



City Research Online

City St George's, University of London

Citation: Tomas-Rodriguez, M. & Santos, M. (2019). Modelling and control of floating offshore wind turbines. REVISTA IBEROAMERICANA DE AUTOMATICA E INFORMATICA INDUSTRIAL, 16(4), doi: 10.4995/riai.2019.11648

This is the published version of the paper.

This version of the publication may differ from the final published version. To cite this item please consult the publisher's version.

Permanent repository link: <https://openaccess.city.ac.uk/id/eprint/23023/>

Link to published version: <https://doi.org/10.4995/riai.2019.11648>

Copyright and Reuse: Copyright and Moral Rights remain with the author(s) and/or copyright holders. Copies of full items can be used for personal research or study, educational, or not-for-profit purposes without prior permission or charge, unless otherwise indicated, provided that the authors, title and full bibliographic details are credited, a hyperlink and/or URL is given for the original metadata page and the content is not changed in any way. For full details of reuse please refer to [City Research Online policy](#).

Modelado y control de turbinas eólicas marinas flotantes

M. Tomás-Rodríguez^{a,*}, M. Santos^b

^a School of Mathematics, Computer Science and Engineering, City, University of London, Northampton square, EC1V 0HB, London, UK.

^b Departamento de Arquitectura de Computadores y Automática, Universidad Complutense de Madrid, C/ José García Santesmases, nº9, 28040, Madrid, España.

Resumen

En este tutorial se aborda el tema del modelado y control de las turbinas eólicas marinas flotantes. En primer lugar se describen estos sistemas de extracción de energía eólica que están situados en alta mar, en aguas profundas, y se comentan algunas aproximaciones a su modelado. El control de potencia de estas turbinas es presentado con detalle, explicando los distintos tipos de control que buscan maximizar la obtención de energía. Se resalta el problema de la inducción de dinámicas inestables en la plataforma flotante debido al control del rotor del aerogenerador, una dificultad que no aparece en otros tipos de turbinas. La reducción de las vibraciones mediante estrategias de control estructural se ilustra con un ejemplo, usando un dispositivo pasivo que es complementado con un mecanismo denominado inerter, mostrando con resultados de simulación cómo se consiguen eliminar las oscilaciones de la turbina flotante. Este ejemplo está basado en resultados preliminares obtenidos en la investigación que llevan a cabo los autores de este tutorial.

Palabras Clave:

Modelado, Control, Aerogenerador, Turbinas eólicas flotantes, Energía eólica marina, Energía renovable.

Modelling and control of floating offshore wind turbines

Abstract

This tutorial deals with the modeling and control of floating marine wind turbines. First, these offshore wind energy systems, located on the high seas, in deep waters are described; some modeling approaches are discussed. The power control of these turbines is presented in detail, explaining the different types of control that seek to maximize the energy. The issue of unstable dynamics that can appear in the floating platform due to the wind turbine rotor control is highlighted, something that other types of offshore and onshore turbines do not share. An example shows the reduction of vibrations by applying structural control strategies; results prove that a passive device that is complemented with a mechanism called inerter eliminates the oscillations of the floating turbine. The example here presented represents some preliminary results of the ongoing current research of the authors.

Keywords:

Modelling, Control, Wind turbine, Floating Offshore wind turbines, wind marine energy, renewable energy.

1. Introducción

La energía eólica marina es aquella en la cual la producción de energía se produce en el mar mediante aerogeneradores, también conocida por el término anglosajón 'offshore'. Es necesario reseñar que actualmente la energía eólica generada en el mar no representa un porcentaje tan alto de cuota de mercado como la 'onshore', es decir, la producida por aerogeneradores en tierra, una tecnología madura y muy

consolidada en numerosos países (Mikati, Santos, Armenta, 2013).

La energía eólica offshore tiene una serie de ventajas respecto a la que se genera en tierra, siendo la principal que el viento es más constante y tiene una velocidad mayor, debido a la ausencia de accidentes geográficos. Otra de sus características ventajosas es la reducción del impacto visual y de la contaminación acústica ya que las turbinas están alejadas de las zonas urbanas. Además, destacar que se

*Autor para la correspondencia: Maria.Tomas-Rodriguez.1@city.ac.uk

dispone de una superficie mayor para la instalación de los aerogeneradores. Sin embargo, su principal desventaja es el coste económico asociado a su instalación y mantenimiento, por la dificultad que entraña realizar tareas de construcción en el mar.

Las turbinas eólicas marinas se diferencian en dos tipos, según estén o no sustentadas al lecho marino. Las más comunes son las que están ancladas al suelo (OWT, Offshore Wind Turbine), en zonas costeras, con una limitación de la profundidad de unos 50-60 m. Las estructuras flotantes son aquellas que, aunque están sujetas al lecho marino mediante cables para mantenerlas en un lugar determinado, la base sobre la que se apoya el aerogenerador está flotando en alta mar.

Las turbinas eólicas marinas flotantes (Floating Offshore Wind Turbines, FOWT, por sus siglas en inglés) se están convirtiendo en un recurso muy prometedor para la generación de electricidad, aunque es una tecnología aún reciente. Su principal ventaja reside en la posibilidad de instalar las turbinas eólicas en aguas más profundas, lo que posibilita su aprovechamiento en numerosos países, así como facilidades de instalación, y que evitan totalmente el ruido y el impacto visual.

Hasta la fecha, el único parque eólico flotante operacional es Hywind Scotland, desarrollado por Statoil, en Noruega. El parque cuenta con 5 turbinas flotantes tipo spar con una capacidad total de 30 MW (Hywind, 2019). En octubre de 2011, Principle Power instaló un prototipo de turbina de 2 MW, WindFloat, a 4 km de la costa de Aguçadoura, Portugal. La turbina, con una base flotante de tipo semisumergible, fue puesta en funcionamiento en tierra antes de que la unidad fuera remolcada a alta mar (Roddier et al., 2017).

Debido a los fuertes vientos, oleaje y corrientes, las turbinas eólicas marinas flotantes están sometidas a cargas intensas y vibraciones significativas que pueden dañar la estructura y perjudicar la producción de energía eléctrica. Por lo tanto, requieren materiales y diseños específicos para resistir el impacto de las condiciones meteorológicas externas.

Claramente estos sistemas plantean retos difíciles desde el punto de vista de la ingeniería de sistemas y del control. Es necesario el estudio de su dinámica inestable y no lineal mediante modelos y simulaciones de su comportamiento. Las oscilaciones indeseadas, las cargas y la fatiga conllevan además la necesidad de un mayor mantenimiento, menor disponibilidad, y componentes más caros y fallas. Por eso sería deseable incorporar estas perturbaciones en los modelos para poder analizarlas y contrarrestarlas mediante propuestas y diseños de control, con la finalidad de aumentar su fiabilidad, optimizar la producción energética y, posiblemente, el uso de estructuras más ligeras y económicas.

En líneas generales se puede afirmar que, aunque ha habido grandes avances en el aspecto técnico y de diseño de las FOWT, un problema actual aún por resolver de este tipo de aerogeneradores son las oscilaciones producidas por el oleaje y el des-alineamiento entre el viento y las olas. A los problemas estructurales que ocasionan estas perturbaciones se añaden la influencia de las oscilaciones propias del aerogenerador en la producción de energía.

