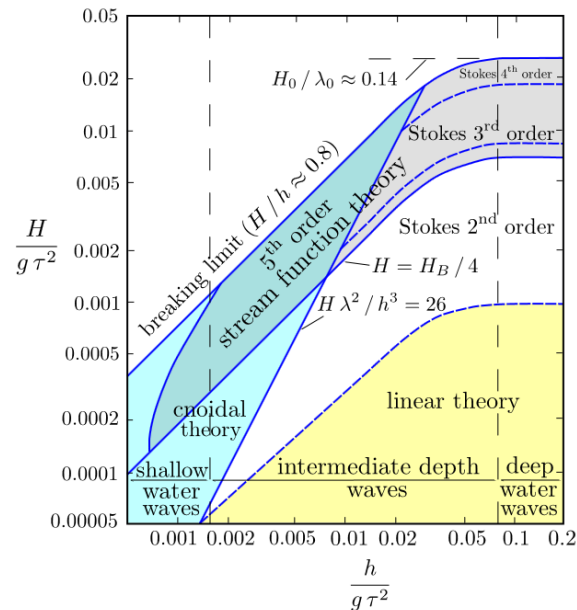


Figura 6. Rangos de aplicación de teoría del oleaje.

2.3 MOVIMIENTO DE UNA ESTRUCTURA MARÍTIMA

El comportamiento de estructuras localizadas en el mar se ve afectado por la carga aerodinámica e hidrodinámica producida por la velocidad del viento y oleaje incidente junto con la corriente, respectivamente. Existen estructuras marítimas fijas como diques, plataformas de monopilas, tipo Jacket entre otras, asimismo, se encuentran estructuras flotantes como boyas, buques y plataformas. Las fuerzas que afectan en primer lugar a una estructura marítima son las hidrodinámicas seguidas por la carga aerodinámica. En el caso de las plataformas flotantes existe una fuerza extra producida por las líneas de amarre, las cuales limitan los movimientos de la plataforma, dichas fuerzas generan cierta inestabilidad, provocando que la plataforma se mueva hasta en seis grados de libertad; tres de

traslación que se miden en metros (m) , los cuales son: avance-retroceso (*surge*) en el eje x , abatimiento (*sway*) sobre el eje y y ascenso-descenso (*heave*) en el eje z ; así como, tres de rotación, R , que giran sobre los ejes y se miden en grados (Deg), los cuales son: Balanceo (*roll*), guiñada (*yaw*) y cabeceo (*pitch*) que se representan como R_x, R_y y R_z , respectivamente, . Los conceptos de los grados de libertad son ilustrados gráficamente a través de la Figura 7.

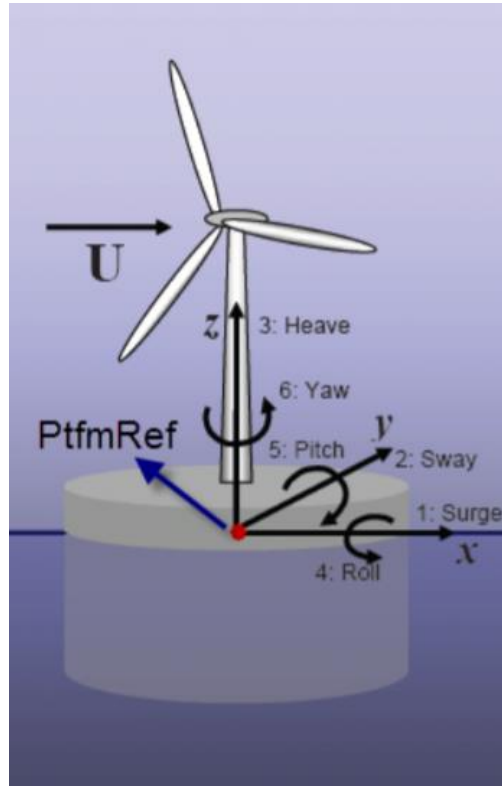


Figura 7. Movimientos de plataforma flotante costa fuera (Perez, 2014).

2.4 ESTABILIDAD DE PLATAFORMA FLOTANTE

La estabilidad de una plataforma flotante es de vital importancia para tener una mejor operatividad de los equipos en condiciones extremas, así como, evitar daños estructurales, inclinaciones excesivas e incluso su hundimiento.

Primeramente, el peso de un cuerpo se concentra en un punto específico, denominado centro de gravedad, CG , en el cual actúa de manera vertical descendente la fuerza de gravedad y es el punto de equilibrio del cuerpo. Es

importante resaltar que al añadir peso a un cuerpo el centro de gravedad se mueve hacia el centro de gravedad del cuerpo agregado, en cambio, al quitar peso el centro de gravedad se mueve de manera opuesta al centro de gravedad del peso retirado.

Es bien entendido que el principio de Arquímedes indica que un cuerpo sumergido en un líquido recibe un empuje ascendente igual al peso del líquido desalojado, lo que aparentemente se presenta como una pérdida de peso del cuerpo en el fluido. Entonces, el empuje ascendente es conocido como la fuerza de flotación, la cual actúa en el centro de carena, C , del volumen sumergido, y el centro de carena se define como el centro de gravedad de la parte del volumen sumergido. Una plataforma flotando con calados homogéneos, como en la Figura 8a, tiene alineados verticalmente la quilla, K , el centro de gravedad y el centro de carena, pero, al escorarse como se ve en la Figura 8b y sin ningún cambio en la distribución de los pesos, el centro de gravedad permanece en la misma posición, sin embargo, el volumen de la parte sumergida cambia, por lo tanto, el centro de carena se traslada a una nueva posición. También, se conoce como metacentro, M , al punto que resulta en la intersección de la línea que pasa por el centro de gravedad y el centro de carena antes de la escora, α , con la línea prolongada verticalmente del nuevo centro de carena, C_1 , del volumen sumergido como se ve en la Figura 8b, para escoras menores o iguales a 15 grados el metacentro se considera fijo en una posición.

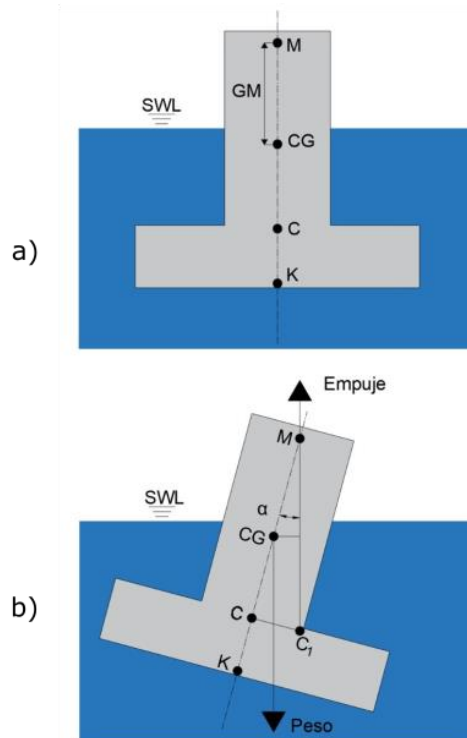


Figura 8. Plataforma con a) calados homogéneos e b) inclinada.

Al escorarse la plataforma por una fuerza externa y sin presentarse ningún cambio en la distribución de los pesos, el centro de gravedad se mantiene actuando en la misma posición, sin embargo, el centro de carena se traslada a otra posición de acuerdo a la forma del volumen sumergido, con lo que se genera una nueva línea de acción, produciendo un momento denominado brazo adrizante, GZ , como se ve en la Figura 9, el cual regresa a la plataforma a su posición inicial de estabilidad.

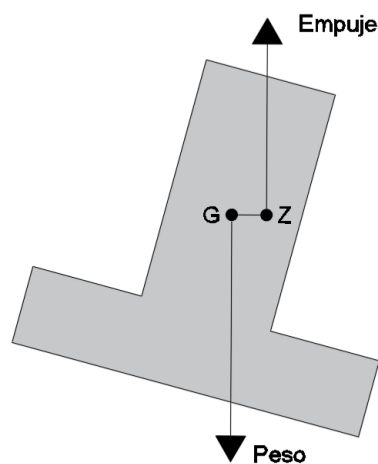


Figura 9. Brazo adrizante.

Las plataformas flotantes pueden presentar tres condiciones de estabilidad que se describen a continuación:

- La primera y más importante se conoce como equilibrio estable en la cual el centro de gravedad se encuentra por debajo del metacentro. Se conoce como altura metacéntrica, GM , positiva, debido a que se genera un momento adrizante que devuelve a la plataforma a su posición original después de una escora.
- La segunda se tiene cuando el centro de gravedad y metacentro están localizados en la misma posición, en este caso, no existe un momento adrizante, a lo cual se le conoce como equilibrio neutro, por consiguiente, al escorarse a un ángulo determinado, el artefacto naval permanece con la misma escora hasta que una fuerza externa actúe sobre él y modifique su inclinación.
- Por último, el peor de los casos de equilibrio sucede cuando el centro de gravedad se localiza sobre el metacentro, lo que genera una altura metacéntrica negativa, ya que esta condición de equilibrio provoca un par de fuerzas que aumentan la escora hasta llegar al zozobre de la plataforma.

Al corregir la altura metacéntrica negativa o neutra con el propósito de conseguir un equilibrio estable, dependiendo de la situación, existen varias alternativas, por ejemplo, se puede mover carga o lastre, evitar el efecto de superficie libre, añadir o retirar peso que este por debajo o arriba del centro de gravedad (Derrett & Barrass, 1999).

2.5 PLATAFORMAS FLOTANTES PARA TURBINAS EÓLICAS.

Actualmente la instalación de plataformas flotantes con turbinas eólicas es la mejor opción para aprovechar al máximo el potencial del viento, dado que se pueden instalar a una mayor distancia y profundidad de la costa, donde la corriente de viento tiene mayor persistencia y mayores velocidades. La tecnología utilizada en el

desarrollo e instalación de plataformas eólicas flotantes, se basa en avances recientes obtenidos a lo largo de la evolución de plataformas del sector petrolero (Atcheson & Garrad, 2016).

En la actualidad existe una gran variedad de plataformas flotantes para montar turbinas eólicas costa fuera, sin embargo, estas se pueden clasificar principalmente en tres clases (Figura 10): tipo mástil (*spar class*), plataforma con piernas tensadas (*TLP class*) y semisumergible (*semi-submersible class*). Están conformadas por 4 sistemas; la plataforma flotante, cabos o cadenas de amarre, cables eléctricos y anclas (Henderson et al., 2016).

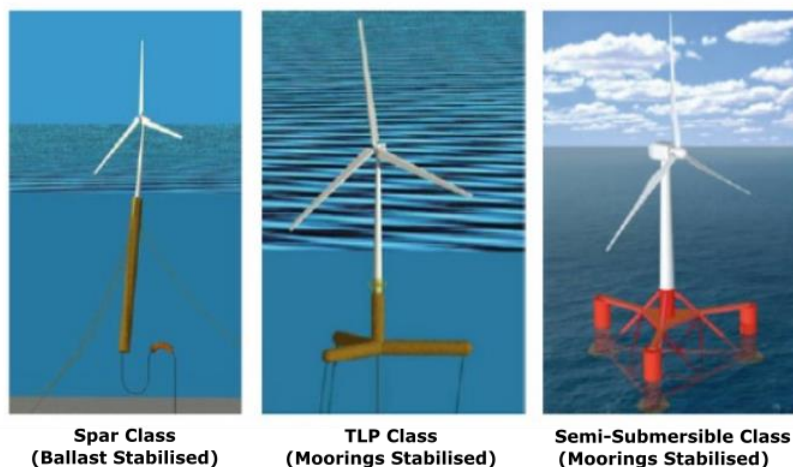


Figura 10. Tipos de estructuras flotantes (Henderson et al., 2016).

La plataforma se encarga de mantener a flote y estable la turbina eólica. Los esfuerzos a los cuales está sometida la plataforma son: la acción del viento sobre la turbina que genera un empuje, el oleaje incidente sobre la obra muerta, las corrientes oceánicas que afectan la obra viva de la plataforma y los cambios del nivel del mar debido a la marea (Henderson et al., 2016).

2.6 ESTADO DEL ARTE

Diversas instituciones y organizaciones de distintos países han trabajado en conjunto para llevar a cabo el diseño y análisis de diferentes tipos de plataformas flotantes. El objetivo es el de obtener información sobre la dinámica de la plataforma

en condiciones de oleaje y viento. A continuación, se presentan diferentes investigaciones previamente realizadas de varios modelos de plataformas flotantes para turbinas eólicas, de igual forma, los conceptos de plataformas eólicas flotantes costa fuera que han alcanzado la construcción a escala real.

En el año 2005 el concepto de plataforma Hywind se empleó para realizar experimentos en el laboratorio de cuenca oceánica de Marintek en Trondeheim, Noruega. El estanque donde se realizaron las pruebas cuenta con un ancho de 50 m y una longitud de 80 m. El modelo se construyó a escala 1:47 junto con una turbina eólica para agregar el efecto aerodinámico generado sobre la plataforma flotante. La plataforma Hywind se sometió a pruebas con condición de oleaje con 100 años de periodo de retorno y corriente de viento con una velocidad mayor al promedio. El concepto de plataforma flotante Hywind tipo mástil para aguas con profundidad entre los 200 y 700 m consiste en una estructura metálica montada sobre una sección de concreto diseñada para instalar una turbina eólica de 5 MW. El posicionamiento de la plataforma en el lugar de trabajo se lleva a cabo mediante el uso de tres líneas de amarre ancladas al fondo. El propósito del experimento fue comparar la información obtenida entre el modelo y los datos generados en la simulación numérica para turbinas eólicas con el programa Simo/Riflex con el fin de validar los resultados (Nielsen et al., 2006). Este código fue desarrollado por MARINTEK, y está dividido en dos secciones para diferente propósito, pueden ser ejecutadas independientemente o en conjunto. SIMO se desarrolló para simular los movimientos de artefactos flotantes. En el caso de RIFLEX, se diseñó para el análisis estático y dinámico de las líneas de amarre (Skaare et al., 2007).

La plataforma a escala real tipo mástil Hywind Demo de la Figura 11 se instaló en el mes de septiembre del año 2009 cerca de Karmoy, en el norte de Stranvanger a 10 km de la costa noruega, a una profundidad de 200 m. El prototipo tiene instalada una turbina eólica de 2 MW que alimenta la red eléctrica de Noruega. La plataforma Hywind demo fue la primera plataforma eólica flotante en ser instalada y es la más avanzada en su tipo. Los objetivos del proyecto Hywind Demo a escala real se basaron en generar conocimiento sobre el comportamiento de la plataforma

bajo condiciones meteorológicas reales en el mar. Asimismo, mostrar la viabilidad económica de la instalación de la plataforma Hywind para producir energía eléctrica.



Figura 11. Plataforma Hywind Demo (Cruz & Atcheson, 2016).

Después, el Instituto Nacional de Investigación Marítima de Japón (por sus siglas en inglés NMRI, National Maritime Research Institute), durante el año 2009, llevó a cabo una serie de pruebas en el estanque de oleaje donde se utilizó un modelo a la escala 1:22.5 de la plataforma flotante tipo mástil. El experimento se efectuó con oleaje regular e irregular, y en la parte superior de la plataforma flotante se aplicó una fuerza lineal similar a la acción del viento. Los datos obtenidos de las pruebas en el estanque sirvieron para analizar el comportamiento de la plataforma bajo diversas condiciones de oleaje, igualmente, para comparar resultados y validar con un código numérico de simulación de plataformas eólicas flotantes costa fuera. El código numérico utiliza la ecuación de Morison (Morison et al., 1950) para analizar la fuerza del oleaje, además, para el cuerpo en movimiento y la fuerza de fricción vertical se emplea la formulación relativa de velocidad. La integración de la fuerza del oleaje sobre el cuerpo flotante se lleva a cabo con la teoría del oleaje extrapolada. Los coeficientes de masa añadida se calculan con la teoría de difracción lineal, mientras que los coeficientes de inercia y fricción se establecen con el valor de 2 y 1.2, respectivamente. La ecuación de movimiento de la

plataforma flotante costa fuera considerada como un cuerpo rígido con seis grados de libertad se resuelve en el dominio del tiempo (Utsunomiya et al., 2009).

Aunado a esto, el Ministerio de Medio Ambiente japonés inició el proyecto de plataformas flotantes costa fuera en el año 2010. El proyecto consistió en la instalación de dos plataformas eólicas flotantes tipo mástil. Primeramente, se instaló un modelo con la mitad de la escala real, posteriormente se retiró y en el mismo lugar se instaló la plataforma tipo mástil a escala real Figura 12. El lugar de instalación está localizado a 1 km costa fuera de la ciudad de Goto en la isla Kabashima, prefectura de Nagasaki, Japón. La profundidad del lugar es de 97.2 m. El objetivo primordial del proyecto fue el aprovechamiento de la energía eólica marina en la zona económica exclusiva japonesa por medio de plataformas eólicas flotantes, de igual manera, ayudar en la reducción de emisión de gases de efecto invernadero que contribuyen e intensifican el desarrollo del calentamiento global (Utsunomiya et al., 2015).



Figura 12. Prototipo plataforma tipo mástil (Utsunomiya et al., 2015).

Luego, en el año 2010, las instalaciones para pruebas de buques de la Universidad de Berkeley, California se utilizaron para realizar pruebas con el concepto de plataforma flotante semisumergible Windfloat en escala 1:105. El oleaje se produjo con un generador de oleaje tipo pistón, asimismo, con el objetivo de simular la corriente de viento, se utilizó un conjunto de cinco ventiladores. La plataforma flotante del proyecto Windfloat está compuesta por tres columnas cilíndricas que funcionan como flotadores y sirven para estabilizar la estructura. En la parte inferior de cada flotador se instaló un disco horizontal con el propósito de incrementar el peso y reducir los movimientos de ascenso y descenso (*heave*),

cabeceo (*pitch*) y balance (*roll*), así como, disminuir la magnitud del operador de amplitud de respuesta, conocido por sus siglas en inglés como *RAO* (*Response Amplitud Operator*). También, cuenta con un sistema de lastre para mantener el calado requerido de acuerdo a las condiciones meteorológicas del lugar. El modelo de la plataforma Windfloat contaba con un disco de foam beam instalado en la parte superior de la torre de la turbina eólica con el fin de generar el momento aerodinámico sobre la plataforma. Asimismo, se instaló una hélice con motor eléctrico para producir el efecto giroscópico sobre la plataforma flotante. Adicionalmente, se ejecutó un análisis numérico temporal acoplando dos softwares, *TIMEFLOAT* y *FAST* (por su significado en inglés *Fatigue, Aerodynamic, Structure, and Turbulence*) con el propósito de evaluar detalladamente los movimientos de la plataforma. El software *TIMEFLOAT*, el cual utiliza *WAMIT* como un preprocesador para generar la malla, se empleó para calcular el movimiento de la plataforma en los seis grados de libertad con o sin conexiones mecánicas como líneas de amarre, bajo condiciones meteorológicas marítimas, tales como oleaje, corriente y viento. También, dicho software incluye las fuerzas de viscosidad que se producen alrededor del casco junto con las fuerzas que generan la deriva. El movimiento del cuerpo flotante en el dominio de la frecuencia se define con la ecuación 2:

$$[m+a(\omega)]\ddot{x}+b(\omega)\dot{x}+cx=F(\omega) \quad (2)$$

En donde $a(\omega)$ y $b(\omega)$ son masa añadida dependientes de la frecuencia y coeficientes de amortiguamiento de radiación, mientras que $F(\omega)$ se refiere a la suma de las fuerzas que actúan sobre el cuerpo.

Respecto al dominio del tiempo, la ecuación de movimiento general tiene la siguiente forma:

$$(m+a')\ddot{x}(t)+\int_{-\infty}^t K(t-\tau)\dot{x}(\tau)d\tau+cx(\tau)=F(\tau) \quad (3)$$

Donde a' es independiente de la frecuencia y K es la función de retardación.

Por otra parte, el software *FAST* desarrollado por el laboratorio nacional de energías renovables de los Estados Unidos de América (por sus siglas en inglés *NREL*) para turbinas eólicas de eje horizontal se utilizó para simular la parte rígida como la góndola y el eje del rotor, así como la parte flexible correspondiente a las hélices y torre. El software antes mencionado emplea el método de Kane para establecer las ecuaciones de movimiento que se resuelven por integración numérica.

El motivo principal de este estudio fue proporcionar información técnica de la plataforma en relación a su estabilidad, construcción, e instalación. Además, con los datos del experimento se validó el software numérico para predecir el comportamiento de la plataforma (Roddier et al., 2010).

El prototipo del proyecto Windfloat se construyó e instaló el 22 de octubre de 2011 a 6 km de Agucadora, Portugal. El lugar de instalación tiene una profundidad de 49 m. El objetivo principal del proyecto fue demostrar la viabilidad en el costo, así como en los métodos de instalación de la plataforma eólica flotante (Cermelli et al., 2012). La plataforma a escala real fue la primera estructura semisumergible instalada en el océano atlántico y a nivel mundial capaz de soportar una turbina eólica de 2 MW (Figura 13). La puesta en servicio de la plataforma Windfloat ha generado información fundamental para analizar su dinámica y para mejorar el diseño y construcción de plataformas flotantes eólicas semisumergible (Roddier et al., 2016) .



Figura 13. Prototipo de plataforma Windfloat en el atlántico (Cruz & Atcheson, 2016).

