



Universidad  
del País Vasco

Euskal Herriko  
Unibertsitatea

BILBOKO  
INGENIARITZA  
ESKOLA  
ESCUELA  
DE INGENIERÍA  
DE BILBAO

# Análisis histórico de la producción de energía eólica flotante en Hywind-Scotland

Máster en Ingeniería Energética Sostenible

**Tutor:** Ulazia Manterola, Alain  
**Estudiante:** Zubia Altuna, Pablo  
**Asignatura:** Trabajo Fin de Máster  
**Curso:** 2021/2022  
**Fecha:** 16 de septiembre de 2022



## **RESUMEN-LABURPENA-ABSTRACT**

**ES:** Debido a la influencia del cambio climático en la producción de energía en las instalaciones offshore, mediante este trabajo se ha querido analizar con datos históricos reales cómo la variación del viento y el oleaje influiría directamente en la operación de un aerogenerador NREL colocada en Hywind-Scotland. Para ello, primero se ha optado por analizar teóricamente la variación en la potencia y en las cargas mecánicas de los aerogeneradores offshore flotantes NREL, en comparación a los onshore, provocada por las oscilaciones de las olas. Una vez resuelta esta cuestión, se han analizado los datos meteorológicos históricos -viento y condiciones de oleaje- de la instalación offshore de Hywind-Scotland en el último siglo y en consecuencia, cómo afectaría la variación meteorológica en la producción de un aerogenerador NREL instalado en dicho lugar. En resumidas cuentas, después de analizar la variación energética de un aerogenerador NREL flotante en diferentes condiciones meteorológicas, en el siguiente apartado se ha querido poner a prueba cómo operaría este en una instalación real y analizar la tendencia histórica de producción en el último siglo.

**EUS:** Klima-aldaketak offshore instalazioetako energia-ekoizpenean duen eragina dela eta, lan honen bidez datu historiko errealekin aztertu nahi izan da haizearen eta olatuen aldakuntzak nola eragingo lukeen Hywind-Scotlanden jarritako NREL aerosorgailu baten operazioan. Horretarako, lehenik eta behin, olatuek eragindako NREL offshore aerosorgailu flotatzaileen potentziaren eta karga mekanikoen aldaketa teorikoki aztertzea erabaki da. Gai hori ebatzi ondoren, Hywind-Scotlandeko offshore instalazioaren azken mendeko datu meteorologiko historikoak – haizea eta olatuak – aztertu dira, eta, ondorioz, nola eragingo zion aldaketa meteorologikoak leku horretan instalatutako NREL aerosorgailu baten ekoizpenari. Laburbilduz, NREL haize-sorgailu flotatzaile batek baldintza meteorologiko desberdinetan duen aldaketa energetikoa aztertu ondoren, hurrengo atalean instalazio erreal batean nola funtzionatuko lukeen probatu nahi izan da, eta azken mendeko produkzio-joera historikoa aztertu.

**EN:** Due to the influence of climate change on the production of energy in offshore installations, the aim of this work was to analyze with real historical data how the variation of wind and waves would directly influence the operation of a NREL wind turbine placed in Hywind-Scotland. In order to do this, we have first chosen to analyze theoretically the variation in power and mechanical loads of floating offshore NREL wind turbines, compared to onshore ones, caused by wave oscillations. Once this question was resolved, historical meteorological data - wind and wave conditions - from the Hywind-Scotland offshore installation over the last century were analyzed and consequently, how meteorological variation would affect the output of an NREL wind turbine installed at that site. In short, after analyzing the energy variation of a floating NREL wind turbine in different meteorological conditions, in the following section we wanted to test how it would operate in a real installation and analyze the historical production trend over the last century.

## **PALABRAS CLAVE**

Offshore, eólica flotante, Hywind-Scotland, tendencias del viento

## **LISTA DE ABREVIACIONES**

AEP	Annual Energy Production
CF	Capacity Factor
CMIP	Common Management Information Protocol
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
LCOE	Levelized Cost of Energy
NREL	National Renewable Energy Laboratory
RCP	Representative Concentration Pathway
WPD	Wind Power Density

# ÍNDICE

<b>ÍNDICE DE IMÁGENES</b>	<b>6</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b>	<b>7</b>
<b>1.- INTRODUCCIÓN</b>	<b>8</b>
1.1.-Cambio climático cíclicos en la Tierra	8
1.2.-Cambio climático por causas antropogénicas	9
1.2.1- Cambios en la temperatura	10
1.3. Evolución y actualidad del mercado eólico global	12
<b>2.- BASES TEÓRICAS</b>	<b>15</b>
2.1.- Fundamentos básicos de la energía eólica	15
2.2.- Diferentes estructuras offshore	15
2.3.- Oscilaciones en los elementos	27
2.4.- Descripción de la instalación del proyecto	20
<b>3.- PROGRAMAS Y DATOS DE BASE UTILIZADOS</b>	<b>22</b>
<b>4.- SCRIPTS CREADOS PARA LAS SIMULACIONES</b>	<b>24</b>
4.1.- Scripts para la simulación del aerogenerador y el viento	24
4.2.- Scripts para analizar los resultados	24
4.3.- Scripts para la evaluación del viento y su potencial en escocia	25
<b>5.- RESULTADOS: ANÁLISIS DE OSCILACIONES Y CARGAS MECÁNICAS</b>	<b>28</b>
5.1.- Primera simulación	28
5.1.1- Resultados de la segunda simulación	30
5.2.- Segunda simulación	36
<b>6.- ANÁLISIS EN LA POTENCIA</b>	<b>41</b>
<b>7.- RESULTADOS: ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN DE ESCOCIA</b>	<b>43</b>
<b>8.- CONCLUSIONES</b>	<b>47</b>
8.1.- Diferencia en la potencia extraída	47
8.2.- Análisis del control NREL	48
8.2.1- Maximizando la potencia →limitar el ancho de banda del lazo del momento	48
8.2.2- En la máxima potencia : Limitar a la potencia máxima y no al momento máximo	49
8.2.3- Retardar la respuesta de pitch en offshore : Impedir la interacción entre la ola y el control pitch	50
8.3.- Conclusiones de los resultados obtenidos de la instalación de Escocia	51
8.3.1- Contextualizando lo que supone la instalación para Escocia	51
8.3.2- Estimaciones de la evolución del viento en el futuro. ¿Qué pasará?	52
<b>9.- REFERENCIAS</b>	<b>55</b>

# ÍNDICE DE IMÁGENES

Imagen 1-1: La precesión de los equinoccios, la oblicuidad y la excentricidad.	9
Imagen 1-2. Datos históricos y proyecciones de emisiones de CO2.	11
Imagen 1-3. Tendencia (percentil 90) de la velocidad del viento a 10 metros sobre el mar.	12
Imagen 1-4. Evolución de la tecnología eólica mundial en los últimos años...	13
Imagen 1-5. Diferencia del LCOE desglosado entre instalaciones onshore y offshore	13
Imagen 2-3. Tecnologías de izquierda a derecha: las tres primeras son estructuras...	16
Imagen 2-4. Diagrama Campbell de la simulación de la turbina NREL 5 MW.	19
Imagen 2-5. A la izquierda la localización del emplazamiento...	20
Imagen 3-1. Sistema de coordenadas de diferentes elementos del aerogenerador	22
Imagen 4-1. Script para arrancar las funciones que se han creado.	23
Imagen 4-2. Script para crear y graficar diferentes Weibull.	25
Imagen 4-3. Una vez creados los datos mediante "CREATEMONTH&YEARDATAS.R"...	26
Imagen 5-5. Frecuencias de las oscilaciones de IPDefl1 en onshore.	31
Imagen 5-6. Frecuencias de las oscilaciones de IPDefl1 en offshore.	31
Imagen 5-7. Oscilaciones de TwrBsMxt en el tiempo.	32
Imagen 5-8. Frecuencias de las oscilaciones de TwrBsMxt en onshore.	33
Imagen 5-9. Frecuencias de las oscilaciones de TwrBsMxt en offshore.	33
Imagen 5-10. Nomenclatura de las deformaciones.	38
Imagen 7-1. Distribuciones de Weibull históricas divididas en un período...	41
Imagen 7-2. Variación de la potencia respecto a la primera década del siglo XX.	42
Imagen 7-3. Tendencia del Factor de Capacidad dividida en períodos de un año.	43
Imagen 7-4. Tendencia de la potencia media dividida en períodos de un año.	44
Imagen 7-5. Tendencia del AEP dividida en períodos de un año.	44
Imagen 8-1. Comparación de potencias generadas entre diferentes simulaciones...	45
Imagen 8-2. Curva de potencia.	46
Imagen 8-3. Control buscando el par óptimo.	47
Imagen 8-4. Control limitando la potencia.	48
Imagen 7-4. La importancia de la regulación de pitch.	48
Imagen 8-4. Tendencia del Factor de Capacidad dividido en meses.	50
Imagen 8-5. Diferencias entre la base (1995-2014) y períodos entre 2046-2065...	51
Imagen 8-6. Proyecciones de las variaciones de la velocidad media del viento (A)...	51

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1. Variables utilizadas en FAST.	19
Tabla 5-1. Input de las dos simulaciones realizadas.	27
Tabla 5-2. Input de la primera simulación.	27
Tabla 5-3. Período de oscilaciones de los elementos.	34
Tabla 5-4. Input de la segunda simulación.	35
Tabla 5-5. Valores de los variables con control NREL para caso offshore.	36
Tabla 5-6. Valores de los variables con control NREL para caso onshore.	36
Tabla 5-7. Comparación onshore vs offshore con control NREL.	37
Tabla 5-8. Valores de las fuerzas offshore en los planos x e y.	38

# 1.- INTRODUCCIÓN

## 1.1.-Cambio climático cíclicos en la Tierra

El planeta tierra ha sufrido varios cambios de temperatura a lo largo de su vida y científicos reconocidos de todo el mundo han intentado descifrar el porqué de estos cambios meteorológicos en el transcurso de la historia. Uno de ellos, Milutin Milanković, el matemático y geofísico nacido hace casi un siglo y medio, estableció una teoría matemática que explicaba la sucesión de glaciaciones en la tierra basándose en el estudio de una serie de ciclos naturales en los parámetros orbitales terrestres en tres ciclos en particular: la precesión de los equinoccios, la oblicuidad y la excentricidad [1].

Debido a que el planeta no es homogéneo, existe una desigual distribución de las masas continentales hacia el hemisferio norte, generando en el planeta un movimiento de precesión, similar al de un trompo, oscilando sobre su eje [2]. En consecuencia, aparece una inversión en el hemisferio de la Tierra que recibe más radiación cuando se halla más cerca del sol, aproximadamente cada 13000 años. El resultado de esto es el refuerzo de las estaciones, en particular cuando el hemisferio que recibe la radiación solar directamente (verano) se halla a la mínima distancia del sol, y viceversa.

En cuanto a la oblicuidad, cabe destacar que el plano de la órbita terrestre alrededor del sol no es ortogonal a su eje de rotación y actualmente tiene una inclinación de  $23^{\circ} 27'$ ; denominado oblicuidad de la eclíptica. Esta oblicuidad es fundamental para la existencia de las estaciones, pues en un momento los haces lumínicos del sol inciden directamente sobre un hemisferio, dando lugar al verano, mientras en el hemisferio opuesto, los haces inciden en forma oblicua, de ahí que la atenuación de la luz solar es responsable del invierno en ese hemisferio.

Sin embargo, la oblicuidad del planeta no es constante y el período de este fenómeno es de alrededor de 41000 años. Estas variaciones en la oblicuidad de la eclíptica generan cambios más pronunciados o atenuados entre las estaciones climáticas, dando lugar a veranos e inviernos suaves, cuando la oblicuidad es baja ( $\sim 22^{\circ}$ ), hasta veranos calurosos seguidos de inviernos muy fríos, para ángulos altos ( $\sim 25^{\circ}$ ) [2].

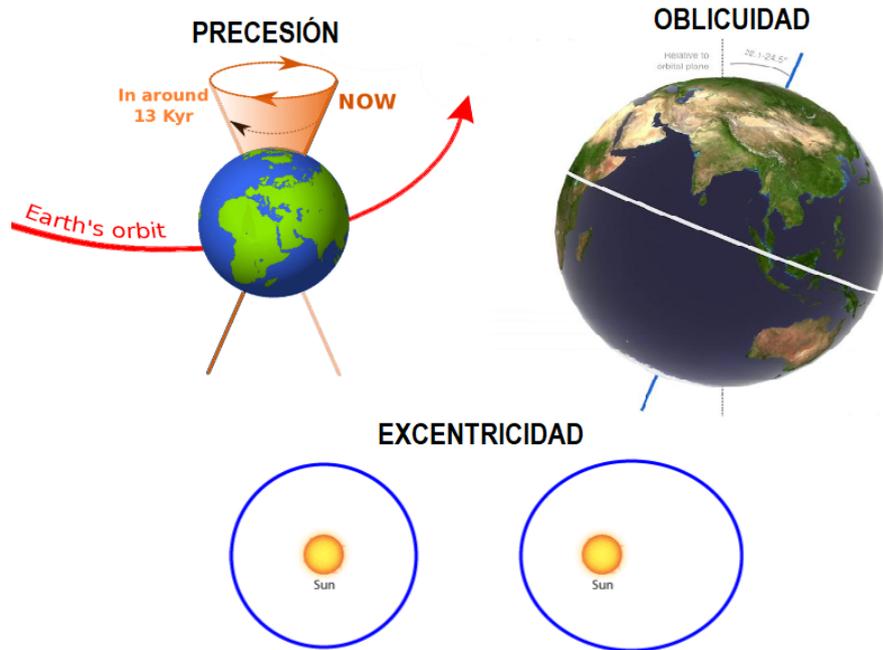


Imagen 1-1: La precesión de los equinoccios, la oblicuidad y la excentricidad [3][4] [5].

Por último, existe un tercer movimiento orbital que provoca cambios climáticos aún más pronunciados que los que derivan de los movimientos de precesión y de cambio de oblicuidad: la excentricidad. Como bien se sabe, la Tierra orbita alrededor del sol dibujando formas elípticas, donde el sol se ubica en uno de los focos. Esta forma elipsoidal también se modifica a lo largo del tiempo (un período en torno a los 100.000 años) y en consecuencia habrá períodos donde el giro de la Tierra dibuje formas más circulares dependiendo del coeficiente de excentricidad.

No obstante, y en comparación a la situación actual, la naturaleza de esos cambios nunca estuvo influenciada por el factor humano.

## 1.2.-Cambio climático por causas antropogénicas

A raíz de la segunda revolución industrial datada en el siglo XIX, la gran mayoría de países primermundistas empezaron a desarrollarse económica, social y tecnológicamente a una velocidad exponencial. Este desarrollo se llevó a cabo por mediación del uso de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) que son procedentes de una fosilización de la materia orgánica de hace millones de años.

La obtención de energía a través de combustibles fósiles se basa en la combustión mediante oxígeno, produciendo energía y productos de combustión, entre ellos, el aclamado CO<sub>2</sub>. Debido a la escasa o inexistente regulación por aquella época y a la gran ambición de los

países por desarrollarse cada vez más, esto trajo una serie de penalizaciones globales, entre ellas, la producción masiva de gases de efecto invernadero.

### 1.2.1- Cambios en la temperatura

Estos gases de efecto invernadero no son más que unos gases que presentan una capacidad inigualable de retener parte de la radiación solar calentando el planeta. Si bien es verdad que son necesarios para el desarrollo de la vida humana, un exceso podría acarrear consecuencias trágicas, así como un aumento considerable de las temperaturas, derretimiento total de los casquetes polares, desastres naturales catastróficos, acidificación de los océanos y otro sin fin de desestabilizaciones en el ecosistema planetario.