En este trabajo se describe el control de las turbinas eólicas flotantes. Por un lado se presentan los tipos de control

que, según la velocidad del viento, se aplican para optimizar la energía extraída. Por otro, se expone el control de vibraciones mediante la aplicación de dispositivos de control pasivo. El artículo termina con una aplicación de control de vibraciones que se muestra a modo de ejemplo.

2. Modelado de Turbinas Flotantes

Una FOWT está compuesta por el propio aerogenerador, la estructura flotante y los cables que la amarran al fondo del mar (García et al., 2016).

Debido a que es una tecnología en desarrollo se crean nuevos diseños según se avanza en las investigaciones (Wang, 2018). En la actualidad se pueden diferenciar cuatro tipos de planteamientos (figura 1), que corresponden a posibles soluciones al problema de estabilidad (Wang et al., 2010).

- Estructuras semisumergibles: parte de la estructura está sumergida y la otra sobresale de la superficie marina, con líneas de amarre al suelo.
- Estructura Spar (boya). Consiste en una estructura cilíndrica sumergida en su práctica totalidad, con un contrapeso en el extremo para otorgar estabilidad al aerogenerador (centro de gravedad de la plataforma lo más bajo posible, por debajo del centro de flotabilidad) y que pueda soportar las cargas producidas por el viento y por las olas. Es la de menor coste estructural. También está anclada al suelo por cables.
- Estructura "Tensión Leg Platform" (TLP), donde los cables de amarre están tensionados, lo que permite cierto movimiento horizontal, pero estabilidad vertical ante las olas y el viento. Es la más firmemente sujeta al fondo marino. La parte crítica del diseño reside precisamente en la dificultad de su instalación por el anclaje de los cables al lecho marino y a que, como consecuencia de la tensión a la que están sometidos, no todos los fondos serán adecuados para dicho amarre.
- Estructura estabilizada por flotación (barcaza, Barge): se trata de una estructura ligera y de gran superficie (pontón), para dotar al conjunto de cierta estabilidad debida a la inercia de la masa añadida. También está anclada al fondo por medio de cables que evitan el vuelco del aerogenerador.

Las plataformas tipo semi-sumergibles, spar y barge están amarradas al fondo marino mediante catenarias y son de más fácil instalación que la TLP.

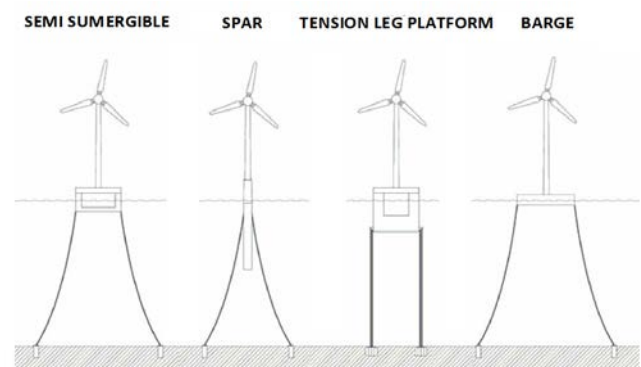


Figura 1: Tipos de turbinas eólicas flotantes.

Al estar ubicadas en aguas profundas, las condiciones ambientales de alta mar hacen que estén sometidas a fuertes vientos y a las fuerzas de las olas, corrientes, etc., lo que produce cargas y vibraciones indeseadas en estas estructuras. Por lo tanto, es muy necesario desarrollar modelos y simular tanto estos sistemas de generación de energía como las condiciones externas que pueden inducir oscilaciones en la estructura de los mismos.

2.1. Aproximaciones para el Modelado de FOWT

El diseño de control de las FOWT requiere modelos tanto de la turbina como de las perturbaciones ambientales.

Una turbina flotante se puede describir como un sistema no lineal con seis grados de libertad (DoF). Las ecuaciones de movimiento de estas turbinas tienen muchas contribuciones no lineales debidas a: la hidrodinámica, las fuerzas de línea de amarre de las catenarias, las fuerzas viscosas y aerodinámicas, y los grandes desplazamientos. Además existe una fuerte interacción y acoplamiento entre sus diferentes componentes: la estructura del aerogenerador (torre, góndola), la dinámica del rotor, los amarres y la estructura flotante. De hecho, en las FOWT las grandes cargas aerodinámicas del aerogenerador no deben despreciarse ya que contribuyen a los movimientos de la base de la torre. Y además están sujetas a unas condiciones especiales de operación. Esto hace que los modelos sean complejos y difíciles de obtener.

En la figura 2 se muestra un diagrama de estas contribuciones no lineales implementadas con la herramienta de simulación FAST (Jonkman, 2007).

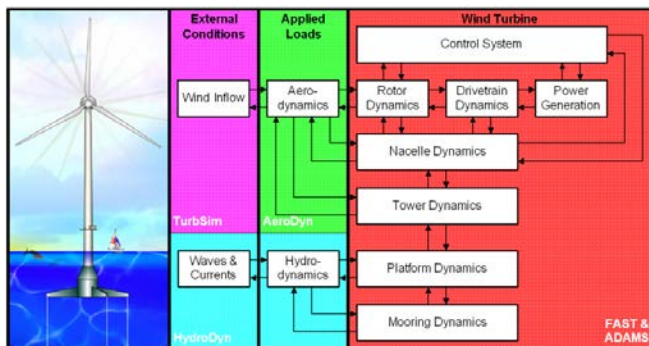


Figura 2: Componentes del modelo de una FOWT.

Los procedimientos de diseño estándar y las herramientas de simulación para estructuras marinas provienen de la tecnología existente y la experiencia de la industria de extracción de petróleo y gas en alta mar. Algunos de los software utilizados sólo modelan parte de su comportamiento, como SeaFEM para la parte hidrodinámica, para las palas (DNV GL), o para el sistema de amarre. La mayoría están basados en la simulación numérica, y requieren gran potencia computacional (OrcaFlex y COUPLE) (Pérez de la Portilla et al., 2018). Otros, como FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence), HAWC2 (Horizontal Axis Wind turbine simulation Code 2nd generation), Matlab/Simulink, etc., son más generales. Dado que las turbinas flotantes se encuentran en la etapa inicial de desarrollo, los datos para validar los modelos computacionales son muy limitados. Las herramientas de simulación numérica actualmente disponibles

generalmente carecen de algoritmos que simulen la compleja aerodinámica de las palas y de torres altas.

La ecuación de Morison, adoptada en varios programas para calcular la hidrodinámica de turbinas flotantes, se ha probado no totalmente fiable en cuanto a resultados.

2.2. Modelos de las perturbaciones del entorno marino

Las turbinas eólicas marinas experimentan cargas externas complejas de una variedad de fuentes, principalmente viento y olas.

El modelado de estas perturbaciones es difícil debido a su comportamiento aleatorio y a la direccionalidad (desalineación) del viento y las olas en el océano.

Para obtener modelos de la mar se suele usar el dominio de la frecuencia, asumiendo una serie de hipótesis simplificadoras en los modelos numéricos. En concreto, se viene usando el espectro de Pierson-Moskowitz, según los estándares offshore, o el JONSWAP (JOint North Sea Wave Project) (Carter, 1982).