Por otro lado, científicos del Instituto de Investigación Marítima de los Países Bajos (MARIN), durante el año 2011, llevaron a cabo pruebas en un estanque que cuenta con generador de oleaje y una máquina sobre la superficie del agua que produce una corriente de viento. En el experimento en donde se comparó la dinámica de tres plataformas flotantes se emplearon los tipos semisumergible, de piernas tensadas y tipo mástil en escala 1:50 (Figura 14). Además, se utilizó un modelo de la turbina de 5 MW del *NREL* con el propósito de simular el efecto de la turbina eólica sobre la estructura. Las plataformas flotantes se sometieron a distintas pruebas con oleaje regular, irregular, viento y decaimiento libre. En el experimento solamente con oleaje sobre las plataformas, se demostró que la plataforma de piernas tensadas tiene el menor efecto de cabeceo (*pitch*), mientras que la plataforma tipo mástil presenta un menor movimiento de avance o retroceso (*surge*). En el caso de la plataforma semisumergible, el valor de los resultados se encuentra en el intervalo medio de los obtenidos en la plataforma de piernas tensadas y tipo mástil. No obstante, la respuesta de los movimientos a frecuencias diferenciales de segundo orden de la plataforma semisumergible es la que presenta un funcionamiento más óptimo. Al añadir el efecto del viento sobre los modelos estudiados, la plataforma de piernas tensadas incrementó su movimiento de cabeceo (*pitch*). En cuanto al comportamiento de la plataforma semisumergible, el empuje generado por la fuerza del viento reduce la reacción de la estructura a los movimientos de cabeceo (*pitch*) y avance o retroceso (*surge*), respecto la plataforma de piernas tensadas de igual manera el movimiento de cabeceo (*pitch*) se redujo. En el caso de vientos extremos sobre la turbina, para reducir el efecto de arrastre, es recomendable colocar el paso de la hélice paralelo al flujo de la corriente de viento (Goupee et al., 2014).

El objetivo principal del experimento fue obtener información de los movimientos en los seis grados de libertad (DOF, Degrees of freedom) de las tres plataformas para mejorar los códigos numéricos de análisis de plataformas flotantes, además, el estudio sirvió para conocer las ventajas y desventajas entre las plataformas flotantes sometidas a las pruebas (Koo et al., 2014).



Figura 14. Plataformas flotantes (Koo et al., 2014).

El siguiente experimento se realizó en el tanque extenso de ingeniería oceánica de la universidad de Ulsan, Corea del Sur. Las dimensiones del tanque son 20 m de largo, 30 m de ancho y profundidad de 2.5 m; la escala del modelo es 1:128. Se tomó como referencia la plataforma tipo mástil OC3-Hywind, así mismo, con el propósito de simular el efecto del generador eólico sobre la plataforma se construyó un modelo de turbina eólica de 5 MW. Para que la plataforma flotante mantenga posición, se utilizó un sistema de tres líneas de amarre conectadas al fondo. La plataforma OC3 – Hywind se sometió a pruebas con oleaje regular, oleaje regular y corriente de viento, oleaje regular con corriente de viento y con la turbina eólica funcionando, así como, únicamente con oleaje irregular (Figura 15). Los resultados obtenidos del experimento se compararon con la información generada en la simulación numérica con el software *FAST* (Shin, 2011).

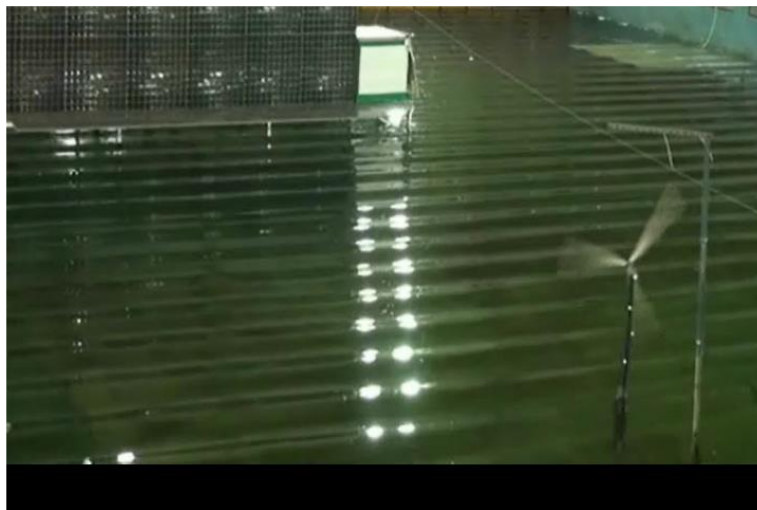


Figura 15. Plataforma semisumergible OC3-Hywind (Shin, 2011)

También, el concepto de plataforma flotante semisumergible “Fukushima Mirai” se utilizó para realizar pruebas de oleaje con un modelo en escala 1:60 (Figura 16a) en el tanque de agua del laboratorio Akishima de Tokio, Japón, con la intención de conocer el comportamiento de la plataforma bajo diferentes condiciones de oleaje. La plataforma semisumergible está compuesta por tres columnas externas, cada una está conectada por medio de tres soportes a la columna principal localizada en el centro de la estructura. La columna central fue diseñada con el propósito de montar una turbina eólica de 2 MW. La plataforma se colocó en posición mediante el uso de seis líneas catenarias de amarre conectadas al fondo. Después de las pruebas experimentales, el análisis numérico se llevó a cabo con el software Bladed para plataformas flotantes con turbinas eólicas. Finalmente en el mes de agosto de 2013, el prototipo de la plataforma semisumergible “Fukushima Mirai” (Figura 16b) se instaló a una distancia de 20 km de la costa de la prefectura de Fukushima, Japón (Yamaguchi & Imakita, 2018).



a)



b)

Figura 16. a) Modelo de la plataforma Fukushima Mirai y b) su prototipo (Yamaguchi & Imakita, 2018).

En la Ecole Central de Nantes de Francia se realizó otro experimento en el año 2013 con un concepto distinto de plataforma flotante semisumergible denominada “flotador estrella eólica de concreto” (*concrete star wind floater*) a la escala 1:40, la cual se presenta en la Figura 17. La plataforma fue diseñada por Olav Olsen. La estructura de concreto fue creada con el objetivo de instalar una turbina eólica de 6 MW. El posicionamiento de la plataforma se realizó mediante el uso de tres líneas de amarre colocadas en la parte exterior de cada cilindro y por debajo de la línea de flotación. El experimento se realizó con oleaje regular e

irregular y, con el objetivo de simular la fuerza de la corriente del viento sobre la plataforma flotante, se empleó un ventilador canalizado controlable instalado en la parte superior de la torre. La información obtenida de las pruebas ejecutadas sirvió para comprobar el funcionamiento correcto del diseño de la plataforma y evaluar el desempeño del método *software-in-the-Loop*, el cual utiliza el programa *FAST* para la simulación de la fuerza producida por el rotor en el prototipo de la plataforma, dicha fuerza, por medio de una red que conecta al programa con la plataforma en el tanque de oleaje transmite la fuerza multiplicada por el factor de escala al ventilador canalizado para reproducir la acción del viento en el rotor del modelo. La información de los movimientos producidos por el oleaje y viento en los seis grados de libertad y obtenida en un periodo determinado es enviada al *software-in-the-loop* para posteriormente calcular un nuevo valor de la fuerza del viento (Azcona et al., 2014).

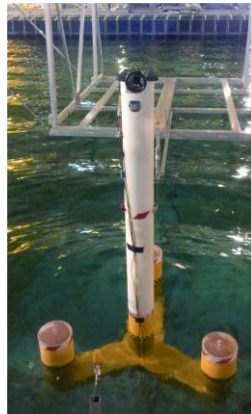


Figura 17. Modelo de plataforma de concreto (Azcona et al., 2014).

Por otra parte, el modelo de la plataforma semisumergible tipo V junto con la turbina a escala 1:64, se utilizaron para efectuar diferentes pruebas en un estanque de oleaje de 60 m de longitud, 30 m de ancho y 3.1 m de profundidad, al igual que un túnel de viento con 35 m de longitud, 6 m de ancho y 5 m de altura, donde se instaló un estanque de agua y generador de oleaje sencillo (Figura 18).



a)



b)

Figura 18. Plataforma tipo V en a) estanque de oleaje y b) túnel de viento (Ohta et al., 2013).

La estructura flotante en forma de V cuenta con un diseño de casco rectangular, sin arqueado de superficies. En los dos extremos de la plataforma, así como en la intersección central se localizan tres columnas, la columna situada en la parte central está diseñada con el propósito de montar una turbina eólica de 7 MW. El calado requerido de la plataforma, de acuerdo a la profundidad y condiciones meteorológicas, se controló mediante un sistema de tanques de lastre. La finalidad del experimento fue conocer el comportamiento de la plataforma flotante bajo condiciones de oleaje regular, oleaje irregular, viento y decaimiento libre. Además, se obtuvo información para verificar el código numérico de diseño (Ohta et al., 2013).

El prototipo de la plataforma tipo V con la turbina de 7 MW de la Figura 19 se instaló en el año 2015 en el mar de Japón. La plataforma semisumergible tiene una eslora de 85 m, una manga de 150 m y un francobordo de 17 m. El calado de la plataforma en el lugar de instalación es de 37 m. El posicionamiento de la plataforma se llevó a cabo con ocho líneas de cadena sujetas al lecho marino.



Figura 19. Prototipo de plataforma Tipo V (Ohki, 2020).

En el estanque de oleaje del Instituto Noruego de Tecnología Marina se llevaron a cabo pruebas con el tipo de plataforma semisumergible sin soportes (*Braceless Semisubmersible Platform*). En lugar de utilizar un disco en la torre del aerogenerador o una turbina eólica a escala para representar el efecto de la corriente del viento sobre la turbina de la plataforma, se empleó una estructura instalada en la parte superior de la torre con cables tensionados por medio de motores que simulaban el efecto aerodinámico de la corriente de viento (Figura 20). La información obtenida del experimento denominado MARINTEK está por divulgarse (Stewart & Muskulus, 2016).



Figura 20. Plataforma semisumergible sin soportes (Stewart & Muskulus, 2016).

Otro experimento se llevó a cabo en la universidad de Stuttgart, Alemania, en el año 2015. El proyecto denominado INNWIND.eu utilizó el concepto de plataforma

semisumergible OC4 – DeepCwind en escala 1:60. Con el objetivo de simular los esfuerzos generados por la corriente de viento se empleó un modelo de turbina eólica fabricada por el Politécnico de Milán. La plataforma semisumergible se sometió a pruebas con oleaje regular, irregular, viento y decaimiento libre. La plataforma semisumergible consiste en tres flotadores con un disco de diámetro mayor instalado en la parte inferior y una columna principal en el centro de la estructura para soportar la torre del aerogenerador (Figura 21). La integración y estabilidad de la plataforma se obtiene mediante soportes que unen las columnas de la estructura. El posicionamiento de la plataforma en el estanque de pruebas se llevó a cabo con tres líneas de amarre, una en cada columna externa con una separación angular de 120 grados.

Las pruebas en el estanque de oleaje y viento con la plataforma semisumergible OC4-DeepCwind sirvieron para obtener información para validar los resultados del sistema multi-cuerpo SIMPACK, el cual está integrado por el módulo de Hydrodyn para las cargas hidrodinámicas, el módulo Mapp++ para las líneas de amarre y Aerodyn para la carga aerodinámica. El módulo de Hydrodyn toma en cuenta el movimiento producido por el oleaje incidente, la masa añadida y amortiguamiento de la radiación lineal del oleaje, la fricción viscosa no lineal de la ecuación de Morison y la restauración hidrostática lineal. Por otro lado, el software Mapp++ basado en un modelo cuasi estático ignora la fricción producida por la carga hidrodinámica, asimismo, la solución de la inercia se reformula en sistema multi-segmentado para mayor flexibilidad. En el caso de Aerodyn utiliza la teoría de BEM para el cálculo de la carga del viento (Borisade et al., 2018).



Figura 21. Plataforma semisumergible del proyecto INNWIND.EU (Borisade et al., 2018).

Un nuevo concepto de plataforma semisumergible de peso ligero en la escala 1:60 (Figura 22) se empleó para realizar diferentes pruebas con oleaje regular e irregular en el tanque de ingeniería oceánica del Instituto Nacional Marítimo de Japón. Las dimensiones del tanque son 40 m de longitud, 27 m de ancho con una profundidad de 0.93 m, también, en un extremo del tanque está instalado un generador de oleaje tipo pistón.

La plataforma contiene tres columnas externas con una separación angular de 120 grados, las cuales están unidas por medio de soportes horizontales a la columna central donde se instala la torre de la turbina eólica. Con el fin de aumentar la fuerza de la estructura flotante, las columnas externas se conectan a la parte superior de la torre de la turbina por medio de cables tensionados. Los resultados obtenidos en el experimento se compararon con los generados en la simulación numérica mediante el uso de los programas *NK-UTWind* y *WAMIT*. El prototipo de la plataforma flotante fue modelado en el software *NK-UTWIND*. En la simulación numérica se analizaron con elementos de viga el rotor y la estructura flotante. El sistema de líneas de amarre seleccionado fue el catenario cuasi-estático. Para la carga aerodinámica se empleó el código numérico *FAST*. La ecuación para analizar la carga hidrodinámica utilizada en *NK-UTWIND* corresponde a la ecuación de Morison, la cual se representa en la ecuación 4.

$$\begin{bmatrix} dF_x \\ dF_y \end{bmatrix} = \rho A \begin{bmatrix} (1+C_{ax})u_x \\ (1+C_{ay})u_y \end{bmatrix} - \rho A \begin{bmatrix} C_{ax}v_x \\ C_{ay}v_y \end{bmatrix} + \frac{1}{2} \rho D |u-v| \begin{bmatrix} C_{dx}(u_x-v_x) \\ C_{dy}(u_y-v_y) \end{bmatrix} \quad (4)$$

En donde ρ es la densidad del fluido, el área de sección transversal es A , la velocidad de las partículas de agua en la dirección x e y son u_x y u_y , la velocidad de los elementos de la estructura en los elementos en dirección x e y corresponde a v_x y v_y . Para los coeficientes de masa añadida en x e y se representan con C_{ax} y C_{ay} , mientras que los coeficientes de la fuerza de fricción en la dirección x e y son C_{dx} y C_{dy} , respectivamente. Adicionalmente se ejecutó otro análisis numérico en el código de elementos de frontera para analizar la interacción entre el oleaje y estructuras marinas denominado *WAMIT*, dicho código asume un flujo potencial y modela la carga hidrodinámica mediante la solución en el dominio de la frecuencia del problema de radiación/difracción.

El objetivo del experimento fue analizar los movimientos y las características elásticas de la plataforma semisumergible flotante bajo distintas condiciones de oleaje incidente (Shiohara et al., 2020).



Figura 22. Plataforma semisumergible de peso ligero (Shiohara et al., 2020).

Por último, un concepto reciente de plataforma semisumergible denominado *SPIC* (*semi-submersible platform with partially inclined columns*) fue diseñado con la intención de funcionar en una profundidad intermedia de 60 m y una turbina eólica de 10 MW. El diseño de plataforma semisumergible *SPIC* está integrado por una

columna central donde se instala la torre de la turbina eólica y tres columnas externas inclinadas unidas a la parte inferior y superior de la columna central por medio de seis soportes (Figura 23). Las pruebas se realizaron con la construcción de un modelo a escala de Froude 1:64 en el estanque de aguas profundas costa fuera de la universidad de Shanghai Jiao Tong. Las dimensiones del tanque son 40 m de ancho y 50 m de longitud, para el experimento se utilizó una profundidad de 0.9 m. El estanque cuenta con dos generadores de oleaje adyacentes y una playa que absorbe el oleaje incidente evitando la reflexión. La corriente de viento se generó mediante el empleo de un sistema compuesto por 20 ventiladores de frecuencia variable.

El objetivo del experimento fue conocer el comportamiento dinámico de la plataforma *SPIC* bajo condiciones únicamente con oleaje, combinando oleaje y viento, así como con oleaje, viento y corriente (Cao et al., 2020).

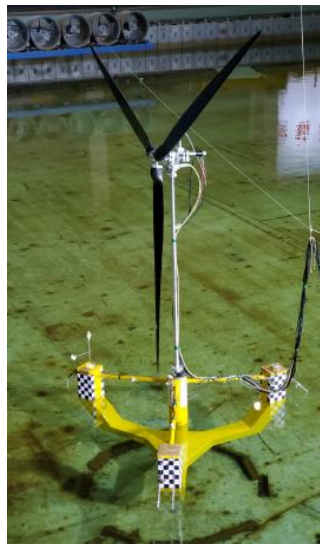


Figura 23. Plataforma SPIC (Cao et al., 2020).

En la

Tabla 2 se ilustra un resumen de los experimentos que se han llevado a cabo, así como, el lugar, la escala del modelo y el tipo de plataforma empleado en las pruebas.

Tabla 2. Experimentos con plataformas flotantes costa fuera.

EXPERIMENTO	LUGAR	ESCALA	TIPO DE PLATAFORMA
Hywind (2006)	Marintek	1:47	Mástil
Tipo mástil en NMRI (2009)	NMRI	1:22.5	Mástil
Windfloat (2010)	Universidad de Berkeley	1:105	Semisumergible
Experimento de comparación (2011)	MARIN	1:50	Piernas tensadas, mástil, semisumergible
OC3 Hywind (2011)	Universidad de Ulsan, Corea Del sur	1:128	Mástil
Fukushima Mirai (2013)	Laboratorio de akishima	1:60	Semisumergible
Flotador estrella de concreto (2013)	Ecole Central De Nantes, Francia	1:40	Semisumergible
Plataforma en forma "V" (2013)	Tanque de oleaje y maniobra.	1:64	Semisumergible
Marintek (2015)	Instituto noruego de tecnología marina	1:30	Semisumergible
INWIND.eu (2015)	Universidad de Stuttgart, Alemania	1:60	Semisumergible
Plataforma ligera (2020)	Instituto nacional marítimo de Japón	1:60	Semisumergible
SPIC (2020)	Universidad Jiao Tong, China	1:64	Semisumergible

Ahora bien, para este estudio numérico se optó la plataforma semisumergible OC4 DeepCwind del Laboratorio Nacional de Energías Renovables, de los Estados Unidos, debido a que posee mayor estabilidad al encontrarse bajo diferentes condiciones de oleaje y viento, además, la construcción, remolque e instalación de la plataforma es económicamente factible. Asimismo, con dicha plataforma se han llevado a cabo múltiples estudios experimentales y numéricos, no obstante, en ningún estudio se ha tomado en cuenta el comportamiento de la plataforma con diferentes calados y bajo la influencia de condiciones marítimas de la costa mexicana.

3 OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Estudiar la dinámica de los movimientos *surge*, *heave* y *pitch* de una plataforma semisumergible OC4 DeepCwind con un generador eólico y diferente calado, la cual interactúa con la hidrodinámica marina en aguas mexicanas.

3.2 OBJETIVOS PARTICULARES

- Determinar la zona con mayor potencial eólico costa fuera de México y caracterizar las condiciones marítimas del lugar.
- Estudiar numéricamente tres grados de libertad (*surge*, *heave* y *pitch*) de la plataforma semisumergible OC4 DeepCwind con una turbina eólica de 5MW a escala 1:1 en el software ANSYS AQWA 19.2 con tres diferentes calados, sometida a condiciones de oleaje y viento característico de la zona de estudio seleccionada.
- Analizar las diferencias en el comportamiento dinámico de la plataforma con los distintos calados estudiados.

4 METODOLOGÍA

4.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO FÍSICO

En referencia con la Figura 24a, la cual corresponde a una vista frontal del modelo físico, la propagación del oleaje es de derecha a izquierda con un ángulo θ_1 , sobre una profundidad constante, h . Así mismo, a una distancia, z , sobre el nivel del mar se tiene la presencia de la velocidad de viento, $U(z)$, el cual viene hacia la izquierda con un ángulo θ_2 . El oleaje interactúa con una plataforma flotante tipo semisumergible sobre la cual se colocó una turbina eólica de 5 MW. Más adelante se describe a detalle cada componente de la plataforma, la cual tiene en su parte superior una torre con una altura r en donde se instala una turbina eólica con un diámetro D . Además, la plataforma seleccionada tiene una distancia a desde la quilla hasta la cubierta superior de los flotadores externos que se lastran con agua para lograr un calado d . Con el propósito de delimitar los movimientos de la plataforma se utilizan tres líneas de amarre con una longitud L , las cuales están fondeadas al lecho marino a una profundidad h .

El oleaje incidente provoca que toda la estructura se mueva en diferentes direcciones. En este estudio se analizarán tres grados de libertad, dos de traslación y uno de rotación, los cuales son: *surge*, *heave* y *pitch*. El eje longitudinal x es positivo hacia la izquierda, teniendo como origen la proyección de la línea de centro de la plataforma en la vertical en reposo, en cuanto al eje z , es positivo hacia arriba, teniendo como origen el nivel medio del agua, *MWL* (por su significado en inglés *Mean Water Line*), de acuerdo con la Figura 24b, el eje y es transversal al tanque, para este último eje se puede aplicar la regla de la mano derecha para definir su dirección.

