

ANÁLISIS HIDROELÁSTICO TOTALMENTE ACOPLADO DE PLATAFORMAS EÓLICAS FLOTANTES

BORJA SERVÁN CAMAS, Centre Internacional de Mètodes Numèrics en Enginyeria

JULIO GARCÍA ESPINOSA, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales, Universidad
Politécnica de Madrid

IRENE BERDUGO PARADA, Centre Internacional de Mètodes Numèrics en Enginyeria

RESUMEN

La elasticidad de la estructura de las plataformas eólicas flotantes, en análisis de cargas integrados (Integrated Load Analysis, ILA), son normalmente introducidas modelizando la estructura con modelos simples de vigas. La razón fundamental para esta simplificación la encontramos en el coste computacional de resolver el problema estructural en problemas hidroelásticos acoplados. En este trabajo, se utiliza un modelo estructural reducido, basado en la aproximación de la matriz modal (Modal Matrix Reduction, MMR) de la estructura completa, para reducir el coste computacional. La idea principal es reducir en gran medida el número de grados de libertad del problema estructural reteniendo sólo aquellos modos con una energía estructural significativa.

La hidrodinámica del comportamiento en la mar se resuelve usando el marco computacional SeaFEM, basado en el método de los elementos finitos (MEF). Las características de la estructura son introducidas en SeaFEM para la integración completa del acoplamiento hidroelástico entre el fluido y la estructura. Este modelo hidroelástico también se acopla con el simulador de turbinas OpenFAST, resultando así en una herramienta de simulación aero-hidro-servo-elástica completa para el análisis ILA de turbinas flotantes.

Además, se propone una metodología para identificar situaciones y zonas críticas de la estructura basado en la energía estructural. Se presenta un caso de aplicación basado en un diseño estructural, a plena escala, de la plataforma OC4-DeepCwind. Se verifica la consistencia de los resultados obtenidos con la aproximación modal respecto al uso del modelo estructural completo. Y se muestran las capacidades del marco de análisis integrados propuesto para realizar análisis estructural acoplados de detalle.

ABSTRACT

Structural elasticity of floating wind turbines, in integrated load analysis, are typically addressed by modelling the substructure with simplified beam models. The main reason can be found in the computational cost of the structural solver when solving the fully coupled hydroelastic problems. In this work, a reduce order method based on modal matrix reduction (MMR) is applied to reduce the computational cost. The main idea is to largely reduce the number of degrees of freedom of the structural system by retaining only those modes with significant energy.

The seakeeping hydrodynamics is solved using the computational framework SeaFEM, based on the finite element method (FEM). The structural particulars are introduced into this framework to fully integrate the fluid-structure interaction. The hydroelastic model is also coupled with the wind turbine solver OpenFAST, resulting in a complete aero-hydro-servo-elastic tool for the ILA analysis of floating turbines.

Moreover a methodology is proposed to identify critical conditions and hotspots based on the structural energy. An application case of the present strategy is presented for a detailed structural design of the OC4-DeepCwind. The consistency of the modal approximation and methodology are verified against the FE structural solution. It is shown the capabilities of the proposed ILA framework to perform a fully coupled and detailed structural analysis.

1. INTRODUCCIÓN

Los esfuerzos por reducir el LCOE en turbinas eólicas flotantes está impulsando el desarrollo de plataformas cada vez más grandes y ligeras, siendo esencial analizar su comportamiento elástico y daño por fatiga. Además, la aplicación de estándares estructurales heredados de la industria del petróleo y gas da lugar a diseños poco eficientes y a un elevado consumo de acero. En este contexto, la investigación en eólica marina no solo busca maximizar la producción de energía, sino también optimizar el diseño estructural y prolongar la vida útil de las plataformas. Para ello, las herramientas de simulación numérica desempeñan un papel clave.

El diseño de plataformas flotantes debe cumplir con estándares internacionales, estos exigen análisis de cargas integrados (ILA) bajo diversas condiciones ambientales. A diferencia de las turbinas terrestres, las eólicas marinas flotantes requieren el análisis de un mayor número de condiciones de carga debido a la interacción entre viento y oleaje. Además, los tiempos de simulación son más elevados (≈ 3 horas) debido a los prolongados períodos de resonancia y oleaje. Como resultado, el coste computacional asociado a estos análisis numéricos se convierte en un factor crítico.

El análisis de plataformas eólicas flotantes se realiza mediante herramientas acopladas aero-hidro-servo-elásticas (AHSE), en las que la solución estructural se basa en modelos simplificados de elementos de viga [1]. Este enfoque impide obtener las tensiones locales necesarias para predecir posibles fallos estructurales. En el análisis elástico convencional de turbinas eólicas flotantes, generalmente se modela la flexibilidad de la torre y las palas del rotor, considerando la plataforma flotante como un cuerpo rígido, lo cual puede no ser adecuado en plataformas de gran tamaño. Otro enfoque común es representar el comportamiento elástico considerando solo los dos modos estructurales más relevantes de la torre. Sin embargo, la mayoría de las investigaciones sobre turbinas eólicas flotantes se centran en su respuesta dinámica, existiendo escasos estudios sobre su comportamiento estructural.



Cuando se requiere un análisis detallado de la estructura de estas plataformas, la estrategia convencional consiste en precalcular las cargas externas con un solver AHSE, y luego introducirlas en un solver estructural FEM. Esta estrategia particionada implica resolver el problema hidroelástico en varias etapas. Este método solo permite acoplamientos unidireccionales, siendo adecuado solo para estructuras muy rígidas, lo cual no se aplica a plataformas eólicas flotantes. Además, con frecuencia se emplea un enfoque cuasi-estático, que oculta los efectos dinámicos y de resonancia. A pesar de estas limitaciones, sigue siendo el método más utilizado debido a la complejidad y el alto coste computacional de cálculos hidroelásticos fuertemente acoplados en el dominio del tiempo, que recae principalmente en el solver estructural.

En este trabajo, se prueba la validez del ROM estructural basado en la técnica MMR para el análisis de plataformas eólicas flotantes. Se mostrará un caso de estudio sobre el diseño estructural CIMNE-DeepCwind sometido a cargas acopladas de viento y oleaje. Utilizando la herramienta ILA desarrollada, se analizará su respuesta estructural dinámica.

2. REDUCCIÓN DE LA MATRIZ MODAL (MMR)

La reducción de orden en el problema estructural se logra proyectando la solución del Método de Elementos Finitos (FEM) en un subespacio de soluciones de menor dimensión [2]. Este subespacio se construye utilizando la técnica MMR. De este modo, la solución estructural puede aproximarse usando un menor número de grados de libertad en comparación con la solución estructural FEM. El análisis se centrará en las cargas dinámicas, por lo que, después de separar las cargas y desplazamientos estructurales en sus componentes estáticas (S) y dinámicas (D), las ecuaciones de movimiento quedarán de la siguiente manera:

$$\bar{\mathbf{M}}\ddot{\mathbf{u}}_D(t) + \bar{\mathbf{C}}\dot{\mathbf{u}}_D(t) + \bar{\mathbf{K}}\mathbf{u}_D(t) = \mathbf{f}_D(t) \quad (1)$$

$$\bar{\mathbf{K}}\mathbf{u}_S = \mathbf{f}_S \quad (2)$$

Aquí, \mathbf{f}_S representa las cargas estáticas, como el peso propio, la presión hidrostática en posición de equilibrio, la pretensión de las líneas de amarre, etc. Mientras que $\mathbf{f}_D(t)$ representa la componente dependiente del tiempo de las cargas estructurales, como es el oleaje, la fluctuación del viento, etc. La solución de la componente dinámica es la que requiere resolver repetidamente las ecuaciones estructurales a lo largo del tiempo de simulación. Por esta razón, se reproducirá mediante la técnica MMR para reducir su esfuerzo computacional. La base modal \mathbf{a} se obtiene a partir del problema de vibración libre ($\mathbf{f} = 0$) sin amortiguamiento ($\bar{\mathbf{C}} = 0$):

$$(\bar{\mathbf{M}}^{-1}\bar{\mathbf{K}})\mathbf{a} = \Omega^2\mathbf{a} \quad (3)$$

donde Ω son las frecuencias modales. Posteriormente, los desplazamientos estructurales se reconstruyen como una combinación lineal de los modos propios, utilizando las amplitudes modales \mathbf{q}_i como valores escalares para cada uno de los modos de vibración \mathbf{a}_i .