La carga del viento en la torre se calcula considerando una velocidad constante del viento que, generalmente, se supone que es unidireccional y uniforme con la altura. Sin embargo, los datos de Metocean en Europa y Estados Unidos confirman que el viento y las olas a menudo están desalineados en cantidades significativas. Esta desalineación causa grandes cargas en la torre en la dirección lateral, que tiene muy poca amortiguación estructural en comparación con la dirección de proa a popa.

Además, se deberían incluir las cargas ocasionadas por las corrientes, el anclaje y las fuerzas de deriva.

3. Control de Turbinas Flotantes: Conceptos Preliminares y Objetivos

La potencia máxima extraíble de un rotor, P_{max} , es proporcional a la velocidad del viento; U , el área del rotor o superficie barrida por las palas; A , la densidad del aire; ρ , y el coeficiente de eficiencia, C_p (Bianchi, De Battista, Mantz., 2006).

$$P_{max} = \frac{1}{2} \rho A U^3 C_p \quad (1)$$

La mayor densidad del aire incrementa la extracción de potencia. El aire frío es más denso que el cálido y el aire cercano a la superficie del mar es más denso que el aire en las montañas. El área del rotor corresponde a una circunferencia en caso de turbinas de eje horizontal y a un cuadrado en el caso de turbinas con eje vertical (base x altura). En este artículo nos referiremos a turbinas de eje horizontal (HAWT, horizontal axis wind turbines). La velocidad del viento incidente en el rotor juega un papel fundamental en el cómputo de la potencia extraíble. En (1) es evidente que cuando la velocidad U se duplica, la potencia extraída del viento aumenta en un orden de 8.

El coeficiente de eficiencia C_p , también conocido como límite de Betz, se puede describir cualitativamente como un "factor limitante" que determina el máximo real de potencia extraíble. Es debido al arrastre generado por las turbulencias en los extremos de las palas del rotor; cuantitativamente corresponde a una fracción de potencia disponible para cada

turbina en particular. Este factor depende del ángulo de ataque de la pala (ángulo entre el perfil de la pala y la dirección relativa del viento) y del tip-speed ratio.

La figura 3 representa, de forma genérica, la potencia extraída en un rango de velocidades de viento de 0-14 m/s. La potencia máxima extraíble correspondería al ideal teórico en el que no existiría límite, es decir, idealmente se obtendría toda la potencia que el viento genera ($C_p = 1$).

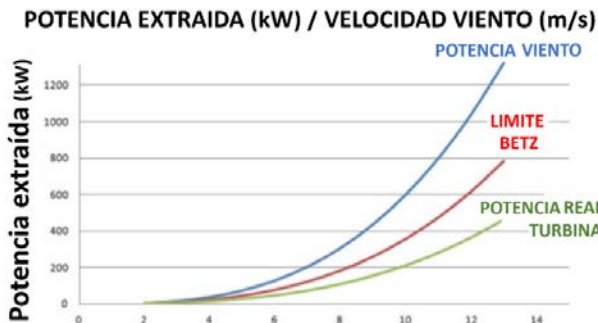


Figura 3: Potencia extraíble para distintas velocidades de viento: ideal (azul), máxima, límite de Betz (roja), real (verde).

El límite de Betz representa un 69% de la potencia máxima extraíble. Una vez tenidas en cuenta el resto de las limitaciones del sistema originadas por restricciones mecánicas y de diseño, la potencia real extraíble disminuye a un valor cercano al 34% de la potencia teórica máxima.

El coeficiente de eficiencia, C_p , es un concepto que, además de limitar el máximo de potencia extraíble en un aerogenerador, juega un papel fundamental en el diseño del control de la turbina. Este factor C_p depende del ángulo de ataque de la pala y del tip-speed ratio, λ (TSR). TSR es la velocidad tangencial medida en el extremo de las palas dividida por la velocidad del viento perpendicular al rotor, U . Depende también de la velocidad angular, Ω , y del radio del rotor, R . Para cada velocidad de viento existe una velocidad angular óptima del rotor que maximiza la magnitud de λ .

$$\lambda = \frac{\Omega R}{U} \quad (2)$$

Se puede ver en (2) que Ω , velocidad de giro del rotor, es fundamental para obtener el máximo λ para cualquier valor de la velocidad del viento U . Si el objetivo es obtener la potencia máxima extraíble para cada velocidad de viento, C_p debería ser tan grande como sea posible. Para ello es necesario un compromiso entre el ángulo de ataque de las palas del rotor y el λ (a su vez función de Ω).

3.1. Descripción de los objetivos de control

A la hora de estudiar los métodos de control que se aplican a las FOWT conviene, primero, hacer una clasificación de los tipos de problemas a abordar. En general, la finalidad de estos sistemas es la máxima obtención de energía. Esto implica, evidentemente, tener en cuenta las condiciones atmosféricas (viento, dirección del mismo, oleaje, corrientes) y tener siempre presente que el control que se implemente tiene como objetivo principal la máxima producción de energía para las circunstancias prevalentes en cada instante de tiempo.

Se puede hacer una clasificación muy general de los tipos de control aunque, según sea la literatura consultada, ésta pueda variar ligeramente de unas fuentes a otras. Cabe destacar cuatro áreas fundamentales en las que los métodos de control son necesarios para un buen funcionamiento de las FOWT (figura 4):

- Control del rotor (góndola): para la obtención de la potencia máxima para cualquier rango de velocidades del viento operativas.
- Control estructural: tiene como objetivo mejorar el rendimiento del sistema, reducir fatigas, cargas, y oscilaciones en la estructura. De este modo, además de un mejor funcionamiento se abaratarán gastos de mantenimiento y reparaciones, incluso de materiales.
- Control de ruidos: las turbinas, debido a su naturaleza rotatoria, generan ruidos, producen sombras de forma periódica al rotar las palas (shadow-flicker), etc. Existen diversos sistemas de control que intentan disminuir o eliminar estos ruidos del sistema.
- Control de red: está diseñado para asegurar que la potencia extraída puede asumir de forma estable las perturbaciones de la red.

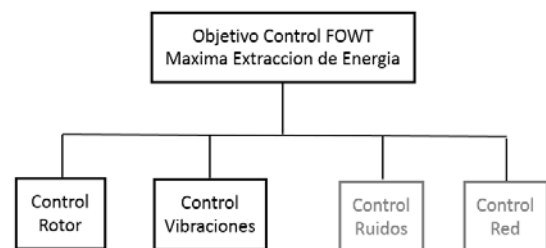


Figura 4: Tipos de control de FOWT.

En este artículo nos hemos centrado en describir los dos primeros casos de control (figura 4). De hecho, el control del rotor y el control de la estructura están relacionados de tal forma que el control diseñado para el rotor/góndola podría ocasionar oscilaciones inestables en la torre debido a la inducción de amortiguamiento negativo a nivel estructural, o por excitación de las frecuencias de resonancia de los modos de vibración de la torre.

En las siguientes secciones se abordan el control realizado a nivel de góndola (control del rotor) y el control estructural (vibraciones), ambos necesarios e interconectados.