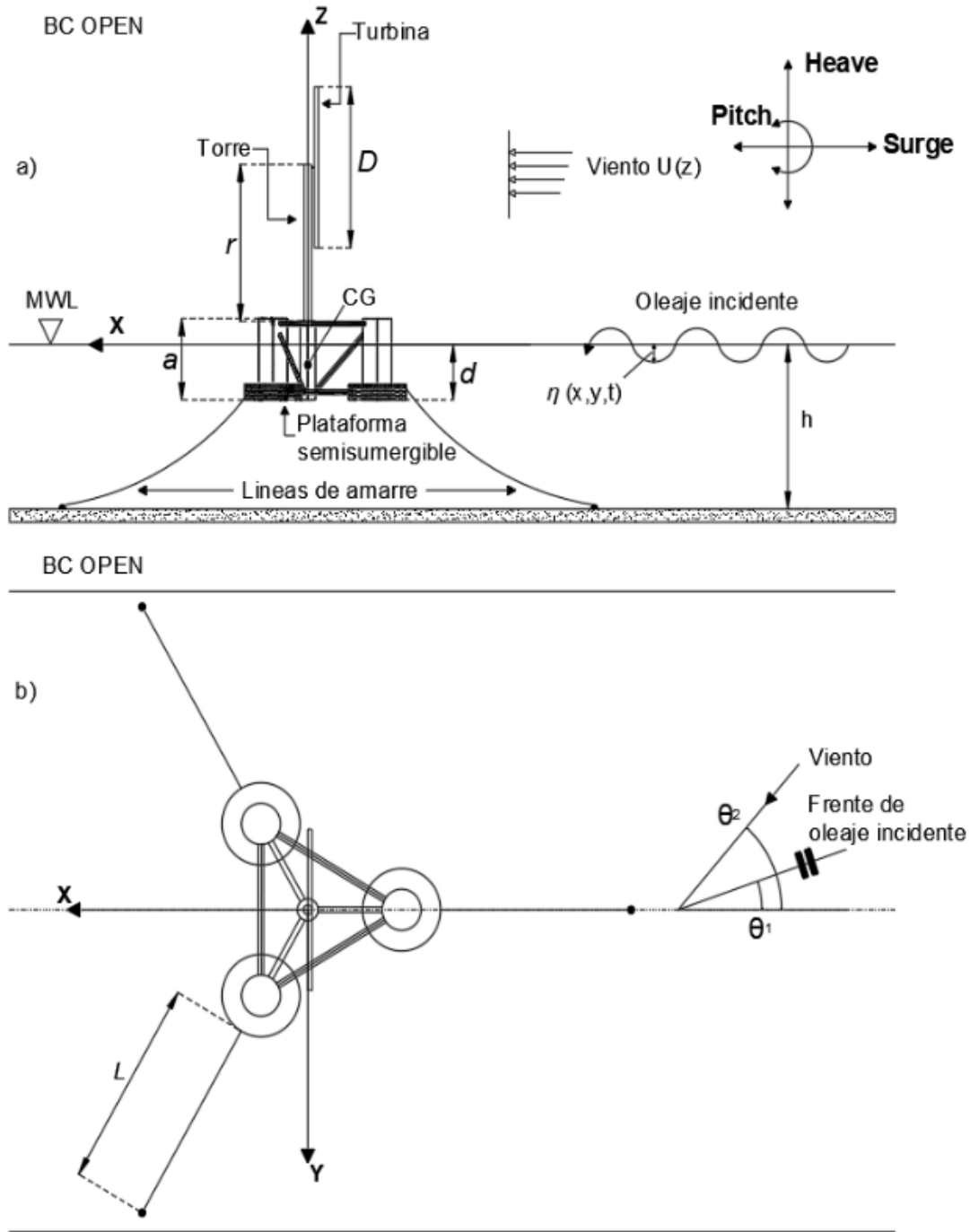


Figura 24. Vistas del esquema del modelo físico a) frontal y b) superior.

4.2 PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE OC4 DeepCwind

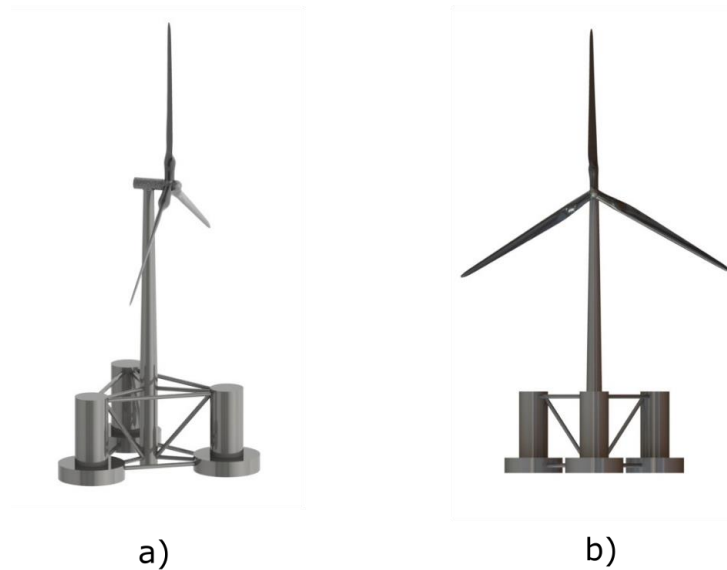


Figura 25. Vista a) Isométrica y b) frontal de la plataforma OC4.

En este estudio se seleccionó la plataforma semisumergible del proyecto OC4 DeepCwind del *NREL*, el cual es continuación del proyecto OC3. El prototipo seleccionado se ilustra en la Figura 25, y está compuesto por una columna principal que soporta a la turbina eólica. Dicha columna está unida a tres columnas externas a través de soportes cilíndricos, las cuales funcionan como flotadores, la vista en planta y alzado se muestran en la Figura 26. La masa de la estructura metálica con densidad igual a $7,850 \text{ kg/ m}^3$ es $3,852.2 \text{ t}$, mientras que la del lastre es de $9,620.8 \text{ t}$. La estructura con lastre tiene una masa total de $13,473 \text{ t}$. El centro de masa de la plataforma flotante sin incluir la torre y la turbina-góndola está situado en la línea central a 13.46 m por debajo de la línea de flotación. En la base de cada columna exterior está instalado un disco, el cual tiene el objetivo de reducir el movimiento de *surge*, *heave*, *pitch* y *roll* (Robertson, Jonkman, Masciola, et al., 2014). Las medidas del prototipo están representadas en las Tabla 3 - 4.

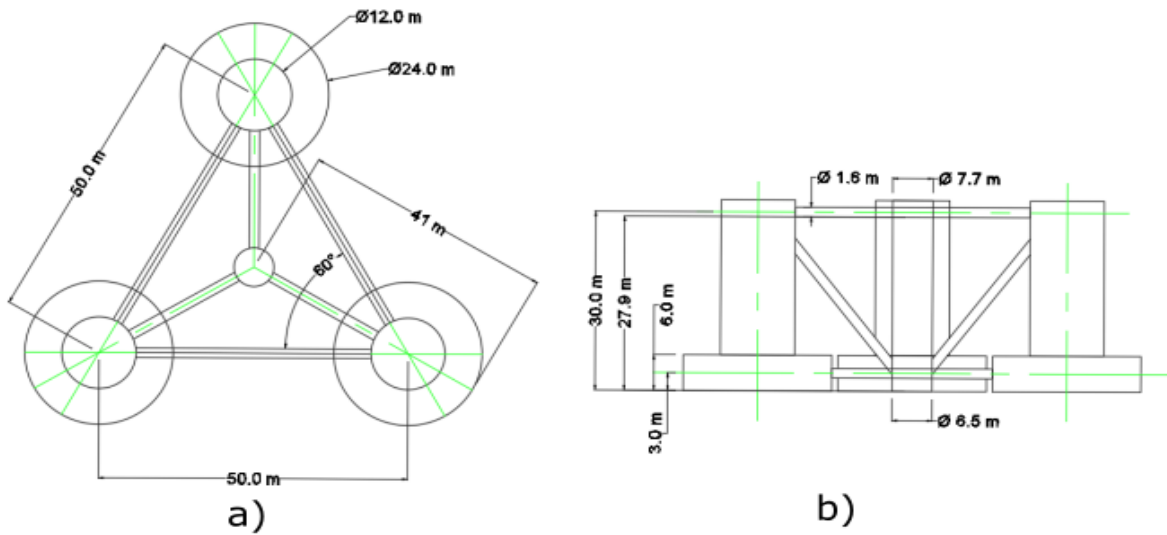


Figura 26. Vista en planta a) y vista en alzado b) de plataforma semisumergible (Robertson, Jonkman, Masciola, et al., 2014).

Tabla 3 Geometría de plataforma semisumergible.

Nombre	Medida (m)
Calado principal	20
Francobordo en columna principal	10
Francobordo en columnas exteriores	12
Distancia entre columnas exteriores	50
Medida vertical de columnas superiores	26
Medida vertical de columnas inferiores	6
Diámetro de columna principal	6.5
Diámetro de columnas exteriores superiores	12
Diámetro de columnas inferiores	24
Diámetro de soportes	1.6

Tabla 4 Longitud de partes de estructura

Nombre	Longitud (m)
Columna principal	30
Columnas superiores	26
Columnas inferiores	6
Soportes cilíndricos	38

4.2.1 Características de la torre y turbina

La torre instalada en la plataforma OC4 DeepCwind para soportar una turbina de 5 MW tiene un diámetro superior de 3.87 m e inferior de 6.5 m coincidente con el de la columna central. La distancia de la torre desde la línea de flotación hasta el límite superior es de 87.6 m, la masa total de la torre es igual a 249,718 kg y el centro de masa tomando en cuenta la longitud $r = 77.6$ m de la torre está localizado a 43.4 m sobre el nivel del mar.

La turbina eólica está compuesta por tres palas con una longitud de 61.5 m, una masa de 17,740 kg y un diámetro $D = 126$ m. El rotor con una masa de 56,780 kg está localizado a 90 m sobre el nivel del mar, la distancia horizontal del centro del rotor al eje de guiñada es de 5.0191 m mientras que la distancia vertical de la parte superior de la torre al eje del rotor es igual a 1.96256 m. La góndola tiene una masa de 240,000 kg y su centro de gravedad está localizado a 1.9 m de la línea central en dirección del viento y a 1.75 m sobre el eje de guiñada (Jonkman et al., 2009).

4.2.2 Líneas de amarre

Para el sistema de líneas de amarre de plataformas flotantes costa fuera existen tres tipos; líneas tensadas, líneas tensadas verticales y el catenarío, según las características y dimensiones de la plataforma (Musial et al., 2004). De acuerdo al *NREL* el sistema de amarre catenarío es el empleado para posicionar la

plataforma semisumergible OC4 DeepCwind, como se muestra en la Figura 27 y se exponen sus propiedades en la Tabla 5. Dicho sistema está compuesto por tres líneas catenarias con una longitud $L = 835.5$ m y una separación de 120 grados. En cada columna externa inferior y bajo la línea de flotación se encuentra un escoben a una distancia radial de 40.87 m de la línea central de la plataforma. Las anclas están localizadas a una profundidad $h = 200$ m con una distancia radial, $D_r = 837.6$ m, desde la línea central.

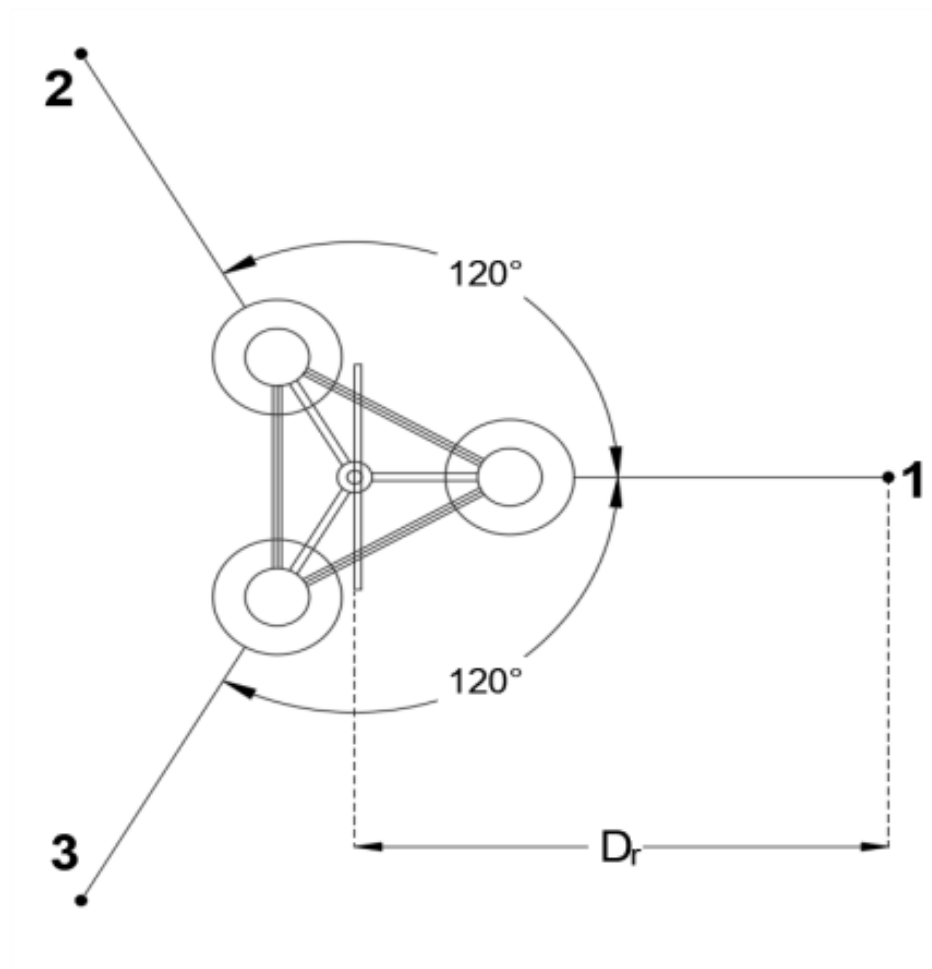


Figura 27. Sistema de líneas de amarre catenarias para posicionar plataforma OC4.

Tabla 5. Propiedades del sistema de amarre.

Nombre	Medida
Líneas de amarre	3
Angulo entre líneas de amarre	120°
Profundidad de anclas	200 m
Radio de línea central a anclas	837.6 m
Radio de línea central a escoben	40.868 m
Longitud de línea de amarre sin estirar	835.5 m
Diámetro de línea de amarre	0.0766 m
Equivalencia densidad de masa de línea de amarre	113.35 kg/ m
Equivalencia masa en agua de línea de amarre	108.63 kg/m
Equivalencia rígida extensional de línea de amarre	753.6 MN
Coeficiente hidrodinámico de resistencia de línea de amarre	1.1
Coeficiente hidrodinámico de masa agregada de líneas de amarre	1
Coeficiente de resistencia del fondo marino para líneas de amarre	1

4.3 SELECCIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

La zona de estudio seleccionada es la zona tres que se ilustra en la Figura 3. Está ubicada al sur del puerto de Salina Cruz, Oaxaca. Los datos de oleaje y viento se obtuvieron del punto con las coordenadas 16.0° N, 95.0° W (Figura 28), el cual se encuentra a 11 km de la posición de instalación del prototipo con las siguientes coordenadas; 15.9° N, 94.9° W y una profundidad de 200 m. El análisis estadístico se hará del año 2001 hasta 2020 con información disponible en la base de datos de oleaje ERA 5 del ECMWF.

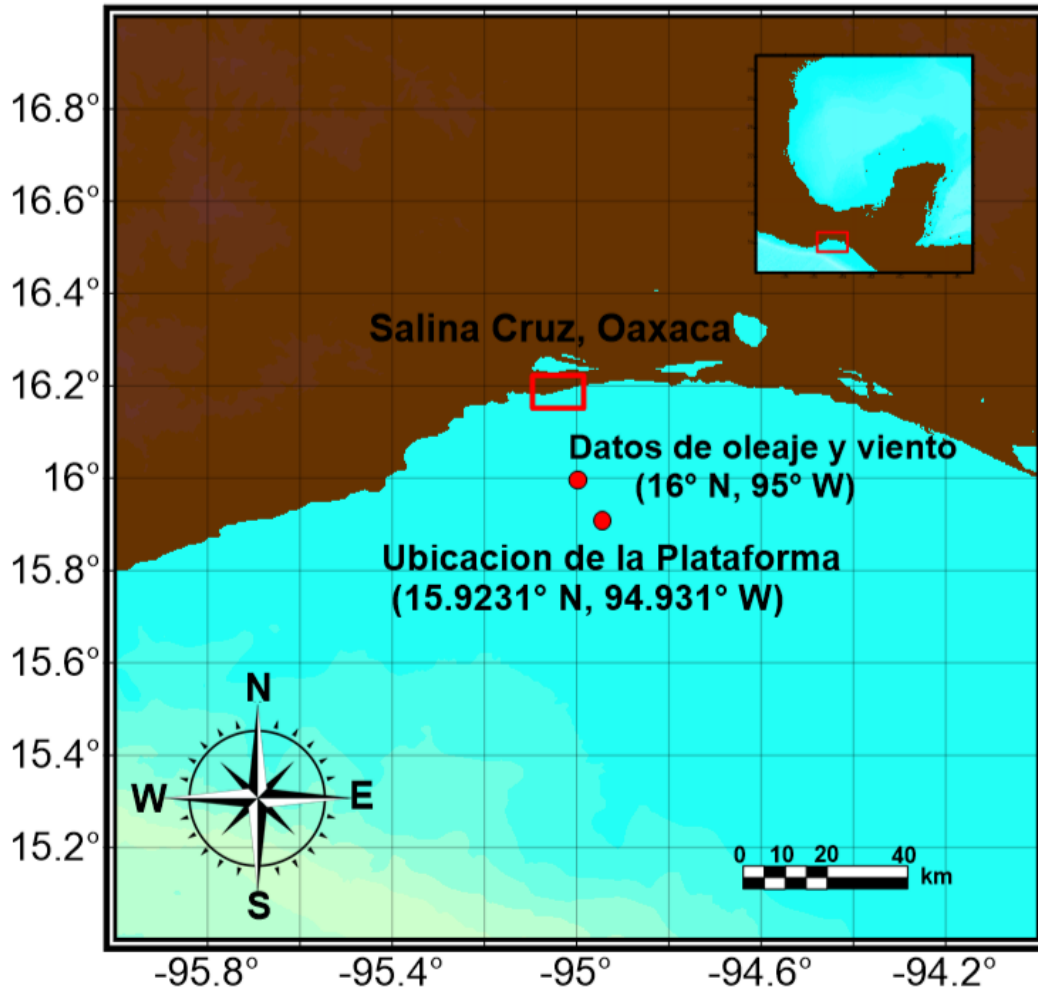


Figura 28. Ubicación de los datos de oleaje, viento, y de la plataforma en el área de estudio.

Para tener una mejor caracterización de las condiciones marítimas de la zona de estudio es necesario llevar a cabo un análisis estadístico de los datos de oleaje y viento con el propósito de obtener rosas de oleaje y viento, las cuales representan la cantidad de datos que provienen de una determinada dirección en la rosa náutica. Por otro lado, es necesario la elaboración de gráficos de probabilidad conjunta entre el periodo y la altura de ola, así como, de dirección y altura de ola, dichos datos proporcionan una interpretación de la correlación entre las variables mencionadas. En este trabajo, las áreas más claras del gráfico de probabilidad conjunta ilustran mayor posibilidad de ocurrencia de determinadas parejas de los valores de periodo y altura de ola, así como, dirección y altura de ola (de Leon et al., 1989).

En el registro histórico de huracanes de la NOAA de los últimos 20 años se tiene que en la zona de estudio se presentaron cinco depresiones tropicales, seis tormentas tropicales y solamente un huracán, este último evento se presentó del 26 al 31 de mayo del 2013 y fue el más energético. Denominado huracán Bárbara, el cual se muestra en la Figura 29, alcanzó la categoría uno en la escala Saffir-Simpson de viento, presentó la máxima velocidad del viento respecto a otros fenómenos (NOAA, 2021), y un oleaje asociado mayor a 2 m de acuerdo a la base de datos ERA 5 del ECMWF.

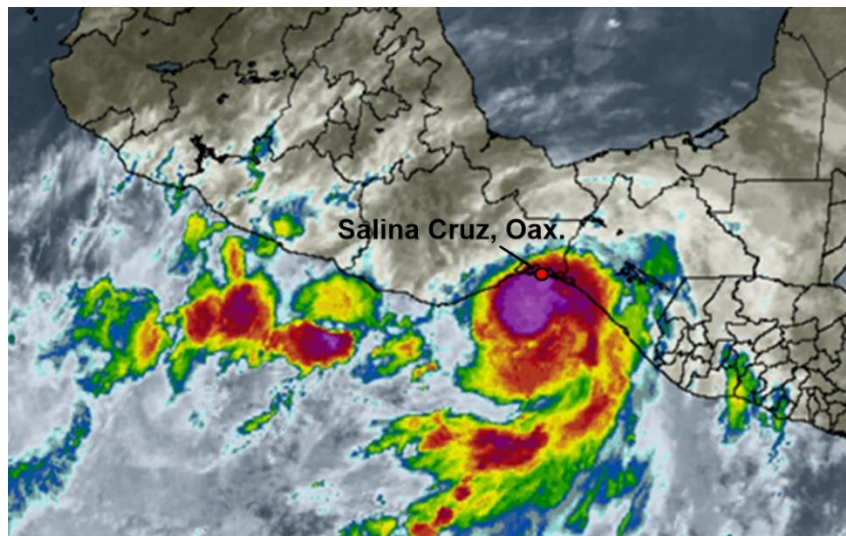


Figura 29. Huracán Bárbara en el Golfo de Tehuantepec (WSI, 2013).

Para conocer el perfil vertical de la velocidad del viento sobre una superficie homogénea se utilizó la ecuación 5, que expresa la ley exponencial de Hellmann:

$$\frac{U(z)}{U(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (5)$$

En donde $U(z)$ es la velocidad del viento a una altura, z , mientras que, $U(z_r)$ es la velocidad de referencia del viento a una altura de referencia, z_r , y α es el exponente de la ley exponencial de Hellman (Manwell et al., 2009). El resultado del perfil vertical del viento hasta los 120 m, con un valor de $\alpha = 0.14$ característico de la superficie del mar y de acuerdo a la velocidad a 10 m sobre el nivel del mar del

atlas mundial de viento (GWA, 2019) se representa en la Figura 30, de la cual se puede determinar que la velocidad del viento a la altura de 90 m en donde se sitúa el rotor es igual a 13.25 m/s.