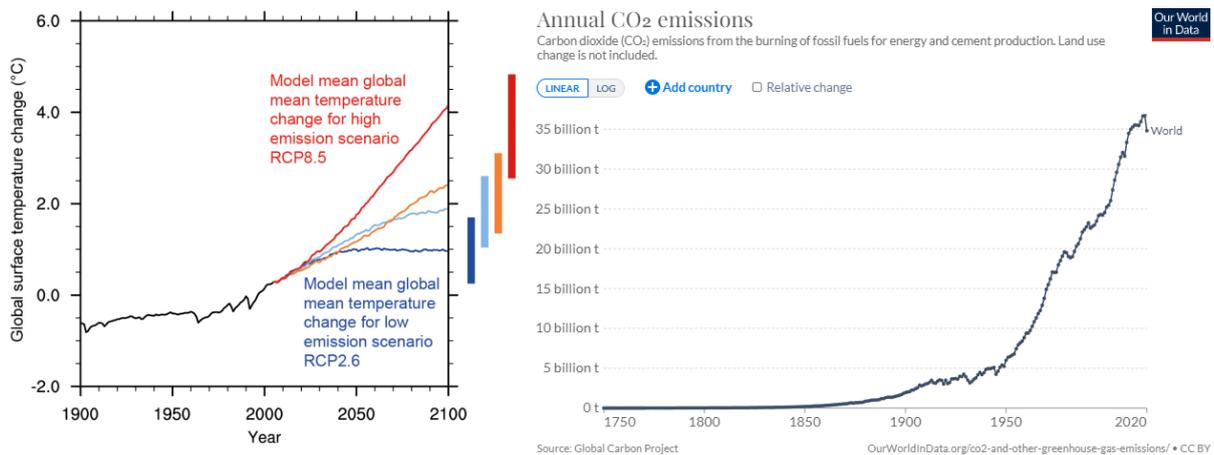


Imagen 1-2. Datos históricos y proyecciones de emisiones de CO2 y temperatura global [6].

Con la intención de unificar a los países desarrollados en la búsqueda de un futuro libre de emisiones de CO2, se han realizado distintas convenciones en las que se ha reconocido la existencia del problema del cambio climático y se han establecido el objetivo de lograr la estabilización de las concentraciones de los GEI en la atmósfera con el fin de impedir interferencias antropogénicas peligrosas en el clima. En el acuerdo entre países más nombrado últimamente, el Acuerdo de París por ejemplo, se estableció el objetivo de limitar el calentamiento mundial por debajo de 2 °C, preferiblemente 1,5 °C, en comparación con los niveles preindustriales [7].

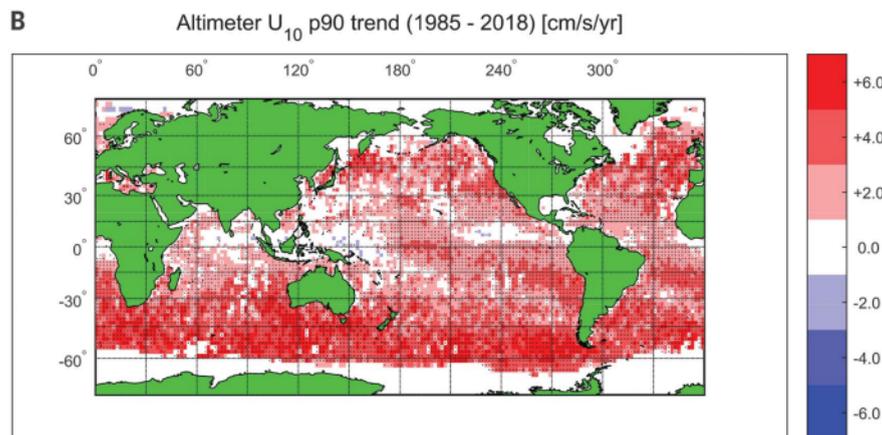
### 1.2.2- Cambios en el viento

A pesar de que la mayor preocupación del cambio climático son las subidas de las temperaturas, los cambios que puede originar en el viento también ha sido un factor que varios científicos han estado investigando a lo largo de los últimos años. La energía eólica es muy sensible al propio cambio climático, ya que los futuros cambios en las características del flujo del viento modificarán significativamente la producción de electricidad a partir del viento [8].

Por una parte, existen los análisis de los datos eólicos históricos y por otra parte las proyecciones que se estiman para el futuro. Cabe recalcar, que los datos históricos son plenamente objetivos ya que se calculan en base a mediciones reales. Sin embargo, en las estimaciones, pese a que estas proyecciones son indudablemente métodos científicos realizados con rigor, siempre existirá el error, mayores o menores dependiendo del cálculo realizado.

Una parte de este trabajo irá dedicado al análisis de los cambios del viento en el último siglo en Hywind-Scotland -instalación pionera de offshore flotante situado al noreste de Escocia-, por lo que los resultados obtenidos se presentarán más adelante en la sección de los cálculos. Pero haciendo un pequeño adelanto de lo que ha pasado en otros lugares como en las costas de la península ibérica por ejemplo, se ha comprobado que durante el siglo XX y la primera década del XXI [9], la WPD -Wind Power Density-, el factor de capacidad y la velocidad del viento aumentaron a un ritmo de  $15,86 \frac{W}{m^2 \cdot década}$ ,  $0,008 \frac{1}{década}$  y  $0,091 \frac{m}{s \cdot década}$ , respectivamente.

Además, si se analizan datos generales de todo el globo terráqueo, se advierte que en el período entre 1985 y 2018 ha habido tendencias positivas estadísticamente significativas en la velocidad media del viento, y tendencias aún más fuertes en los valores extremos (percentil 90) durante este período. Asimismo, la distribución regional de las tendencias para el percentil 90 de la velocidad del viento muestra aumentos estadísticamente significativos en la mayoría de las zonas [10].



*Imagen 1-3. Tendencia (percentil 90) de la velocidad del viento a 10 metros sobre el mar [10].*

Para limitar la generación de estos gases de efecto invernadero y su consecuente contribución al calentamiento del planeta, se ha optado por distintas soluciones, así como la captura y secuestro del CO<sub>2</sub>, la captura y utilización del CO<sub>2</sub> o la implementación de las energías renovables. Entre las energías renovables, destaca la energía fotovoltaica, la hidráulica y la eólica, que será esta última en la que se centrará el trabajo.

### 1.3. Evolución y actualidad del mercado eólico global

La energía eólica se puede bifurcar en dos grandes ramas: la eólica onshore y la offshore. La primera, son los aerogeneradores que se instalan en la superficie terrestre; y la segunda, los que generan energía en el ámbito marino, a pesar de que ambas tengan el mismo principio de funcionamiento y la necesidad del mismo combustible: el viento. Las turbinas onshore llevan en nuestra sociedad un tiempo considerablemente mayor que las offshore, a pesar de la novedad de ambas tecnologías respecto a las fuentes de energía de origen no renovable. Como se puede apreciar en la imagen de abajo, la tecnología onshore se empieza a comercializar con relativa importancia a partir de la entrada en el siglo XXI y no sería hasta la década del 2010 donde se empiezan a ver las primeras instalaciones en el mar.

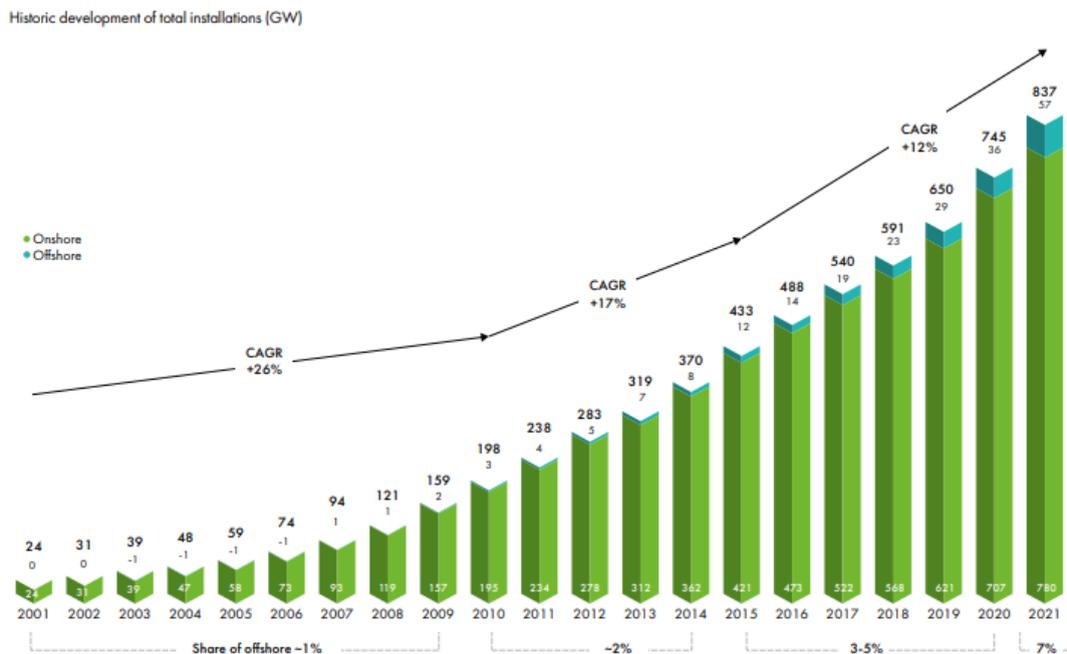


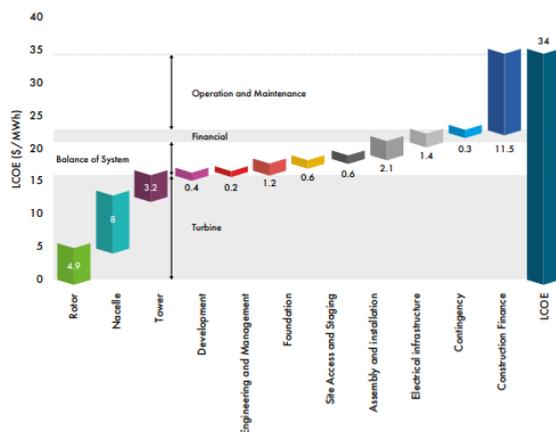
Imagen 1-4. Evolución de la tecnología eólica mundial en los últimos años. En verde, onshore; en azul, offshore. Los valores se presentan en GW [11].

Con el propósito de encontrar el por qué de la apuesta a favor de esta tecnología, se debe contemplar, en resumidas cuentas, una simple razón: la rentabilidad. Para el diseño de un mundo que sea sostenible en ámbitos energéticos, es menester la reducción de gases de efecto invernadero pero también que la tecnología por la que se invierte sea económicamente viable, ya que el capitalista haría caso omiso a una tecnología que le supondría gastos en el futuro a pesar de lo “eco-friendly” que podría llegar a ser. Para el análisis más objetivo de la rentabilidad de una tecnología se utiliza el LCOE -Levelized cost of energy-, que es una medida del costo actual neto promedio de generación de electricidad para un generador durante su vida útil.

Debido al gran avance de las energías renovables en el panorama energético en las últimas décadas, el coste unitario por la energía que se genera se ha reducido sustancialmente hasta reducir en muchos casos el coste de energía que se consigue mediante fuentes fósiles. Además, el coste para la obtención de la materia prima fósil no hará más que aumentar en el futuro debido a la escasez de ella, por lo que la apuesta por las energías renovables resulta fundamental.

Haciendo una pequeña comparativa entre el LCOE de las instalaciones offshore y onshore, se aprecia una diferencia significativa entre ambas tecnologías. Hoy por hoy, la instalación de una offshore, resulta de media, hasta más que el doble de caro que una onshore de una potencia equivalente. Esto es debido a dos principales razones: la instalación de las líneas eléctricas y toda la estructura necesaria para el soporte del torre eólico por una parte -este último se detallará más adelante en el apartado 2.2 explicando las principales tecnologías que existen hoy en día-, y por otra parte la operación y mantenimiento [11].

Component-level LCOE breakdown for typical onshore wind farm operating for 25 years, 2020



Component-level LCOE breakdown for typical fixed-bottom offshore wind farm operating for 25 years, 2020

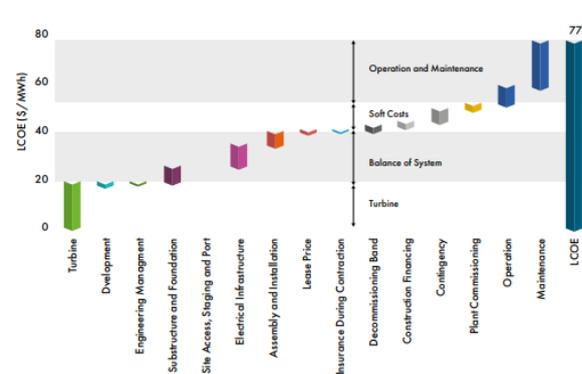


Imagen 1-5. Diferencia del LCOE desglosado entre instalaciones onshore y offshore [11].

Al final, al instalar una tecnología de tales dimensiones en el mar conlleva una inversión muy elevada que todavía no es capaz de competir con los aerogeneradores onshore. Entonces, ¿cuál es la razón por la que se está apostando cada vez más en la offshore? Hay que destacar la novedad de las offshore y que estas primeras inversiones traerán como resultado una significativa bajada de precios en un futuro muy cercano, tal y como se ha visto en el último lustro. [7]

Entre ellos destaca que la velocidad del viento suele ser bastante constante al no haber obstáculos geográficos en la superficie, por lo tanto, el aprovechamiento del viento en un parque eólico offshore aumenta debido a que la energía producida tiene una dependencia cúbica de la velocidad media del viento. Además, existen menos turbulencias, el impacto visual y acústico es menor, por encontrarse a una gran distancia de la zona costera, pudiendo aprovechar una gran superficie para su instalación.

Una vez explicada brevemente la situación ambiental actual, este trabajo se podría dividir en dos grandes bloques dentro del mundo eólico flotante:

- Descubrir la variación en la potencia y en las cargas mecánicas de los aerogeneradores offshore flotantes NREL provocada por las oscilaciones de las olas.
- Análisis de los datos de viento de la instalación de Hywind-Scotland en el último siglo y en consecuencia, cómo afectaría este cambio en la producción de un aerogenerador NREL instalado en dicho lugar.

## **2.- BASES TEÓRICAS**

Dentro del lenguaje eólico existen varias nomenclaturas, tecnologías o novedades que para el entendimiento de este trabajo no son necesarias, pero hay ciertos asuntos que conviene recordarlos para favorecer una mejor comprensión del trabajo.

### **2.1.- Fundamentos básicos de la energía eólica**

Empezando con las nomenclaturas, sobre todo existen tres que en el apartado de los resultados se utilizarán reiteradamente: Weibull, AEP o Annual Energy Production y el FC o factor de capacidad -CF o Capacity Factor en inglés-.

Weibull es una distribución de probabilidad continua. Para llevar a cabo un adecuado estudio de la distribución Weibull, es importante tener claro lo siguiente: la función de densidad de probabilidad “P(v)” utiliza dos parámetros (k, A) en los que “k” es el factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función de probabilidad, y “A” el factor de escala en m/s. Con la obtención de estos coeficientes se estima la densidad de cada velocidad de viento, que deberá dar 1 mediante la suma de todas las frecuencias, por lo que se puede concluir el número de horas que sopla el viento a una determinada velocidad en un período anual.

Mediante el factor AEP, con la ayuda de Weibull en las predicciones futuristas o mediante datos reales históricos obtenidos con anemómetros, se calcula la energía total anual que genera una instalación, en este caso eólica. Una vez que se obtienen las frecuencias de velocidades de viento, se puede extraer de la curva de potencia la potencia que generará el aerogenerador a esa velocidad. Sabiendo que el año tiene 8760 horas y calculando las horas que corresponden a cada velocidad de viento en ese periodo, se obtendrá la producción anual de energía (AEP)

Por último, el FC o factor de capacidad, es el cociente entre la energía real generada por la instalación durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a potencia nominal durante ese mismo período.

### **2.2.- Diferentes estructuras offshore**

Como la apuesta por esta tecnología es innovadora, en los próximos años aparecerán nuevas innovaciones mejorando la tecnología, no obstante, se expondrán brevemente las principales estructuras utilizadas actualmente en los sistemas offshore.