4. Control de Potencia

El objetivo general del control de las turbinas flotantes es conseguir que la potencia real obtenida sea tan cercana como sea posible a la máxima potencia extraíble, para cualquier régimen de viento (Knudsen, Bak, Svenstrup, 2015; Menezes, Araújo, and da Silva, 2018.). El régimen de funcionamiento de un aerogenerador y, por lo tanto, el control viene dado según la velocidad del viento:

- Velocidad de conexión: es la velocidad de viento mínima requerida para que el rotor empiece a girar. Por debajo de este valor no se genera potencia. Normalmente está en torno a los ~ 3-4 m/s.
- Velocidad nominal: es la velocidad de viento para cual se alcanza el límite de potencia impuesto por el generador.

A partir de este valor la potencia obtenida está limitada por un valor constante con el objetivo de mantener la producción de potencia máxima posible sin dañar al generador/sistema eléctrico. Esta velocidad está en torno a ~ 11-17 m/s.

- Velocidad de corte: es aquella para la cual las cargas producidas en las palas dañarían el sistema mecánico, es decir, es la velocidad máxima a la que se puede generar potencia de modo seguro, en torno a ~ 25 m/s.

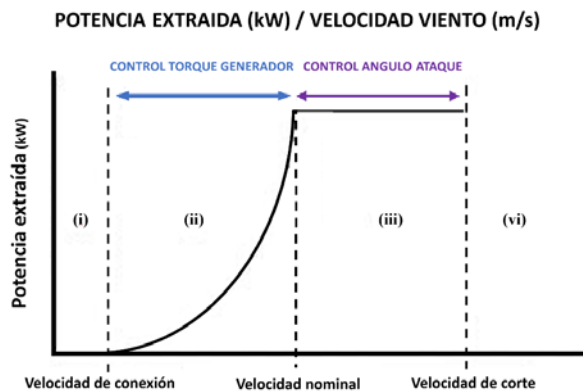


Figura 5: Regiones de funcionamiento del control en un aerogenerador.

Estas tres velocidades determinan a su vez varios rangos de operación del sistema FOWT (figura 5):

- Región de velocidad del viento en la que la turbina permanece parada. No existe generación de potencia.
- Región de velocidad de viento en la que la turbina empieza a girar con velocidad Ω . El objetivo de control en este caso consiste en obtener la máxima potencia posible mediante la manipulación de la velocidad angular del rotor, Ω .
- Una vez alcanzado un valor nominal, la potencia debe permanecer constante, en régimen estacionario. En este rango de velocidades si se incrementara la velocidad angular del rotor aumentaría la potencia generada, y el sistema eléctrico podría saturarse al alcanzar su capacidad máxima, lo que podría dañar el sistema eléctrico y crear cargas en las palas del rotor. Por ello el torque del rotor no se puede utilizar como método de control y es necesario mantener la magnitud de la potencia a un valor nominal constante. El sistema de control, en este caso, modifica el ángulo de ataque de las palas del rotor para mantener los niveles de potencia constantes.
- Para velocidades de viento mayores que la velocidad de corte, para evitar dañar la turbina, el ángulo de ataque de las palas del rotor se disminuye hasta posicionar la pala paralela al viento incidente (ángulo de ataque 0°). La turbina deja de girar y la producción de potencia es nula.

En cada uno de estos regímenes, al ser el objetivo de control diferente, los métodos de control utilizados varían. Las siguientes subsecciones presentan más en detalle el control que se lleva a cabo en los regímenes (ii) y (iii).

4.1. Control del Torque del Generador

El control aplicado para velocidades de viento comprendidas entre la velocidad de conexión y la velocidad nominal se basa, fundamentalmente, en controlar la velocidad angular del rotor, Ω , de tal forma que el tip-ratio (2) permanezca constante y optimizar de este modo la potencia extraída. Normalmente el control aplicado en esta región de funcionamiento está diseñado utilizando técnicas de control clásico PID, aunque también se han usado otros controladores inteligentes o avanzados, de tal manera que el objetivo sea conseguir que la potencia extraída se asemeje lo más posible a la indicada por el límite de Betz (figura 3)

4.2. Control del Ángulo de Ataque

Como ya se ha comentado, cuando la velocidad del viento aumenta es necesario disminuir parte del exceso de la energía del viento para evitar daños en el aerogenerador. En consecuencia, se necesita algún tipo de control de potencia. El control de pala tiene como objetivo mantener constante la potencia extraída del viento. Este control debe realizarse de forma rápida ya que pequeñas variaciones en la velocidad del viento pueden inducir grandes cambios en la potencia. Esto se realiza con el torque del generador constante, manteniendo la velocidad angular del rotor fija, mientras a través de medios mecánicos (o del diseño del perfil de la pala) se cambia el ángulo de incidencia del viento; es decir, se cambia el ángulo de ataque de la pala, controlando de este modo la carga aerodinámica en el rotor.

Actualmente existen varias formas de hacerlo, siendo éste un campo de investigación abierto donde se están produciendo rápidos avances dentro del ámbito de la ingeniería de control.

A continuación se describen brevemente los métodos de control de pala más habituales a día de hoy.

4.2.1. Regulación por Cambio del Ángulo de Paso ("Pitch Control")

En este caso el controlador comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía un orden al mecanismo de cambio del ángulo de ataque, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo. Así pues, las palas del rotor deben ser capaces de girar alrededor de su eje longitudinal (variación del ángulo de ataque) mientras el rotor está girando.

Los aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de ataque requieren de un control preciso y rápido para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. En este tipo de aerogeneradores, el sistema de control girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento. El mecanismo de cambio del ángulo de ataque suele funcionar de forma hidráulica.

4.2.2. Regulación por Pérdida Aerodinámica ("Stall Control")

El control consiste en propiciar una pérdida de sustentación y así evitar que la fuerza de elevación de la pala actúe sobre el rotor. A medida que aumenta la velocidad real del viento, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumentará, hasta llegar al punto de empezar a perder sustentación. Las palas del rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica están ligeramente torsionadas a lo largo del eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierda la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente cuando la velocidad del viento alcanza su valor máximo (crítico).

La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles del rotor y el sistema de control no es tan complejo como en el caso de control del ángulo de ataque. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema muy complejo, y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Alrededor de las dos terceras partes de los aerogeneradores que actualmente se están instalando en todo el mundo son máquinas de regulación por pérdida aerodinámica.

4.2.3. Regulación Activa por Pérdida Aerodinámica

Un número creciente de grandes aerogeneradores (a partir de 1 MW) están siendo desarrollados con un mecanismo de regulación activa por pérdida aerodinámica. Técnicamente, este tipo de máquinas se parecen a las de regulación por cambio del ángulo de ataque, en el sentido de que ambas tienen palas que pueden girar. Para tener un momento de torsión (fuerza de giro) razonablemente alto a bajas velocidades del viento, estos sistemas son programados para girar sus palas como las de regulación por cambio del ángulo de ataque a bajas velocidades del viento (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento). Cuando la potencia extraída alcanza el valor de la potencia nominal, el generador puede sobrecargarse, y las palas deben ser giradas en la dirección contraria a la que lo haría una máquina de regulación por cambio del ángulo de paso. En otras palabras, se aumentará el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y poder así consumir el exceso de energía del viento.

Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva, con el fin de evitar que al principio de una ráfaga de viento la potencia nominal sea sobrepasada. Otra de las ventajas es que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades de viento. Un aerogenerador normal de regulación pasiva por pérdida aerodinámica tendrá generalmente una caída en la producción de potencia eléctrica a altas velocidades de viento, dado que las palas alcanzan una mayor pérdida de sustentación.

El mecanismo de cambio del ángulo de ataque suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso. La elección de la regulación por cambio de ángulo de ataque es, sobre todo, una cuestión económica, de considerar si vale o no la pena pagar por la mayor

complejidad de la máquina que supone el añadir el mecanismo de cambio de paso de la pala.

4.2.4. Otros Métodos de Control de Potencia

Algunos aerogeneradores modernos usan alerones para controlar la potencia del rotor, al igual que los aviones usan aletas para modificar la geometría de las alas y obtener así una sustentación adicional en el momento del despegue. Otra posibilidad teórica es que el rotor oscile lateralmente fuera del viento (alrededor de un eje vertical) para disminuir la potencia. En la práctica, esta técnica de regulación por desalineación del rotor sólo se usa en aerogeneradores muy pequeños (de menos de 1 kW), pues somete al rotor a fuerzas que varían cíclicamente y que a la larga pueden dañar toda la estructura.

Actualmente el control de potencia para los distintos regímenes de funcionamiento de las turbinas sigue bajo estudio.

5. Vibraciones en FOWT

El oleaje, las corrientes, el viento no constante, las ráfagas, etc., hacen que las FOWT estén sometidas a oscilaciones de distinta naturaleza. Los sistemas de control son, por tanto, diseñados de tal manera que la producción máxima de energía pueda ser posible a pesar de todos los factores externos.

Dentro del campo de las vibraciones producidas en una FOWT, merece especial atención el caso de las oscilaciones de la plataforma inducidas por una pérdida de amortiguación causada por el mismo control del rotor en el régimen estacionario. En el caso de velocidades de viento en régimen nominal, el controlador modificará el ángulo de la pala, siendo esto crítico para la estabilidad de la plataforma ya que podría introducirse en el sistema una amortiguación negativa que daría lugar a oscilaciones resonantes de gran amplitud (Jose, Falzarano, Wang, 2018). Resulta imprescindible que la amortiguación del ángulo de cabeceo de la plataforma se mantenga positivo en todo momento.

Este problema puede analizarse considerando la dinámica del movimiento de cabeceo de la plataforma como un sistema de segundo orden:

$$(I_{masa} + A_{radiacion})\ddot{\xi}(t) + (B_{radiacion} + B_{visc})\dot{\xi}(t) + (C_{hidro} + C_{lin})\xi(t) = L_{HH}T(t) \quad (3)$$

Donde $\xi(t)$ es el ángulo de cabeceo de la plataforma, I_{masa} es la inercia del sistema (turbina y plataforma), $A_{radiacion}$ corresponde a la inercia de la radiación hidrodinámica; $B_{radiacion}$ y B_{visc} son los coeficientes de amortiguación de la radiación y del arrastre hidrodinámicos (linearizado), respectivamente. Los coeficientes de restauración hidrostática y de las líneas de amarre son C_{hidro} y C_{lin} , respectivamente; $T(t)$ es el empuje del rotor y L_{HH} representa la altura de la góndola (brazo del momento producido por T).

Observando la ecuación (3) se ve como el empuje aerodinámico del rotor, T , influye en el cabeceo de la plataforma. Y a su vez T depende de la velocidad del viento V , la velocidad angular del rotor, Ω , y del ángulo de ataque de las palas, β .

Para ángulos de ataques pequeños, la traslación de la torre, $x(t)$, está relacionada de forma lineal con el ángulo de cabeceo de la plataforma.

$$x(t) = L_{HH}\xi(t) \tag{4}$$

Si esta traslación varía lentamente, la estela del rotor responderá a la variación de la velocidad de la torre, de la misma forma que lo hace a los cambios de la velocidad del viento.

Considerando únicamente las variaciones del empuje del rotor T en función de la velocidad de traslación de la torre, y mediante una expansión de Taylor, se puede aproximar a:

$$T(t) = T_o - \frac{\partial T}{\partial V}\dot{x}(t) = T_o - \frac{\partial T}{\partial V}L_{HH}\dot{\xi}(t) \tag{5}$$

Donde T_o es el empuje del rotor en el punto de equilibrio y V representa la velocidad media de incidencia del viento en el rotor. La ecuación dinámica de la plataforma se puede reformular en función del desplazamiento traslacional de la góndola:

$$\left(\frac{I_{masa} + A_{radiacion}}{L_{HH}^2}\right)\ddot{x}(t) + \left(\frac{B_{radiacion} + B_{visc}}{L_{HH}^2} + \frac{\partial T}{\partial V}\right)\dot{x}(t) + \left(\frac{C_{hidro} + C_{lin}}{L_{HH}^2}\right)x(t) = T_o \tag{6}$$

El cabeceo de la plataforma responde de forma similar a un sistema de segundo orden con ecuación genérica:

$$M_x\ddot{x}(t) + 2\zeta_x w_{xn}\dot{x}(t) + w_{xn}^2 x(t) = T_o$$

En este caso, el coeficiente de amortiguación y la frecuencia natural son, respectivamente:

$$\zeta_x = \frac{C_x}{2\sqrt{K_x M_x}} \quad w_{xn} = \sqrt{\frac{K_x}{M_x}}$$

La estabilidad de cabeceo de la plataforma claramente depende del signo del coeficiente de amortiguación total, C_x .

La figura 6 muestra la variación del empuje del rotor con respecto a la velocidad del viento. Los datos fueron recogidos para una turbina NREL-5-MW (Jonkman, 2008). Se puede ver como, a partir de aproximadamente 11.3 m/s, el empuje decrece a medida que la velocidad del viento aumenta.

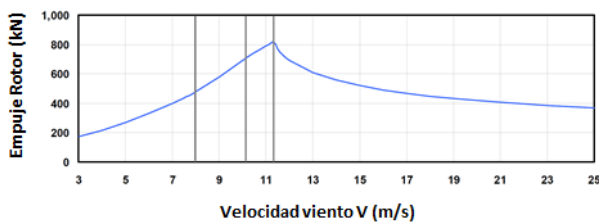


Figura 6: Dependencia del empuje del rotor con respecto a la velocidad del viento (Jonkman, 2008).

En la figura 7 se observa cómo el coeficiente de amortiguación se vuelve negativo para velocidades de viento de 11 m/s aproximadamente, coincidiendo con la misma tendencia del empuje del rotor.