$$\mathbf{u}_D(t) = \sum_{i=1}^{N_{DOF}} \mathbf{q}_i(t) \mathbf{a}_i \quad (4)$$

donde N_{DOF} es el número de grados de libertad del problema. Si el término de amortiguamiento se modela como Rayleigh o modal, la ecuación (1) puede expresarse en la base modal como:

$$\ddot{q}_i + c_i \dot{q}_i + \Omega_i^2 q_i = \mathbf{f}_D(t) \cdot \mathbf{a}_i = f_i(t) \quad i = 1, 2, \dots, N_{DOF} \quad (5)$$

$$c_i = \begin{cases} \alpha_M + \alpha_K \Omega_i^2 & \text{Rayleigh} \\ 2\eta \Omega_i & \text{Modal damping} \end{cases} \quad (6)$$

donde η representa el porcentaje con respecto al amortiguamiento crítico modal. Teniendo en cuenta las propiedades de ortogonalidad, la ecuación (5) se vuelve diagonal, lo que permite desacoplarla para obtener la solución de cada modo de forma independiente.

La idea detrás de la reducción de orden es que, en general, solo los modos de menor frecuencia son excitados y necesarios para obtener una aproximación precisa de la solución estructural [3]. Al reducir la base modal descartando los modos propios de mayor frecuencia, la solución pasa a tener un menor orden de magnitud que la FEM $N_m \sim 0(10^3) \ll N_{DOF} \sim 0(10^6)$.

$$\mathbf{u}_{MMR}(t) = \sum_{i=1}^{N_m} q_i(t) \mathbf{a}_i \approx \mathbf{u}_D(t) \quad N_m \ll N_{DOF} \quad (7)$$

Finalmente, definimos la energía elástica dinámica $E^D(t)$ y $E_{MMR}^D(t)$ como:

$$E^D(t) = \mathbf{u}_D^T \bar{\mathbf{K}} \mathbf{u}_D \quad (8)$$

$$E_{MMR}^D(t) = \mathbf{u}_{MMR}^T \bar{\mathbf{K}} \mathbf{u}_{MMR} = \sum_{i=1}^{N_m} \frac{1}{2} \Omega_i^2 q_i^2 \quad (9)$$

La energía dinámica se utilizará para medir la fidelidad de la solución MMR al aproximar la solución completa del FEM [4]. Además, servirá como indicador de la respuesta estructural total. El proceso para obtener la respuesta estructural a partir de la aproximación modal se muestra en la Figura 1.

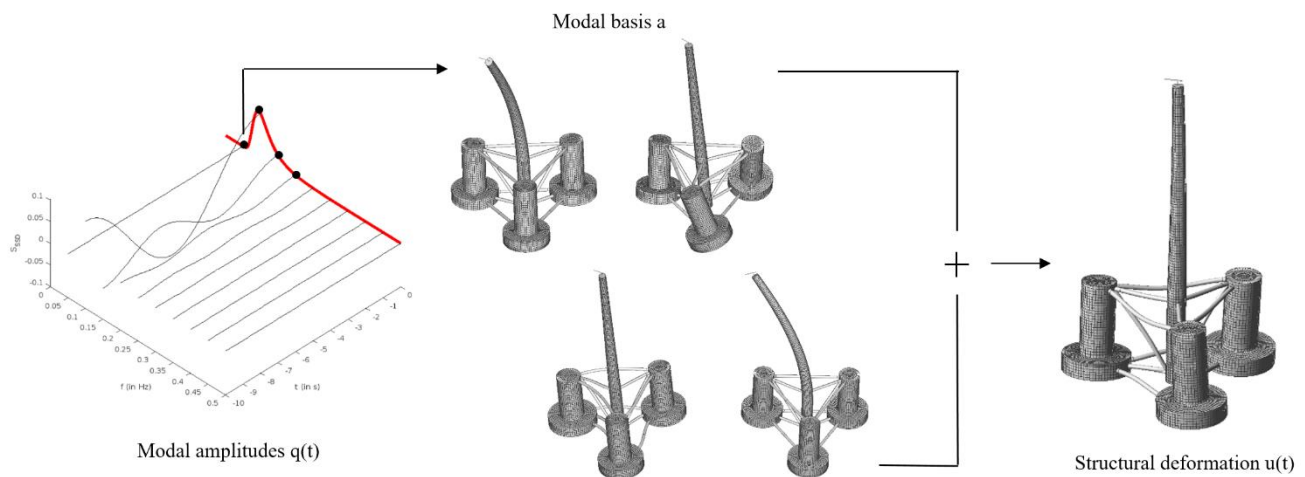


Figura 1. Proceso para obtener la respuesta en tiempo real a partir de la base modal.

3. ANÁLISIS INTEGRADO DE CARGAS

Debido al acoplamiento entre la dinámica de la turbina eólica, sujeta a cargas de viento transitorias, y la plataforma flotante, afectada por cargas irregulares de oleaje y fondeo, es fundamental emplear un enfoque de análisis integrado de cargas ILA. Para ello, se ha desarrollado un marco numérico basado en SeaFEM [5], acoplado con OpenFAST [6] que da lugar a una solución aero-hidro-servo-elástica en el dominio del tiempo, capaz de calcular la respuesta combinada de los sistemas eólicos flotantes [7]. El esquema con la configuración de la estrategia ILA mostrando el intercambio de información entre ambos códigos se encuentra en la Figura 2.

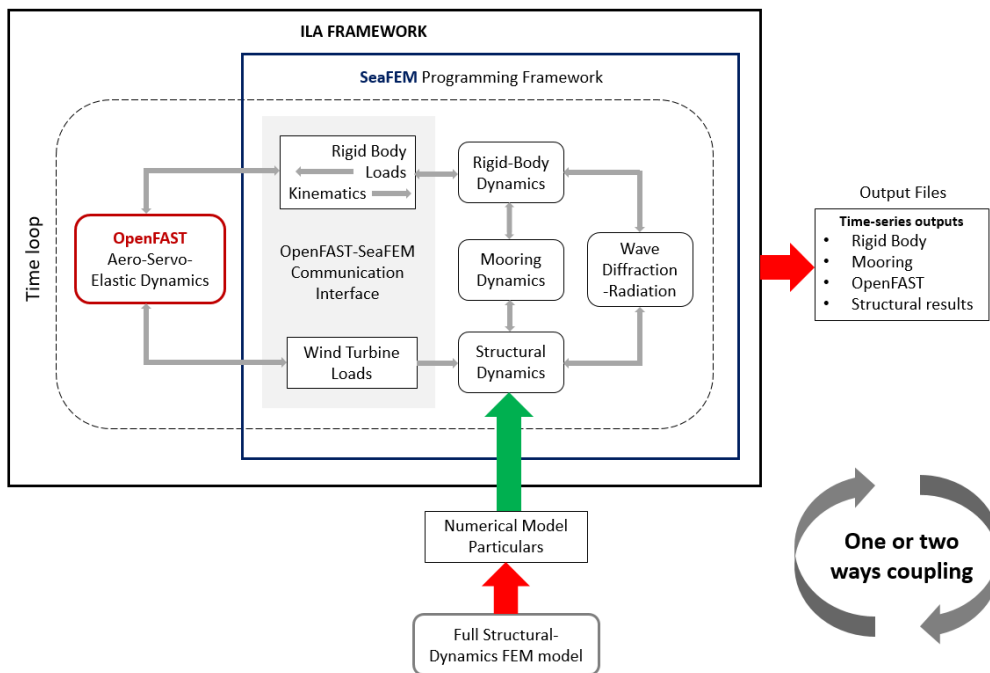


Figura 2. Configuración de la herramienta ILA implementada.