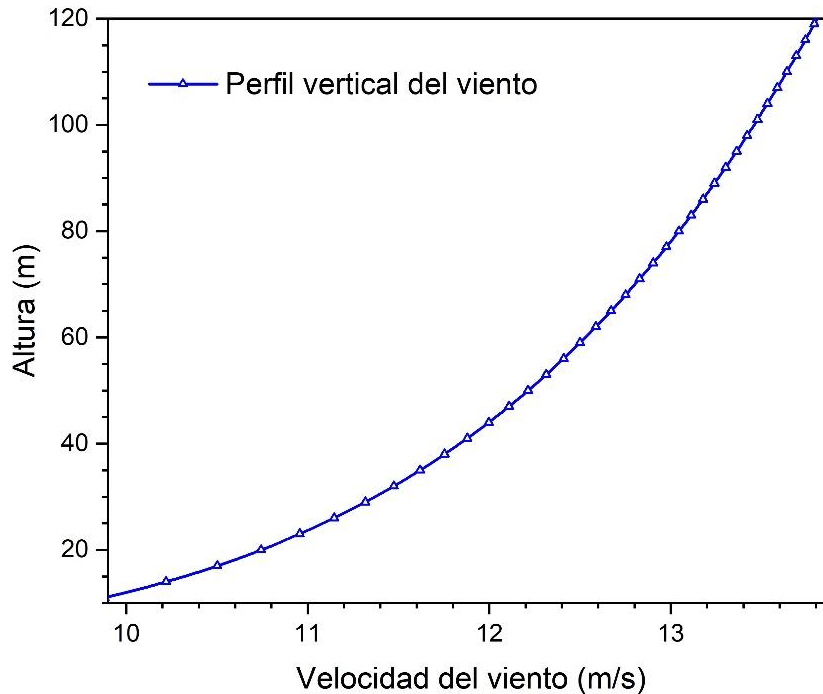


Figura 30. Variación del viento según la altura.

4.4 CONSIDERACIONES

El modelo numérico estima el comportamiento del prototipo semisumergible en el dominio del periodo y temporal, en ambos casos se considera la teoría de flujo potencial. Aunado a esto, la dirección del oleaje incidente y velocidad del viento provienen de la misma dirección con ángulo igual a cero, $\theta_1 = \theta_2 = 0^\circ$, y el efecto del viento se representa como una fuerza resultante aplicada en el centro del rotor. El movimiento rotativo de los álabes de la turbina se desprecia, por lo que se mantiene una misma posición de la turbina. También, el efecto aerodinámico sobre la torre y la parte de la plataforma que se encuentra sobre el nivel del mar se desprecian. Otro aspecto importante a destacar, es el efecto de superficie libre del agua de lastre, el cual se presenta cuando un tanque de lastre se encuentra parcialmente lleno y la estructura flotante sufre una inclinación. Esto produce que el centro de gravedad del

lastre se modifique y genere una pérdida de estabilidad. Ante ello, en este análisis se considera un lastre estático no deformable. Asimismo, los extremos de las líneas de amarre son puntos fijos en el prototipo y en lecho marino, mientras el resto son cuerpos deformables.

4.5 MODELACIÓN NUMERICA EN ANSYS AQWA

En la actualidad existen varios códigos o softwares para el análisis numérico de estructuras marítimas, como *WAMIT* (WAMIT. Inc., 2016), *NEMOH* (Babarit & Gerard., 2015), *Orcaflex* (Orcina, 2016) y *ANSYS* (Madenci & Guven, 2015). En este estudio se eligió el software *ANSYS*, el cual cuenta con una sección denominada *ANSYS AQWA* (ANSYS, 2012), que permite analizar el comportamiento dinámico de estructuras marítimas fijas y flotantes, entre ellos, buques, plataformas semisumergibles, plataformas de piernas tensadas, sistemas de energía renovables, entre otros. El prototipo se dibujó en Solidworks 2018 (Tran, 2017), en el cual se establecieron los materiales de la estructura con el propósito de obtener las siguientes propiedades mecánicas; centro de gravedad, masa, momentos de inercia, así como, el dibujo CAD para exportarlo a *ANSYS AQWA 19.2* que necesita mínimo estas características para el preprocesamiento, adicionalmente, *ANSYS* requiere establecer las condiciones de entorno, tales como dominio computacional, densidad del agua, fuerzas externas, líneas de amarre y sus propiedades, seguido del mallado de la plataforma flotante. *ANSYS AQWA 19.2* tiene la capacidad de ejecutar la simulación en el dominio del periodo y en el dominio temporal de la estructura para diferentes estados de mar en donde se establece tipo de oleaje, altura, periodo y dirección.

El módulo difracción hidrodinámica (*Hydrodynamic diffraction*) permite el análisis en el dominio del periodo, además, proporciona un entorno integrado para el desarrollo de los parámetros primarios que son necesarios para los movimientos complejos y el análisis de respuesta. Por otro lado, el módulo respuesta hidrodinámica (*Hydrodynamic response*) realiza el análisis de los movimientos de la estructura flotante en el dominio del tiempo (ANSYS, 2012). Los movimientos son

resueltos de manera acoplada, es decir, que para cada paso de tiempo el software calcula la matriz de movimientos.

El software *ANSYS AQWA* ejecuta el análisis numérico con la teoría del flujo potencial y la teoría de difracción/radiación (ANSYS Inc, 2018). En donde, se considera un fluido incomprensible e irrotacional y sin viscosidad, para obtener la velocidad potencial:

$$u = \nabla \phi \quad (6)$$

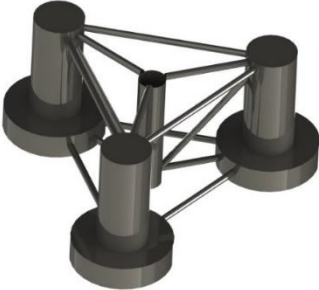
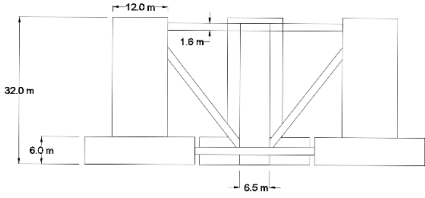

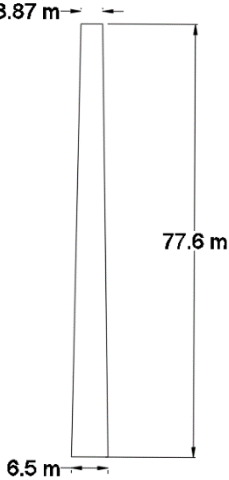

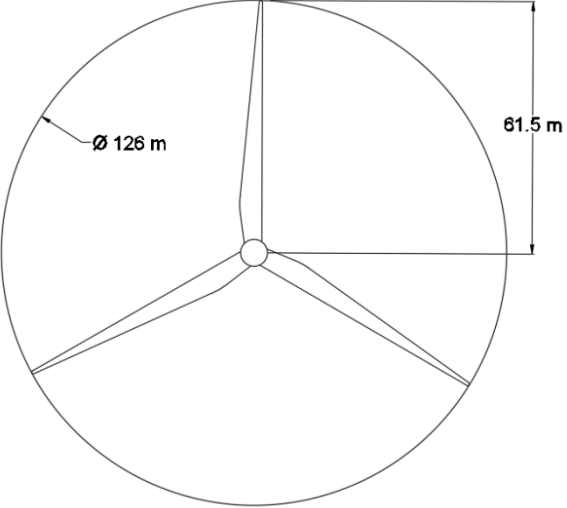
$$\phi(x, t) = \phi_I + \phi_D + \phi_R \quad (7)$$

En el que el potencial de difracción de la ola sobre el cuerpo en el fluido es ϕ_D ; el potencial de radiación del movimiento oscilatorio del cuerpo en el fluido sin perturbaciones se tiene como ϕ_R ; ϕ_I es el potencial de onda incidente no perturbado. En el caso de la teoría de difracción se obtiene resolviendo la ecuación de Laplace, con sus respectivas condiciones de frontera, y posteriormente calculando la presión y las fuerzas actuando sobre el cuerpo (Amiri et al., 2016).

4.5.1 Modelo numérico

El esquema de la Figura 24 muestra la plataforma semisumergible OC4 DeepCwind para producir energía eólica en aguas profundas costa fuera. En este estudio la representación geométrica del prototipo se llevó a cabo en el software de diseño CAD Solidworks 2018 (Tran, 2017), dicho software permite conocer las propiedades físicas de la pieza diseñada, tales como, centro de gravedad, volumen, masa, momentos de inercias entre otras propiedades, así como, llevar a cabo ensambles.

Tabla 6. Geometría de la plataforma OC4.

Pieza	Vista isométrica	Dimensiones (m)
Plataforma		
Torre		
Turbina		

Inicialmente, se diseñaron tres piezas independientes, tal como se muestra en la Tabla 6. Estas piezas son; la plataforma, la torre y el conjunto de piezas que forman la turbina eólica (rotor, aspas y góndola). Posteriormente, con el empleo de la sección de ensamblaje de Solidworks 2018 se integraron todas las piezas para construir la plataforma semisumergible. En este trabajo se analiza la plataforma OC4 representada en la Figura 31 con tres diferentes calados, d , pero con las mismas características del sistema de líneas de amarre.

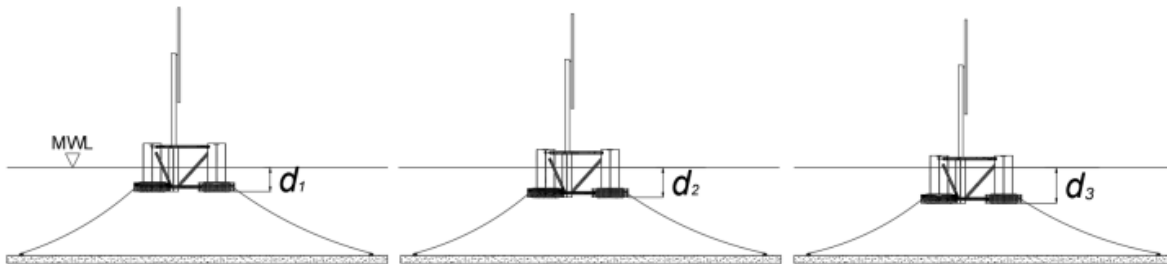


Figura 31. Plataformas OC4 DeepCwind con diferente calado, d .

La primera plataforma cuenta con un desplazamiento de 12,715 t y un calado, $d_1 = 16$ m, la segunda plataforma tiene un desplazamiento igual a 14,275 t con un $d_2 = 20$ m y la tercera plataforma tiene un desplazamiento y calado mayores con 15,835 t y $d_3 = 24$ m. Para clasificar cada plataforma con diferente peso se dividió el calado, d , entre la altura, a , del flotador exterior, con lo que se establece el parámetro adimensional $d/a = 0.5, 0.625$ y 0.75 , los cuales representan a las plataformas con $d = 16, 20$ y 24 m, respectivamente. Después de dibujar los elementos del prototipo OC4, se añadió el tipo de material a cada parte de la estructura y al lastre en Solidworks 2018, con lo cual, se obtienen las Tabla 7 - 9 con las propiedades físicas del prototipo con distinto calado.

Una vez finalizado el diseño y ensamblaje en Solidworks 2018, se procedió a guardar el archivo en formato parasolid.x_t para exportarlo al software ANSYS. En el Workbench de ANSYS se selecciona el módulo *Hidrodinamic diffraction*, en donde se abre la opción diseño de modelo, en la cual, se importa el archivo de la geometría externa con sus características correspondientes, y se aplican un conjunto de ajustes para después seleccionar la opción del modelo.

Tabla 7. Plataforma calado 16 m.

Nombre	Medida	
Masa	12,715 t	
Volumen	8,916.83 m ³	
Área de superficie	30,266.70 m ²	
Centro de masa		
X	-0.08 m	
Y	0 m	
Z	-6.29 m	
Momento de inercia (kg/m ²)		
lxx = 11095,187,124.32	lxy = -985.10	lxz = -88,374,943.85
lyx = -985.10	lyy = 11086,224,748.79	lyz = 55,216.22
lzx = -88,374,943.85	lzy = 55,216.22	lzz = 10659,497,766.46

Tabla 8. Plataforma calado 20 m.

Nombre	Medida	
Masa	14,275 t	
Volumen	10,439.01 m ³	
Área de superficie	30,934.99 m ²	
Centro de masa		
X	-0.07 m	
Y	0 m	
Z	-9.94 m	
Momento de inercia (kg/m ²)		
lxx = 12635,255,094.89	lxy = -985.10	lxz = -84,402,049.95
lyx = -985.10	lyy = 12626,254,597.53	lyz = 52,120.83
lzx = -84,402,049.95	lzy = 52,120.83	lzz = 11936,565,405.29

Tabla 9. Plataforma calado 24 m.

Nombre	Medida	
Masa	15,835 t	
Volumen	11,961.56 m ³	
Área de superficie	31,291.86 m ²	
Centro de masa		
X	-0.06 m	
Y	0 m	
Z	-14.02 m	
Momento de inercia (kg/m ²)		
$I_{xx} = 15060,815,144.67$	$I_{xy} = -985.10$	$I_{xz} = -80,368,349.75$
$I_{yx} = -985.10$	$I_{yy} = 15051,776,516.24$	$I_{yz} = 49,025.45$
$I_{zx} = -80,368,349.75$	$I_{zy} = 49,025.45$	$I_{zz} = 13315,191,976.00$

En la opción de modelo se modifican las constantes del entorno en donde se lleva a cabo el análisis numérico de las tres geometrías, tales como profundidad igual a 200 m, densidad del agua de 1,025 kg/m³, medidas en $x = 2,000$ m e $y = 2,000$ m del bloque de agua, entre otras características. Después, en la opción de punto de masa se añaden las coordenadas del centro de masa, el desplazamiento y los momentos de inercia de cada geometría. Además, para posicionar el prototipo y evitar su desplazamiento, en cada flotador externo y por debajo de la línea de flotación se coloca un punto de conexión fijo en donde se añade una línea catenaria de amarre que se sujeta a un punto fijo situado en el fondo. El último paso antes de ejecutar el análisis es realizar el enmallado del modelo, en la Figura 32 se muestra la malla para el modelo computacional.

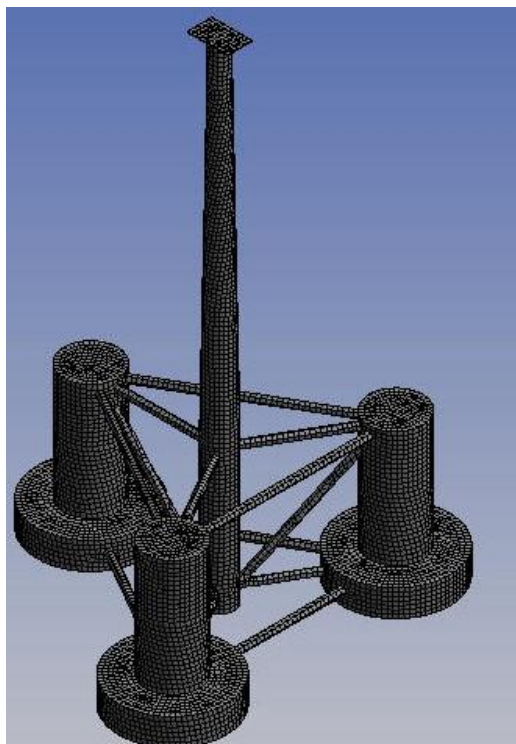


Figura 32. Mallado en ANSYS AQWA 19.2 de modelo computacional.

Los tres casos d/a se sometieron a un análisis numérico con oleaje monocromático y viento constante proveniente de una misma dirección en el software ANSYS AQWA 19.2. Primeramente, con el propósito de conocer el comportamiento de la plataforma en el dominio del periodo se ejecutó el módulo *Hydrodynamic diffraction*. En este primer estudio el dominio del periodo se configuró de 5 a 25 s con un intervalo de 0.25 s. En el caso del análisis en el dominio del tiempo para evaluar los movimientos de la plataforma, se emplea el módulo *Hydrodynamic response*.

4.6 ESTUDIO DE INDEPENDENCIA DE MALLA

El mallado de una geometría se define como la discretización del espacio que ocupa el cuerpo en el dominio computacional. El conjunto de nodos que forman polígonos sobre el área de la geometría se denomina malla. Las propiedades y calidad del mallado de la geometría para el análisis numérico en un *CFD* (por su definición en inglés *Computational Fluid Dynamics*) es uno de los puntos más

importantes en la simulación, debido a que influye directamente en la precisión de los resultados del cálculo del software (Sadrehaghghi, 2017).

En la selección de la malla para la geometría, se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos; mientras sea mayor el número de nodos de la malla, mayor será la precisión de los resultados del software, no obstante, se requerirá más tiempo de simulación numérica. Por otro lado, al generar una malla con un número de nodos inferior, se obtendrán resultados con menor precisión, pero en un lapso de tiempo más corto. Por lo tanto, se deben equilibrar los aspectos antes mencionados y encontrar un tamaño de malla que garantice estabilidad numérica en los resultados con un menor tiempo de simulación posible.

En este trabajo se llevó a cabo un estudio de independencia de malla en el software ANSYS AQWA 19.2, módulo *Hydrodynamic diffraction* en el dominio del periodo con diferentes tamaños de mallas. Los valores de la simulación fueron desde los 5 hasta los 25 s con un incremento de 0.5 s y con $\theta_1 = 0$. El propósito de este estudio es encontrar el tamaño de malla adecuado, es decir, aunque la malla sea más fina, los resultados no tienen un cambio significativo, con ello, los cálculos son confiables y se tiene un tiempo óptimo computacional. De tal modo que se compararon los resultados de los *RAOs* máximos de los tres grados de libertad con un mallado más fino que el anterior y el movimiento con mayor variación es el *pitch*. De acuerdo a Ghadimi et al., 2020, la *RAO* se puede determinar con la ecuación 8, en donde para un periodo determinado se divide el valor máximo del movimiento, que puede ser de traslación o rotación, entre la amplitud de onda de la ola. Los datos de cada mallado con el valor máximo del movimiento *pitch* se graficaron y se pueden ver en la Figura 33. Para este estudio se seleccionó la malla con 14,906 nodos, debido a que los resultados tienen poca variación con respecto al mallado anterior.

$$RAO = \frac{\text{Movimiento maximo}}{\text{Amplitud de onda}} \quad (8)$$

En las pruebas experimentales la plataforma se sometió a oleaje y viento durante una hora (Coulling et al., 2013). En este estudio con el software ANSYS

AQWA 19.2, la simulación se llevará a cabo con un tiempo máximo de 8000 s, debido a que con este lapso de tiempo los movimientos de la fase transitoria que se presentan al cambiar el estado de reposo de la plataforma a uno dinámico desaparecen y se toma en cuenta el movimiento cíclico. Los *RAOs* obtenidos en la simulación son de los movimientos *surge*, *heave* y *pitch*, correspondientes al módulo *Hydrodynamic diffraction*, las cuales se graficarán en el dominio del periodo.

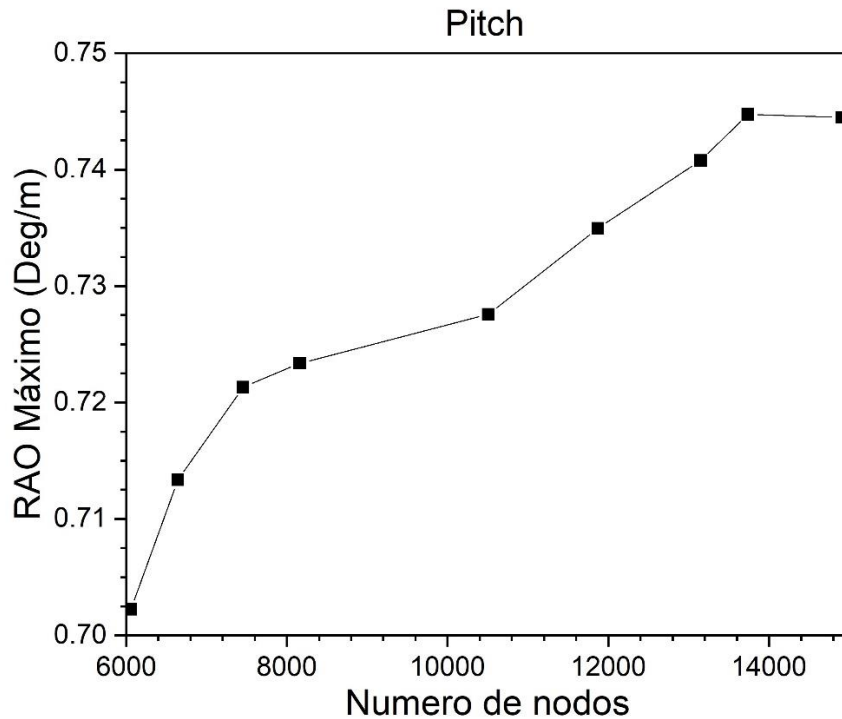


Figura 33. Estudio de independencia de malla.

En cuanto a los resultados temporales del módulo *Hydrodynamic response* se analizaron los movimientos del centro de gravedad de la plataforma, manteniendo una misma altura de ola con diferentes periodos. De esta manera se obtiene el desplazamiento máximo de *surge*, *heave* y *pitch*; cuando los movimientos son cíclicos.