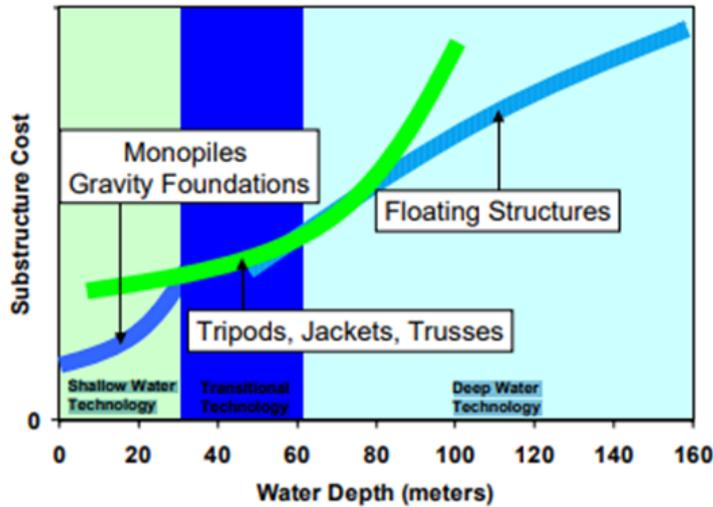


Imagen 2-2. Diferentes estructuras offshore dependiendo de la profundidad del agua [14].

En primer lugar se pueden ver las situadas cerca de la costa en el lado izquierdo del gráfico superior. La profundidad del agua no puede ser mayor que 30 metros y son conocidas como “monopilotes” o de base gravitatoria, que se fijan en el fondo del mar para soportar todas las fuerzas de la torre. Es una tecnología muy interesante ya que con las oscilaciones de las olas los molinos de viento no se mueven. Por el contrario, es totalmente dependiente de la profundidad, por lo que se busca otra solución para las aguas más profundas.

Entre 30 y 60 metros la tecnología de transición es la que se emplea. Meter un pilar en aguas tan profunda sería muy caro y no amortizaría la inversión que exige en su ciclo de vida. Por lo tanto, en esa profundidad se utilizan trípodos o "jackets", por ejemplo. Es una tecnología que también está ligada de forma fija al fondo marino, pero de forma más económica. El pilar es sustituido por sistemas que forman una base más amplia con múltiples puntos de anclaje para reducir las oscilaciones [15].

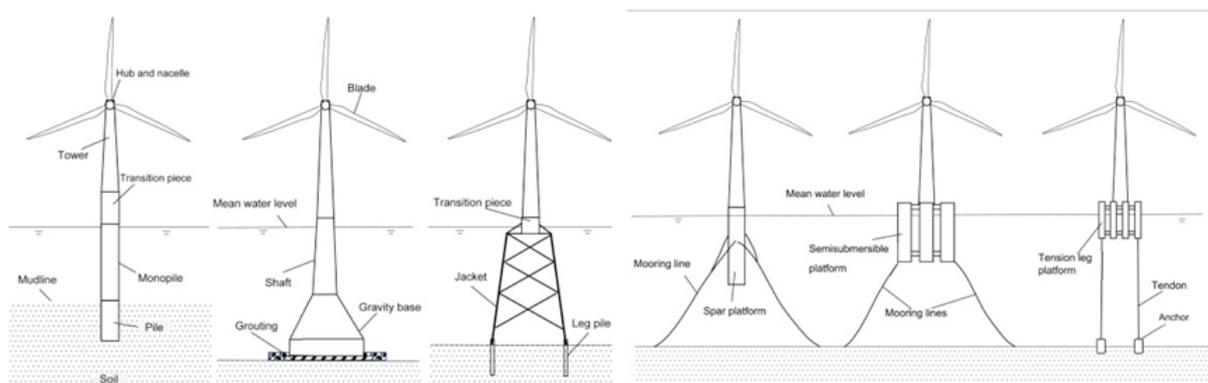


Imagen 2-3. Tecnologías de izquierda a derecha: las tres primeras son estructuras utilizadas en bajas y medianas profundidades; las tres últimas offshore flotantes [15] [16].

Por último, están los que se utilizan en profundidades mayores a 60 metros y los que se analizarán con más detalle en este trabajo: los hywind o offshore flotantes. Con esta

tecnología, la oscilación del aerogenerador aumentará considerablemente (ya que la oscilación de su torre es totalmente dependiente a la altura y el período de las olas) y el transporte de electricidad se complicará mucho, ya que exigirá una obra grande bajo el agua para instalar cables hasta la costa. Sin embargo, la batalla para buscar zonas ventosas es muy grande, debido a que la potencia es directamente proporcional al cubo de la velocidad de viento.

### 2.3.- Oscilaciones en los elementos

Como se ha señalado en los puntos anteriores, la variabilidad del mar y el viento (debido a la turbulencia o ley de potencia) influirá en la generación de potencia del aerogenerador y en las cargas de los elementos mecánicos. Asimismo, otro factor para comprender las cargas que soportan los elementos mecánicos de los aerogeneradores es el giro del molino. Para explicar las cargas que soportarán los aerogeneradores onshore y offshore se han seleccionado los siguientes variables:

Canal	Variable	Unidad	Definición
1	Time	s	El momento, el tiempo transcurrido desde el inicio del simulacro.
2	Wind1VelX	m/s	Velocidad de viento (axial) del eje X a la altura del eje.
5	BldPitch1	°	Ángulo pitch de la pala 1.
9	RotSpeed	rpm	Velocidad de giro del rotor y del eje de baja velocidad.
10	GenSpeed	rpm	Velocidad de giro del generador y del eje de alta velocidad.
13	OoPDefl1	m	Deformación “out-of-plane” (en el eje $x_{c,1}$ ) de la punta de la pala 1. El eje $x_c$ se calcula utilizando el ángulo cónico y es perpendicular al plano de giro.
14	IPDefl1	m	Deformación “in-plane” (en el eje $y_{c,1}$ ) de la punta de la pala 1. El eje $y_c$ se calcula utilizando el ángulo cónico y se encuentra en el plano de giro.
28	PtfmSurge	m	Desplazamiento lineal de la plataforma en el eje $x_i$ (adelante-atrás). Referencia: sistema de coordenadas inercial en la posición inicial de la plataforma.

29	PtfmSway	m	Desplazamiento lineal de la plataforma en el eje $y_i$ (lateralmente). Referencia: sistema de coordenadas inercial en la posición inicial de la plataforma.
30	PtfmHeave	m	Desplazamiento lineal de la plataforma en el eje $z_i$ (verticalmente). Referencia: sistema de coordenadas inercial en la posición inicial de la plataforma.
37	YawBrTDxp	m	Deformación del extremo superior de la torre (desplazamiento relativo) en el eje $x_p$ (adelante-atrás). El eje $x_p$ es el eje x del sistema de coordenadas del extremo superior de la torre.
38	YawBrTDyp	m	Deformación del extremo superior de la torre (desplazamiento relativo) en el eje $y_p$ (lateralmente). El eje $y_p$ es el eje y del sistema de coordenadas del extremo superior de la torre.
73	YawBrFxp	kN	Fuerza cortante en el extremo superior de la torre: componente x (adelante-atrás). Dirección: $x_p$ , eje x del sistema de coordenadas del extremo superior de la torre.
74	YawBrFyp	kN	Fuerza cortante en el extremo superior de la torre: componente y (lateralmente). Dirección: $y_p$ , eje y del sistema de coordenadas del extremo superior de la torre.
79	TwrBsFxt	kN	Fuerza cortante en el extremo inferior de la torre: componente x (adelante-atrás). Dirección: $x_t$ , eje x del sistema de coordenadas inferior extremo de la torre.
80	TwrBsFyt	kN	Fuerza cortante en el extremo inferior de la torre: componente y (lateralmente). Dirección: $y_t$ , eje y del sistema de coordenadas inferior extremo de la torre.
82	TwrBsMxt	kN·m	Momento de la inclinación en el extremo inferior de la torre: componente x (lateralmente o “roll”). Dirección: $x_t$ , eje x del sistema de coordenadas de la extremidad inferior de la torre.
83	TwrBsMyt	kN·m	Momento de la inclinación en el extremo inferior de la torre: componente y (adelante-atrás o “pitch”). Dirección: $y_t$ , eje y del sistema de coordenadas de la extremidad inferior de la torre.
88	RootMxb1	kN·m	Momento de flexión en el eje de la pala 1: componente “in-plane” (inducido por el componente “in-plane” de la fuerza cortante). Dirección: $x_b, 1$ , es decir, el eje x del sistema de coordenadas que se calcula utilizando el

			ángulo cono.
89	RootMyb1	kN·m	Momento de flexión en el eje de la pala 1: componente “in-plane” (inducido por el componente “in-plane” de la fuerza cortante). Dirección: $y_b, 1$ , es decir, el eje x del sistema de coordenadas que se calcula utilizando el ángulo cono.
95	GenPwr	kW	Potencia eléctrica generada.

Tabla 2-1. Variables utilizadas en FAST [20].

Por último, en cuanto a las frecuencias naturales, los materiales que, como todo elemento de la naturaleza, forman un aerogenerador (palas, torres, góndolas, etc.) suelen tener una frecuencia natural y es un tema que debe ser cuidadosamente diseñado en la instalación de la turbina. Si la frecuencia natural del elemento entra en fase con la frecuencia del generador, se obtendrá el fenómeno llamado resonancia en física, aumentando enormemente la amplitud de las oscilaciones.

En los aerogeneradores offshore flotantes, además del viento, habrá que tener en cuenta las olas y el periodo de las mismas. Este fenómeno se puede observar a través del diagrama de Campbell, ya que se puede prever la respuesta del sistema en función de la velocidad angular del rotor.

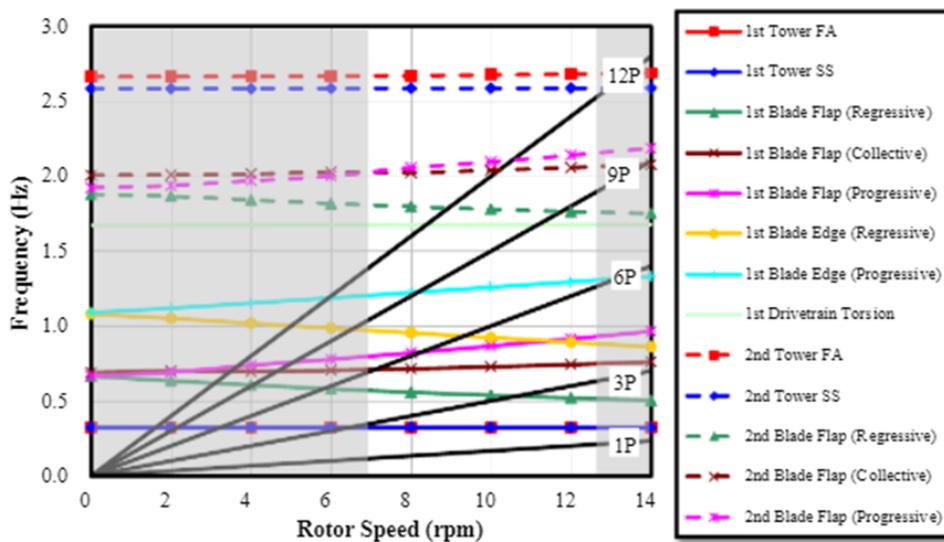


Imagen 2-4. Diagrama Campbell de la simulación de la turbina NREL 5 MW [21].

En el gráfico de Campbell se observan los puntos de operación en los que cada componente oscila con gran detalle, sin embargo, para entender el funcionamiento básico del aerogenerador se han tenido en cuenta para este trabajo las tres oscilaciones principales: las llamadas  $T_p$ , 1P y 3P.

- **Tp**: sólo aparecerán en aerogeneradores offshore. Serán las provocadas por el oleaje, de la duración del periodo de ola.
- **1P**: serán las oscilaciones que sufrirán los elementos del aerogenerador, de la duración que necesita una pala para dar el giro completo.
- **3P**: serán las oscilaciones que sufrirán los elementos del aerogenerador, de duración del desfase existente entre las palas.

## 2.4.- Descripción de la instalación del proyecto

Para este trabajo, se ha escogido el “Hywind Scotland” como localización para analizar los datos de viento de las últimas décadas. Esta instalación es la primera offshore flotante del mundo con una potencia de 30 MW, estando operativo desde el año 2017. Se estima que en comparación al “Hywind Demo of Norway” el coste de la instalación ha sido entre un 60-70% más barato [17]. Aún y todo, el LCOE del proyecto es tres veces más caro que los offshore no flotantes y se instaló gracias a las ayudas gubernamentales del Reino Unido. [18]

A pesar de ser una tecnología innovadora y en evolución acelerada, se han conseguido datos espectaculares nunca vistos hasta la fecha. La instalación ha producido electricidad con una media del 54 % de factor de capacidad, además de alcanzar un récord anual del 57,1 %. Estas cifras, en comparación con las offshore no flotantes (que alcanzan medias de alrededor del 40 %), son sin ningún ápice de duda un gran paso para la evolución de las “hywind”.



*Imagen 2-5. A la izquierda la localización del emplazamiento. A la derecha, el posicionamiento y la estructura de la instalación[17] [19].*

Características del proyecto de Escocia:

- Capacidad de instalación: 30 MW.
- 5 aerogeneradores de 6 MW.
- 154 m de diámetro.
- Altura máxima base turbina 253 m.
- Profundidad del agua: 95-120 m.
- Infraestructura tipo Spar. (Ver la ilustración 2-3)
- Potencia para alimentar 20.000 viviendas.
- Longitud del cableado: 30 km.
- Altura media de las olas: 1,8 m.

### 3.- PROGRAMAS Y DATOS DE BASE UTILIZADOS

Fast y Turbsim son los dos programas principales utilizados en este trabajo para realizar simulaciones, aunque ambos han sido controlados mediante un código creado en Matlab.

El primero, se trata de un código aeroelástico que sirve para simular la dinámica de los aerogeneradores basándose en la física de la NREL. Para comprender las cargas mecánicas que se estudiarán en la primera parte de las simulaciones de este trabajo, es de vital importancia conocer el sistema de coordenadas de FAST. FAST asigna diferentes ejes de coordenadas a los diferentes componentes de la estructura, siendo los siguientes los más importantes para comprender los resultados conseguidos en la simulaciones que se han realizado:

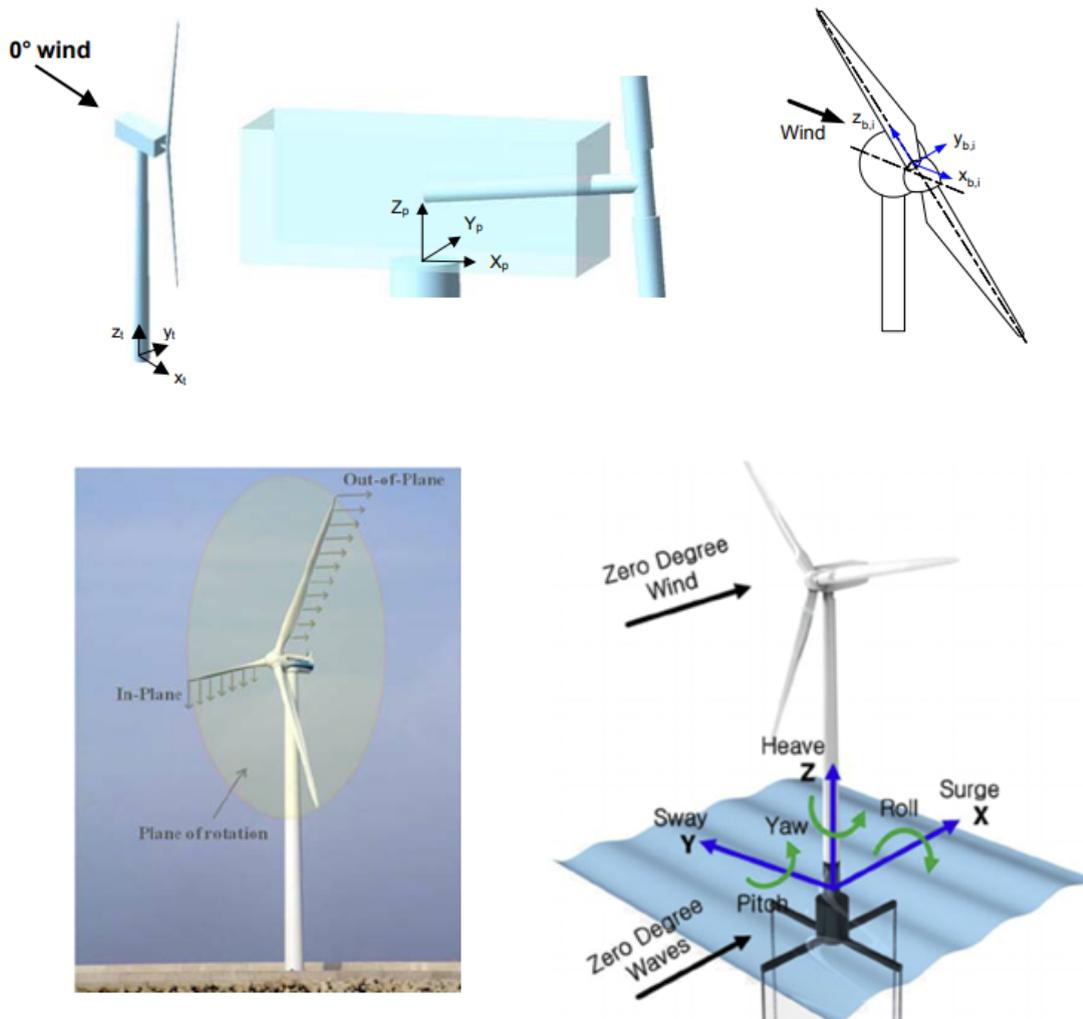


Imagen 3-1. Sistema de coordenadas de diferentes elementos del aerogenerador [22][23][24].