Para velocidad de viento alrededor de 25 m/s los coeficientes de amortiguación, de radiación hidrodinámica y de arrastre hidrodinámico exceden en magnitud a la amortiguación aerodinámica, dada por:

$$\frac{\partial T}{\partial V}$$

Esto es,

$$\left| \frac{B_{radiacion} + B_{visc}}{L_{HH}^2} \right| > \left| \frac{\partial T}{\partial V} \right|$$

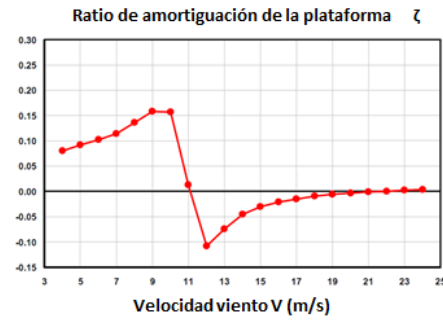


Figura 7: Dependencia del coeficiente de amortiguación con respecto a la velocidad del viento (Jonkman, 2008).

Es decir, el empuje del rotor (que a su vez depende del control de torque del generador) podría inducir dinámicas inestables en la plataforma para ciertas condiciones de viento (Larsen and Hanson, 2007).

6. Control estructural

En la sección anterior se ha mostrado como un control diseñado para obtener la máxima potencia en la región nominal podría llegar a inducir dinámicas no amortiguadas en la plataforma del sistema. Conviene recordar que el sistema FOWT está además sometido a oleaje, fuertes ráfagas de viento y corrientes. El sistema por tanto presenta oscilaciones de naturaleza diversa. Los objetivos de control deben ser diseñados de tal forma que satisfagan un compromiso entre la obtención de la máxima energía y la reducción de oscilaciones en la estructura, que a la larga llevarían a un deterioro físico y funcional del sistema.

En la comunidad de control actual los métodos más novedosos para mitigar las oscilaciones y reducir la fatiga se engloban dentro del control estructural (Soong, Costantinou, 2014). El control estructural ha sido un área de investigación activa durante los últimos veinte años en aplicaciones de ingeniería civil, que se ha empezado a aplicar recientemente a FOWT (Lackner and Rotea, 2011; Yang, He, and Hu, 2019).

La reducción de vibraciones se puede conseguir a través de varios métodos, dependiendo del tipo de oscilación. Los métodos más comunes son:

- (i) Aumento de la rigidez: consiste en desplazar la frecuencia de resonancia de la estructura.
- (ii) Aumento de la amortiguación: consiste en reducir los picos de resonancia mediante disipación de la energía de la vibración.
- (iii) Aislamiento: previene la propagación de las oscilaciones hacia partes sensibles de la estructura.

Dependiendo del método utilizado, los esquemas de control estructural pueden ser clasificados en general en tres grandes grupos.

6.1. Control Pasivo

Es uno de los métodos clásicos para reducir vibraciones en sistemas mecánicos y el más sencillo. Los parámetros del sistema de control son constantes, no se requieren fuerzas externas al sistema y, por tanto, no existe necesidad de proporcionar energía.

Los dispositivos pasivos de control estructural/amortiguación (TMD, Tuned Mass Damper) están compuestos por muelles, amortiguadores y masas que se mueven longitudinalmente y/o lateralmente, ejercen fuerzas en la góndola y, de este modo, reducen las vibraciones estructurales (figura 7). El muelle ejerce una fuerza proporcional al desplazamiento de la masa con respecto de la caja, y el amortiguador una fuerza proporcional a la velocidad. Para conseguir que estos elementos amortigüen de forma significativa las vibraciones es necesario su correcta calibración y sintonía, es decir, encontrar los parámetros adecuados, o incluso óptimos, que los configuren de forma que las oscilaciones de la torre sean amortiguadas. Esta tarea de ajuste de parámetros se puede abordar con técnicas de optimización clásicas o heurísticas (Jin et al., 2018). Aun así, estudios recientes muestran que estos dispositivos de control pasivo estructural, TMD, cuando se aplican a FOWT, aún no consiguen amortiguar por completo las oscilaciones de la torre debido al oleaje y fuertes vientos (García et al., 2016).

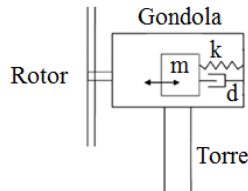


Figura 7: Control pasivo en la góndola de una FOWT.

6.2. Control Semi-activo

Son métodos más flexibles que los anteriores y pueden proporcionar mejores resultados. Los coeficientes de los dispositivos (muelles y amortiguadores) suelen ser ajustados mediante algoritmos de control en lazo cerrado en respuesta a las dinámicas de la estructura: frecuencia de oscilación de la torre, etc. Los métodos más utilizados hasta el momento para la sintonía de los parámetros son técnicas de optimización, ganancia programada, etc. En estos casos se necesitan sensores integrados y dispositivos externos que ejerzan fuerzas sobre el sistema.

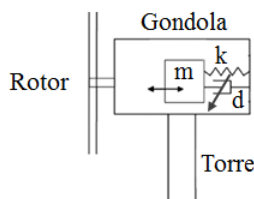


Figura 8: Control semi-activo en la góndola de una FOWT.

6.3. Control Activo

Son sistemas más complejos, requieren la inclusión de una fuerza actuadora. La fuerza externa al sistema que sirve de control se implementa a través de algoritmos que utilizan datos medidos por sensores (González-Rodríguez et al., 2017). Al haber una entrada de energía externa al sistema, se corre el peligro de desestabilización. Son los métodos que reducen más eficazmente las oscilaciones y, por tanto, la carga que sufre la estructura. A cambio requieren una mayor energía, lo que encarece el sistema y aumenta su complejidad. El uso de métodos de control activos para amortiguación de oscilaciones en FOWT es reciente.

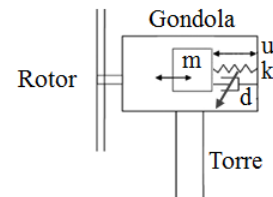


Figura 9: Control activo en la góndola de una FOWT.

A modo de resumen, en la figura 10 se muestran los distintos tipos de control de potencia y control estructural expuestos en este trabajo.

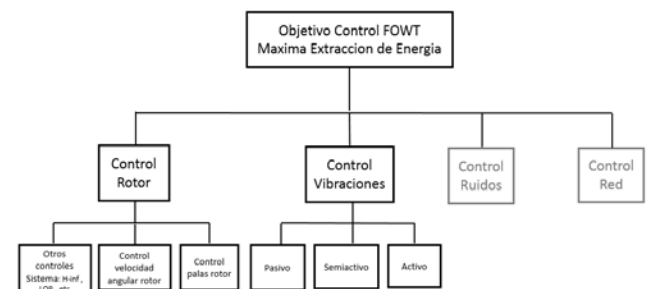


Figura 10: Esquema general de los tipos de control co-existentes en sistemas FOWT.

7. Ejemplo: FOWT con Plataforma

Esta sección presenta un trabajo reciente realizado por los autores (Tomás-Rodríguez et al., 2018) dentro del marco de la investigación actual que están llevando a cabo. Se adopta un modelo no lineal simplificado de la turbina eólica flotante con plataforma (Stewart y Lackner, 2014), donde se consideran despreciables las fuerzas hidrodinámicas y aerodinámicas, es decir, la carga del viento y de las olas, así como las fuerzas de tracción de las líneas de amarre. El modelo no considera otros componentes estructurales como las palas ya que el objetivo de control es reducir las cargas y se ha probado que las palas y otros componentes dinámicos tienen poco impacto en la fatiga de la torre comparado con la dinámica de los tres grados de libertad aquí representados (Jonkman, 2007; Jonkman y Matha, 2009). Este modelo simplificado incluye las perturbaciones en la dinámica de la plataforma y en la torre. Se ha implementado un sistema de control pasivo (TMD) en la góndola formado por un amortiguador de coeficiente d_{TMD} , una masa, m_{TMD} , y un muelle de coeficiente k_{TMD} . El modelo no incluye álabes de turbina o líneas de amarre individuales, ya que no representan un factor importante para las oscilaciones de la torre o la fatiga.