5 VALIDACIÓN

5.1 DOMINIO DE LA FRECUENCIA ANGULAR

Los datos del experimento realizado en el instituto holandés de investigación marítima (MARIN) de la plataforma semisumergible OC4 DeepCwind (Koo et al., 2014) se utilizaron por Gueydon & Weller, 2013 para comparar y validar el programa para plataformas flotantes *aNySIM* desarrollado en MARIN. En las gráficas se dibujaron los resultados del software *aNySIM* módulo *diffraction* (movimientos de *pitch* y *heave*). En la Figura 34a y b se muestran los resultados del módulo *Hydrodynamic diffraction* de ANSYS AQWA 19.2 empleado en este estudio, comparados con los resultados del módulo *diffraction* de *aNySIM*. Es preciso mencionar que los resultados del módulo *diffraction* de *aNySIM* y ANSYS AQWA 19.2 no toman en cuenta el efecto de las líneas de amarre en los movimientos mencionados.

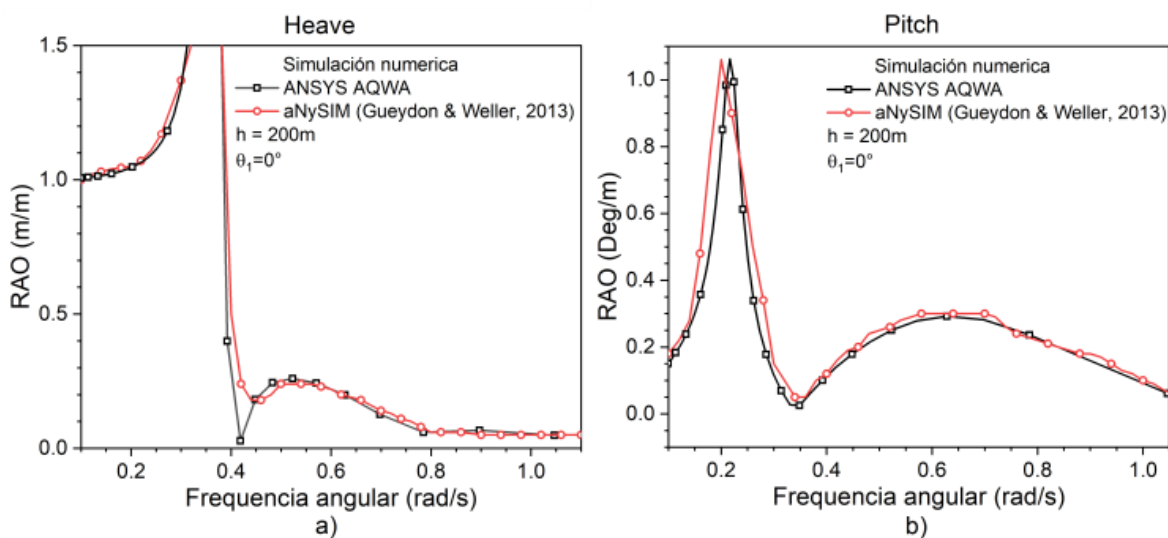


Figura 34. Comparación de los RAOs de los movimientos de a) *heave* y b) *pitch*, del módulo '*diffraction*' *aNySIM* con simulaciones numéricas del módulo '*diffraction*' de ANSYS AQWA 19.2.

Los resultados del movimiento *heave* del módulo *Hydrodynamic diffraction* de ANSYS AQWA 19.2 de la Figura 34a presentan una tendencia bastante similar desde el inicio hasta los 0.41 rad/s y de 0.43 - 1.2 rad/s al compararlos con los resultados del módulo *diffraction* de *aNySIM*. No obstante, en la frecuencia angular

igual a 0.42 rad/s se presenta una variación de 0.21 m/m entre la *RAO* de los programas, siendo mayor la *RAO* de *aNySIM*, esto se presenta principalmente a que en dicha frecuencia inicia el fenómeno de resonancia.

En cuanto a los resultados del movimiento *pitch* de módulo *ANSYS AQWA* 19.2 de la Figura 34b se presenta una tendencia muy parecida. Desde la frecuencia inicial hasta los 0.35 rad/s se tiene una diferencia porcentual de 13 %. Después de la frecuencia de 0.35 rad/s el porcentaje disminuye hasta 3 %, puesto que se tienen frecuencias altas de oleaje con mayor cantidad de ciclos completados en menor tiempo, lo que genera un movimiento continuo y estable.

5.2 DOMINIO DEL PERIODO

Los resultados de los movimientos de *surge*, *heave* y *pitch* del experimento realizado por Jonkman et al., 2009 en el instituto holandés de investigación marítima (MARIN) en un tanque de oleaje con un modelo a la escala 1/50 de la plataforma semisumergible OC4 DeepCwind del *NREL* se utilizaron para llevar a cabo la validación numérica en el software *ANSYS AQWA* 19.2 módulo *Hydrodynamic response*. El oleaje empleado durante el experimento es representativo de las condiciones marítimas costa fuera del estado de Maine con los siguientes valores, $H_s = 7.1$ m y $T_p = 9 - 26$ s, mientras que los valores de la velocidad del viento corresponden a la curva de poder del *NREL* para una turbina eólica de 5 MW en donde la velocidad del viento equivale a 21 m/s (Gueydon & Weller, 2013).

En la Figura 35a, b, c y d se muestran los resultados del análisis numérico en *ANSYS AQWA* 19.2 de este estudio y experimentales de los *RAOs* en el dominio del periodo de 5 -25 s de los movimientos de *surge*, *heave* y *pitch*, respectivamente.

En esta validación se comparan los resultados *WN1* (Por su significado en inglés, *White Noise 1*) sin viento y *WN1* con viento (Por su significado en inglés, *White Noise 1 with steady wind*). La línea roja y la línea azul de las gráficas representan los resultados *WN1* sin viento y *WN1* con viento, respectivamente. La

fuerza de empuje generada por la velocidad del viento igual a 21 m/s sobre la turbina eólica equivale a 700 kN (Gueydon & Weller, 2013).

Primeramente, el movimiento de *surge* de la Figura 35a presenta una tendencia bastante similar a los resultados del experimento. El área donde se presenta una mayor diferencia en los resultados es en el intervalo final del periodo 23 al 25 s.

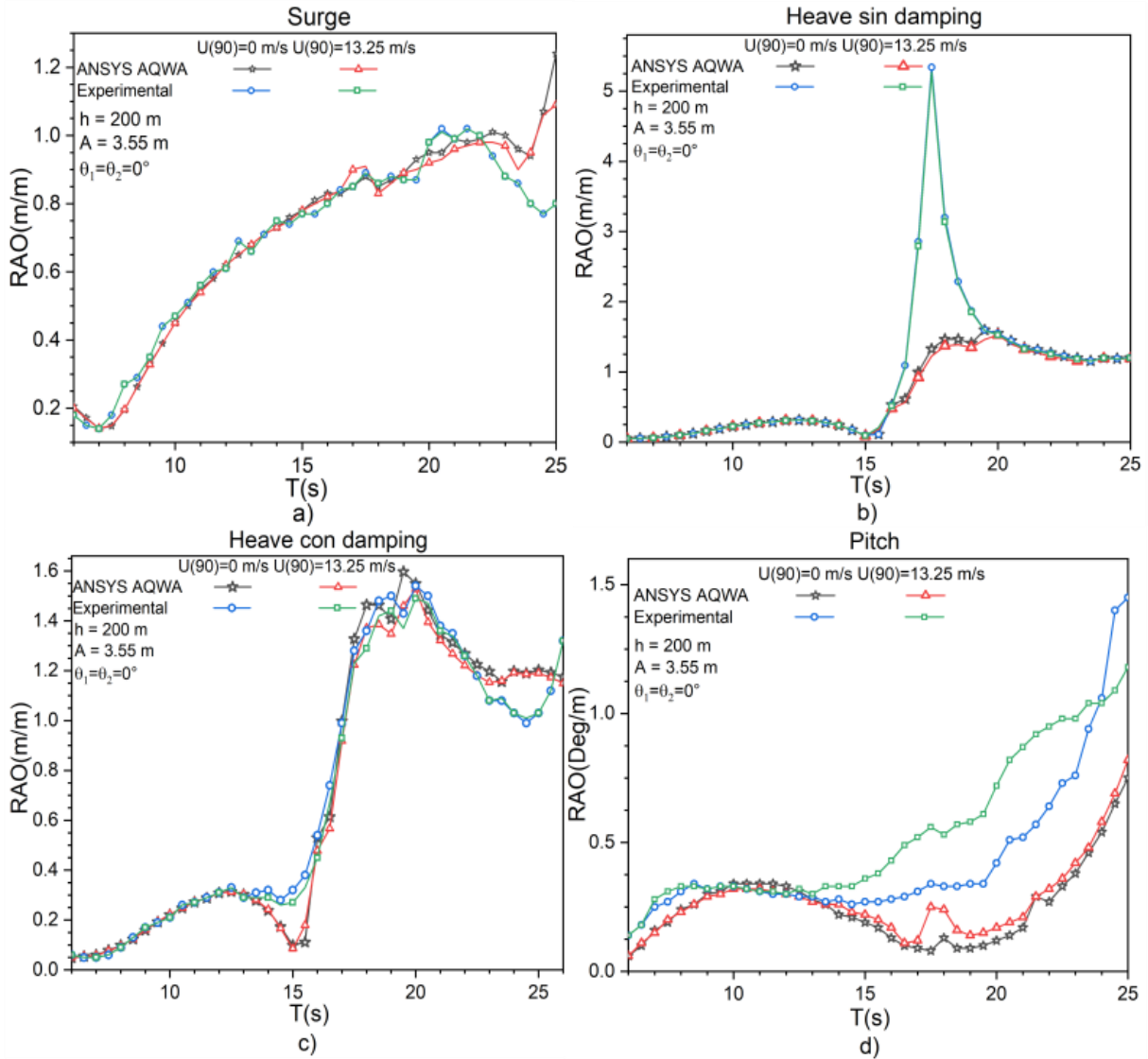


Figura 35. Comparación de los *RAOs* a) *surge*, b) *heave sin damping*, c) *heave con damping* y d) *pitch*, en el dominio del periodo entre las pruebas experimentales de Jonkman, et al. 2009 y ANSYS AQWA 19.2.

Respecto de los resultados del análisis numérico del movimiento *heave* de la Figura 35b muestra los resultados sin decaimiento (*damping*) añadido. En consecuencia, al coincidir el periodo natural de la plataforma (17.5 s) junto con el periodo del oleaje se produce el fenómeno denominado resonancia, en donde, el software calcula valores mayores a los del experimento en el intervalo de los periodos de 16.5 a 19 s. En este caso, el valor máximo con la condición *WN1* sin viento equivale a 5.59 m/m, mientras que, *WN1* con viento el valor máximo disminuye a 5.383 m/m. Por lo tanto, para hacer coincidir los resultados se añadió un decaimiento (*damping*) de 1, 400,000 N/(m/s), con el cual se calibra el modelo numérico con el experimental. Con este ajuste el análisis numérico genera una gráfica con una mayor tendencia a los datos del experimento, en donde el valor máximo de *WN1* sin viento disminuye a 1.465 y *WN1* con viento a 1.412. Los resultados con decaimiento se presentan en la Figura 35c.

En la gráfica del *pitch* de la Figura 35c, en el intervalo de periodos de 5 a 15 s, los resultados del análisis numérico tienen una tendencia bastante similar a los resultados del experimento, sin embargo, a partir de 15 s se presentan valores menores a los del experimento. Existen varios factores del experimento que influyen en estos resultados de la simulación, los cuales no se toman en cuenta en el análisis numérico, y se mencionan a continuación: el peso, la rotación de la turbina y movimiento del cableado conectado a la parte trasera de la torre de la turbina eólica, el aumento en la tensión de la línea de amarre 1 (proa) para contrarrestar el peso del cableado y el efecto dinámico del rotor que afecta al movimiento *pitch* (Gueydon & Weller, 2013).

Para cuantificar el error entre los valores de los tres movimientos del análisis numérico con ANSYS AQWA 19.2 utilizado en este estudio y el experimento se calculó el error cuadrático medio (ECM) como lo muestra tal ecuación 9, cuyos resultados se presentan en la Tabla 10.

$$ECM = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (m_j - \overline{m_i})^2}{N}} \quad (9)$$

Donde m_j es el valor del movimiento del análisis numérico en ANSYS AQWA 19.2; m_i es el movimiento del experimento y N corresponde al número total de datos.

En lo referente a la Tabla 10, el movimiento *pitch* presenta el mayor valor correspondiente al ECM con el estado de mar *WN1* con 0.37, seguido por los movimientos *surge* y *heave*, los cuales tienen un ECM menor igual a 0.11 y 0.09, respectivamente. En cuanto al estado de mar *WN1 with steady wind*, el orden del valor del ECM es análogo, puesto que el movimiento *pitch* tiene un valor de 0.36 mientras *surge* y *heave* presentan 0.27 y 0.29 menos que el movimiento de rotación, respectivamente.

Tabla 10. Error cuadrático medio entre los ensayos de Jonkman et al. 2009 y ANSYS AQWA 19.2.

Movimiento	ECM – <i>WN1</i>	ECM – <i>WN1 with steady wind</i>
<i>Surge</i>	0.11	0.09
<i>Pitch</i>	0.37	0.36
<i>Heave</i>	0.09	0.07

6 RESULTADOS

6.1 VALORES CARACTERÍSTICOS DE LA ZONA DE ESTUDIO

Con los resultados del análisis estadístico de los datos de ERA 5 se elaboró una rosa del viento y oleaje para conocer la dirección de dichos movimientos. Conforme a la Figura 36a, se observa que el 50% del oleaje proviene del SSO y un 30% del NNO, en cuanto al viento en la Figura 36b mayormente se tiene una dirección proveniente del SSO y SSE con 32% y 28%, respectivamente.

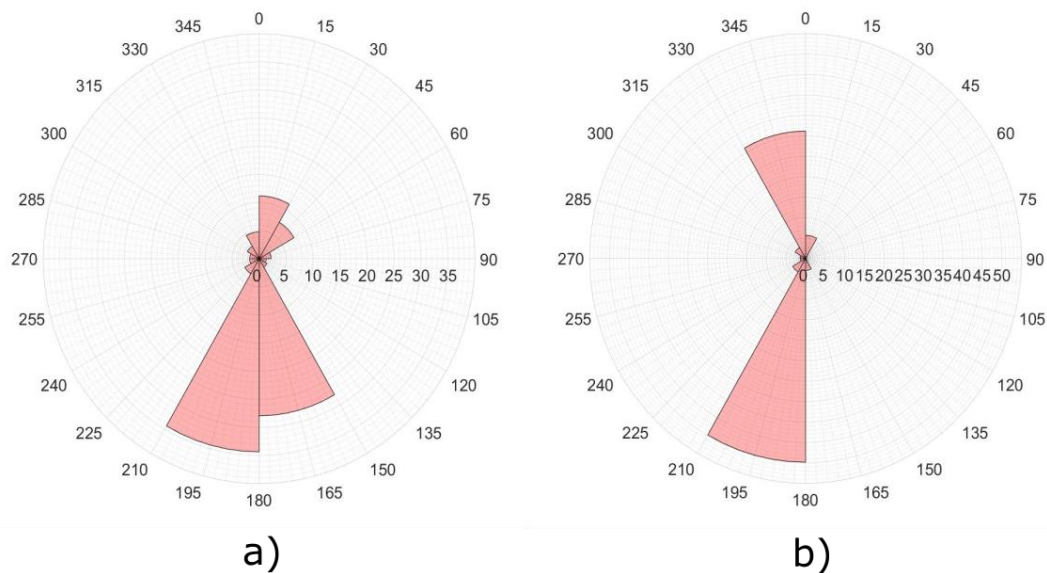


Figura 36. Rosas anuales de a) oleaje y b) viento.

Ahora bien, en la Figura 37 con datos de ERA 5, se muestra la probabilidad conjunta anual. En primer lugar, se observa que 46% del oleaje cuenta con una altura significativa, H_s , en el rango de 0.5 a 2 m con un periodo pico, T_p , entre 8 y 12 s. En segundo lugar, se identifica un 28% de oleaje con H_s entre los 1.5 y 3.5 m y T_p en el rango de 5 a 7 s.

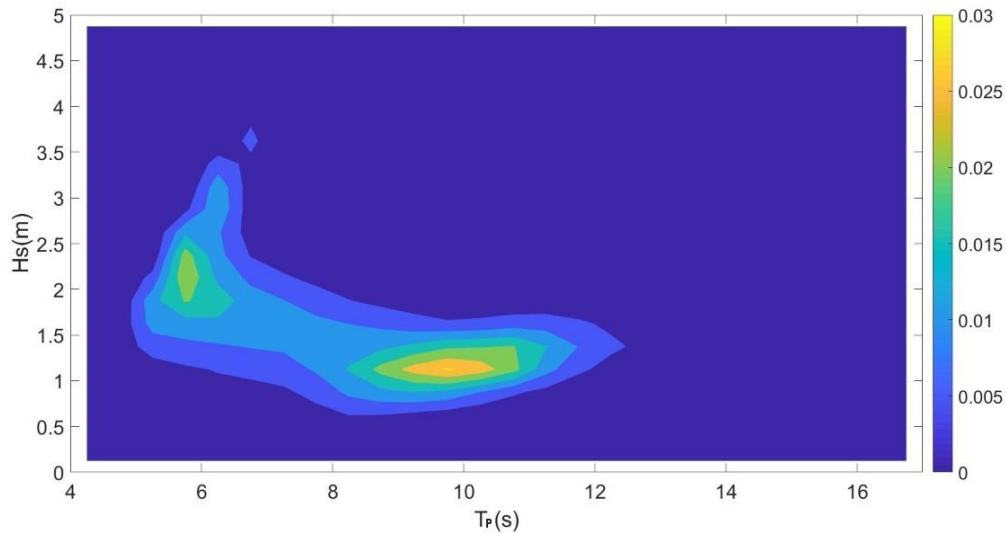


Figura 37. Probabilidad conjunta periodo y altura de ola.

Por otro lado, la probabilidad conjunta de dirección y altura de ola de la Figura 38 indica que alrededor del 50% del oleaje proviene entre la dirección de 175 – 210 grados con una altura que varía de 0.5 – 2.0 m y un 25 % del oleaje viene en el rango de 345 – 0 grados con altura entre 1 – 3.8 m.

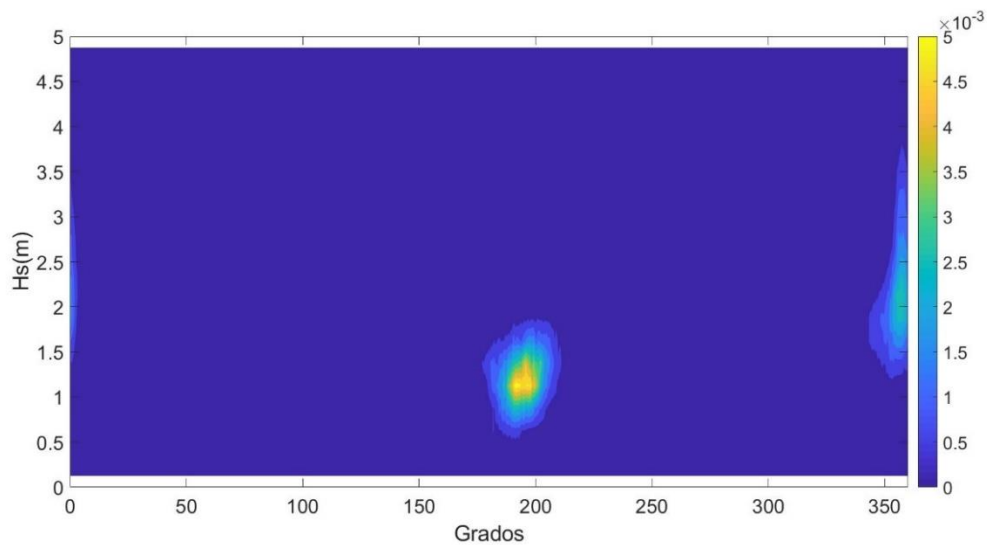


Figura 38 Probabilidad conjunta dirección y altura de ola.

La altura media anual tiene un valor de 1.125 m con un periodo pico asociado de 9.75 s de acuerdo con la probabilidad conjunta que se muestra en la Figura 37. Los valores asociados a la altura significativa y periodo pico de ola antes mencionados son la dirección del oleaje y dirección del viento con SSW (194.21°) y

SSE (158.0974 °), respectivamente. La Tabla 11 muestra las tres condiciones de oleaje con mayor recurrencia en el área de estudio.

Tabla 11. Altura media anual con valores asociados más recurrentes.

Condición	H_s (m)	T_p (s)	Dirección del oleaje	Dirección del viento	$U(90)$ (m/s)	Prob (%)
1	1.125	9.75	SSW	SSE	13.5	3.06
2	1.125	10.25	SSW	SSE	13.5	2.79
3	1.125	9.25	SSW	SSE	13.5	2.73

El análisis numérico en el software *ANSYS AQWA 19.2* con oleaje regular, se llevó a cabo con los datos marítimos de la condición 1, con mayor probabilidad de ocurrencia de acuerdo a la Tabla 11, en donde se tiene una altura significativa, $H_s = 1.125$ m y un periodo $T_p = 9.75$ s. Respecto a la velocidad del viento sobre el nivel del mar, $U(90) = 13.25$ m/s, la Figura 39 muestra que la velocidad del viento antes mencionada tiene una fuerza equivalente a 260 kN en el centro del rotor de la turbina eólica.