TurbSim, sin embargo, es un simulador estocástico de viento (colección de variables de azar) y para simular los diferentes vientos que se generan en el programa FAST, crea archivos de viento que pueda leer Inflowind. Dependiendo del viento que el usuario necesite simular, se podrán establecer todo tipo de variables para conseguir la simulación más realista posible.

Para obtener los datos del Mar del Norte de Escocia, se ha utilizado el dato de bases ECMWF ERA-20C. Desde esta base se han obtenido los datos divididos en tres columnas: la velocidad de viento en m/s, la altura de la ola en metros y el período del oleaje en segundos. Hay que recalcar que los datos de viento son los obtenidos a una altura de 10 metros y que deben ser interpolados a una altura de 90 metros, es decir, a la altura de la góndola del aerogenerador simulado en Matlab. Una vez descargados los valores de las condiciones climáticas, estos han sido manipulados en el programa R, que es un software libre que se utiliza mucho en el mundo de la programación estadística y gráfica.

## 4.- SCRIPTS CREADOS PARA LAS SIMULACIONES

Con el fin de conseguir los objetivos del trabajo, se han creado diversos códigos -se han introducido en este apartado más abajo algunos como ejemplo- en Matlab y R para poder sacar las mejores conclusiones posibles mediante datos y gráficos. Mientras que el cálculo de la variación de las potencias y cargas mecánicas por el oleaje se ha programado en Matlab, el análisis histórico del viento de Escocia ha sido gobernado por R.

### 4.1.- Scripts para la simulación del aerogenerador y el viento

- **LOOP\_ONSHORE Y LOOP\_HYWIND:** Los dos scripts siguen la misma estructura pero cada uno simula el tipo de aerogenerador que le corresponde. La principal diferencia será que en el caso de Hywind habrá que asignar velocidad del viento, altura de la ola y período, mientras que en onshore será suficiente únicamente con el viento.
- **LOOP\_TURBSIM:** Para lanzar “Loop\_TurbSim” la llamada se realizará desde otros dos scripts, es decir, cuando el usuario simula “Loop\_Onshore” o “Loop\_Hywind” se lanzará el script de generación de viento como si fuera un módulo más del FAST. Por lo tanto, dentro de “Loop\_TurbSim”, se han creado dos subprogramas que seguirán la misma estructura para que onshore y offshore puedan simular los vientos y almacenar los vientos generados en una carpeta. Hay que destacar que se han realizado simulaciones de 850 segundos, deshaciéndose de los primeros 250 segundos debido a la lentitud del programa en conseguir un viento requerido por el usuario.

### 4.2.- Scripts para analizar los resultados

- **POSTPROCESSING.m:** Este Script se ha utilizado para poner en marcha “Estatistikoak.m” y “PlotResult.m”.

```

1 %FAST output reader
2     clear
3     close all
4     clc
5
6 % Simulations to plot
7 Simulations=["11_02_IrrWaves-Hs=3m-Tp=12s_TurbSimWind_Hywind-U=17mps.outb"...
8             "11_02_RegWaves-Hs=3m-Tp=12s_SteadyWind_Hywind-U=17mps.outb" "11_02_TurbSimWind_Onshore-U=17mps.outb"...
9             "11_02_NRELSteadyWind_Onshore-U=17mps.outb"];
10 % Signals to plot
11 Signals=["GenPwr"];
12 %Signals=["Wind1VelX","BldPitch1","RotSpeed","GenSpeed","GenPwr","OoPDefl1","IPDefl1","RootMxc1","RootMyc1", "YawBrTDxp",...
13           "YawBrTDyp","TwrBsMxt","TwrBsMyt","PtfmSurge","PtfmSway","PtfmHeave","TwrBsFxt","TwrBsFyt","YawBrFxp","YawBrFyp"];
14
15 % Plot in same/separte figures
16 HoldInFigure=[1 1 1 1]; % 1= hold on (plotea en el mismo gráfico diferentes simulaciones)
17                 % cualquier otro digito= hold off (plotea en diferentes gráficos)
18
19 % Call to plot function
20 PlotResults(Simulations,Signals,HoldInFigure)
21
22 % Call to statistics calculator function
23 EstatistikoakKalkulatu(Simulations,Signals,HoldInFigure)
  
```

*Imagen 4-1. Script para arrancar las funciones que se han creado. Primero se añaden las simulaciones que se quieran examinar, después las señales a analizar y por último, cómo se quieren visualizar los gráficos.*

- **PLOTRESULTS.m:** Como su nombre indica, esta función se ha utilizado para representar los resultados en un gráfico. Los gráficos se decoran con títulos y se guardan en la carpeta “MultiLoadCase” con el nombre de la variable correspondiente.
- **ESTATISTIKOAK.m:** Es la función creada para realizar un análisis rápido de los resultados obtenidos en las simulaciones. Se ha calculado el valor máximo, mínimo, medio y desviación típica de cada variable y se ha agrupado ordenadamente en una tabla.
- **POWERMATRIXCALCULATION.m:** Todos los archivos “.outb” que se han simulado se leen desde una carpeta y crea una matriz con los valores de las variables. Para el caso de onshore sólo tendrá la velocidad de viento como variable de entrada y la potencia como variable de salida, pero las variables de entrada serán tres en offshore: viento, altura de ola y periodo de oleaje. Por último, se ha añadido un código para graficar los resultados obtenidos y poder jugar con las variables de entrada en el caso de offshore.

### **4.3.- Scripts para la evaluación del viento y su potencial en escocia**

En este apartado se han utilizado los datos obtenidos de la simulación de “Loop\_Hywind” para sacar diferentes conclusiones de los cambios que han surgido en el viento en el último siglo, y cómo esta alteración provocaría en la generación de energía de un aerogenerador. El aerogenerador simulado es el “NREL 5MW Baseline” [25], no precisamente los que están actualmente instalados en Escocia, pero será suficiente para sacar conclusiones generales de la información que se quiere conseguir.

En tres de los cuatro scripts creados, primero se ha leído el “HywindPowerMatrix.txt”, excepto en “WEIBULL.R” (que únicamente se ha hecho uso de los datos de viento), para que el programa disponga de todos los datos de viento y oleaje, y qué potencia genera el aerogenerador NREL para esas condiciones climáticas.

Se trabaja conjuntamente con los bases de datos de “HywindPowerMatrix.txt” y “ScotlandData.txt” para calcular con qué frecuencia se repiten las condiciones climáticas de “HywindPowerMatrix.txt” en la instalación de Escocia. Para facilitar y acelerar el cálculo, se hace una aproximación entre las condiciones climáticas realmente existentes en el transcurso del último siglo y la potencia que se obtendría mediante estas, ya que en los datos de “HywindPowerMatrix.txt” para calcular la potencia generada se hace un salto de 2 m/s en la velocidad del viento, 2 segundos en el período del oleaje y un metro en la altura significativa de las olas.

Además, las condiciones climáticas están acotadas entre 3-25 m/s de viento, 2-12 segundos de período de olas y 0.5-6.5 metros de altura de olas, por lo que también habrá condiciones extremas donde el programa no será capaz de calcular la potencia obtenida. Aún y todo, hay que recalcar que de todos los datos almacenados desde el año 1900 hasta el 2010, no llegan ni al 0,4% las condiciones climáticas que no cumplen los requisitos mencionados.

- **VARIACIÓN DELA POTENCIA.R:** Con este script lo que se ha querido comparar son las diferencias porcentuales de potencia que ha habido en las diferentes décadas del siglo anterior. Para ello, se han calculado los diferentes factores de carga del aerogenerador NREL cada 10 años y compararlo con la primera década del siglo, es decir, con la década de 1900-1910.
- **WEIBULL.R:** En esta función se ha utilizado únicamente los datos de viento de Escocia, sin tener en cuenta el oleaje. Tal y como su propio nombre indica, se han calculado y graficado diferentes Weibull con un período de 22 años, es decir, todos los datos disponibles se han fragmentado en cinco bloques en vez de por décadas para conseguir mejor visualización a la hora de graficarlos.

```

1 #WEIBULL
2 data2=read.table(header = T, "aitor.txt")
3 N=365*8*22
4 h=1
5 #inicio bucle
6 a= (h-1)*N +1 ;
7 b= h*N
8 hamark= seq( a ,b , 1)
9 data2=data2[hamark,1]
10 #ready to fit
11 fit<-fitdistr(data2,"weibull") #weibull's k and c determined
12 fit
13
14 #form and scale
15 k<-coef(fit)[1]
16 c<-coef(fit)[2]
17
18 velocidad<-seq(0,ceiling(max(data2,na.rm = T)),by=1)
19
20 #dweibull:to plot weibull
21 weibull<-dweibull(velocidad,shape = k, scale = c)
22 #plotear solo con h=1, todas las demás h con la función lines
23 plot(velocidad,weibull,type="l",lwd="3",col = "pink",freq = F,xlab = "wind speed [m/s]",
24      ylab="density", main="Distribución de weibull",ylim = c(0,0.1))
25
26 #adding lines to the graph (change col in that order:"pink", "blue","red","green","black")
27 lines(velocidad,weibull,type = "l",col="red",lwd=3)
28
29 data2=read.table(header = T, "aitor.txt")
30 h=h+1
31
32 #fin bucle hasta h=5
33 legend(x = "topright", legend = c( col = c("1910-1932", "1932-1954",
34      "1954-1977","1977-1999","1999-2021") ),
35      fill = c("pink", "blue","red","green","black"),title = "Años")
  
```

**Imagen 4-2. Script para crear y graficar diferentes Weibull. Primero, el programa debe leer los datos de viento, establecer la duración del intervalo de tiempo y seleccionar el primer intervalo creado. Después se calculan los coeficientes “k” y “c” de Weibull y se plotea teniendo en cuenta las velocidades y densidades del viento. A continuación, se debe ir añadiendo mediante la función “lines” para cada “h” su weibull correspondiente, cambiando el color de cada uno para mejor distinción del gráfico. Por último, se le añade una leyenda.**

- CREATEMONTH&YEARDATAS.R:** Este script ha sido creado para la mejor manejabilidad de los datos en “VARIACIÓNDELAPOTENCIALIDAD.R”. Este programa genera datos tanto de CF, AEP y potencia medias anuales o mensuales del último siglo. Ya que para obtener los datos mensuales el programa necesita cierto tiempo, se guardan los datos en un archivo .txt en la carpeta R con su respectivo nombre para la posterior utilización en el script “VARIACIÓNDELAPOTENCIALIDAD.R”.
- VARIACIÓNDELAPOTENCIALIDAD.R:** Una vez obtenidos los datos de los variables que se quieren calcular, con este script se pueden graficar los variables que se quiere con un intervalo de tiempo mensual o anual, dependiendo de los datos que le introduces al programa. Con un período inferior, es decir, período mensual, se verán mejor las condiciones extremas que han transcurrido en los últimos años en Escocia pero para obtener una idea general más clara de la producción se aconseja graficar con un período anual, ya que la línea de tendencia que se ha graficado refleja mucho mejor la evolución de los variables cuando los intervalos de tiempo son mayores.

```

1 #Datos de AEP, Pot_media y CF dividido en años
2 #Obtenido mediante CREATEMONTH&YEARDATAS
3 AEP_Year<-read.table(header = T, "AEP_Year.txt")
4 MeanPot_Year<-read.table(header = T, "MeanPot_Year.txt")
5 AEP_Year<-as.numeric(t(AEP_Year[,2]))
6 MeanPot_Year<-as.numeric(t(MeanPot_Year[,2]))
7 CF_Year<-MeanPot_Year/5000
8 #####
9 cwm2=matrix(AEP_Year, )
10 cw_urtt2= cbind(1:111, cwm2)
11 cw_urtt2=as.data.frame(cw_urtt2)
12 colnames(cw_urtt2)[1]="Years"
13 colnames(cw_urtt2)[2]="AEP_media"
14 library(ggplot2)
15 ggplot(cw_urtt2, aes(x=Years, y=AEP_Year)) +
16   geom_point(color='#2980B9', size = 3) +
17   geom_smooth(method=lm, color='#2C3E50')+
18   ylab("AEP_media [Gwh]") + xlab("Years from 1900")+
19   ggtitle("Tendencia de AEP dividido en años de Escocia en el último siglo")
20 matrix()
  
```

**Imagen 4-3. Una vez creados lo datos mediante “CREATEMONTH&YEARDATAS.R”, se crea una tabla para añadir los datos que se quieran visualizar en el gráfico. Se le añaden los títulos correspondientes y con la función “ggplot” se grafica la tabla creada anteriormente.**

## 5.- RESULTADOS: ANÁLISIS DE LAS OSCILACIONES Y CARGAS MECÁNICAS

El primer objetivo de este trabajo era estimar la variación en la potencia de los aerogeneradores offshore flotantes provocada por las oscilaciones producidas por las olas, pero como el sistema de control del NREL no es capaz de controlar con seguridad los aerogeneradores offshore, los resultados obtenidos en el apartado de potencia no son fiables, como se verá a continuación.

Para analizar las cargas que soportan los aerogeneradores flotantes offshore por efecto de las olas, se explicará la dinámica de los aerogeneradores con los gráficos obtenidos mediante Matlab para onshore y offshore, simulando en ambos con viento constante y laminar, e introduciendo en el caso de offshore olas de altura y periodo constante. Es decir, se han introducido condiciones climáticas estables para entender de la mejor manera la dinámica del aerogenerador, ya que, en resumidas cuentas, si se introducen *input* irregulares se obtendrán *output* irregulares.

Dado que el objetivo es principalmente comprender el funcionamiento y no los módulos de valores obtenidos, se ha optado por hacerlo así, aunque para ver qué ocurre con los irregulares se ha añadido un segundo apartado. Además, dependiendo del punto de operación del generador se presentarán diferentes ejemplos de la importancia del ángulo pitch por un lado y del porqué de las oscilaciones de las cargas mecánicas por otro, observando la velocidad angular del rotor y del generador. Por lo tanto, partiendo de Postprocessing.m se analizarán los gráficos de PlotResults.m y se utilizará también la función `fft_EHU.m` para comprender mejor las respuestas. Por último, hay que señalar que a fin de entender los signos de los valores de las simulaciones es imprescindible refrescar el apartado 2.3 y 3 del trabajo.

INPUT UTILIZADAS EN LA SIMULACIÓN		
	ONSHORE	OFFSHORE
1.	U=23m/s	U= 23m/s; Tp=12s ; Hs=6m
2.	U=13m/s (turbulencias)	U= 13m/s; Tp=10s ; Hs=4m

Tabla 5-1. Input de las dos simulaciones realizadas.

## 5.1.- Primera simulación

INPUT UTILIZADAS EN LA SIMULACIÓN		
	ONSHORE	OFFSHORE
1.	U=23m/s	U= 23m/s; Tp=12s ; Hs=6m
2.	U=13m/s (turbulencias)	U= 13m/s; Tp=10s ; Hs=4m

Tabla 5-2. Input de la primera simulación.