La estrategia presentada ofrece varias ventajas cubriendo las limitaciones de la opción alternativa actual:

- Reduce el número de interacciones entre diferentes herramientas computacionales en comparación con estrategias de acoplamiento particionado.
- Disminuye la cantidad de archivos que deben escribirse y leerse. En caso de utilizar MMR, el tamaño de los archivos de salida estructurales se reduce significativamente en un factor de $O(N_m/N_{DOF})$.
- Evita transformaciones del dominio frecuencial al temporal.
- Elimina la necesidad de precalcular las cargas externas para luego introducirlas en el problema estructural. Todas las cargas estructurales externas se calculan simultáneamente en cada paso de tiempo y se asignan directamente al dominio estructural.
- Permite un acoplamiento hidroelástico fuerte en dos direcciones, importante para considerar la flexibilidad.
- Permite una solución eficiente, evitando el enfoque cuasi-estático.

4. DISEÑO ESTRUCTURAL: CIMNE-DEEPCWIND

La plataforma flotante semi-submersible OC4-DeepCwind [8] a escala real, junto con la turbina eólica de referencia NREL de 5 MW, se utilizan como base para diseñar un concepto estructural completamente detallado denominado CIMNE-DeepCwind, ver Figura 3.

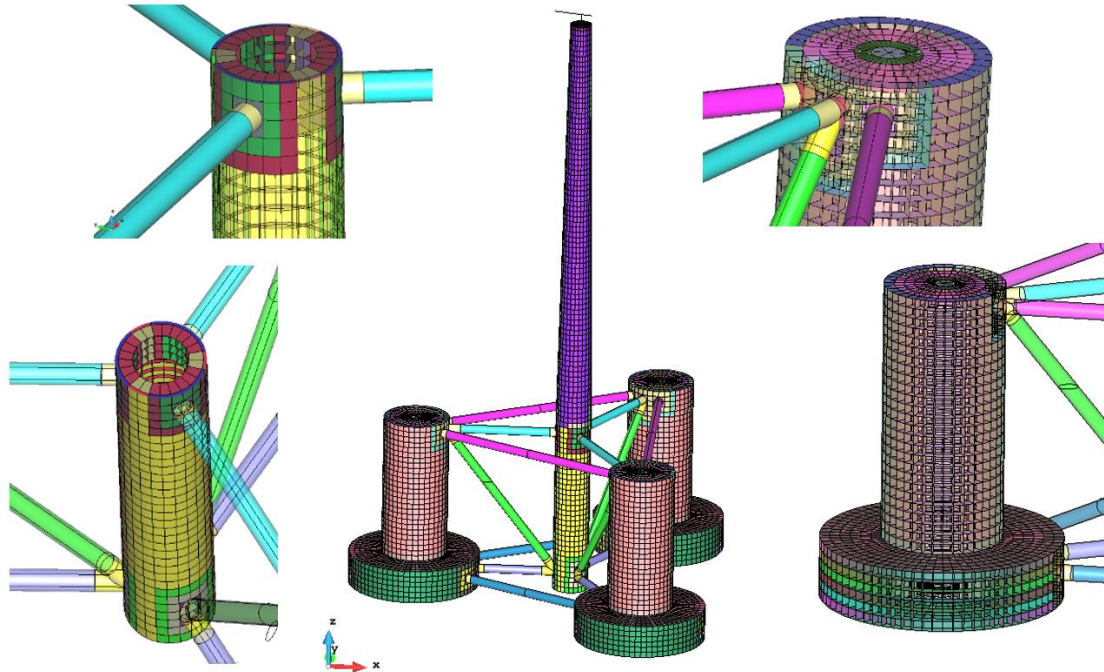


Figura 3. Diseño estructural y detalles de la CIMNE-DeepCwind.

El aerogenerador se incluye en el modelo añadiendo las masas puntuales e inercias de los componentes de la NREL-5MW [9]. Cada masa está ubicada en su propio centro de masa. Las masas se unen a la parte superior de la torre mediante vigas reforzadas. Se utiliza una placa de alta rigidez para transferir las cargas de la turbina a la parte superior de la torre. El lastre se distribuye entre las tres placas de arfado. Los detalles se encuentran en los esquemas de la Figura 4.

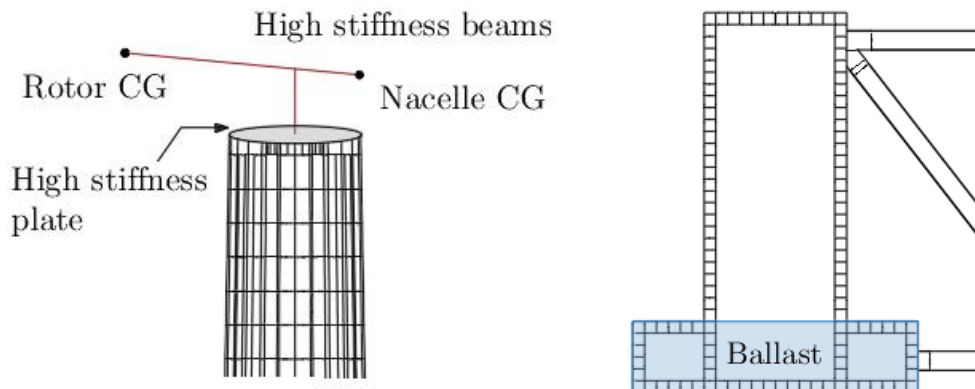


Figura 4. Modelo de vigas para la turbina y ubicación del lastre.

Se modela un sistema de fondeo dinámico mediante FEM, basado en el diseño de referencia del proyecto OC4, el cual incluye tres líneas en configuración de catenaria, tal y como se muestra en la Figura 5.

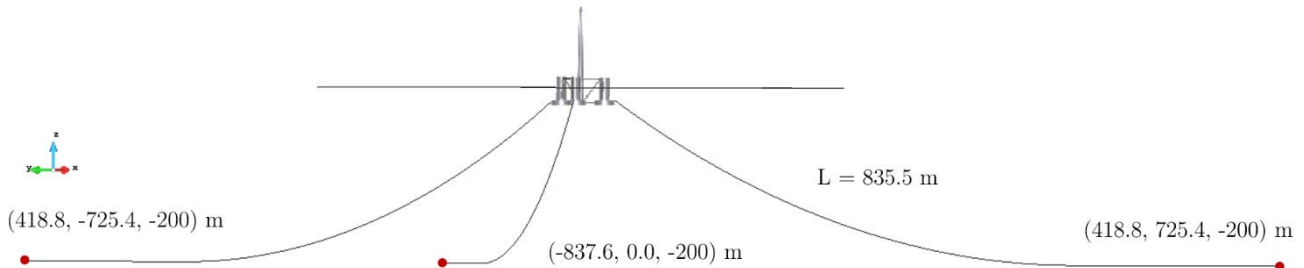


Figura 5. Sistema de fondeo.

La Figura 6 muestra los tamaños de los elementos utilizados para la discretización estructural de la malla. Los tamaños de los elementos finitos más pequeños se definen en las áreas donde debe analizarse la fatiga y se determinan de acuerdo con los estándares para el análisis de fatiga. La malla estructural está formada por 380,995 elementos de membrana y 4 elementos de viga, con un total de 171,025 nodos y 1,026,150 grados de libertad.

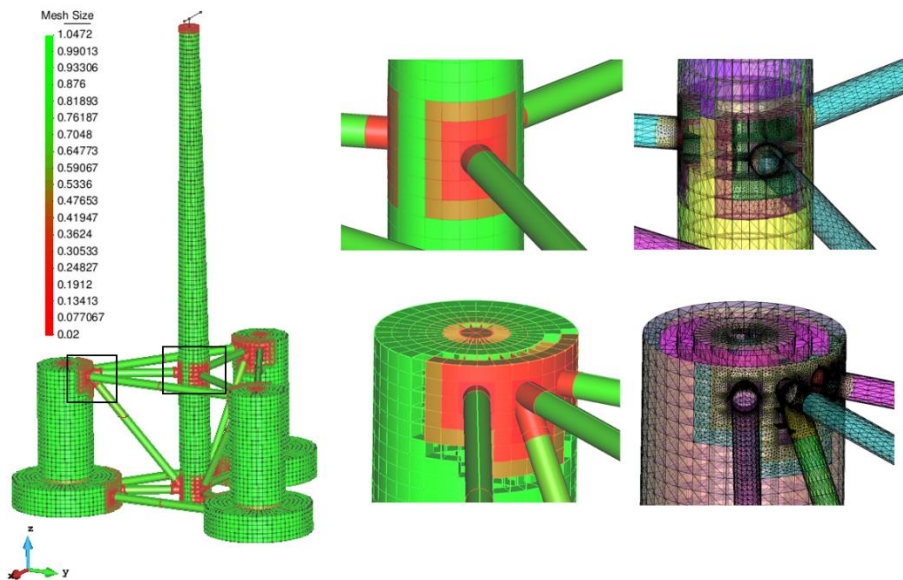


Figura 6. Desratización de la malla estructural en las zonas susceptibles a daños por fatiga.