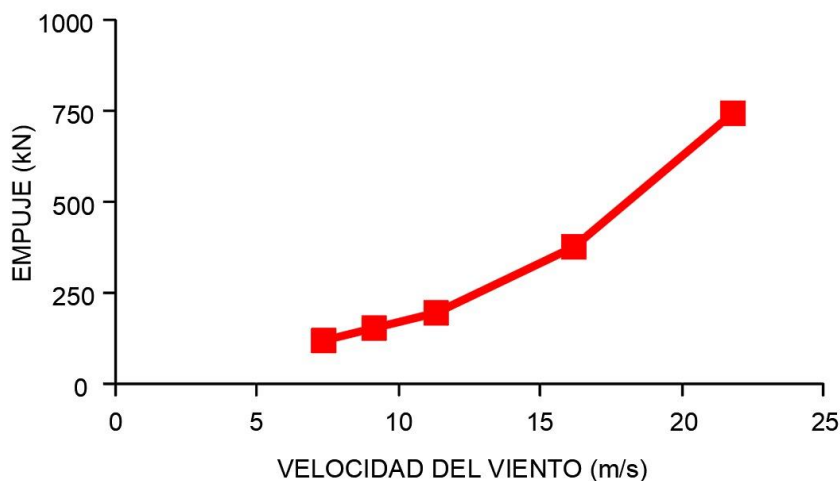


Figura 39. Fuerza de empuje del viento (Gueydon & Weller, 2013).

Adicionalmente, de acuerdo al reporte de la NOAA (Brown, 2013), se estimó una velocidad máxima del viento en el huracán Bárbara $U(10) = 36$ m/s, la cual se considerará para la simulación numérica, dicha velocidad equivale a 53 m/s a la altura de 90 m en donde se sitúa el rotor. La altura máxima de ola se presentó el 29 de mayo del 2013, con una altura de 2.28 m junto con un periodo pico asociado de 7.11 s en la zona de estudio conforme a los datos descargados de ERA 5 del ECMWF. Los datos anteriores se utilizaron para realizar simulaciones numéricas de la plataforma con los tres calados analizados bajo condiciones extremas de oleaje y viento.

Para estimar el empuje generado por el viento se realizó una regresión lineal para la Figura 39 con el propósito de conocer la relación entre la velocidad del viento y el empuje que produce sobre la plataforma. La ecuación 10 expresa el modelo de regresión lineal empleado.

$$E_n = \beta_0 + \beta_1 U(z)_n \quad (10)$$

En donde E_n es el empuje generado por el viento y $U(z)$ es la velocidad del viento a z m sobre el nivel de mar, mientras que β_0 y β_1 son constantes llamadas coeficientes de regresión.

La velocidad del viento de 53 m/s en el centro del rotor produce un empuje de 2000 kN de acuerdo con la Figura 40, que muestra la línea de regresión lineal.

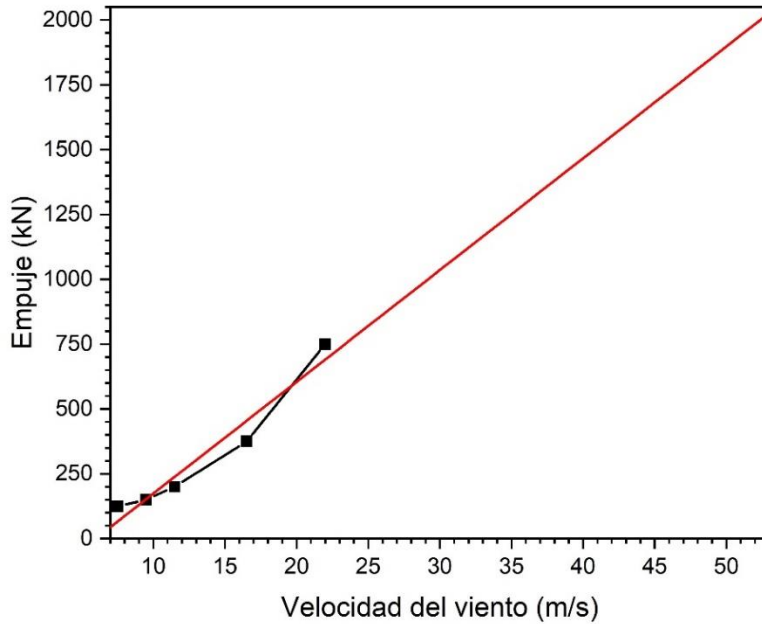


Figura 40. Regresión lineal de fuerza de empuje de viento y velocidad del viento.

6.2 ANALISIS EN EL DOMINIO DEL PERIODO CON OLEAJE REGULAR

El comportamiento de una plataforma flotante costa fuera bajo la carga de oleaje incidente se puede analizar mejor mediante el uso de los *RAOs* (Robertson. et al., 2013), las cuales representan el movimiento máximo de la plataforma en diferente periodo de oleaje. Las gráficas de la Figura 41 y 42 muestran la *RAO* de *surge*, *heave* y *pitch* de la simulación numérica en el dominio del periodo, T , y temporal, respectivamente. El rango de periodos comprende de 5 a 25 s, el cual se considera como un rango normal en el periodo de oleaje y en donde solamente la frecuencia natural del *heave* se presenta (Robertson. et al., 2013).

En este estudio, primeramente, se llevó a cabo una simulación en el módulo *Hydrodynamic diffraction* de ANSYS AQWA 19.2 en el dominio del periodo. Como resultados se obtuvieron los dos movimientos de traslación y uno de rotación de la plataforma con diferente calado y desplazamiento. La Figura 41 muestra la comparación de los tres movimientos de las plataformas con diferente calado en el módulo de *Hydrodynamic diffraction*.

En la Figura 41a, del movimiento *surge*, se observa una tendencia similar entre las tres plataformas. En el intervalo $T = 5 - 8$ s la plataforma $d/a = 0.5$ tiene

un movimiento mayor, alcanzando un valor máximo en $T = 6$ s con 0.23 m/m seguido por $d/a = 0.625$ y 0.75 con 0.2 y 0.17 m/m, respectivamente. Después de $T = 8$ s, la mayor parte de los valores de *surge* de los tres casos tienen un incremento hasta $T = 25$ s. Es preciso mencionar que en $T = 17$ s se tiene una disminución de la *RAO* de $d/a = 0.5$ debido a que presenta un valor de 0.75 m/m, el cual es menor al anterior, esto se debe principalmente a la frecuencia natural del *heave*. También, la plataforma con mayor valor del movimiento de la *RAO* corresponde a $d/a = 0.625$, la cual presenta una diferencia porcentual de 3.2% con $d/a = 0.75$ y 4.5% respecto a $d/a = 0.5$.

En la Figura 41b los tres *RAOs heave* tienen una forma análoga pero con diferentes valores de $T = 5 - 25$ s. Inicialmente se identifica un incremento del movimiento hasta $T = 7$ s, en donde $d/a = 0.5$ alcanza un valor mayor de 0.11 m/m con una diferencia 0.04 y 0.07 m/m correspondiente a $d/a = 0.625$ y 0.75 . Posterior a $T = 7$ s, la *RAO* de $d/a = 0.5$ y 0.625 decrecen ligeramente hasta $T = 8$ s con los valores de 0.08 y 0.06 m/m, respectivamente. Por otra parte, $d/a = 0.75$ se mantiene estable con un valor de 0.04 m/m. Enseguida de $T = 8$ s y hasta $T = 15$ s, se tiene un comportamiento en forma de arco, es decir, después de $T = 8$ s se observa un aumento de los valores hasta $T = 12$ s, en el que de igual modo, $d/a = 0.5$ tiene un valor mayor equivalente a 0.33 m/m, seguido por 0.26 y 0.21 m/m de $d/a = 0.625$ y 0.75 , respectivamente. A partir de $T = 12$ s el movimiento disminuye hasta $T = 15$ s, en donde el valor mínimo lo tiene $d/a = 0.75$ con 0.015 m/m, diferente por 0.014 m/m con $d/a = 0.625$ y 0.035 m/m para $d/a = 0.5$. Después de $T = 15$ s se tiene un incremento de forma exponencial de los *RAOs*. El valor máximo de 1.75 m/m pertenece a $d/a = 0.75$ en $T = 18.5$ s, seguido por $d/a = 0.625$ y 0.5 en $T = 18$ s con los valores correspondiente de 1.6 y 1.41 m/m. Finalmente, desde $T = 20$ s se presenta una disminución continua de los valores hasta T final.

En el caso de la Figura 41c, del movimiento *pitch*, $d/a = 0.75$ y 0.625 tienen una tendencia similar, iniciando con un incremento de la *RAO* hasta $T = 10$ s alcanzando los valores de 0.19 y 0.29 Deg/m, respectivamente. Después, decrecen hasta $T = 15$ y 18.5 s presentando un valor de 0.05 y 0.02 Deg/m en el orden de

d/a antes visto. Superior a los periodos antes mencionados los valores de la *RAO* incrementan de forma logarítmica hasta T final. Respecto a $d/a = 0.5$ los valores de la gráfica de la *RAO* presentan una forma diferente, puesto que en el rango de $T = 5 - 6.5$ s se tiene una cresta con un valor de 0.15 Deg/m y un valle igual a 0.06 Deg/m. Adelante de $T = 6.5$ s, se observa un incremento de forma exponencial hasta $T = 11$ s en donde la *RAO* es igual a 0.57 Deg/m. En los valores siguientes a $T = 11$ s se tiene mayormente una disminución continua del *pitch*, excepto por $T = 17$ s, donde se tiene el valor máximo de 0.58 Deg/m debido a que es el periodo de la frecuencia natural del *heave*.

Es necesario destacar la diferencia de dos valores de la *RAO*, uno en *surge* y otro en *pitch* de $d/a = 0.5$, la cual es la plataforma con menor calado. Debido a que en ambos movimientos en $T = 17$ s se notan valores de la *RAO* que sobresalen del resto, es decir, en *surge* el valor disminuye, mientras que en *pitch* aumenta. Esto se debe principalmente al efecto de resonancia que se tiene en *heave*, el cual produce tales resultados de los *RAOs*.

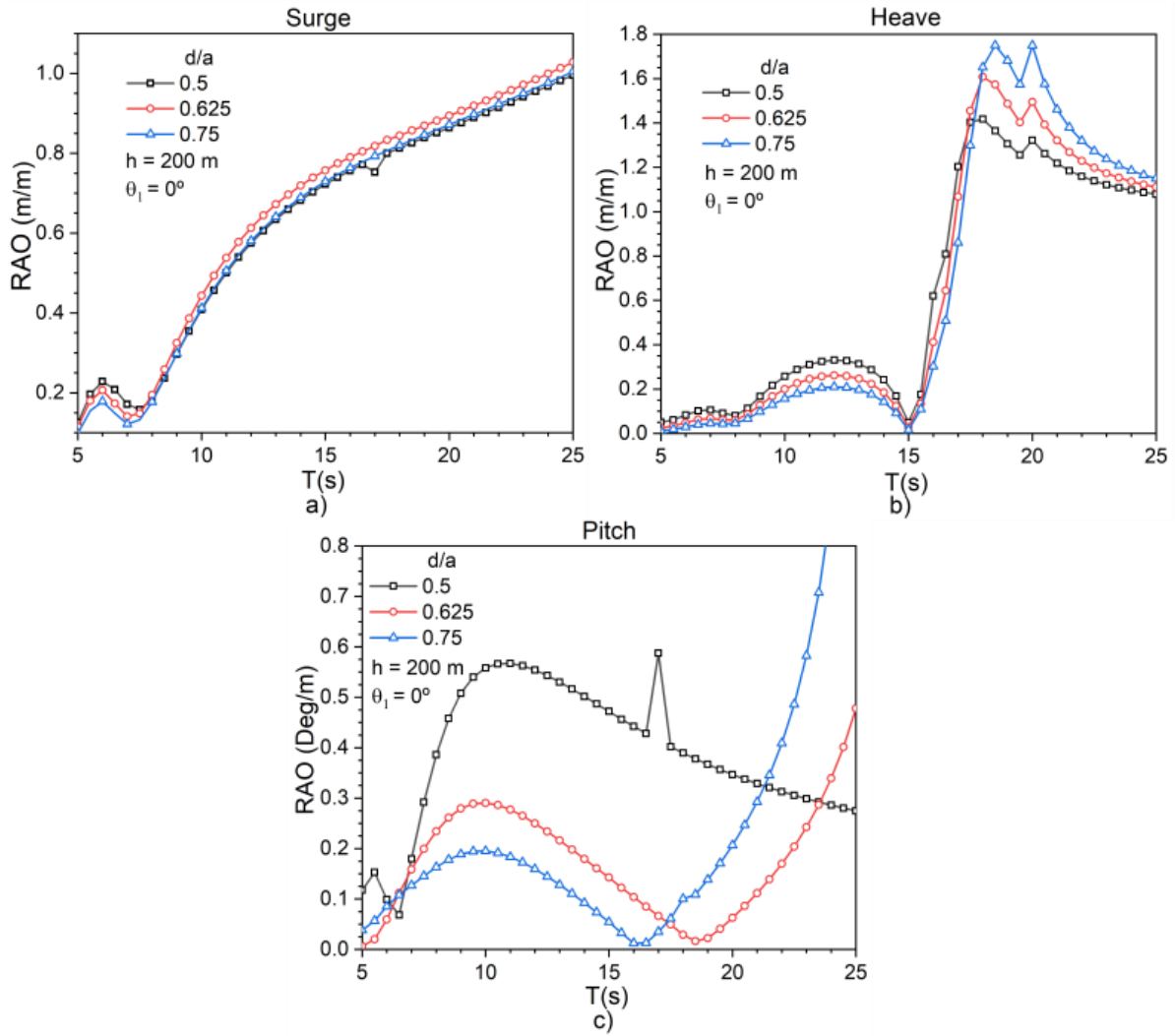


Figura 41. *RAOs* de los movimientos a) *surge*, b) *heave* y c) *pitch* de los tres casos d/a , sin considerar el efecto de las líneas de amarre y viento, de $T = 5 - 25$ s, con dirección del oleaje, $\theta_1 = 0$ y profundidad, $h = 200$ m.

6.3 ANÁLISIS TEMPORAL CON OLEAJE REGULAR CON Y SIN VIENTO

En el módulo *Hydrodynamic response* se incorporó la influencia de las líneas de amarre y velocidad del viento sobre la plataforma, en dicho modulo se llevó a cabo una simulación temporal en tres zonas (Tabla 12) con diferente tiempo computacional de cálculo. La Figura 42 presenta la simulación durante 4500 s para analizar los movimientos máximos de la plataforma en *surge*, *heave* y *pitch*, tomando como punto de referencia el centro de gravedad con el propósito de calcular la *RAO* de acuerdo con la ecuación (8) antes mencionada.

Las características del clima marítimo corresponden al régimen medio con los siguientes valores; altura de ola , $H_s = 1.125$ m, velocidad del viento de, $U(90) = 13.25$ m/s, profundidad $h = 200$ m y un ángulo de oleaje y viento incidente $\theta_1 = \theta_2 = 0^\circ$, respecto al periodo, T se tomarán los valores en el intervalo de 5 – 25 s con $\Delta T = 0.5$ s, excepto en la zona de resonancia de 16.5 a 19.5 s, en donde se utilizó un $\Delta T = 0.1$ s.

Tabla 12. Zonas de análisis temporal.

Zona	Periodo (s)	Tiempo (s)
1	5-11	4,500
2	12-18	8,000
3	19-25	7,000

En el inicio del análisis numérico temporal con cada periodo de 5 – 25 s se presenta un movimiento en fase transitoria en los tres grados de libertad, posteriormente se tiene un movimiento que se estabiliza y se vuelve constante, con el cual se puede determinar el movimiento máximo con los últimos 1,000 s de la simulación (Figura 42). Por lo tanto, de acuerdo con la Figura 42, en el caso del movimiento de *heave*, se tiene un movimiento estable después de los 700 s; análogamente, para el movimiento de *surge* y *pitch*, el movimiento estable se tiene a partir de los 200 s y 2,000 s, respectivamente.

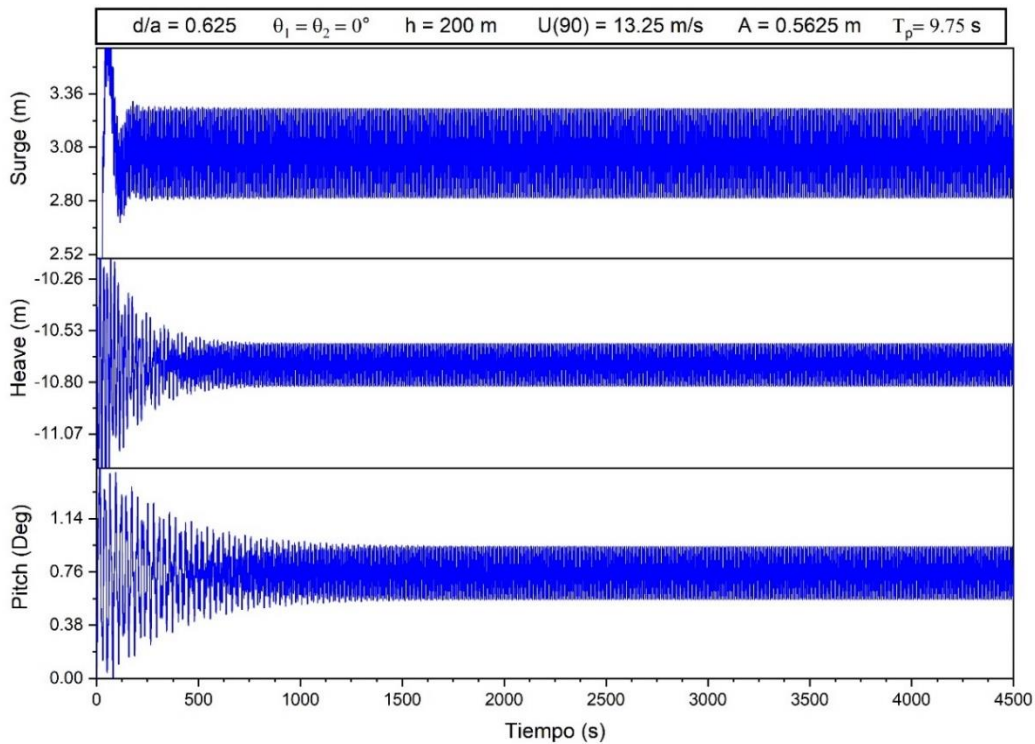


Figura 42. Análisis temporal de los tres movimientos estudiados.

La *RAO* del movimiento *surge* con oleaje regular sin viento de la Figura 43a tiene un comportamiento con una tendencia similar, sin embargo, la que presenta mayores valores corresponde a la plataforma con menor lastre, $d/a = 0.5$, seguida por $d/a = 0.625$ y por último $d/a = 0.75$. Esto se debe principalmente al peso total de la plataforma; es decir, en la plataforma con menor calado, disminuye la resistencia al desplazamiento generado por la energía cinética del oleaje, por lo tanto, el movimiento *surge* es mayor, no obstante, cuando el calado aumenta los valores de este movimiento disminuyen. También, de acuerdo con la Figura 43a, se observa que de $T = 5 - 6$ s existe un incremento de los *RAOs* hasta alcanzar los valores de 0.241, 0.204 y 0.177 m/m, después, se aprecia una disminución hasta $T = 7$ s teniendo un valor de 0.168, 0.139 y 0.119 m/m de la plataforma con $d/a = 0.5, 0.625$ y 0.75 , respectivamente, posterior a $T = 7$ s se presenta un incremento con forma logarítmica. Coulling et al., 2013 presenta resultados análogos, pero con diferentes condiciones marítimas.

En el caso de la *RAO heave* sin viento de la Figura 43b el comportamiento es diferente al *surge*, puesto que la frecuencia natural de la plataforma con $d/a = 0.5, 0.625$ y 0.75 corresponde a los periodos de 17.8, 18.1 y 18.4 s, respectivamente. Además, se puede apreciar que desde el inicio del análisis hasta $T = 12$ s, en $d/a = 0.75$ y 0.625 incrementan los valores de los *RAOs* hasta llegar a 0.21 y 0.261 m/m, respectivamente. Mientras que $d/a = 0.5$, hasta $T = 13.5$ s se presenta un aumento de la *RAO*, llegando a un valor de 0.327 m/m. Más adelante, se tiene una disminución de los tres valores, que se detiene en $T = 15$ s. Después de los 15 s se observa un incremento de forma exponencial de los *RAOs*, alcanzando un valor máximo de 1.408, 1.631 y 1.724 m/m en los respectivos periodos donde se presenta el efecto de resonancia. Dicho incremento de la *RAO* debido a la resonancia coincide con lo presentado por Robertson et al., 2014. Posteriormente, los valores disminuyen gradualmente hasta el periodo final analizado. Esto se presenta porque mientras sea menor la carga de lastre, el peso total de la estructura disminuye, por lo tanto, en periodos menores a 15 s los valores de los *RAOs* de las plataformas con menor lastre son mayores, debido a que las olas se presentan con mayor frecuencia produciendo que el desplazamiento vertical aumente. Después de 15 s los valores incrementan, sin embargo, tienen un valor superior los *RAOs* de las plataformas con mayor d/a , puesto que, el prototipo cuenta con mayor inercia al estar en movimiento.

Respecto a la *RAO pitch* sin viento de la Figura 43c, inicialmente, se presenta un incremento de los valores hasta 0.484, 0.34 ,0.251 Deg/m en los periodos 10, 10.5 y 11 s de la plataforma con $d/a = 0.5, 0.625$ y 0.75 , respectivamente. Después de los periodos previamente mencionados y en el mismo orden de d/a se tiene una disminución de los valores hasta los periodos 19.5, 18.5 y 20 s. En seguida, se presenta un incremento en forma exponencial de los *RAOs* debido a que la frecuencia natural del *pitch* está localizada posterior a los 25 s analizados. Gueydon & Weller, 2013 indican que la frecuencia natural para $d/a = 0.625$ es $T = 26.8$ s.