En esta simulación que se hace con un viento laminar y condiciones de olas regulares pero bastante extremas, se ha buscado entender las diferencias que sufren los aerogeneradores onshore respecto a offshore debido al oleaje. Para ello, se ha seleccionado una velocidad de viento para que la turbina funcione en su potencia nominal (así también se podrá analizar lo que pasa con el ángulo pitch) y unas características de las olas donde no entren en fase las oscilaciones generadas por el rotor y el propio oleaje.

Para entender las peculiaridades de las diferentes oscilaciones, se expondrán ciertos gráficos que se han seleccionado donde se podrá explicar el porqué de estas. En primera instancia, hay que destacar que en estas condiciones climáticas los aerogeneradores onshore funcionan a 12.1 rpm y los offshore a 12.148 rpm. Por lo tanto,

- **ONSHORE**

$$f_{on} = \frac{w_{rpm}}{60} = \frac{12.1}{60} \approx 0.202 \text{ giro/s}$$

$$1 * P_{on} = \frac{1}{f_{on}} \approx 4.96 \text{ s}$$

$$3 * P_{on} = \frac{1}{f_{on}} \approx 1.65 \text{ s}$$

- **OFFSHORE:**

$$f_{off} = \frac{w_{rpm}}{60} = \frac{12.148}{60} \approx 0.202 \text{ giro/s}$$

$$1 * P_{off} = \frac{1}{f_{on}} \approx 4.94 \text{ s}$$

$$3 * P_{off} = \frac{1}{f_{on}} \approx 1.65 \text{ s}$$

### 5.1.1- Resultados de la segunda simulación

- 3P-TP

Ejemplos de oscilación onshore con periodo 3P y período offshore Tp:

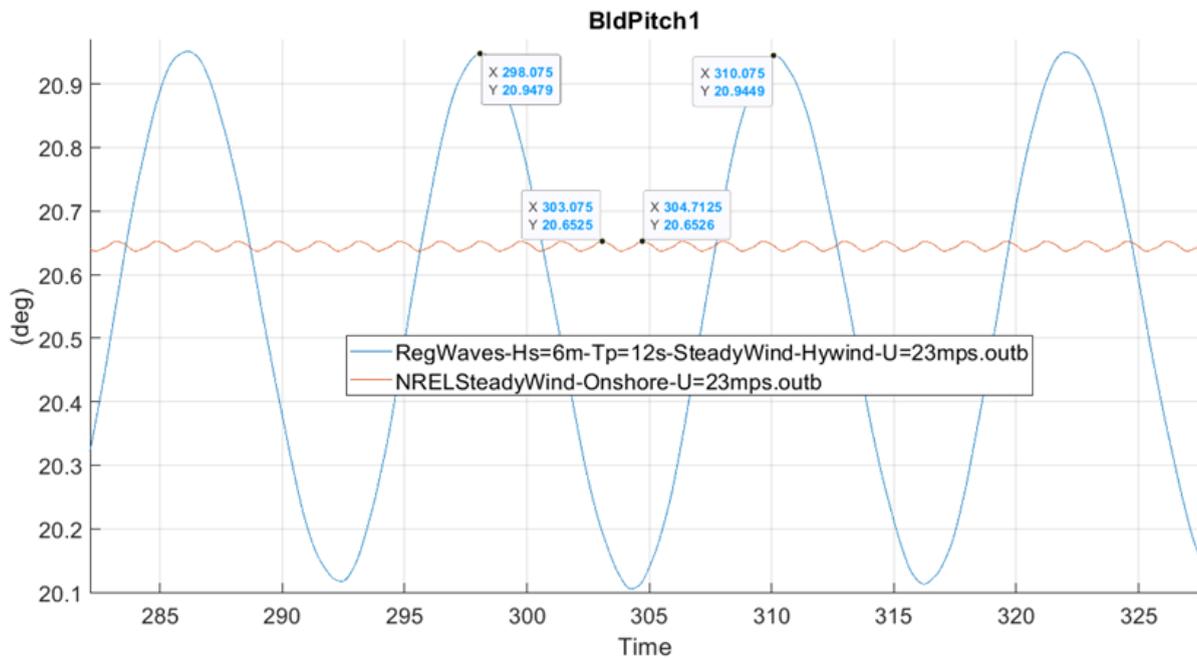


Imagen 5-1. Oscilaciones de pitch en el tiempo.

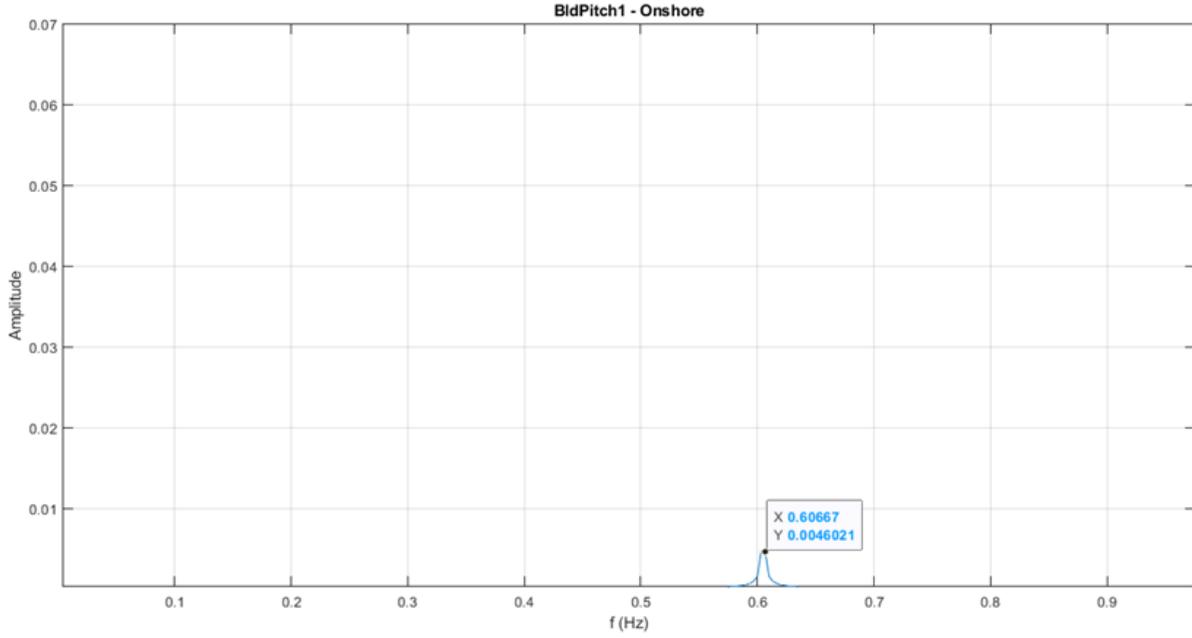


Imagen 5-2. Frecuencias de las oscilaciones de pitch en onshore.

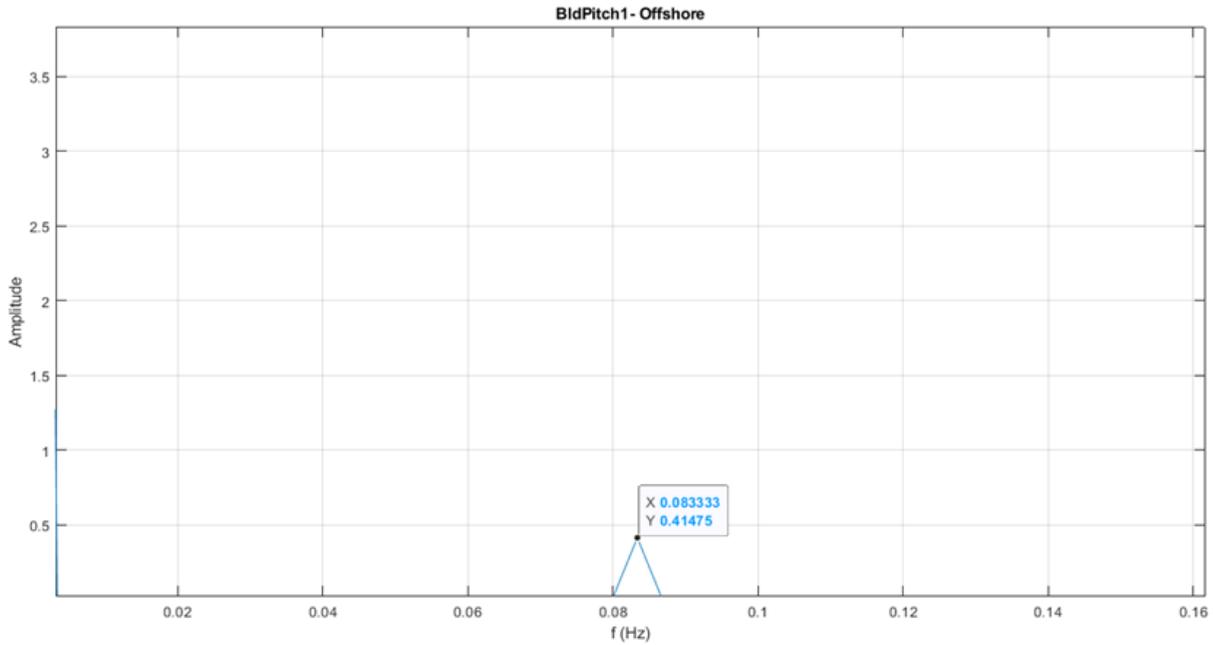


Imagen 5-3. Frecuencias de las oscilaciones de pitch en offshore.

- 1P-1P

Ejemplo de oscilación onshore y offshore de duración 1P:

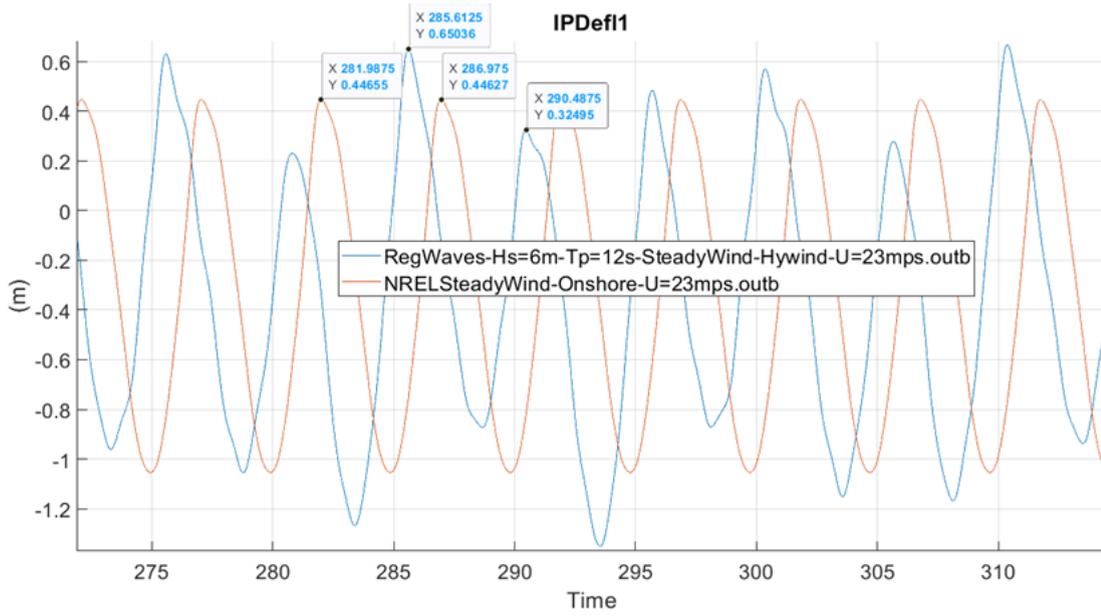


Imagen 5-4. Oscilaciones de IPDefl1 en el tiempo..

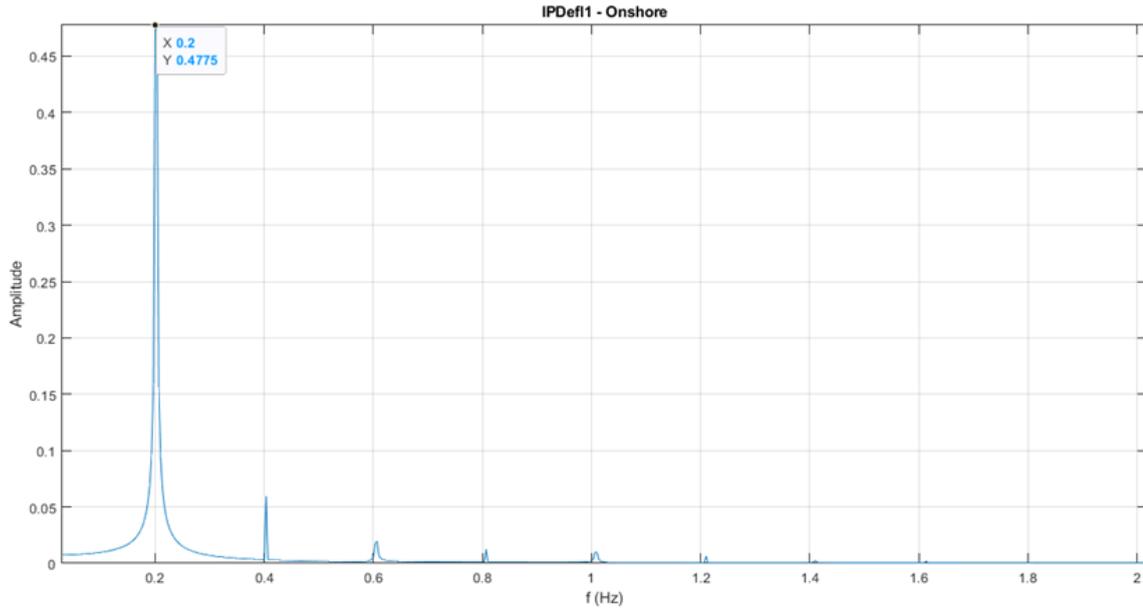


Imagen 5-5. Frecuencias de las oscilaciones de IPDefl1 en onshore.

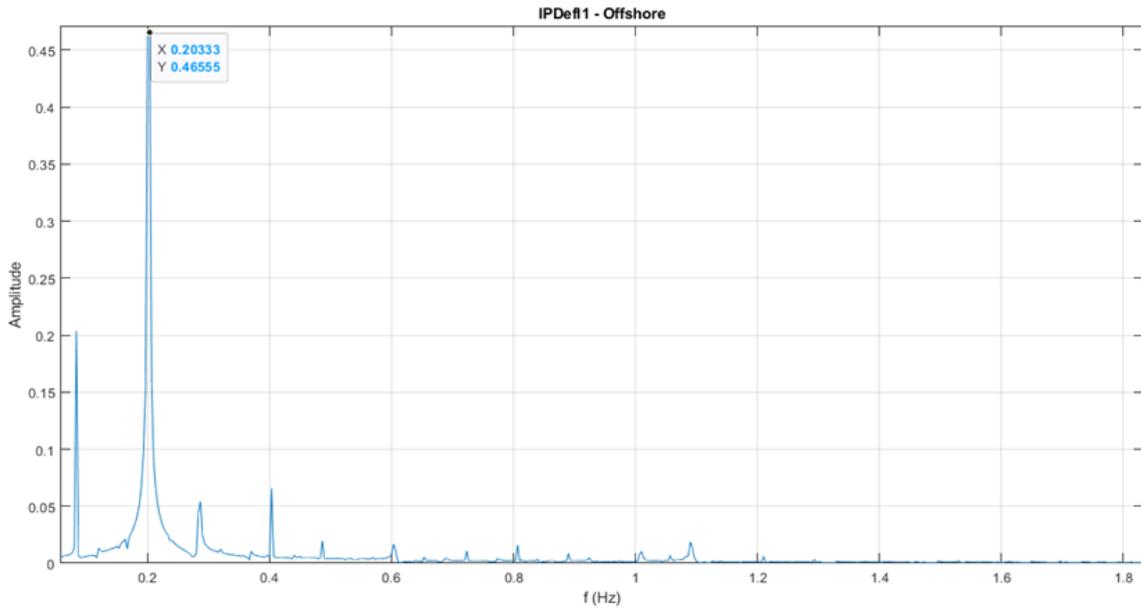


Imagen 5-6. Frecuencias de las oscilaciones de IPDef1 en offshore.