5. ANALISIS MODAL

El análisis estructural utilizando la técnica MMR comienza con un análisis modal para obtener los modos de vibración. El rango seleccionado de modos establece la base modal que será utilizada para representar la solución estructural mediante el método MMR. Este proceso se realiza solo una vez. Para el presente estudio, se calcula una base modal de 5,000 modos sin restricciones, que representan solo el 0.48% de los grados de libertad elásticos totales. Las formas de los primeros 10 modos elásticos se muestran en la Figura 7.

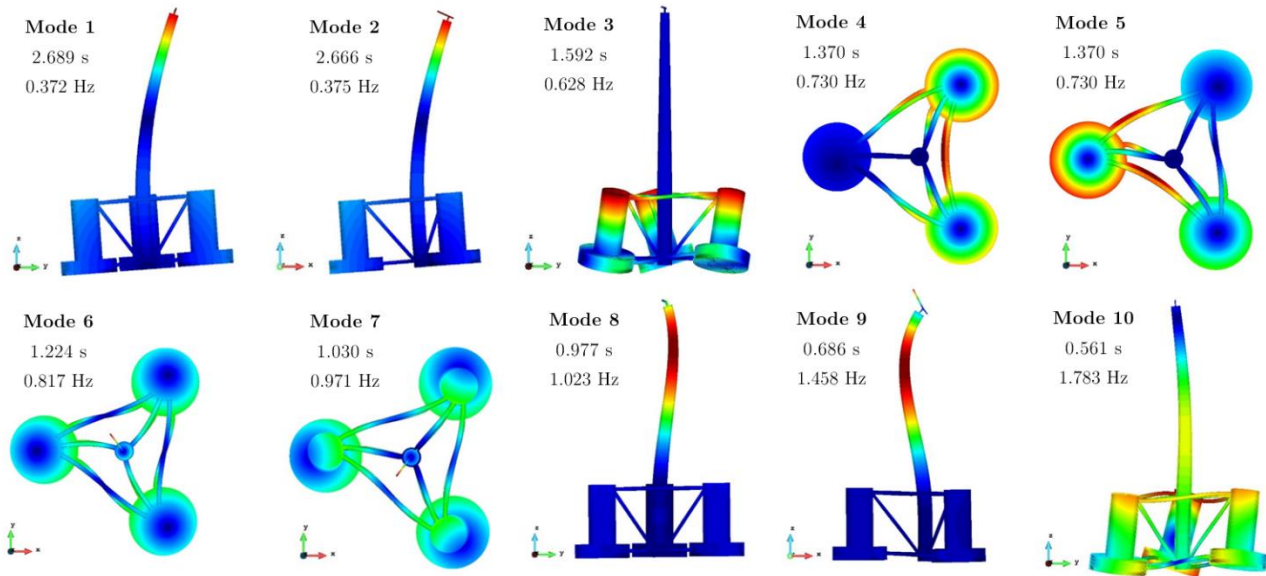


Figura 7. Formas de los primeros 10 modos elásticos.

Estos modos se calculan mediante el FEM estructural en ausencia de agua y se denominan "modos secos". Cuando la plataforma flota en el agua, sus desplazamientos estructurales generan olas radiadas. Esto implica cambios en la frecuencia modal e introduce amortiguamiento modal. Para evaluar estas diferencias, se realiza una prueba de extinción en los primeros modos elásticos de la plataforma, asumiendo que no hay amortiguamiento estructural. La Figura 8 (izquierda) muestra la evolución temporal del primer modo elástico, mientras que la Figura 8 (derecha) muestra las olas radiadas durante el ensayo de extinción.

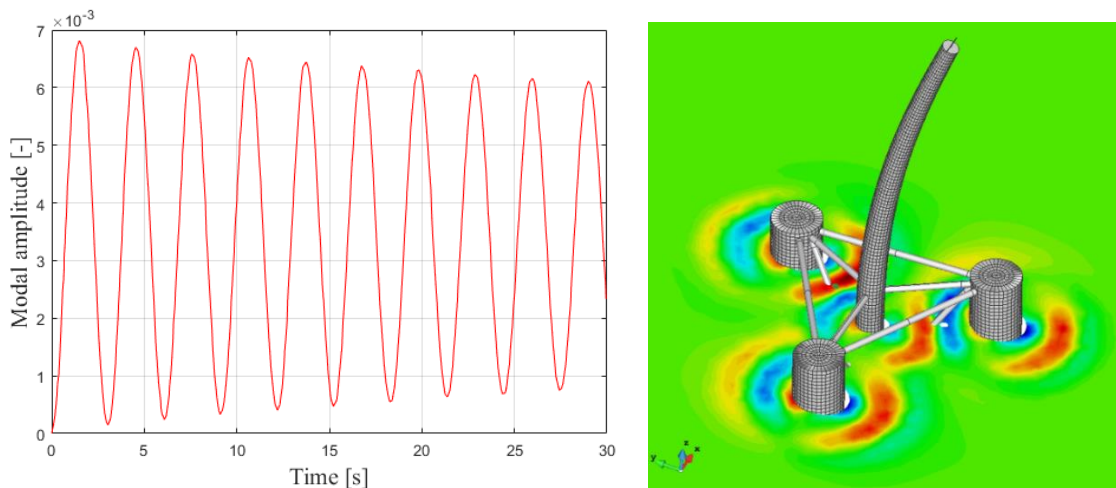


Figura 8. Ensayo de extinción del primer modo elástico.

Los ensayos se llevan a cabo con el acoplamiento hidroelástico en dos direcciones. La plataforma parte de una posición en equilibrio hidrostático. Posteriormente, se libera cada modo elástico de forma individual, permitiendo la evolución de sus vibraciones modales, mientras que los demás

modos, incluidos los de cuerpo rígido, permanecen fijos. La Tabla 1 presenta la variación en los periodos modales y el amortiguamiento por radiación de ondas para los primeros modos elásticos.

Tabla 1. Periodos modales y amortiguamiento.

	1er Modo	2do Modo	3er Modo	4to Modo	5to Modo	6to Modo
Periodo seco [s]	2.689	2.666	1.592	1.370	1.370	1.224
Periodo mojado [s]	3.055	3.033	1.769	1.410	1.410	1.265
Amortiguamiento [%]	0.462	0.456	0.968	0.051	0.049	0.079

Los periodos modales obtenidos a partir de la prueba de extinción se denominan "periodos mojados". El amortiguamiento se da como un porcentaje del amortiguamiento modal crítico. Lo que más se observa es un aumento significativo en los periodos naturales inducidos por la radiación de olas asociada a la vibración modal.

6. ANÁLISIS ESTÁTICO: EQUILIBRIO HIDROESTÁTICO

Se analiza un caso estático, donde la plataforma está flotando en equilibrio. En esta configuración, la estructura está sometida a su peso propio junto con el del fondeo, siendo equilibrada por la presión hidrostática del agua. La solución elástica se calcula utilizando el método de elementos finitos y la aproximación modal MMR para 5,000 y 1,000 modos. La comparación de los desplazamientos estructurales entre las diferentes soluciones se muestra en la Figura 9.