En general, al añadir la fuerza aerodinámica producida por la velocidad del viento, los movimientos de *surge*, *heave* y *pitch*, presentan algunos cambios al igual que los resultados de Koo et al., 2014. Para cuantificar estas variaciones se calculó el error cuadrático medio (ECM), como lo muestra la Tabla 13. El ECM de los tres estudios del *surge* tienen una misma variación de 0.002 m/m, viendo desde un aspecto ingenieril estas variaciones son nulas, por lo que el viento no tiene una influencia considerable en este movimiento. En lo referente al *heave*, la mayor variación del ECM es 0.034 m/m correspondiente a la plataforma $d/a = 0.625$, siendo este caso de estudio en donde el viento tiene mayor influencia, seguidas por $d/a = 0.75$ y 0.5 . En el caso del *pitch*, el ECM también se presenta en el mismo orden como en el *heave*, pero con sus respectivas magnitudes.

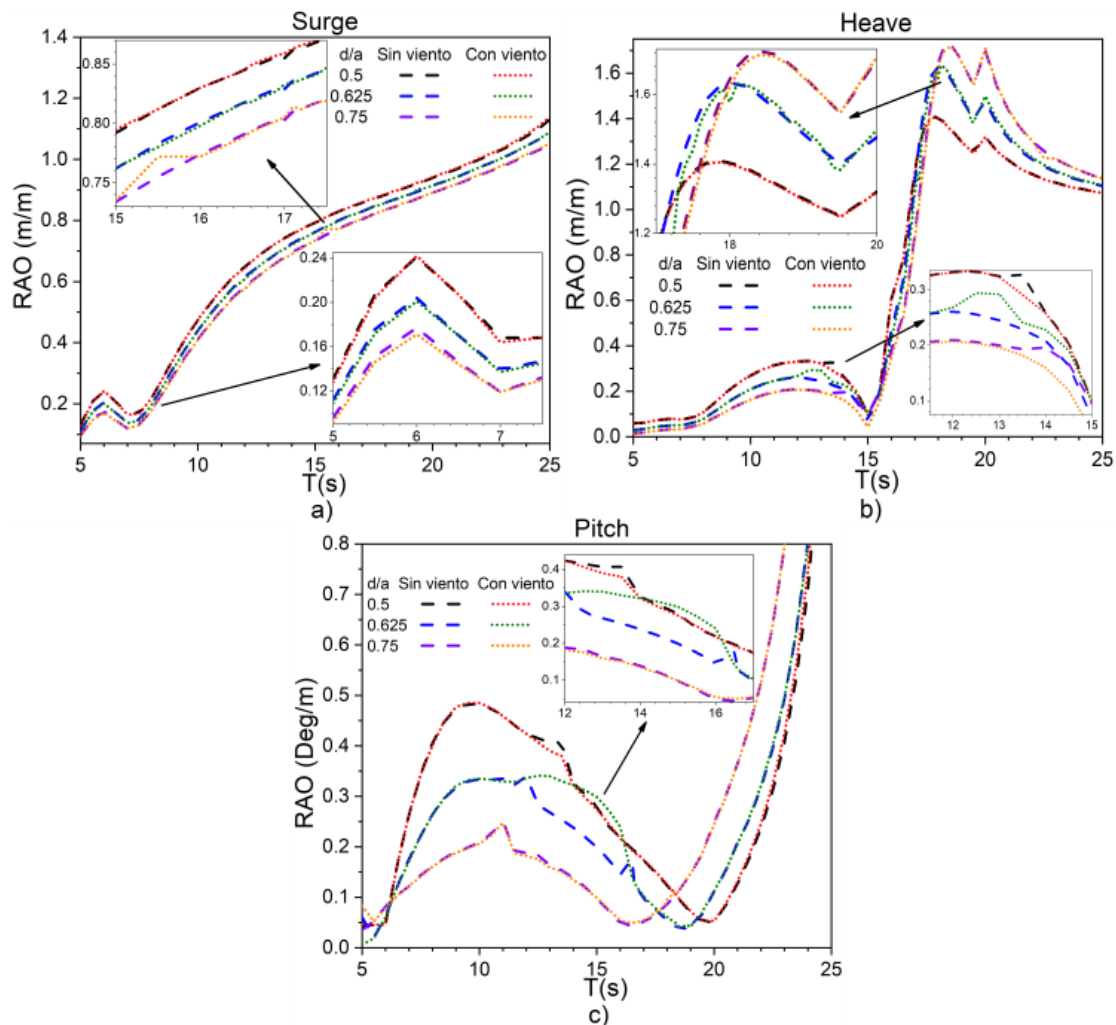


Figura 43. *RAOs* a) *surge*, b) *heave* y c) *pitch* de plataforma OC4 con ángulo de oleaje y viento incidente, $\theta_1 = \theta_2 = 0^\circ$, profundidad, $h = 200$ m, amplitud de ola, $A = 0.5625$ m, sin viento y con viento, $U(90) = 13.25$ m/s.

Tabla 13. Error cuadrático medio en los *RAOs* con y sin viento.

d/a	<i>Surge</i> (m/m)	<i>Heave</i> (m/m)	<i>Pitch</i> (Deg/m)
0.5	0.002	0.005	0.017
0.625	0.002	0.034	0.032
0.75	0.002	0.017	0.02

Analizando los valores de la Figura 43a, se aprecian dos puntos con variaciones de la *RAO surge* con viento para $d/a = 0.75$; en $T = 6$ y 15.5 s se presenta un cambio de -3% y 2%, respectivamente.

Referente a la Figura 43b, del movimiento *heave* con viento, en la plataforma $d/a = 0.5$ en $T = 13.5$ s se observa una diferencia del 11% de la *RAO*. En los casos $d/a = 0.625$ de $T = 12 - 14.5$ s y $d/a = 0.75$ de $T = 13.5 - 14.5$ s se presenta una diferencia media porcentual del 10 y 18%, respectivamente. En otra zona, de $T = 17.6 - 20$ s $d/a = 0.625$ presenta una variación media promedio del 1%, asimismo, $d/a = 0.75$ de $T = 17.6 - 18.3$ s tiene una variación media mayor de 1.5%.

Por otra parte, la velocidad del viento tiene una influencia considerable en los *RAOs pitch* correspondientes a la plataforma $d/a = 0.625$, en donde, hay un incremento porcentual medio del 25% de $T = 12 - 16.5$ s (Figura 43c). En el caso de $d/a = 0.5$ existe una reducción promedio del 3.5% en los valores de $T = 12.5 - 14$ s, en tanto que en $d/a = 0.725$ no se observa ninguna variación significativa.

6.4 ANÁLISIS CON CONDICIONES EXTREMAS DE OLEAJE Y VIENTO.

Previamente, los resultados presentados fueron de un análisis en el dominio del período y temporal con las condiciones marítimas con mayor probabilidad de ocurrencia. A continuación, se presentan las gráficas en donde se comparan los movimientos *surge*, *heave* y *pitch* de la plataforma con diferente calado y un tiempo de simulación numérica de 3000 s, bajo condiciones de oleaje y viento extremas

correspondientes al huracán Bárbara, de categoría 1, con $A = 1.14$ m, $T = 7.11$ s, $U(90) = 53$ m/s, $\theta_1 = \theta_2 = 0^\circ$ y $h = 200$ m.

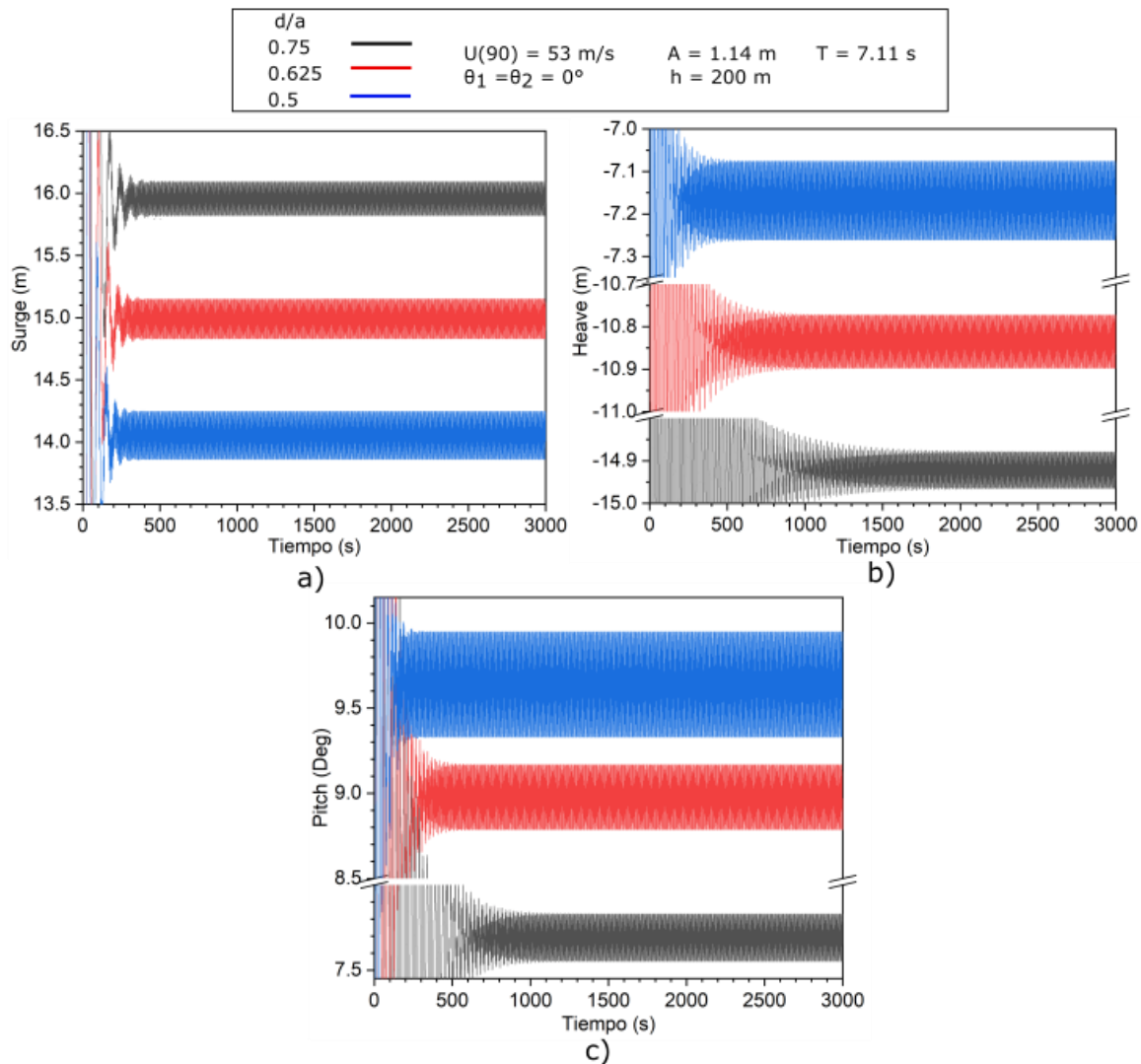


Figura 44. Movimiento temporal de a) *surge*, b) *heave* y c) *pitch* bajo condiciones marítimas extremas del huracán Bárbara para $d/a = 0.5, 0.625$ y 0.75 .

Primeramente, en el movimiento *surge* de la Figura 44a con las condiciones extremas de altura de ola igual a 2.28 m con un periodo asociado de 7.11 s y una velocidad del viento de 53 m/s a la altura de 90 m, al calcular los *RAOs*, $d/a = 0.5$ presentó el valor mayor de 0.17 m/m, seguido por $d/a = 0.625$ y 0.75 con los valores de los *RAOs* de 0.142 y 0.12 m/m, respectivamente. Por otro lado, se observa que el mayor desplazamiento horizontal desde la posición inicial del *CG*

hasta el punto medio en la horizontal, X , donde oscila el movimiento armónico, lo tiene $d/a = 0.75$ con $X = 15.95$ m. En el caso $d/a = 0.625$ se desplazó hasta $X = 14.975$ m, mientras que $d/a = 0.5$ presentó el menor movimiento de $X = 14.05$ m.

En segundo lugar, el movimiento *heave* de la Figura 44b presenta una situación análoga al movimiento *surge* en cuanto al orden de los *RAOs* y el punto medio en la vertical, Y . Al obtener los *RAOs*, el valor mayor corresponde a $d/a = 0.5$, el cual es igual a 0.081 m/m, el segundo lugar lo ocupa $d/a = 0.625$, con un valor de la *RAO* 32% menor a 0.081 m/m y en último lugar, se encuentra $d/a = 0.75$ con una *RAO* 52% inferior a la *RAO* mayor de este movimiento. Respecto a Y , el mayor desplazamiento vertical lo tiene $d/a = 0.75$ con $Y = -14.925$ m, mientras que $d/a = 0.75$ y 0.5 se desplazan menos distancia con $Y = -10.837$ y -7.175 m, respectivamente. Esto se debe, en gran medida, al calado de la plataforma; es decir, mientras el calado sea mayor, Y tendrá un valor superior.

Por último, en el movimiento *pitch* de la Figura 44c, los resultados de los *RAOs* muestran que el valor mayor corresponde a $d/a = 0.5$ con 0.272 Deg/m, seguido por $d/a = 0.625$ con 0.168 Deg/m y, por último, $d/a = 0.75$, presentando un valor de 0.122 Deg/m. En cuanto a la inclinación media, α_m , el valor mayor lo tiene $d/a = 0.5$ con $\alpha_m = 9.65^\circ$, seguido por $d/a = 0.625$ que tiene una diferencia de -7.3% respecto al anterior, finalmente se encuentra $d/a = 0.75$ con una reducción de 20.2% con respecto a la de mayor inclinación media. Esto se presenta debido a que la plataforma con calado inferior tiene menor fuerza de restauración debido a que desplaza menos masa que los otros dos calados, por lo tanto, conforme aumenta el calado disminuye la inclinación de la plataforma.

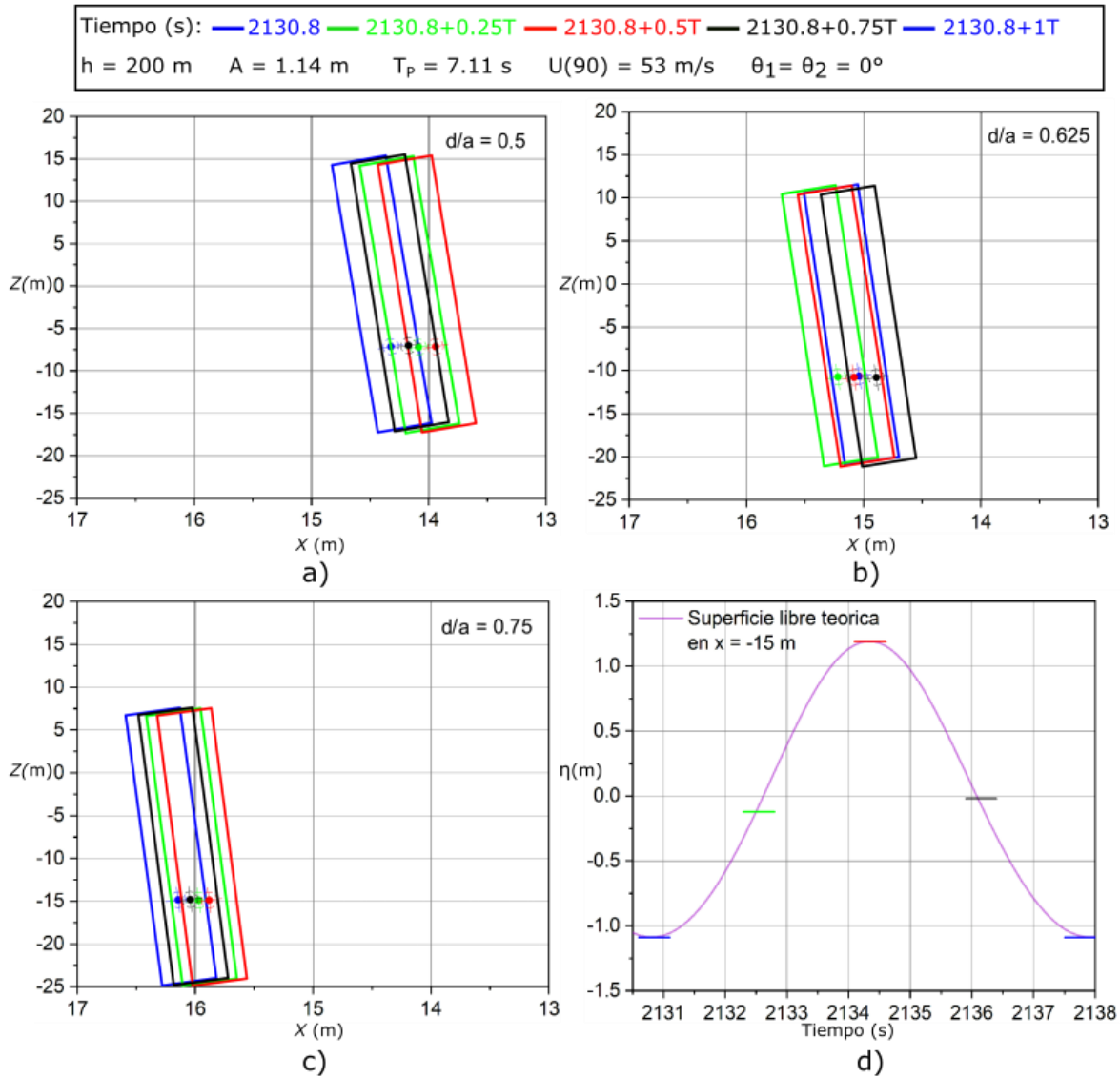


Figura 45. Movimiento temporal del centro de gravedad del prototipo en un $T = 7.11$ s para a) $d/a = 0.5$, b) 0625, c) 0.75 y d) Superficie libre teórica en $x = 15$ m en condiciones extremas marítimas del huracán Bárbara.

La Figura 45a, b y c muestran la trayectoria temporal cada $0.25T$ de la plataforma, representada por medio de un rectángulo con escala 1:150 en el eje x y 1:1 en el eje z , en base a los movimientos *surge*, *heave* y *pitch* del *CG* en el plano $x-z$ durante un $T = 7.11$ s, iniciando en el tiempo $t_i = 2130.8$ s. Aunado a esto, la Figura 45d muestra la superficie libre teórica temporal en $x = 15$ m durante

el intervalo de tiempo antes mencionado, con el propósito de observar los puntos de la superficie libre que interactúan con la plataforma a diferente calado.

Primero, la Figura 45a ilustra el desplazamiento de la columna $d/a = 0.5$, la cual inicialmente tiene localizado el CG en $x = -0.08$ m, $z = -6.29$ m sin inclinación. Al analizar numéricamente t_i él CG se mueve a $x = 14.24$ m, $z = -7.15$ m y se inclina 9.82° ; en $t_i + 0.25T$; él CG se mueve -0.24 m en x , -0.11 m en z y la inclinación incrementa 0.06° . Después, en el tiempo $t_i + 0.5T$ se tiene un desplazamiento del CG de -0.14 m en x , 0.08 m en z , así como, una reducción en la inclinación de 0.42° . Al avanzar $0.75T$, él CG se sitúa en $x = 14.09$ m, $z = -7.07$ m y cuenta con 9.38° de inclinación. Además, el desplazamiento con mayor distancia horizontal, x_t , distancia vertical, z_t , así como, inclinación, α_t , entre dos posiciones del CG , equivale a 0.38 m, 0.19 m y 0.5° , respectivamente.

De acuerdo a la Figura 45b en la cual se observan los movimientos de la plataforma $d/a = 0.625$, la cual originalmente tiene posicionado el CG en $x = -0.07$ m, $z = -6.29$ m sin inclinación, pero en t_i del análisis numérico él CG se mueve a $x = 14.97$ m, $z = -10.77$ m y se inclina 8.8° , posterior a $0.25T$ desde t_i , el desplazamiento en x aumenta 0.18 m, 0.04 m en z y la inclinación incrementa a 9.06° , al pasar $0.5T$ se tienen un aumento en la distancia z y en la inclinación de -0.08 m y 0.09° , respectivamente, sin embargo, el movimiento en x disminuye a 15.01 m, después de $0.75T$ transcurridos, la posición del CG es $x = 14.82$ m, $z = -10.85$ con una inclinación de 8.88° . Asimismo, $x_t = 0.33$ m, $z_t = 0.12$ m y $\alpha_t = 0.34^\circ$.

Referente a la Figura 45c con los movimientos de $d/a = 0.625$, el cual en principio tiene situado al CG en $x = -0.06$ m, $z = -14.02$ m sin inclinación, se aprecia que al pasar t_i de la modelación numérica él CG se mueve a $x = 16.08$ m, $z = -14.91$ m y se inclina 7.79° , después de $0.25T$ a partir de t_i , el valor de x e inclinación disminuyen a 15.91 m y 7.78° , respectivamente, mientras que en z aumenta a -14.96 m, posterior a $t_i + 0.5T$ los tres movimientos disminuyen presentando los

siguientes valores; $x = 15.82$ m, $z = -14.92$ m e inclinación de 7.59° , más adelante en $0.75T$ x aumenta 0.16 m, z disminuye 0.05 m y la inclinación permanece igual con 7.59° . También, en $d/a = 0.75$ los valores de x_t , z_t y α_t , respecto a los que se presentan en la Figura 45a se reducen -31.6% , -60% y 79% , respectivamente.

Es importante mencionar que al transcurrir un periodo a partir de t_i , la posición del CG de los tres casos d/a es igual a la que se tiene en el tiempo inicial del ciclo.