La mayoría de los modelos dinámicos utilizados en ingeniería civil utilizan ecuaciones traslacionales en vez de rotacionales, pero en las FOWT los momentos que puede ocasionar la fuerza de la gravedad deben ser tenidos en cuenta. Además, en el caso de turbinas flotantes las amplitudes de oscilación son bastante mayores que en edificios. La plataforma puede llegar a desplazarse hasta $\pm 10^\circ$. En las simulaciones se han usado variaciones de $\pm 5^\circ$, y en ese rango la linealización del modelo es válida.

Para representar la rigidez y la amortiguación de la estructura de la torre se supone que está unida a un resorte giratorio y a un amortiguador (figura 11).

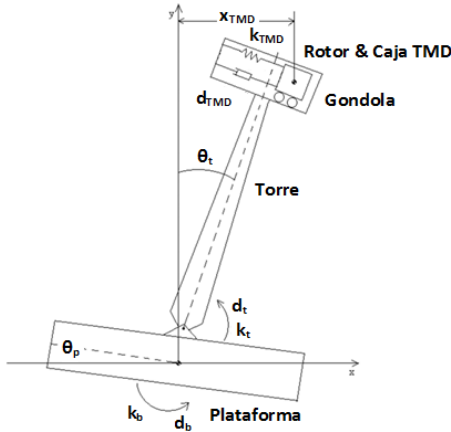


Figura 11: Esquema de la FOWT y posición del TMD en la góndola.

La base y la torre tienen un grado de libertad rotacional cada uno, y el subsistema de control estructural TMD tiene un grado de libertad traslacional, $x_{TMD}(t)$.

Las ecuaciones dinámicas (7)-(9) representan los tres grados de libertad del sistema:

$$-k_t(\theta_t(t) - \theta_b(t)) + d_t(\dot{\theta}_t(t) - \dot{\theta}_b(t)) \quad (7)$$

$$\begin{aligned} I_t \ddot{\theta}_t &= -m_t g R_t \theta_t - k_t(\theta_t(t) - \theta_b(t)) - d_t(\dot{\theta}_t(t) - \dot{\theta}_b(t)) \\ &- k_{TMD} R_{TMD} (R_{TMD} \theta_t(t) - x_{TMD}(t)) \\ &- d_{TMD} R_{TMD} (R_{TMD} \dot{\theta}_t(t) - \dot{x}_{TMD}(t)) \\ &- m_{TMD} g (R_{TMD} \theta_t(t) - x_{TMD}(t)) \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} m_{TMD} \ddot{x}_{TMD}(t) &= k_{TMD} (R_{TMD} \theta_t(t) - x_{TMD}(t)) + \\ &+ d_{TMD} (R_{TMD} \dot{\theta}_t(t) - \dot{x}_{TMD}(t)) + m_{TMD} g R_b \theta_b(t) \end{aligned} \quad (9)$$

Donde I representa la inercia rotacional, los términos k son coeficientes de restauración rotacionales o lineales, los términos d son las constantes de amortiguación lineales o rotacionales, y los términos R representan las distancias en el sistema. Así, R_t es la distancia entre la bisagra y el centro de masas de la torre; R_b es la distancia desde el centro de masas de la plataforma al punto de rotación entre la plataforma y la torre, y R_{TMD} es la distancia desde el centro de masas de la masa del dispositivo TMD, m_{TMD} , a la bisagra de la torre. Los índices b , t , y TMD , se refieren a la plataforma, torre y sistema TMD, respectivamente. Este modelo no considera las

cargas del viento/olas ya que las dinámicas estructurales del sistema son independientes de las fuerzas y cargas externas.

En (Tomás-Rodríguez et al., 2018) se implementa un tipo de control pasivo incorporando un dispositivo relativamente nuevo en la comunidad de control, el inerter (Smith, 2002; Hu, 2018), para estudiar si existe alguna mejora en cuanto a su amortiguación. El inerter se implementa en paralelo al muelle o amortiguador existente. La fuerza realizada por este dispositivo pasivo es proporcional a la aceleración. La constante de proporcionalidad se denomina Inertancia, b , y se mide en kilogramos.

Primero se implementó el modelo en Matlab, incluyendo base, torre y góndola con el sistema de control TMD, tal y como aparece en las ecuaciones (7)-(9). Los resultados obtenidos de las simulaciones fueron los mismos que los obtenidos en (Stewart y Lackner, 2014) con la herramienta FAST, sirviendo esto de validación del modelo. Después se añadió el mecanismo pasivo Inerter al modelo existente para comparar los resultados. La figura 12 muestra la respuesta del sistema a un desplazamiento inicial de la plataforma de 5° . La masa TMD oscila de forma amortiguada por un largo periodo de tiempo.

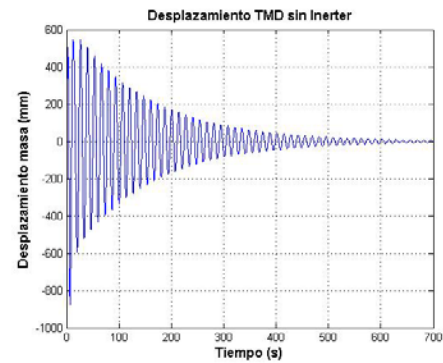


Figura 12: Desplazamiento de la masa con TMD.

La figura 13 muestra el resultado del mismo experimento cuando la caja contiene un inerter (TMDI) instalado en paralelo con el muelle y amortiguador.

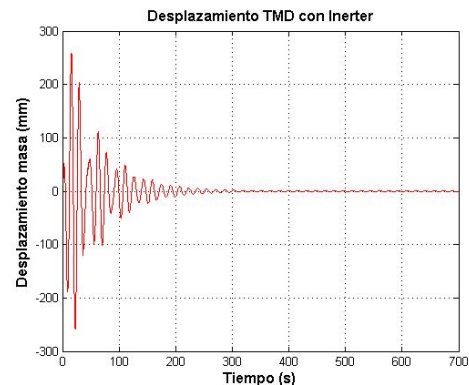


Figura 13: Desplazamiento de la masa con TMDI.

Comparando ambas oscilaciones, la figura 14 muestra claras mejoras observables a simple vista en varios aspectos:

- Reducción de la amplitud de la oscilación transitoria en un periodo mucho menor de tiempo
- Reducción de la sobreelongación
- Reducción del tiempo de asentamiento

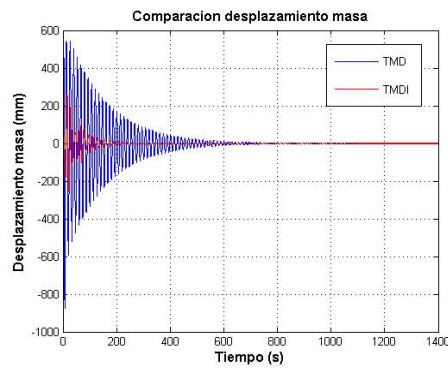


Figura 14: Comparación del desplazamiento de la masa con TMD y TMDI.