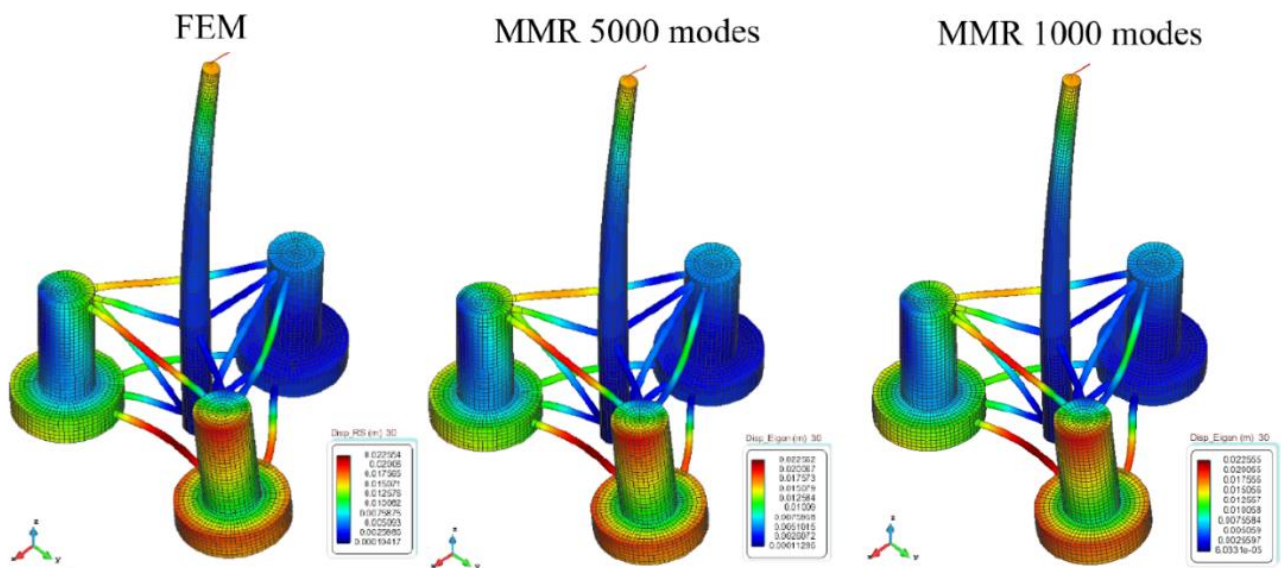


Figura 9. Comparación de los campos de desplazamientos entre soluciones (x200).

La solución modal reducida coincide con la solución FEM, incluso usando solo 1,000 modos. La Figura 10 (izquierda) presenta la distribución de la energía elástica modal a través de los modos, mientras que la Figura 10 (derecha) muestra el campo de desplazamientos modales para los cuatro modos más energéticos.

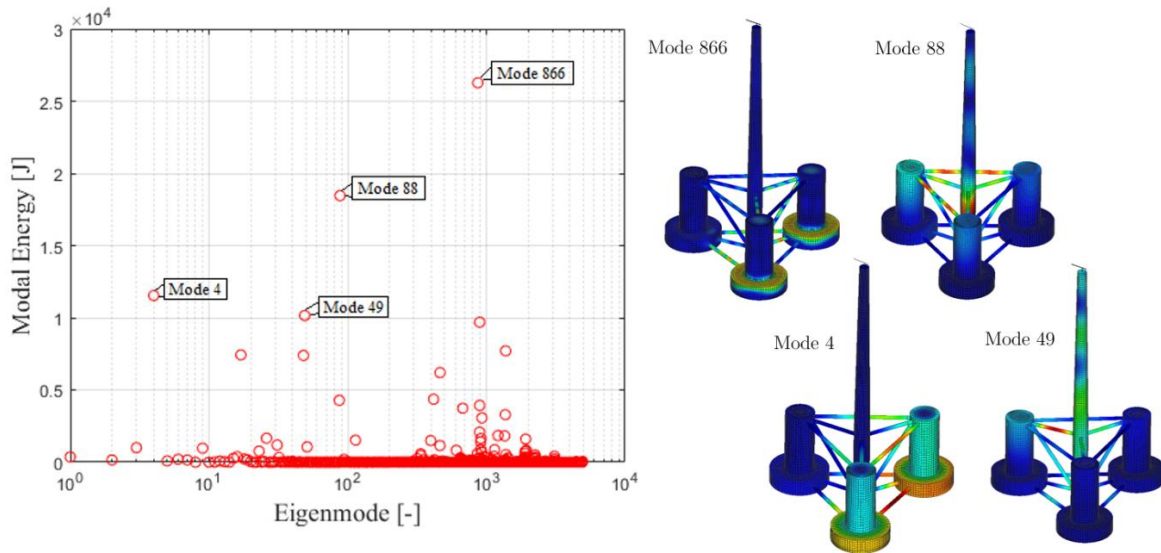


Figura 10. Izquierda: distribución de la energía modal. Derecha: forma de los modos más excitados.

Aunque la mayor parte de la energía modal se concentra en los modos de baja frecuencia, se observa bastante dispersión en la energía. Esto justifica la descomposición de la solución en estática y dinámica, ya que se espera que la técnica MMR sea más precisa al reproducir la respuesta dinámica de la estructura.

7. ANÁLISIS DINÁMICO: CARGAS VIENTO-OLEAJE

Durante su operación, las turbinas eólicas marinas están expuestas a cargas cíclicas de viento y oleaje, las cuales generan fluctuaciones en las tensiones estructurales. Estas variaciones pueden provocar daños por fatiga a lo largo del tiempo, lo que convierte al estado límite de fatiga en un factor crítico que gobierna su diseño. Para poder predecir la salud estructural de estas plataformas se propone la metodología mostrada en la Figura 11.

Esta permite identificar posibles puntos críticos de daño por fatiga utilizando la energía elástica estructural como principal indicador. Esto se consigue buscando los puntos de máxima tensión (punto crítico) en los instantes de tiempo más energéticos (situación crítica). Al poder obtener los campos de tensiones y las series temporales de las tensiones para los puntos analizados fuera del cálculo (postproceso), es posible optimizar el análisis de los resultados de forma eficiente.

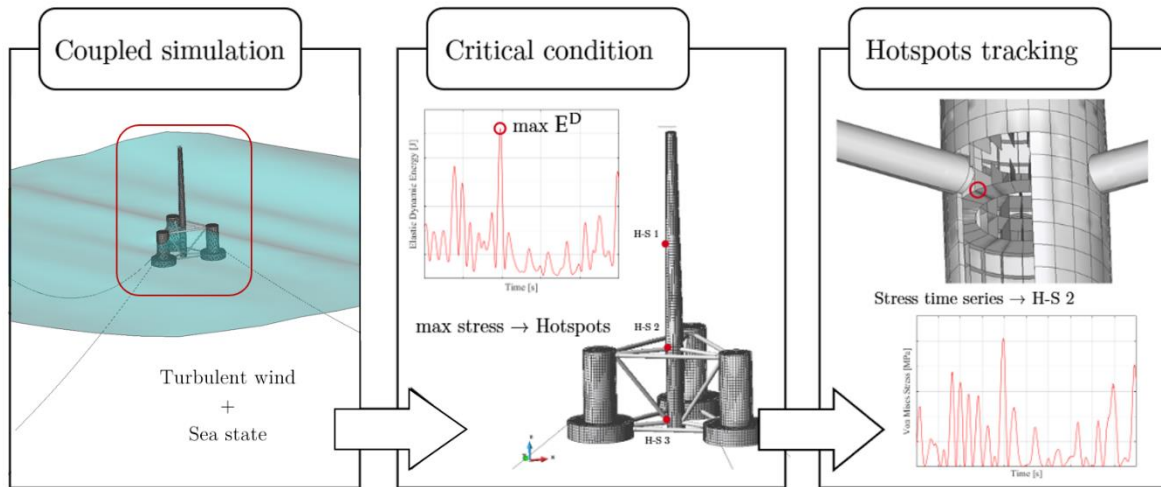


Figura 11. Metodología para identificar posibles puntos críticos.

Las normas de diseño para turbinas eólicas flotantes exigen el análisis integrado de cargas basado en las condiciones ambientales del emplazamiento. Este proceso consiste en verificar la integridad estructural bajo una serie de casos de carga de diseño. Para ello, se selecciona una ubicación en Morro Bay (California), de la cual se obtienen los datos ambientales. En este estudio, se evalúa el caso de carga 1.6 para operación en producción, definido en la normativa de Bureau Veritas [10]. En la Tabla 2 se presenta un resumen con los parámetros utilizados para definir el caso de carga.