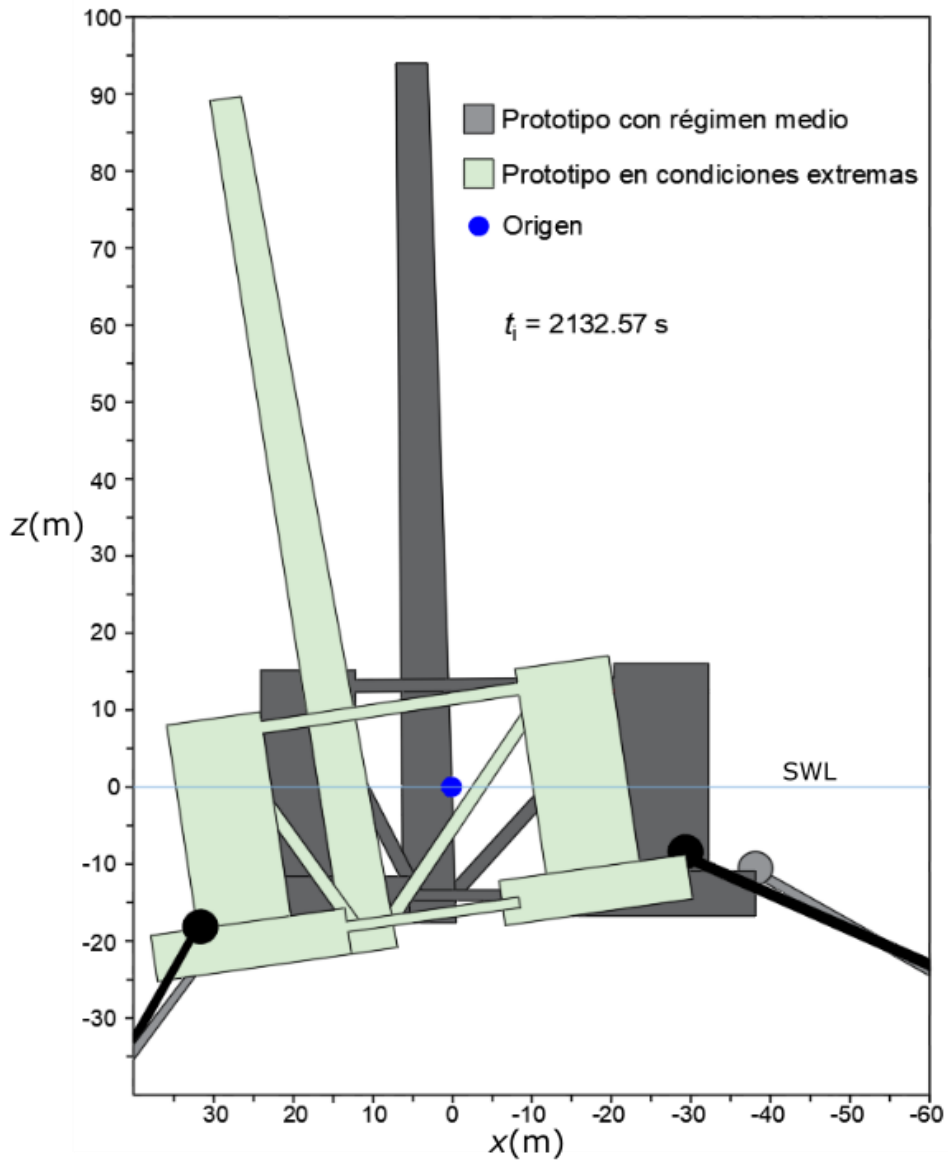


Figura 46. Vista frontal de la plataforma $d/a = 0.5$ con régimen medio y condiciones extremas en t_i .

De los tres calados estudiados en el régimen medio y extremo, el que presenta mayores valores de los *RAOs* es el prototipo $d/a = 0.5$, como lo muestra la Figura 46 en el instante de tiempo $t_i = 2132.57$ s. El *CG* inicialmente se encuentra en la posición $x = -0.08$ m y $z = -6.29$ m. En t_i el prototipo bajo régimen medio tiene un desplazamiento horizontal del *CG* de 2.69 m y un movimiento vertical que llega hasta -7.05 m, así como, una inclinación de 1.06° . Por otra parte, dicho prototipo en condiciones extremas muestra movimientos distintos, por ejemplo, en el caso del movimiento horizontal aumenta 423%, respecto al desplazamiento vertical incrementa 3% y la inclinación es 832% superior a la que se presenta con régimen medio. El aumento en los tres movimientos que se presentan en t_i con condiciones extremas es debido al incremento en la altura de ola, así como disminución del periodo asociado y un incremento de 670% del empuje horizontal debido a la velocidad del viento, ocasionando una inclinación considerable.

7 CONCLUSIONES

De acuerdo al *GWA*, en México existen cuatro zonas con mayor potencial eólico costa fuera, dos en el Golfo de México y dos en las costas del Pacífico. La zona del Golfo de Tehuantepec es la más energética eólicamente, con una velocidad media del viento de 13.25 m/s a 90 m sobre el nivel del mar y dentro del rango de operatividad de la turbina de 5 MW. Al hacer el análisis estadístico de los últimos 20 años, con información de la base de datos ERA 5 del ECMWF del punto más cercano a la zona de estudio, las condiciones más recurrentes fueron $H_s = 1.125$ m con un $T_p = 9.75$ s. También, se analizó el fenómeno más energético, en donde el huracán Bárbara, categoría 1, se presentó en el año 2013 con las condiciones marítimas más extremas, con una velocidad del viento de 36 m/s a 10 m sobre el nivel del mar, $H_s = 2.28$ m y $T_p = 7.11$ s.

El concepto de plataforma semisumergible OC4 DeepCwind del *NREL* se dibujó a la escala 1:1 en Solidworks 2018, las características del sistema de líneas de amarre catenarias se incluyeron en el software *ANSYS AQWA 19.2*. Las propiedades de la turbina de 5 MW corresponden a la diseñada por el *NREL* (Jonkman et al., 2009). Asimismo, se llevaron a cabo modificaciones en la carga de lastre para llegar a los calados estudiados $d/a = 0.5, 0.625, 0.75$ del prototipo. Dichas modificaciones, influyeron en las propiedades físicas y dinámicas siguientes:

- La posición del centro de gravedad.
- El peso total de la plataforma.
- Momentos de inercia.
- La frecuencia natural de los grados de libertad.
- La respuesta de los *RAOs* bajo la influencia del viento y oleaje.

Los resultados de la simulación se enfocaron en los *RAOs* de los grados de libertad de traslación *surge* y *heave*, así como, el de rotación *pitch*.

En términos generales, los resultados mostraron un comportamiento estable de la plataforma OC4 en los tres casos d/a , debido a que la altura metacéntrica es suficiente para evitar el vuelco. En el caso del *surge* se presentó una tendencia

análoga, con una variación insignificante al añadir la velocidad del viento, adicionalmente, se encontró que conforme aumenta el calado los valores de los *RAOs* disminuyen. Respecto al *heave*, se identificaron varios puntos dispersos a lo largo de los periodos con una diferencia entre los valores de la *RAO* con y sin viento; al calcular el ECM de todos los periodos analizados se encontró que la mayor variación se presenta en la estructura $d/a = 0.625$, seguido por $d/a = 0.75$ y 0.5 . Asimismo, en este grado de libertad hasta $T = 15$ s, al aumentar el lastre los valores de los *RAOs* disminuyen, después de los 15 s los valores incrementan, pero la estructura que presenta mayores movimientos es $d/a = 0.75$, seguida de $d/a = 0.625$ y finalmente $d/a = 0.5$. Con respecto al efecto de resonancia, se encontró que conforme va aumentando el lastre, la resonancia se presenta en periodos mayores. En cuanto al movimiento *pitch*, se observó una variación en la zona $T = 14 - 16.5$ s entre valores de la *RAO* con y sin viento de $d/a = 0.625$ y 0.5 . Las plataformas que presentan mayor y menor variación en los movimientos en relación al ECM corresponden a los casos $d/a = 0.625$ y $d/a = 0.5$, respectivamente.

En los periodos analizados de 5 - 25 s, solamente en el movimiento *heave* se observó el efecto de resonancia, mientras que en el *pitch* dicho efecto apenas comenzaba y en el *surge* se encuentra posterior a los 100 s.

En el análisis de los estados de mar medio y extremo se encontró que el prototipo $d/a = 0.5$ tiene los valores máximos de los *RAOs* en los grados de libertad analizados con respecto a los casos estudiados, sin embargo, en condiciones extremas dichos valores se reducen. Al comparar la plataforma en los dos estados de mar se encontró que hay un incremento considerable en los movimientos medios del *surge*, *heave* y *pitch*, no obstante, la plataforma que presenta mayor desplazamiento horizontal e inclinación media son $d/a = 0.75$ y 0.5 , respectivamente.

En el presente estudio se evaluó la plataforma semisumergible OC4 DeepCwind en el sitio más energético de México para este tipo de estructura. Al comparar los resultados de los *RAOs* correspondientes a los tres calados propuestos bajo las condiciones de los eventos con mayor frecuencia, se encontró que la mejor estructura para su operación es aquella que tiene un calado mayor, debido a que

presenta menos variaciones en sus movimientos. Sin embargo, la estructura que se ve más afectada por el viento es $d/a = 0.625$. Por otra parte, de acuerdo a los *RAOs* en condiciones extremas marítimas, el prototipo con mayor dinámica en los tres grados de libertad corresponde a $d/a = 0.5$, mientras que $d/a = 0.75$ presenta los movimientos menores en dichas condiciones.

Las aportaciones de este trabajo mostraron mediante el empleo del software *ANSYS AQWA 19.2*, la dinámica de la plataforma semisumergible OC4 DeepCwind con tres calados diferentes en condiciones marítimas características de la zona de estudio seleccionada en esta investigación. No obstante, en trabajos futuros se podría validar los resultados que se obtuvieron en este estudio mediante pruebas de laboratorio, así como, conocer la dinámica del prototipo con oleaje oblicuo experimentalmente y/o numéricamente.

8 REFERENCIAS

- Amiri, A., Panahi, R., & Radfar, S. (2016). Parametric study of two-body floating-point wave absorber. *Journal of Marine Science and Application*, 15(1), 41–49.
- ANSYS_Inc. (2018). *Aqwa Theory Manual*.
- ANSYS. (2012). *AQWA User Manual*.
- Atcheson, M., & Garrad, A. (2016). Looking Back. In *Floating Offshore Wind Energy The Next Generation of Wind Energy* (pp. 1–21).
- Ávila Armella, A., Pedrozo Acuña, A., Silva Casarin, R., & Simmonds, D. J. (2003). *Principales teorías para el modelado matemático de la propagación de oleaje*. January.
- Azcona, J., Bouchotrouch, F., González, M., Garcíandía, J., Munduate, X., Kelberlau, F., & Nygaard, T. A. (2014). Aerodynamic thrust modelling in wave tank tests of offshore floating wind turbines using a ducted fan. *Journal of Physics: Conference Series*, 524(1).
- Babarit, A., & Gerard., D. (2015). Theoretical and numerical aspects of the open source BEM solver NEMOH. *11th European Wave and Tidal Energy Conference (EWTEC2015)*.
- Borisade, F., Koch, C., Lemmer, F., Cheng, P. W., Campagnolo, F., & Matha, D. (2018). Validation of innwind.Eu scaled model tests of a semisubmersible floating wind turbine. *International Journal of Offshore and Polar Engineering*, 28(1), 54–64.
- Brown, D. P. (2013). *HURRICANE BARBARA*.
https://www.nhc.noaa.gov/data/tcr/EP022013_Barbara.pdf
- Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., & Bossanyi, E. (2001). *Wind Energy Handbook* (L. John Wiley & Sons (ed.); Second edi).
- Cao, Q., Xiao, L., Cheng, Z., Liu, M., & Wen, B. (2020). Operational and extreme responses of a new concept of 10MW semi-submersible wind turbine in intermediate water depth: An experimental study. *Ocean Engineering*, 217(September), 108003.

- Cermelli, C. A., Roddier, D. G., & Weinstein, A. (2012). Implementation of a 2MW floating wind turbine prototype offshore Portugal. *Offshore Technology Conference, Proceedings*, 4, 2678–2686.
- Copping, A. E., Hemery, L. G., Overhus, D. M., Garavelli, L., Freeman, M. C., Whiting, J. M., & Tugade, L. G. (2020). Potential Environmental Effects of Marine Renewable Energy Development—The State of the Science. *Journal of Marine Science and Engineering*, 8, 879.
- Coulling, A. J., Goupee, A. J., Robertson, A. N., Jonkman, J. M., & Dagher, H. J. (2013). Validation of a FAST semi-submersible floating wind turbine numerical model with DeepCwind test data. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 5(2). <https://doi.org/10.1063/1.4796197>
- Cruz, J., & Atcheson, M. (2016). *Floating Offshore Wind Energy The Next Generation of Wind Energy*. Springer.
- de Leon, A. M. D., Nava-Button, C., & Ocampo-Torres, F. (1989). Estadística del oleaje en la Bahía de Todos Santos, BC de septiembre de 1986 a agosto de 1987. *Ciencias Marinas*, 15(3), 1–20.
- Derrett, C. D., & Barrass, B. (1999). *Ship Stability for Masters and Mates* (Fifth edit).
- Ghadimi, P., Pourmostafa, M., & Najafi, S. (2020). Investigating the Response Amplitude Operator of a Heaving Pontoon under the Influence of a Submerged Trapezoidal Breakwater. *Advances in Civil Engineering*, 2020. <https://doi.org/10.1155/2020/8813096>
- Goupee, A. J., Koo, B. J., Kimball, R. W., Lambrakos, K. F., & Dagher, H. J. (2014). Experimental comparison of three floating wind turbine concepts. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 136(2), 1–9.
- Gueydon, S., & Weller, S. (2013). Study of a floating foundation for wind turbines. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 135(3), 31903-1-31903–31912.
- GWA. (2019). *Global Wind Atlas 3.0, a free, web-based application developed, owned and operated by the Technical University of Denmark (DTU)*. The

Global Wind Atlas 3.0 is released in partnership with the World Bank Group, utilizing data provided by Vortex, using fundi. <https://globalwindatlas.info/>

Henderson, A., Collu, M., & Masciola, M. (2016). Overview of Floating Offshore Wind Technologies. In *Floating Offshore Wind Energy The Next Generation of Wind Energy* (pp. 87–137).

Hersbach, H., Bell, B., Berrisford, P., Hirahara, S., Horányi, A., Muñoz-Sabater, J., ..., & Thépaut, J. N. (2020). The ERA5 global reanalysis. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, *146*(730), 1999–2049.

IRENA. (2020). Wind Energy Data. *International Renewable Energy Agency*. <https://www.irena.org/wind>

Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W., & Scott, G. (2009). Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development. *Contract, February*, 1–75.

Koo, B. J., Goupee, A. J., Kimball, R. W., & Lambrakos, K. F. (2014). Model tests for a floating wind turbine on three different floaters. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, *136*(2), 1–11.
<https://doi.org/10.1115/1.4024711>

Krohn, S., Morthorst, P. E., & Awerbuch, S. (2009). *The Economics of Wind Energy A report by the European Wind Energy Association*.

Liu, Y., Li, S., Yi, Q., & Chen, D. (2016). Developments in semi-submersible floating foundations supporting wind turbines: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *60*, 433–449.

Madenci, E., & Guven, I. (2015). *The finite element method and applications in engineering using ANSYS®* (Springer (ed.)). Springer.

Manwell, J. f., MCGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2009). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. (2nd Editio). WILEY.

Morison, J. R., Jonhson, J. W., & Schaaf, S. A. (1950). The force exerted by surface waves on piles. *Journal of Petroleum Technology*, *2*(05), 149–154.

Musial, W., Butterfield, S., & Boone, A. (2004). Feasibility of Floating Platform

Systems for Wind Turbines. *In 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, (p. 1007).

Nielsen, F. G., Hanson, T. D., & Skaare, B. (2006). INTEGRATED DYNAMIC ANALYSIS OF FLOATING OFFSHORE WIND TURBINES. *25th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*.

NOAA. (2021). *HISTORICAL HURRICANE TRACKS*.

<https://coast.noaa.gov/hurricanes/#map=5.57/16.365/-95&search=eyJzZWZyY2hTdHJpbmciOiJTYWxpbmEgQ3J1eiwgT2F4YWNhLCBNZXhpY28iLCJzZWZyY2hUeXBlljoiZ2VvY29kZWQiLCJvc21JRCi6ljU5OTk2NzliLCJjYXRIZ29yaWVzljpbkg1liwiSDQiLCJlMylsIkgyliwiSDEiLCJUUylsIIR EliwiRVQiXSwie>

Ohki, Y. (2020). News from Japan. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 3.

Ohta, M., Komatsu, M., Ito, H., & Kumamoto, H. (2013). Development of a V-shaped Semi-submersible Floating Structure for 7MW Offshore Wind Turbine . *Proceedings of the International Symposium on Marine and Offshore Renewable Energy*, 1–5. <http://www.fukushima-forward.jp/reference/pdf/study043.pdf>

Orcina, L. T. D. (2016). *OrcaFlex User Manual Version 11.0 b*.

Panwar, N. L., Kaushik, S. C., & Kothari, S. (2011). Role of renewable energy sources in environmental protection: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(3), 1513–1524. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.037>

Perez, L. R. (2014). *Design, Testing and Validation of a Scale Model Semisubmersible Offshore Wind Turbine under Regular Irregular Waves and Wind Loads*. University of Strathclyde, Glasgow, UK.

Robertson., Jonkman, J. M., Goupee, A. J., Coulling, A. J., Prowell, I., Browning, J., Masciola, M. D., & Molta, P. (2013). Summary of conclusions and recommendations drawn from the deepwind scaled floating offshore wind system test campaign. *Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE*, 8(July 2013).

Robertson, A., Jonkman, J., Masciola, M., Song, H., Goupee, A., Coulling, A., &

- Luan, C. (2014). *Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4*.
- Robertson, A., Jonkman, L., Vorpahl, F., Popko, W., Qvist, J., Froyd, L., ..., & Guérinel, M. (2014). OFFSHORE CODE COMPARISON COLLABORATION CONTINUATION WITHIN IEA WIND TASK 30: PHASE II RESULTS REGARDING A FLOATING SEMISUBMERSIBLE WIND SYSTEM. *International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering (Vol. 45547, p V09BT09A012) American Society of Mechanical Engineers*.
- Roddier, D., Cermelli, C., Aubault, A., & Weinstein, A. (2010). WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2(3). <https://doi.org/10.1063/1.3435339>
- Roddier, D., Cermelli, C., Weinstein, J., Byklum, E., Atcheson, M., Utsunomiya, T., Jorde, J., & Borgen, E. (2016). State-of-the-Art. In *Floating Offshore Wind Energy The Next Generation of Wind Energy* (pp. 271–333).
- Sadrehaghighi, I. (2017). *Mesh generation in CFD* (Open Ser.).
- Shin, H. (2011). Model Test of the OC3-Hywind Floating Offshore Wind Turbine. In International Society of Offshore and Polar Engineers (Ed.), *The twenty-first International Offshore and Polar Engineering Conference*.
- Shiohara, H., Goncalves, R. T., Houtani, H., Schnepf, A., Hirabayashi, S., & Nihei, Y. (2020). NUMERICAL AND EXPERIMENTAL COMPARISON OF THE WAVE RESPONSE OF A VERY LIGHT FLOATING OFFSHORE WIND TURBINE WITH GUY WIRES. *ASME 2020 39th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*.
- Silva, R. (2005). *Analisis y descripcion estadistica del oleaje*. Universidad Nacional Autonoma de Mexico.
- Skaare, B., Hanson, T., Nielsen, F., Yttervik, R., Hansen, A. M., Thomsen, K., & Larsen, T. J. (2007). Integrated dynamic analysis of floating offshore wind turbines. In *European Wind Energy Conference and Exhibition*, (Vol. 3, pp. 1929-1939).
- Soares, P. M. M., Lima, D. C. A., & Nogueira, M. (2020). Global offshore wind

- energy resources using the new ERA-5 reanalysis. *Environmental Research Letters*, 15(10). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abb10d>
- Stewart, G., & Muskulus, M. (2016). Aerodynamic Simulation of the MARINTEK Braceless Semisubmersible Wave Tank Tests. *Journal of Physics: Conference Series*, 749(1).
- Thresher, R., Robinson, M., Musial, W., & Veers, P. (2009). Evolution of Modern Wind Turbines, Part B: 1988 to 2008. In D. Spera (Ed.), *WIND TURBINE TECHNOLOGY Fundamental Concepts of Wind turbine engineering second edition* (2nd ed., p. 849).
- Tran, P. (2017). Certified SOLIDWORKS Professional Advanced Preparation Material (SOLIDWORKS 2018). *SDC Publications*.
- Utsunomiya, T., Sato, I., Shiraishi, T., Inui, E., & Ishida, S. (2015). *Floating Offshore Wind Turbine, Nagasaki, Japan*. 129–155.
- Utsunomiya, T., Sato, T., Matsukuma, H., & Yago, K. (2009). Experimental validation for motion of a spar-type floating offshore wind turbine using 1/22.5 scale model. *International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, Vol.43444*, pp.951-959.
- WAMIT. Inc., M. (2016). *WAMIT, U. M. V7.2*.
- Wilson, J. C., Elliott, M., Cutts, N. D., Mander, L., Mendão, V., Perez-Dominguez, R., & Phelps, A. (2010). Coastal and offshore wind energy generation: Is it environmentally benign? *Energies*, 3(7), 1383–1422. <https://doi.org/10.3390/en3071383>
- WSI. (2013). *Huracan Barbara*. <http://www.wsi.com>
- Yamaguchi, H., & Imakita, A. (2018). LEARNING FROM FIELD TEST REGARDING DAMPING OF A FLOATER MOTION -2MW FOWT “FUKUSHIMA MIRAI.” *GRAND RENEWABLE ENERGY 2018 Proceedings*.
- Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets (Vol. 41): Technical Potential for Offshore Wind in Mexico - Map (English). Washington, D.C.: World Bank Group.

<http://documents.worldbank.org/curated/en/540571586840981675/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Mexico-Map>