- 3P-3P

Oscilaciones de duración 3P en onshore y offshore:

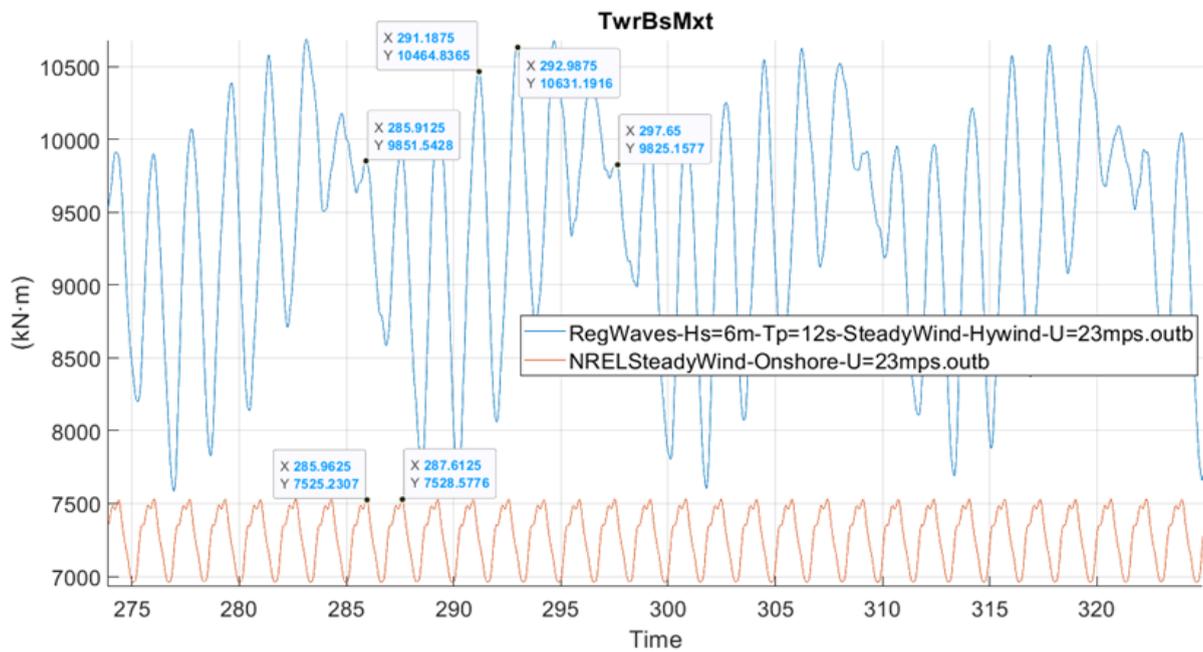


Imagen 5-7. Oscilaciones de TwrBsMxt en el tiempo.

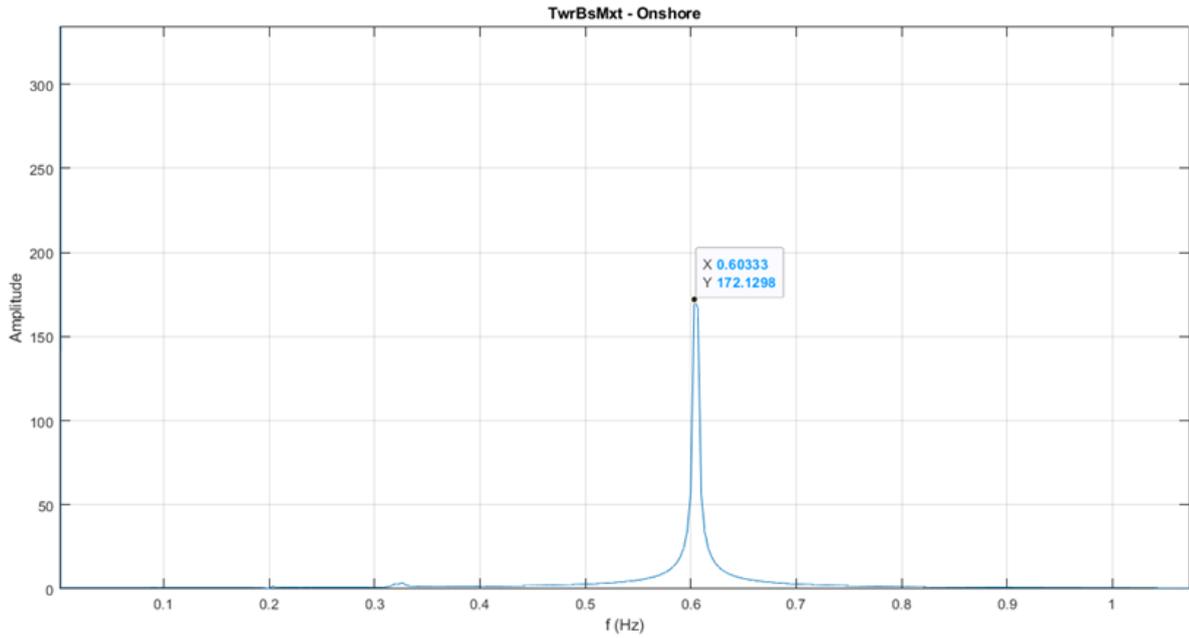


Imagen 5-8. Frecuencias de las oscilaciones de TwrBsMxt en onshore.

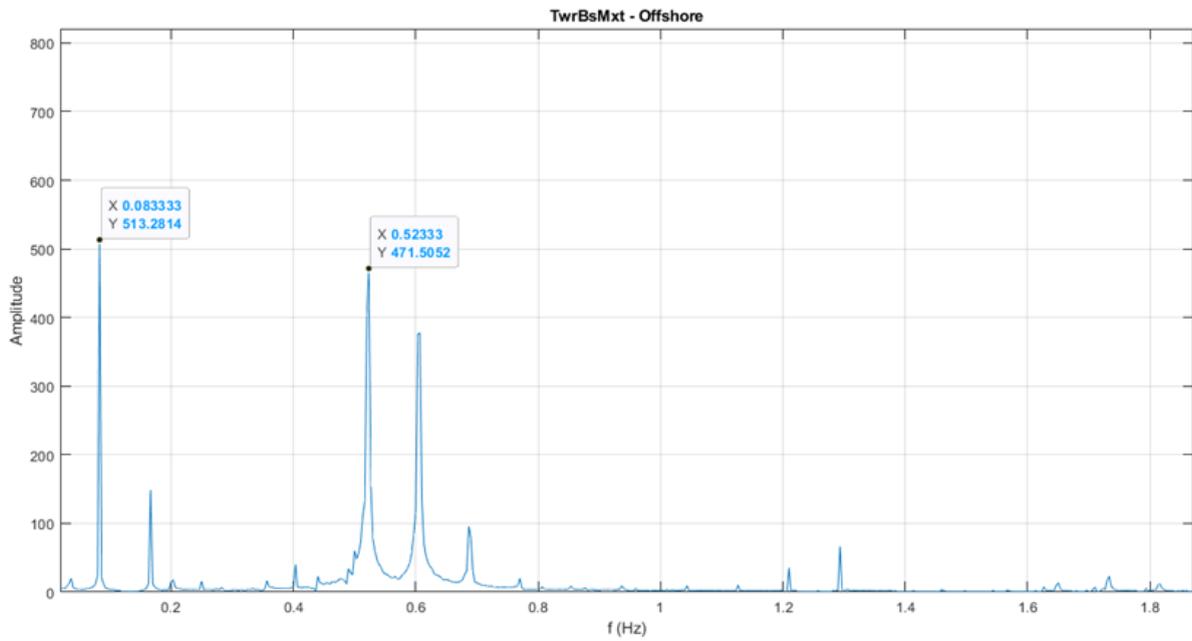


Imagen 5-9. Frecuencias de las oscilaciones de TwrBsMxt en offshore.

VARIABLE	PERÍODO ONSHORE (s)	PERÍODO OFFSHORE (s)
BldPitch1	3P	Tp

RotSpeed	3P	Tp
GenSpeed	3P	Tp
GenPwr	3P	Tp
OoPDefl1	1P	1P
IPDefl1	1P	1P
PtfmSurge	-	Tp
PtfmSway	-	Tp
PtfmHeave	-	Tp
YawBrTDxp	3P	Tp
YawBrTDyp	3P	Tp
RootMxb1	1P	1P
RootMyb1	1P	1P
TwrBsMxt	3P	3P

TwrBsMyt	3P	Tp
----------	----	----

Tabla 5-3. Período de oscilaciones de los elementos.

En resumen, centrándose en el caso del aerogenerador onshore de la tabla superior, se puede afirmar que las variables que analizan la influencia de cada pala sufren oscilaciones del periodo 1P, es decir, el tiempo que tarda la pala en dar un giro (OoPDefl1, IPDefl1, RootMxb1 y RootMyb1). Los periodos 3p son variables que soportan oscilaciones de tres palas, es decir, tres palas actúan en la misma proporción, por lo que el periodo de oscilación será desfase entre las palas (BldPitch1\*, RotSpeed, GenSpeed, GenPwr, YawBrTDxp, YawBrTDyp, TwrBsMxt y TwrBsMyt).

Observando la tabla de offshore se observa la enorme importancia de las olas en las oscilaciones. Si en la mayoría de las variables en onshore la frecuencia de amplitud máxima es la del giro del rotor, en las mismas condiciones climatológicas pero introduciendo las olas, la frecuencia predominante pasa a ser la de las olas, por lo que esta oscilación es la más acusada.

Sin embargo, el hecho de que sea la frecuencia dominante de las olas no significa en absoluto que desaparezca la presencia del giro del rotor, sino que sólo al analizarlo en el gráfico la oscilación más notable será la de las olas. Para ello se han incluido en las figuras 5-7, 5-8 y 5-9 el caso de TwrBsMxt, ya que al analizar sus cargas puede darse bastante cuenta del hecho mencionado. Además de oscilaciones pequeñas (de duración 3P), se representa que la onda repite un ciclo (de duración Tp). Al observar el análisis de frecuencias en la figura 5-9, se aprecia que las dos principales frecuencias son 0.08Hz (Tp) y 0.52Hz (3P), demostrando la presencia de ambas oscilaciones.

\* La excepción será BldPitch1, ya que el ángulo pitch dependerá de la velocidad angular del generador y sufrirá los mismos periodos de oscilación que este.

## 5.2.- Segunda simulación

INPUT UTILIZADAS EN LA SIMULACIÓN		
	ONSHORE	OFFSHORE
1.	U=23m/s	U= 23m/s; Tp=12s ; Hs=6m
2.	U=13m/s (turbulencias)	U= 13m/s; Tp=10s ; Hs=4m

Tabla 5-4. Input de la segunda simulación.

Una vez entendidas las oscilaciones de las cargas mecánicas, el objetivo de esta tercera simulación es explicar la diferencia de cargas mecánicas que soportan los aerogeneradores offshore y onshore, es decir, ver cuánto más sufrirán los elementos de los aerogeneradores flotantes por no haber retenido la torre al suelo para las mismas condiciones de viento (eligiendo la altura y un período a las olas en Hywind).

Esto se explicará utilizando las tablas que “Estatistikoak.m” genera automáticamente en el programa Excel. Por otro lado, a diferencia de las otras dos simulaciones, en este caso se utilizará el viento turbulento y el oleaje irregular para ver las cargas mecánicas de forma mucho más acusada.

### 5.2.1- Simulaciones con control NREL

NRELIrWaves-Hs=4m-Tp=10s_TurbSimWind_Hywind-U=13mps				
SimuVariables	Maximum	Minimum	Mean	StdDeviation
Wind1VelX	20,08	7,54	12,92	1,76
BldPitch1	11,56	0,00	4,95	3,48
RotSpeed	15,27	8,77	12,11	1,20
GenSpeed	1481,69	851,16	1174,26	116,04
GenPwr	6312,04	1523,88	4815,50	789,29
OoPDefl1	7,43	0,14	4,04	1,28
IPDefl1	0,25	-1,96	-0,67	0,41
RootMxb1	6726,51	-3265,43	1284,54	2589,58
RootMyb1	13524,06	1368,93	7735,98	2093,10
YawBrTDxp	0,80	-0,06	0,34	0,13
YawBrTDyp	0,06	-0,13	-0,05	0,02
TwrBsMxt	20750,68	-14135,99	6345,98	3745,50
TwrBsMyt	150185,69	-11356,70	64139,94	24663,13

Tabla 5-5. Valores de los variables con control NREL para caso offshore.

NRELTurbSimWind_Onshore-U=13mps				
SimuVariables	Maximum	Minimum	Mean	StdDeviation
Wind1VelX	20,08	7,54	12,92	1,76
BldPitch1	12,75	-0,06	5,19	3,61
RotSpeed	13,13	10,72	12,05	0,33
GenSpeed	1275,20	1039,64	1169,22	32,08
GenPwr	5092,52	2967,67	4838,20	392,02
OoPDefl1	7,24	0,14	3,99	1,28
IPDefl1	0,36	-1,71	-0,67	0,42
RootMxb1	5765,01	-3962,33	695,65	2610,10
RootMyb1	13752,03	1112,46	7608,88	1974,82
YawBrTDxp	0,50	0,13	0,30	0,07
YawBrTDyp	0,00	-0,10	-0,05	0,014
TwrBsMxt	12985,41	-2158,33	5147,61	2178,03
TwrBsMyt	82793,45	19724,35	50270,17	10693,60

Tabla 5-6. Valores de los variables con control NREL para caso onshore.

Para empezar, se comenzará con el estudio de las palas y del generador. La diferencia en la velocidad de rotor de los aerogeneradores onshore y offshore para las mismas condiciones de viento es enorme. El sistema offshore no controla adecuadamente la velocidad de su rotor, por lo que se pueden observar oscilaciones muy grandes, siendo la desviación típica casi cuatro veces mayor que la del onshore. Esto produce efectos severos porque el motor eléctrico supera con creces su velocidad angular óptima y pasa a producir mucho más de la potencia nominal de 5 MW del generador. Como se ve en la tabla 5-5 generando en algún momento 6,3 MW.

Variables	Comparación NREL*
Wind1VelX	1,00
BldPitch1	0,96
RotSpeed	3,62
GenSpeed	3,62
GenPwr	2,01
OoPDefl1	1,00
IPDefl1	0,99
RootMxb1	0,99
RootMyb1	1,06
YawBrTDxp	1,96
YawBrTDyp	1,51
TwrBsMxt	1,72
TwrBsMyt	2,31

Tabla 5-7. Comparación onshore vs offshore con control NREL.

\*La desviación típica de onshore se ha dividido por la de offshore.

$$\text{Comparación NREL} = \frac{\sigma_{off}}{\sigma_{on}}$$

La tabla muestra una pequeña diferencia entre la deformación de las palas y los momentos que sufre el rotor en el eje, aunque hay que destacar la importancia de los valores de la deformación en el diseño de la turbina. Con un viento de 13 m/s la pala sufre oscilaciones de 2 m en el propio plano (Edgewise) y hacia atrás perpendicular al plano (Flapwise) llega a desplazarse 7 m hacia la torre. Por eso es importante montar las palas en forma de “cono”, es decir, establecer un pequeño ángulo con respecto al plano de giro, alejando la punta de la pala de la torre para que la pala no toque por la acción de OoPDefl1.