Tabla 2. Datos del emplazamiento y parámetros DLC1.6.

	DLC	1.6 Producción
	Emplazamiento	Morro Bay (California)
	Profundidad	200m
	Sistema	Intact
	Viento	Viento: 14.8 m/s (rotor)
		Turbulencia normal
	Olas	Severo
Espectro: Jonswap		
Hs=6m		
T=14 s		
	Dirección: 0°	
	Propagación: Unidireccional	

Para estudiar la relevancia de los efectos dinámicos, se elimina la contribución de las cargas estáticas durante la simulación. Esto incluye la componente media de las cargas aerodinámicas sobre la turbina y la pretensión del fondeo. Se realiza una simulación de la CIMNE-DeepCwind en condiciones de viento y oleaje. Se usa el acoplamiento hidro-elástico en una dirección y se compara la solución FEM con las MMR5,000 y MMR1,000, los resultados se muestran en la Figura 12.

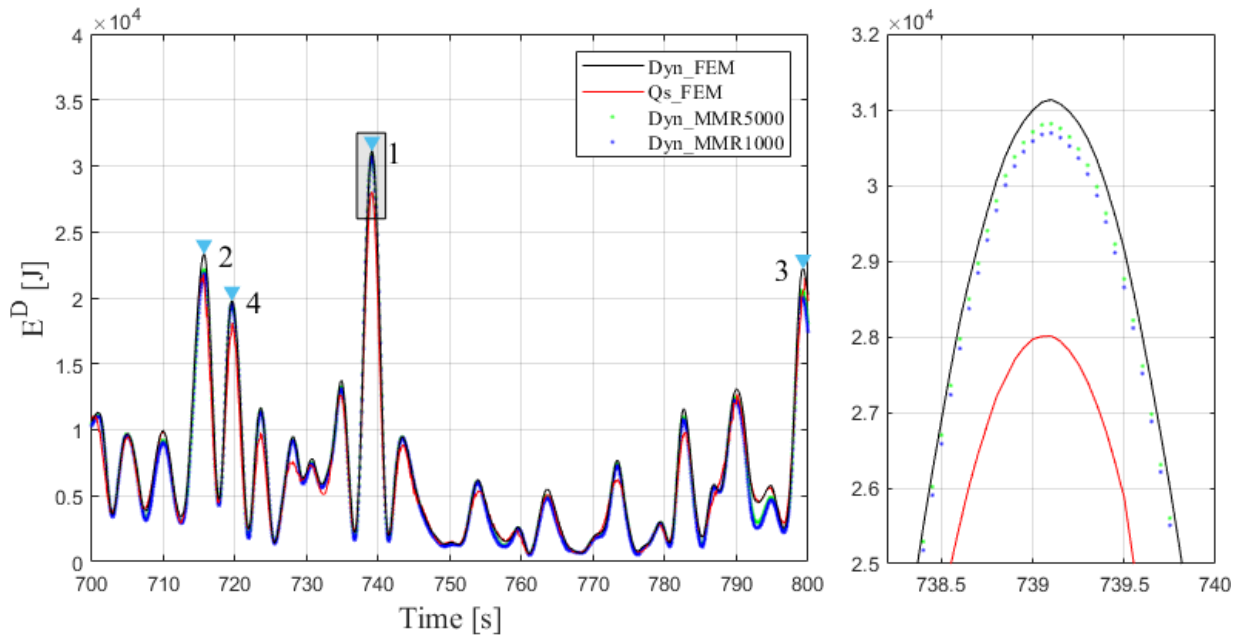


Figura 12. Serie temporal de la energía dinámica y pico de máximo local.

La Tabla 3 muestra los porcentajes de energía para los cuatro máximos locales señalados en la gráfica. Estos porcentajes se calculan con respecto a la solución dinámica del FEM. Se observa una buena concordancia en las aproximaciones modales, que capturan más del 90 % de la energía estructural dinámica. Las mismas soluciones se calculan también para un enfoque cuasi-estático, y se observa que estos tienden a subestimar el comportamiento dinámico. En general, los resultados obtenidos con la solución modal son más precisos que los de la solución cuasi-estática FEM.

Tabla 3. Porcentajes de energía dinámica con respecto la solución FEM.

Análisis de modos	Número de	Dinámico			Cuasi-estático		
		FEM	MMR 5000	MMR 1000	FEM	MMR 5000	MMR 1000
Pico 1		100%	98.96%	98.57%	89.92%	88.90%	88.65%
Pico 2		100%	94.78%	93.53%	95.22%	89.90%	88.67%
Pico 3		100%	92.72%	90.43%	91.81%	84.54%	82.21%
Pico 4		100%	99.04%	98.64%	87.75%	86.81%	86.40%

La Tabla 4 muestra las energías promediadas en el tiempo de los modos más energéticos y su porcentaje acumulado. El segundo modo propio elástico, correspondiente al modo de flexión de la torre, es el más excitado reteniendo más del 60% de la energía estructural FEM. Con solo los 10 modos propios más energéticos es posible recuperar más del 90% de la energía. Esta concentración de energía elástica en unos pocos modos de baja frecuencia demuestra la idoneidad del enfoque MMR para analizar turbinas eólicas flotantes. Además, permite una mayor reducción del problema hidroelástico usando la técnica MMR.

Tabla 4. Energía dinámica media de los 5 modos más energéticos.

Modo	ED Modal [J]	ED [%]	ED Acumulada [%]
2	5215.50	63.93%	63.93%
11	450.29	5.52%	69.45%
13	379.73	4.65%	74.10%
1	293.47	3.60%	77.70%
17	160.79	1.97%	79.67%

En la Figura 13 (izquierda) se muestra la simulación para el instante de máxima energía estructural, incluyendo la elevación de la superficie libre y el campo de tensiones sobre la estructura. La posición del elemento (4423), con máxima tensión para esta condición, se señala en la Figura 13 (derecha).

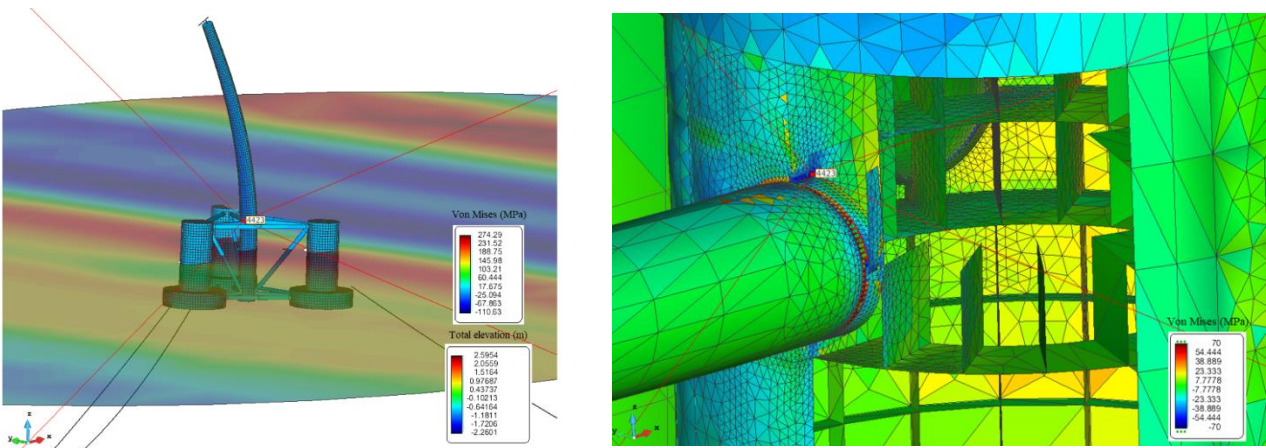


Figura 13. Izquierda: condición crítica de energía. Derecha: ubicación del punto crítico de tensión.

La ubicación del punto crítico se encuentra en la región asociada con el mayor daño por fatiga, como es el caso de la base de la torre causada por el momento de flexión de la torre [11]. Más en concreto entre los tubos de unión y la columna principal. En la Figura 14 (izquierda) se observa la correlación de los picos entre la energía dinámica y las tensiones de Von Mises al cuadrado.