La figura 15 muestra el final del intervalo de la figura 14, donde se observa como con sólo el TMD las oscilaciones persisten mientras que usando un TMDI la oscilación se ha amortiguado por completo.

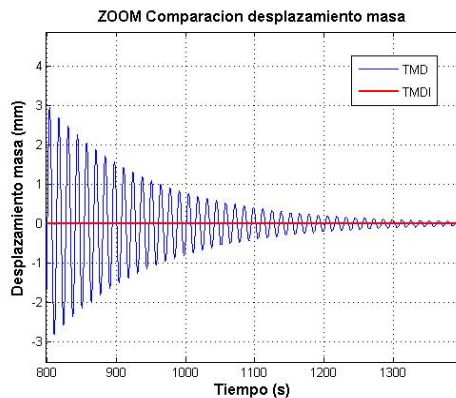


Figura 15: Zoom figura 6 (800-1400 s).

La figura 16 muestra la diferencia entre las amplitudes en ambos casos. En esta gráfica se puede observar como la diferencia existente es relevante y confirma el beneficio obtenido añadiendo el inerte al sistema de amortiguación contenido en la caja.

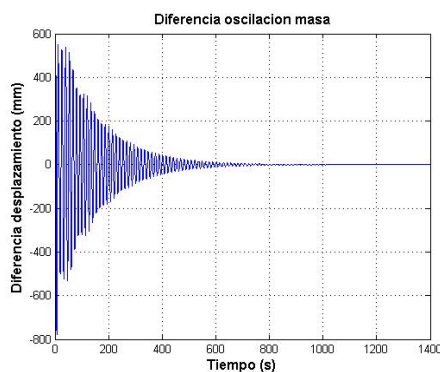


Figura 16: Diferencia existente entre los desplazamientos de la torre con TMD y TMDI.

Referencias

Bianchi, F. D., De Battista, H., & Mantz, R. J. (2006). Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design. Springer Science & Business Media.

- Carter, D.J.T. (1982). Prediction of wave height and period for a constant wind velocity using the JONSWAP results. *Ocean Engineering*, 9(1), 17-33.
- García, E., Correcher, A., Quiles, E., Morant, F. 2016. Renewable energy resources of the marine environment and its control requirements. *RIAI Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 13(2):141-161.
- González-Rodríguez, A.G., González-Rodríguez, A., Chacón, J.M., Castillo, F.J. 2017. Wide frequency vibration absorber based on a new adjustable-stiffness leaf spring. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 14(2), 163-173, doi: <https://doi.org/10.1016/j.riai.2016.11.005>
- Hu, Y., Wang, J., Chen, M.Z., Li, Z. and Sun, Y., 2018. Load mitigation for a barge-type floating offshore wind turbine via inerter-based passive structural control. *Engineering Structures*, 177, pp.198-209.
- Hywind Offshore Wind. Statoil (2019). <http://www.offshorewind.biz/2014/07/09/statoil-signs-hywind-deal-with-aibel/>
- Jin, X., Xie, S., He, J., Lin, Y., Wang, Y. and Wang, N., 2018. Optimization of tuned mass damper parameters for floating wind turbines by using the artificial fish swarm algorithm. *Ocean Engineering*, 167, pp.130-141.
- Jonkman, J. M. 2007. Dynamics modeling and loads analysis of an offshore floating wind turbine. No. NREL/TP-500-41958, National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, University of Colorado.
- Jonkman, J. M. 2008. Influence of control on the pitch damping of a floating wind turbine. *ASME Wind Energy Symposium*, Reno, Nevada, Jan 7-10.
- Jonkman, J., Matha, D. 2009. A quantitative comparison of the responses of three floating platform concepts. In: *European Offshore Wind Conference And Exhibition*. Stockholm (Sweden). (No. NREL/CP-500-46726).
- Jose, A., Falzarano, J., Wang, H. (2018). A study of negative damping in floating wind turbines using coupled program FAST-SIMDY. In *ASME 2018 1st Int. Offshore Wind Technical Conf.* (pp. V001T01A036-V001T01A036). American Society of Mechanical Engineers.
- Knudsen, T., Bak, T., Svenstrup, M. (2015). Survey of wind farm control—power and fatigue optimization. *Wind Energy*, 18(8), 1333-1351.
- Lackner, M.A., Rotea, M.A. 2011. Structural control of floating wind turbines. *Mechatronics*, 21(4), pp.704-719.
- Larsen, T.J., Hanson, T.D. 2007. A method to avoid negative damped low frequent tower vibrations for a floating, pitch controlled wind turbine. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 75, No. 1, p. 012073). IOP Publishing.
- Menezes, E.J.N., Araújo, A.M. and da Silva, N.S.B. 2018. A review on wind turbine control and its associated methods. *Journal of Cleaner Production*, 174, pp.945-953.
- Mikati, M., Santos, M., Armenta, C. (2013). Electric grid dependence on the configuration of a small-scale wind and solar power hybrid system. *Renewable energy*, 57, 587-593.
- Pérez de la Portilla, M., López Piñero, A., Somolinos J.A., Morales, R. (2018) Dynamic modelling and control of a submerged device with hydrostatic actuators. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 15(1), pp. 12-23, 2018, <https://doi.org/10.4995/riai.2017.8824>
- Roddier, D., Cermelli, C., Aubault, A., & Peiffer, A. (2017). Summary and conclusions of the full life-cycle of the WindFloat FOWT prototype project. In *ASME 2017 36th Int. Conf. on Ocean, Offshore and Arctic Engineering* (pp. V009T12A048-V009T12A048). American Society of Mechanical Engineers.
- Smith, M.C. 2002. Synthesis of mechanical networks: the inerter. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 47(10), 1648-1662.
- Soong, T.T., Constantinou, M.C. (2014). *Passive and active structural vibration control in civil engineering* (Vol. 345). Springer.
- Stewart, G. M., Lackner, M. A. 2014. The impact of passive tuned mass dampers and wind-wave misalignment on offshore wind turbine loads. *Engineering Structures* 73, 54-61.
- Tomás-Rodríguez, M., Elsaghir, T., Hashi S., Santos, M. 2018. Análisis de vibraciones en turbinas marinas, XXXIX Jornadas de Automática, Badajoz, 5-7, Sept.
- Wang, C.M., Utsunomiya, T., Wee, S.C., Choo, Y.S. 2010. Research on floating wind turbines: a literature survey. *The IES Journal Part A: Civil & Structural Engineering*, 3(4), pp.267-277.
- Wang, X., Zeng, X., Li, J., Yang, X., & Wang, H. (2018). A review on recent advancements of substructures for offshore wind turbines. *Energy Conversion and Management*, 158, 103-119.
- Yang, J., He, E.M. and Hu, Y.Q., 2019. Dynamic modeling and vibration suppression for an offshore wind turbine with a tuned mass damper in floating platform. *Applied Ocean Research*, 83, pp.21-29.