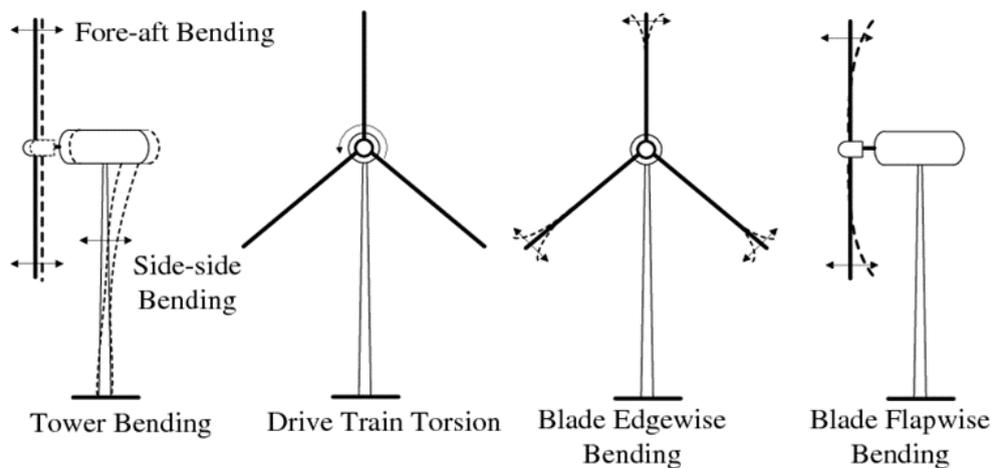


Imagen 5-10. Nomenclatura de las deformaciones [26].

Para medir las deformaciones extremas de la torre se han utilizado YawBrTDxp y YawBrTDyp. En este caso también son evidentes las consecuencias de que la torre no esté adherida a la superficie. Las olas provocan deformaciones importantes en ambos ejes, siendo el doble en el eje “x” (paralelo a la ola) y aumentando un 50% en el eje “y” (perpendicular a las olas).

En cuanto al momento del extremo inferior de la torre, las diferencias también son considerables. En el eje “x” el valor de la desviación típica aumenta un 70% y en el eje “y” más que duplicar el “TwrBsMyt”. Habrá una fuerza provocada por el viento y el oleaje para producir la deformación de “YawBrTDxp” en el mismo punto y dirección que en el extremo superior de la torre. Esta fuerza, además de producir la citada deformación por un lado, provocará un momento en el extremo inferior de la torre, concretamente en “TwrBsMyt”. Además, la fuerza de “YawBrFyp” provocará el momento de “TwrBsMxt”, ya que al ser un momento menor que el del eje “y”, como se ha mencionado, la fuerza será menor ( $M = F \cdot d$ , donde “d”, la longitud de la torre, permanece constante).

NRELIrrWaves-Hs=4m-Tp=10s_TurbSimWind_Hywind-U=13mps				
SimuVariables	Maximum	Minimum	Mean	StdDeviation
YawBrFxp	1763,40	-104,12	769,43	281,86
YawBrFyp	213,89	-195,82	28,43	42,90

*Tabla 5-8. Valores de las fuerzas offshore en los planos x e y.*

## 6.- ANÁLISIS EN LA POTENCIA

En este apartado, se ha utilizado el script "PowerMatrixCalculations.m" descrito en el apartado 4.2 para realizar estimaciones de potencia. Haciendo gráficos 3D, se han fijado diferentes entradas en los tres gráficos siguientes: en el primero se ha fijado una altura de ola de 4 metros, después se ha optado por hacer lo mismo con un periodo de ola de 6 segundos y por último, con una velocidad de viento de 7 m/s.

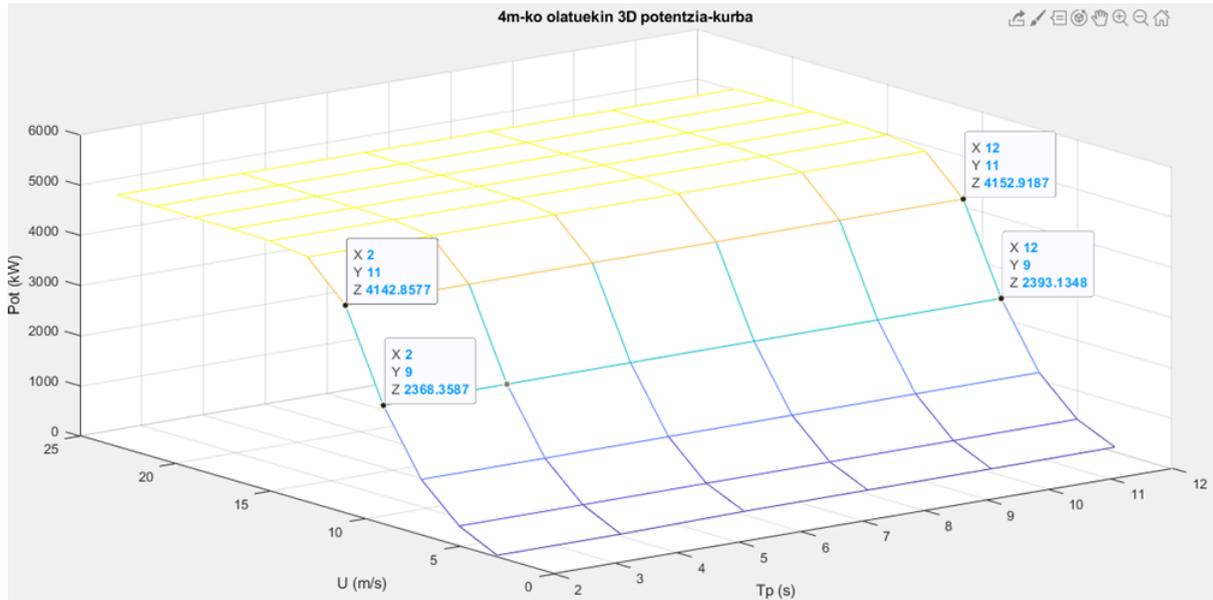


Imagen 6-1. Análisis de potencia con olas de 4 metros.

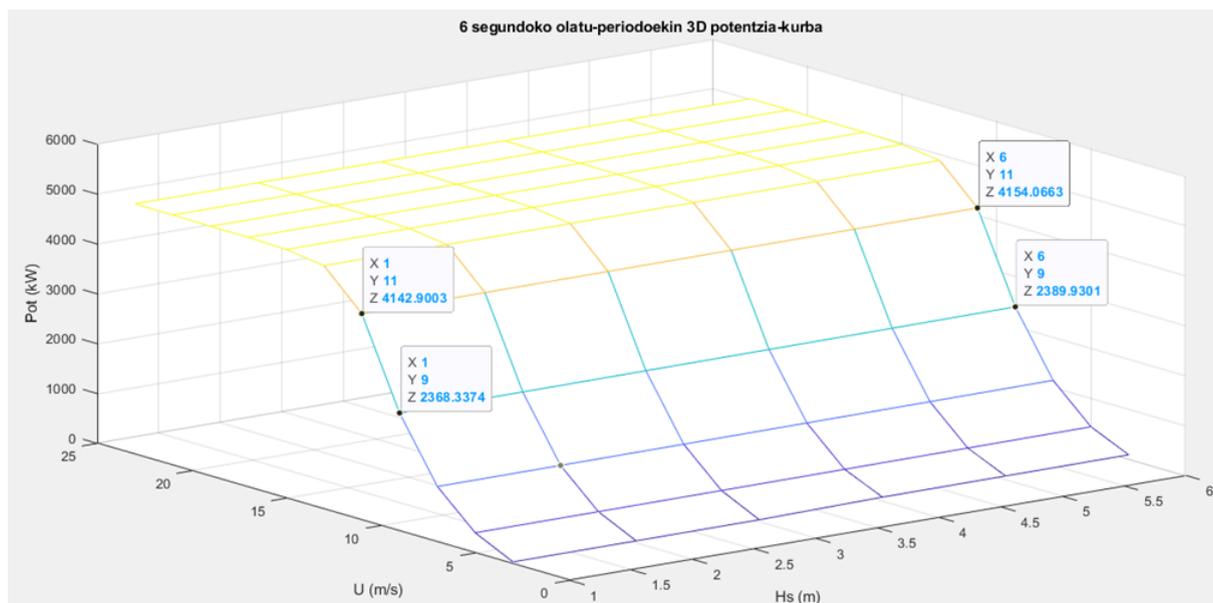
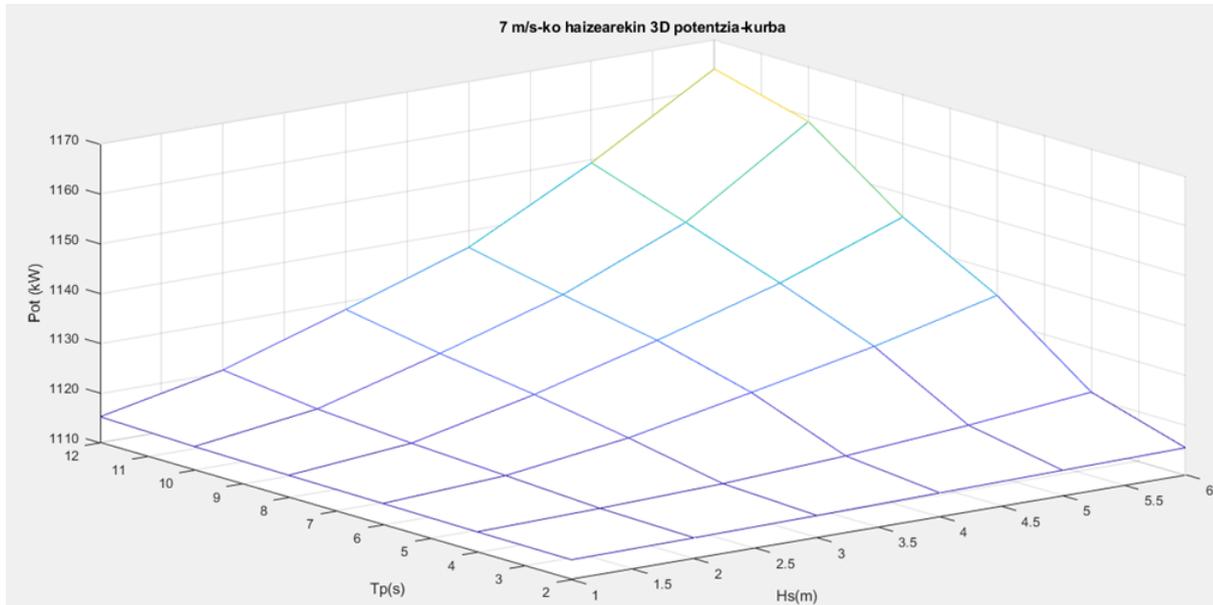


Imagen 6-2. Análisis de potencia con período de olas de 6 segundos.

En las dos figuras anteriores se pueden extraer dos conclusiones claras relacionadas con la potencia generada: que al aumentar la velocidad de viento la potencia experimenta un aumento significativo en ese intervalo de 7-13 m/s, y que al aumentar el período y la altura de las olas la potencia también experimentará un ligero aumento. Para ver visualmente más destacado el ejemplo de esta última, se adjunta la siguiente imagen:

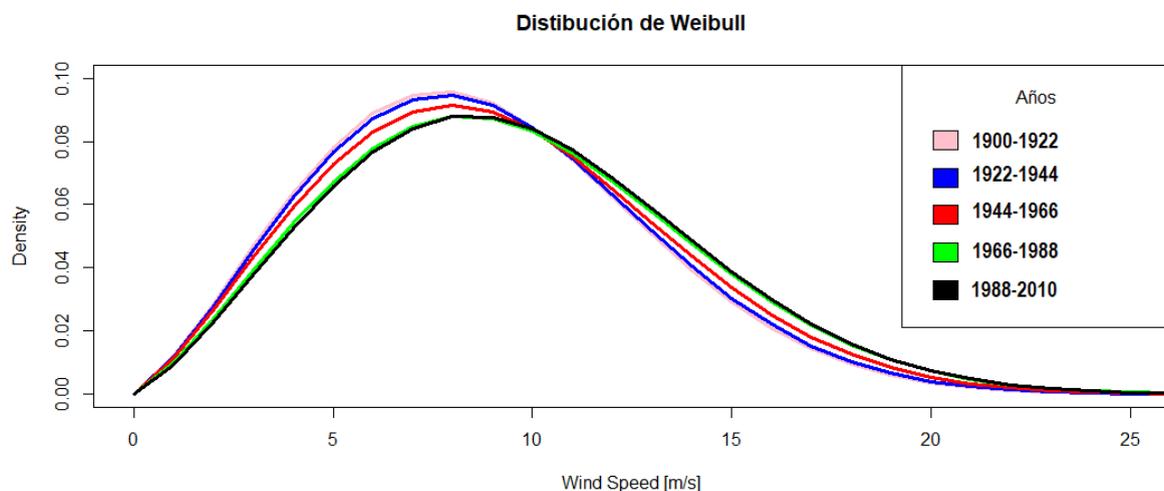


**Imagen 6-3. Análisis de potencia con vientos de 7 metros por segundo.**

## 7.- RESULTADOS: ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN DE ESCOCIA

Para finalizar con el apartado de los resultados, se han analizado los datos de viento de la instalación de Escocia. Se ha examinado la tendencia del viento en el último siglo y en consecuencia, cómo afectaría este cambio en un aerogenerador real. Para ello se ha utilizado el mismo aerogenerador del apartado anterior, es decir, el NREL 5MW Baseline, que no varía mucho en la potencia con los que están realmente instalados, ya que son 5 aerogeneradores de 6 MW.

Empezando con la exposición de los gráficos obtenidos, mediante el script “WEIBULL.R” se ha analizado el comportamiento del viento en los últimos 111 años en la instalación eólica de Escocia. Los 111 años se han dividido en cinco intervalos de 22 años cada uno, para que a la hora de graficarlos los weibull de cada período, se aprecie mejor el cambio entre cada uno. Si se siguiese la tónica general del trabajo y se dividieran los períodos en décadas, el gráfico que se conseguiría estaría repleto de líneas que no permitiría examinar con claridad la diferencia entre los diferentes weibull, por lo que se ha optado de graficarlos con un intervalo de tiempo superior.

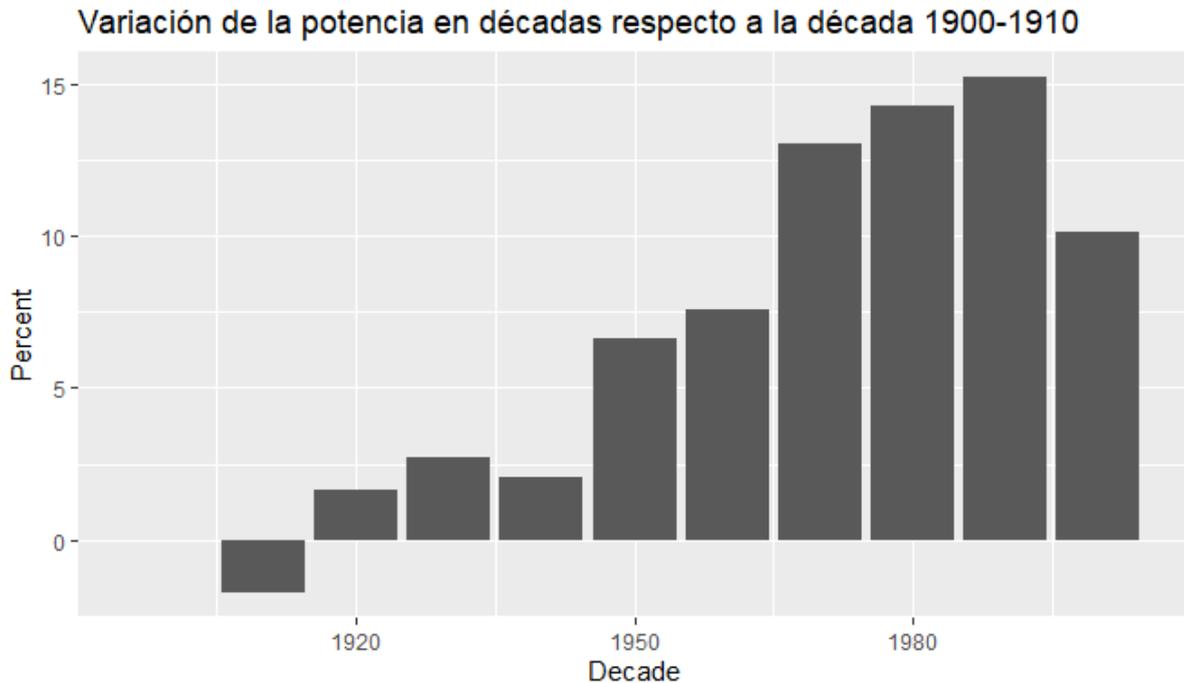


*Imagen 7-1. Distribuciones de Weibull históricas divididas en un período de 22 años. Pd: Mediante la captura de imagen 4-2 se puede observar cómo se ha creado este gráfico.*

Tal y como se diferencia en la gráfica, con el paso del tiempo la distribución de weibull en Escocia ha variado significativamente. Teniendo en el eje de abscisas la velocidad del viento en m/s y en el eje vertical la probabilidad de que ese viento ocurra, a medida que los años se van acercando al siglo XXI la curva se va atenuando en las velocidades de viento entre 5-10 m/s y desplazándose más hacia la derecha. Esto quiere decir que las probabilidades de que esos vientos ocurran va disminuyendo y cada vez aparecen vientos más fuertes en el noreste de Escocia. Sobre todo este cambio se aprecia mejor entre los tres primeros intervalos (rosa,

azul y rojo) y los dos últimos (verde y negro), ya que entre 1966-1988 y 1988-2010 apenas se puede apreciar alguna diferencia.