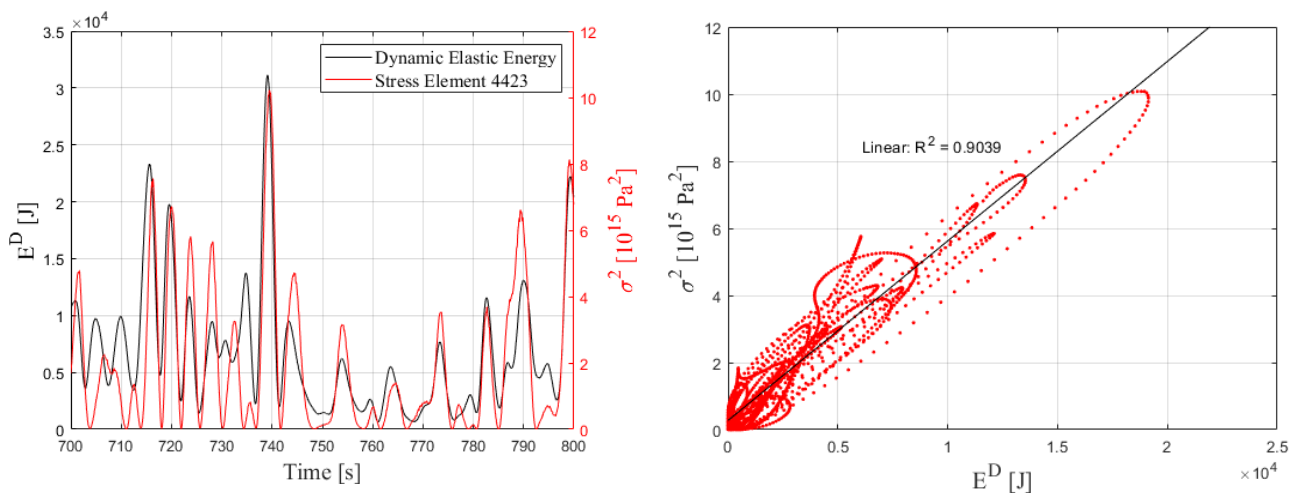


Figura 14. Correlación energía dinámica-tensiones de Von Mises.

En la Figura 14 (derecha) se relaciona la tensión del punto crítico con la energía estructural del modo más energético. Se observa claramente la fuerte influencia de este segundo modo sobre la respuesta estructural en dicho punto.

8. OPERADOR AMPLITUD DE RESPUESTA MODAL

Cuando el problema hidroelástico es lineal, incluyendo el modelo estructural y las cargas externas, es posible calcular los operadores de amplitud de respuesta para cada modo propio (MRAOs). Para ello se somete la plataforma a un espectro de ruido blanco que se propaga en dirección longitudinal. La Figura 15 compara los MRAOs para el segundo modo calculado mediante la solución cuasi estática (QS), acoplamiento dinámico en una dirección (débil) y acoplamiento en dos direcciones (fuerte). Este análisis se centra en el segundo modo elástico, correspondiente al modo de flexión de la torre, al ser el más excitado.

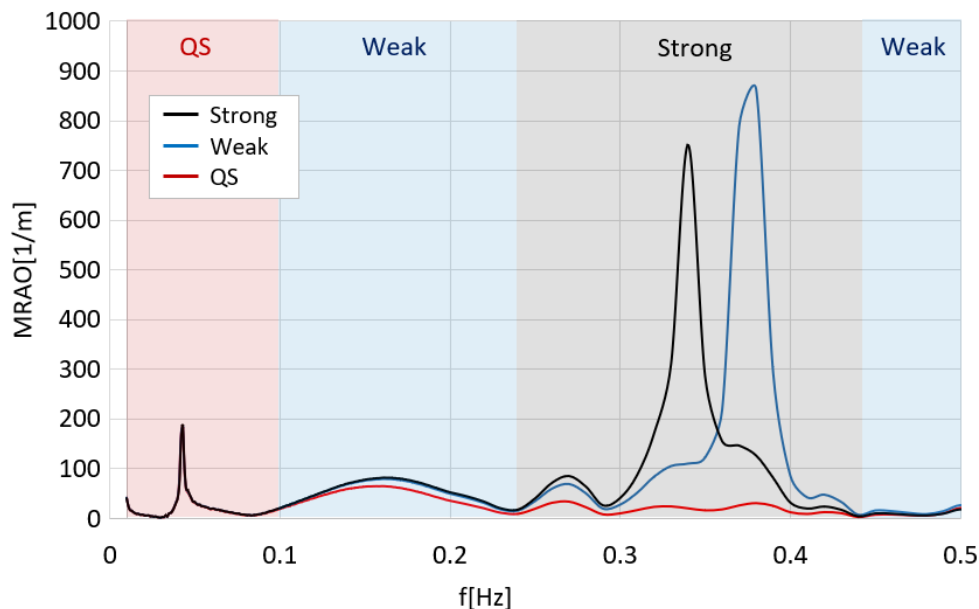


Figura 15. MRAOs para el 2do modo elástico.

Cerca de la frecuencia de resonancia del modo, la solución cuasi-estática no logra capturar el comportamiento dinámico, ya que asume una respuesta estructural lenta y con poca dependencia temporal, tratándolo como un problema estático. Sin embargo, en el rango de bajas frecuencias, donde las cargas se aplican durante períodos prolongados, estos modelos pueden ofrecer una aproximación razonable. Sin embargo, en la región cercana a la resonancia, es necesario un acoplamiento fuerte, donde la interacción fluido-estructura sucede en ambas direcciones. De lo contrario, la resonancia ocurrirá en la frecuencia en seco en lugar de la frecuencia en mojado, lo que generará errores en la solución.

9. RESONANCIA EN SEGUNDO ORDEN

En ingeniería marina y offshore, es común suponer que las estructuras son lo suficientemente rígidas como para considerar su respuesta frente a cargas de olas como cuasi-estática. Sin embargo, en la energía eólica flotante, la presencia de la turbina sobre una torre esbelta hace que las frecuencias modales más bajas se aproximen a las frecuencias del oleaje. El objetivo de este estudio es comparar la energía estructural de las distintas soluciones bajo cargas hidrodinámicas de primer y segundo orden en un mar irregular.

Las olas irregulares se modelan utilizando un espectro JONSWAP con un periodo de ola medio $T_m = 6.066$ segundos y una altura significativa de ola $H_s = 3$ metros. Este periodo de ola corresponde al doble del periodo modal mojado para el segundo modo. Por lo tanto, se espera que los componentes de segundo orden induzcan efectos de resonancia. La Figura 16 muestra la energía elástica instantánea, calculada por el modelo MMR5000, bajo cargas de ola de primer (arriba) y segundo orden (abajo). De igual forma se comparan la solución cuasi-estática con los acoples fuerte y débil.

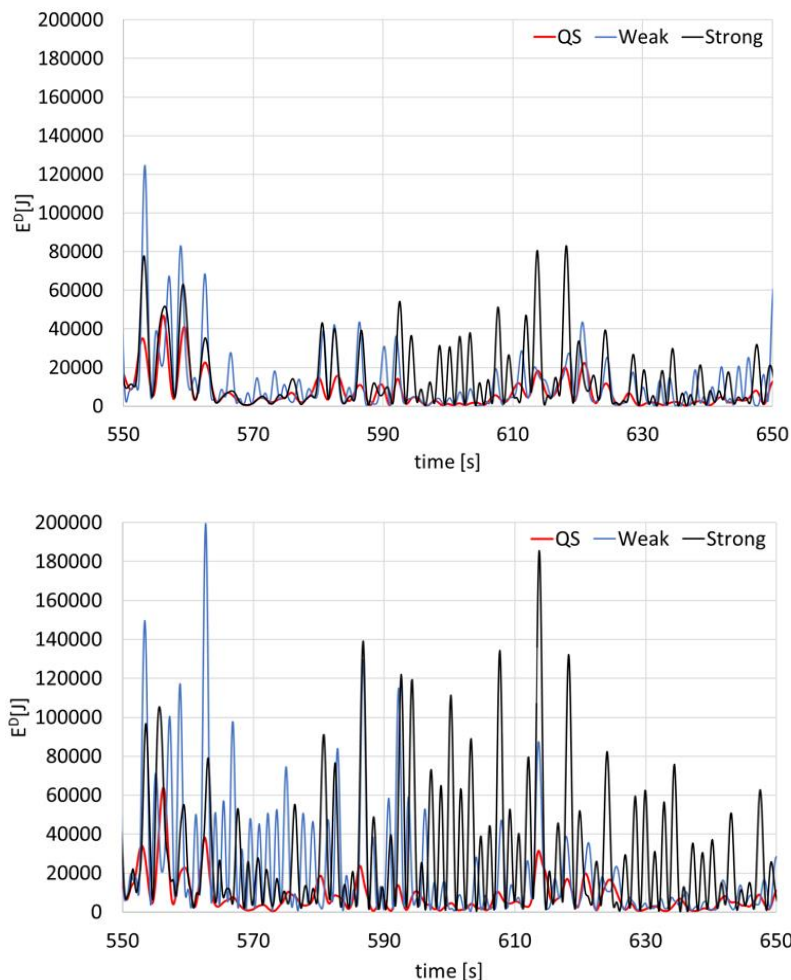


Figura 16. Energía elástica en condición de mar irregular (arriba) solución de 1er orden (abajo) solución de 2do orden.

La solución cuasi-estática subestima la respuesta estructural, especialmente en el caso de segundo orden. El acoplamiento dinámico débil muestra algunos efectos cercanos a la resonancia, pero se observan diferencias significativas al compararlo con el acoplamiento fuerte.

10. TIEMPOS DE CALCULO

La Tabla 5 proporciona los tiempos de cálculo de los diferentes “solvers” integrados para una simulación directa llevada a cabo en una estación de trabajo con un procesador AMD Ryzen Threadripper 3970X 3.70GHz, paralelizado en 4 hilos. Se observa claramente que el cuello de botella es el cálculo de la dinámica estructural utilizando el modelo de elementos finitos de alta fidelidad. Sin embargo, la aproximación MMR reduce del orden de diez veces el tiempo de cálculo a la vez que produce soluciones de alta fidelidad también.

Tabla 5. Desglose de tiempos de cálculo.

Solver		Hydroelastic coupling	
		1-way (weak)	2-ways (strong)
Rigid Body+Dynamic Mooring (FEM):		0.66 s/s	1.03 s/s
Wave diffraction-radiation		0.87 s/s	1.37 s/s
Structural	FEM	4.6 s/s	50 s/s
	MMR5000	0.47 s/s	5.1 s/s
	MMR1000	0.10 s/s	1.1 s/s

Por otro lado, el cálculo de RAOs modales permite realizar un gran alto número de casos de cargas en poco tiempo mediante el cálculo de realizaciones a partir de las MRAOs. A continuación, se describe un caso de ejemplo calculado en una Workstation con 512Gb de RAM y un procesador AMD AMD Ryzen Threadripper PRO 5995WX de 64-Cores y 2.70 GHz.

Análisis modal de la estructura: 16h

- Memoria RAM 150Gb
- Tamaño modelo FEM 1,026,150 DOFs

Obtención de las MRAOs: 22h

- Número de simulaciones 72
- Direcciones de oleaje 36
- Numero de frecuencias/direccion 177
- Numero de modos 5000
- Número de MRAOs 31,860,000
- Tamaño archivos de MRAOs 576Mb

Cálculo de daño a fatiga: 1.1 h

- Número de casos de carga 1000
- Tiempo de realización por caso 3h

- Paso de tiempo 0.1s
- Número de puntos a analizar por caso 1000 elementos finitos

Cálculo de tensiones sobre la totalidad de la estructura: 1.26 h

- Número de casos de carga 1000
- Tiempo de realización por caso 3h
- Paso de tiempo 0.1s
- Número de instantes a analizar por caso 200 instantes de máxima energía

11. CONCLUSIONES

A partir del análisis ILA realizado sobre la plataforma semi-sumergible DeepCwind, se han identificado los siguientes hallazgos clave:

- El uso de la técnica MMR ha demostrado ser conveniente para el análisis de aerogeneradores flotantes. El método es capaz de capturar más del 90% de la energía estructural utilizando solo un 0.48% de los grados de libertad.
- El “solver” estructural MMR logra una reducción de aproximadamente un 90% en el tiempo computacional en comparación con el FEM,
- El método MMR ha demostrado una precisión significativamente mayor en comparación con los métodos cuasi-estáticos basados en FEM completos.
- Se ha encontrado que el enfoque cuasi-estático subestima los efectos dinámicos, lo que limita su uso a con cargas de rangos de frecuencias bajas.
- Se destaca la importancia de realizar acoplamientos hidroelásticos en dos direcciones, sobre todo para obtener la respuesta elástica y resonancia en estructuras flotantes flexibles de gran escala.
- La respuesta elástica se concentra principalmente en el modo de flexión de la torre, con puntos de tensión críticos observados en las intersecciones entre la torre y los refuerzos. La base de la torre es una zona de potencial daño por fatiga que requiere una atención especial.
- Se recomienda incorporar los efectos hidrodinámicos de segundo orden para capturar con precisión la resonancia estructural de la torre causada por el modo de flexión.
- El uso de MRAOs permite la evaluación de miles de casos de cargas en horas sin necesidad de recurrir a grandes recursos computacionales, lo que habilita su uso en fases tempranas de diseño, optimización, y para certificación.

Los hallazgos de este estudio buscan sentar unas bases para contribuir al diseño y optimización de los conceptos estructurales en turbinas eólicas flotantes.

12. REFERENCIAS

-
- [1] Bjerg Thomsen, J.; Bergua, R.; Jonkman, J.; Robertson, A.; Mendoza, N.; Brown, C.; Galinos, C.; Stiesdal, H. (2021). Modeling the TetraSpar Floating Offshore Wind Turbine Foundation as a Flexible Structure in OrcaFlex and OpenFAST. *Energies J.* 14(23), 7866. Doi: 10.3390/en14237866
- [2] Garcia-Espinosa, J.; Servan-Camas, B.; Calpe-Linares, M. (2023). High Fidelity Hydroelastic Analysis Using Modal Matrix Reduction. *J. Mar. Sci. Eng.* 11, 1168. Doi: 10.3390/jmse11061168
- [3] K.J Bathe. *Finite Element Procedures*. K. J. Bathe, Watertown, MA. ISBN 978-0-9790049-5-7
- [4] Servan-Camas, S.; Di-Capua, D.; Garcia-Espinosa, J.; Sa-Lopez, D. (2021). Fully 3D ship hydroelasticity: Monolithic versus partitioned strategies for tight coupling. *J. Mar. Struct.* Volume 80, 103098. Doi: 10.1016/j.marstruc.2021.103098
- [5] Servan-Camas, B.; Gutierrez-Romero, J.E.; García-Espinosa, J. (2018). A Time-Domain Second-Order FEM Model for the Wave Diffraction-Radiation Problem. Validation with a Semisubmersible Platform. *Mar. Struct.* 58, 278–300. Doi: 10.1016/j.marstruc.2017.12.001
- [6] Jonkman, JM. (2007) *Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine*. Technical Report NREL/TP-500-41958.
- [7] Berdugo-Parada, I.; Servan-Camas, B.; Garcia-Espinosa, J. (2024). Numerical Framework for the Coupled Analysis of Floating Offshore Multi-Wind Turbines. *J. Mar. Sci. Eng.* 12, 85. Doi: 10.3390/jmse12010085
- [8] 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. Technical Report NREL/TP-5000-60601. Doi: 10.2172/1155123
- [9] Jonkman, JM.; Butterfield. S.; Musial, W.; Scott, G. Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development. Technical Report NREL/TP-500-38060. 2009. Doi: 10.2172/947422
- [10] Bureau Veritas. (2019). *Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbines*. Rule Note NI 572 DT R02 E.
- [11] Li, H., Gao, Z., Bachynski-Polić, E., Zhao, Y., & Fiskvik, S. (2023). Effect of floater flexibility on global dynamic responses of a 15-MW semi-submersible floating wind turbine. *Ocean Engineering*, 286. Doi: 10.1016/j.oceaneng.2023.115584