Simulando los datos de viento de Escocia en la operación del aerogenerador NREL, mediante la función “VARIACIÓNDELAPOTENCIA.R” se ha conseguido comparar la variación de la potencia de diferentes décadas con la primera década, esto es, el período 1900-1910.



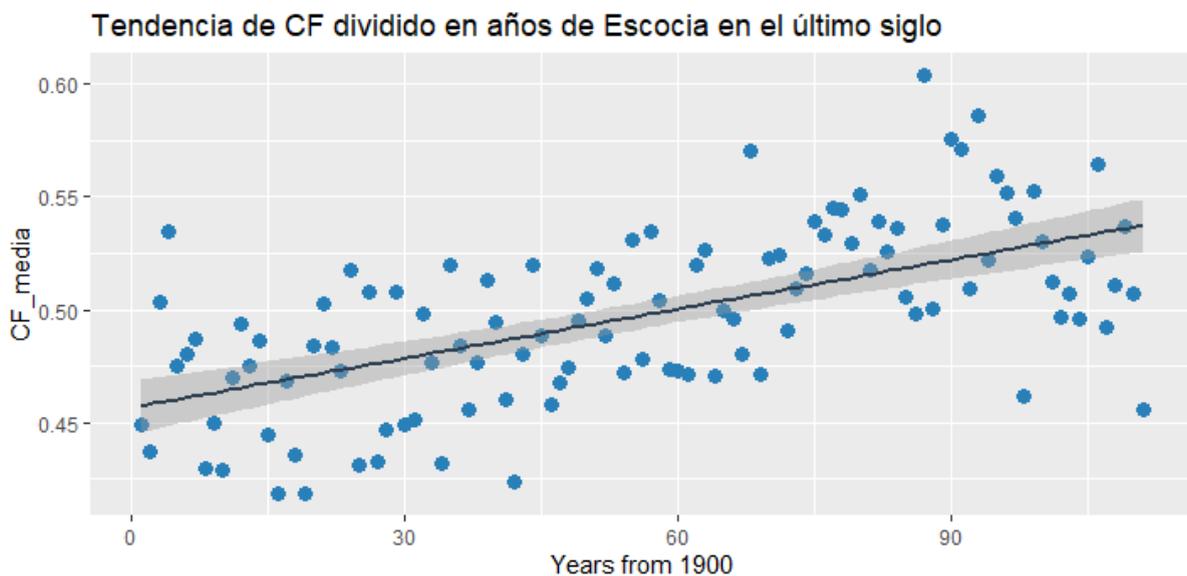
*Imagen 7-2. Variación de la potencia respecto a la primera década del siglo XX.*

Se puede apreciar claramente en la imagen cómo ha cambiado la potencia media generada en valores porcentuales respecto a los inicios del siglo XX. Únicamente en la década 1910-1920 se obtuvo una potencia menor que en la década 1900-1910, en todas las siguientes la potencia ha sufrido un cambio drástico. En la primera mitad del siglo XX, estos valores quizás no sufrieron una alza sustancial pero ya entrados en la segunda mitad del siglo, la potencia incrementó más allá del 5% hasta alcanzar cotas máximas de hasta el 15%. Además, de las últimas 6 décadas solo en la 2000-2010 disminuyó la potencia aprovechable, ya que en todas las anteriores seguían una tendencia positiva. No obstante, en esta última década también se consiguió un 10% de potencia media mayor que en la década 1900-1910, corroborando la tendencia alcista de los datos del viento.

Por último, mediante el script “VARIACIÓNDELAPOTENCIALIDAD.R” han sido tres las variables que se han analizado en el transcurso del tiempo: AEP, CF y la potencia. Estos tres se han graficado durante los 111 años obteniendo por un lado, un dato con una frecuencia anual y por otro lado, con una frecuencia mensual, es decir, en el primer ejemplo se consiguen 111 datos y en el segundo  $111 \cdot 12 = 1332$  datos. Para que los datos no varíen tanto de la línea de tendencia, el período anual es la mejor opción para la explicación de la

evolución del cambio del viento, sin embargo, también es interesante presenciar los vientos fuertes que existen en un intervalo de hasta 30 días y analizar el comportamiento del aerogenerador a los mismos.

Empezando con los gráficos de factor de capacidad, se aprecia una evolución claramente ascendente en la ilustración 7-3 desde el año 0 (que representaría en este caso el año 1900) hasta el lado más derecho del gráfico (año 2010). Como se ha explicado más detalladamente en el apartado 1.3 del trabajo, los gastos de mantenimiento e instalación de las turbinas añade un sobre coste hasta ahora no amortizable a la tecnología offshore flotante que es reflejado en su LCOE. Sin embargo, las cifras de CF que se han conseguido en Escocia no tienen precedentes en el mundo eólico y se puede apreciar en el gráfico de abajo la evolución de estos valores:

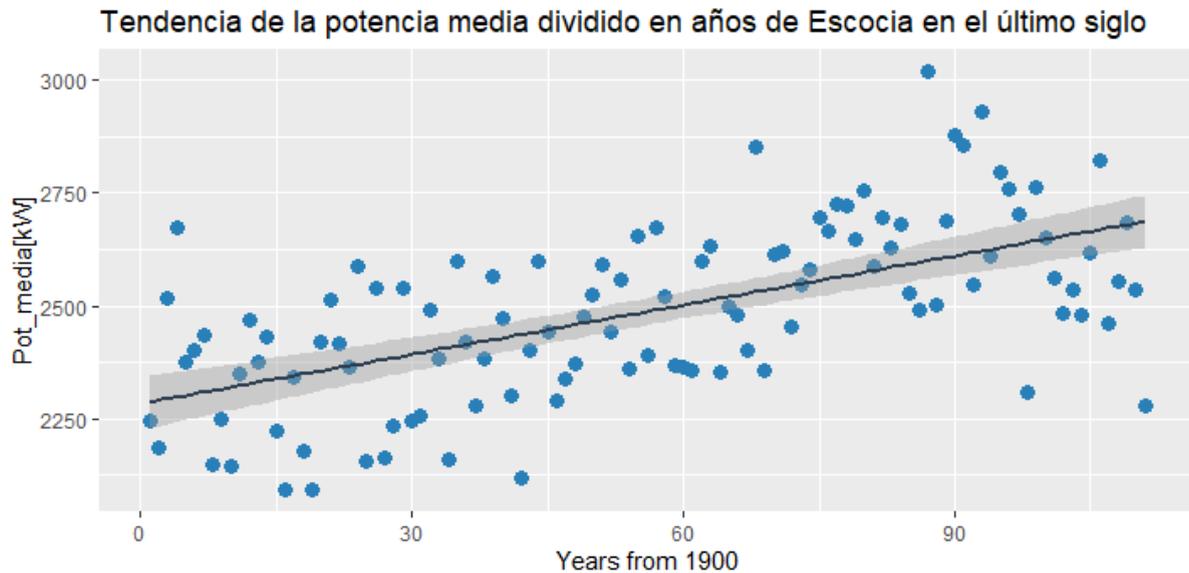


*Imagen 7-3. Tendencia del Factor de Capacidad dividida en periodos de un año.*

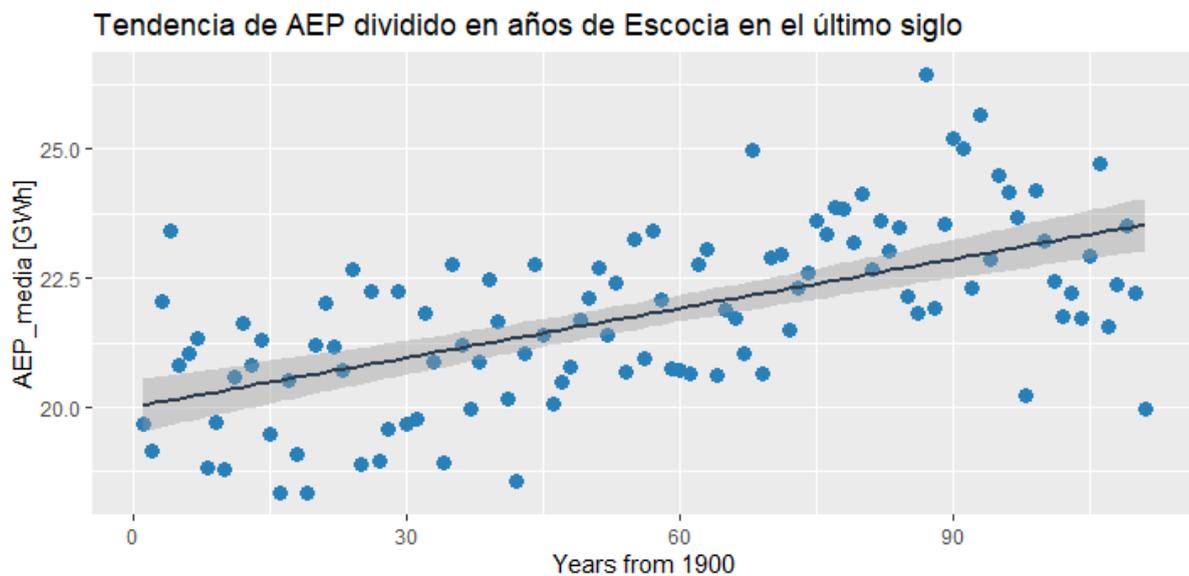
Al principio del siglo XX el FC rondaba el 0.45 pero en el año 2010 ya rondaba el 0.54. Es una pena que no se pueda comparar directamente con los datos reales obtenidos en la instalación de Escocia, ya que se deberían tener los datos climáticos de los últimos años y los más próximos a la fecha son los datos de hace 12 años, cuando el proyecto dio comienzo en el año 2017. No obstante, se conoce que la instalación ha conseguido con sus respectivos aerogeneradores de 6 MW un FC medio de 54 % además de alcanzar un máximo anual del 57 %, como se ha mencionado en el apartado 2.4. Es decir, si se observa el gráfico, la tendencia de los últimos años es generar con un factor de capacidad del 54 % y observando datos históricos anuales, existen años que esta cifra se acerca o hasta sobrepasa el valor del 60 %, lo que demuestra la validez de los resultados obtenidos mediante el programa R.

¿Cómo afectaría este incremento de factor capacidad tanto en la potencia como en su generación eléctrica? Al ser directamente proporcionales tanto la potencia y la AEP al FC, las potencias medias anuales y la generación de electricidad sufrirán un incremento proporcional

en sus valores al factor de capacidad. Esto se puede apreciar en la línea de tendencia de las dos siguientes gráficas:



*Imagen 7-4. Tendencia de la potencia media dividida en periodos de un año.*



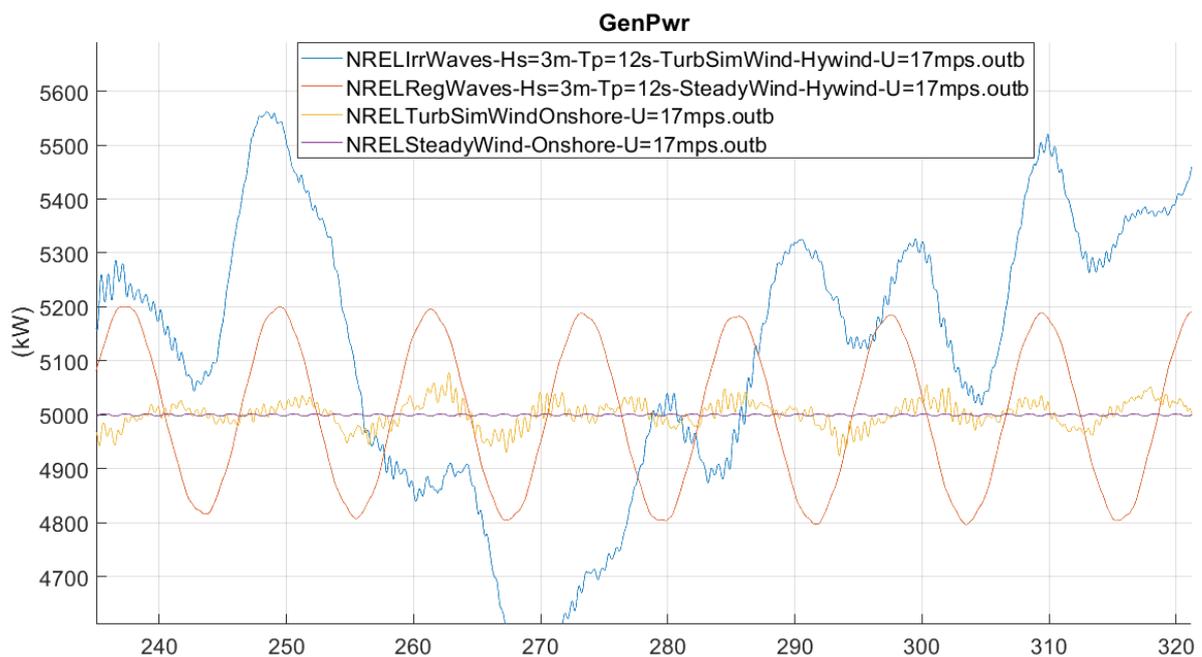
*Imagen 7-5. Tendencia del AEP dividida en periodos de un año.*

Así que observando los valores obtenidos, se ve que un aerogenerador de 5 MW en los últimos años podría estar generando en una potencia media de 2,6-2.7 MW y producir 23 GWh de electricidad. Mediante una simple regla de tres, y teniendo en cuenta que la instalación real está constituida de 30 MW [19], se puede estimar que en “Hywind Scotland” se generan alrededor de 140 GWh anuales.

## 8.- CONCLUSIONES

### 8.1.- Diferencia en la potencia extraída

En la primera parte de los resultados, por un lado, se ha entendido con detalle el funcionamiento del aerogenerador, comprendiendo y explicando las diferencias de oscilaciones que presentan las señales onshore y offshore. Por otra parte, con vientos y olas regulares y pequeñas, se ha demostrado el correcto funcionamiento del sistema de control NREL, pero a medida que se ha ido incrementando su tamaño e irregularidad se han observado las carencias del sistema de control.



*Imagen 8-1. Comparación de potencias generadas entre diferentes simulaciones. Pd: Mediante la imagen 4-1 se puede comprobar cómo se ha creado este gráfico.*

Como se puede apreciar en la figura de arriba, se han insertado en el mismo gráfico cuatro simulaciones distintas con una misma velocidad de viento: 17 m/s.

- Color Azul: Olas irregulares con un periodo pico de 12 segundos y una altura de 3 metros, con viento turbulento.
- Color Rojo: Olas regulares con un periodo pico de 12 segundos y una altura de 3 metros, con viento constante.
- Color Amarillo: Onshore con viento turbulento.
- Color Morado: Onshore con viento constante.

Las oscilaciones en la potencia generada en cada simulación van incrementando a medida que el aerogenerador es sometido a condiciones más extremas. Teóricamente esto es lógico,

ya que el mantenimiento de la eólica offshore es mucho más delicado debido al funcionamiento en estas condiciones, no obstante, con este control de NREL las oscilaciones son demasiado grandes como para considerarlas aceptables.

Si se comparan las simulaciones onshore con las de offshore, se ve claramente que el control del aerogenerador es correcto en onshore pero que no es capaz de moderar las oscilaciones de offshore. Aunque la offshore sea sometida con oleaje regular y no tan extremo (3 metros y 12 segundos de período pico), el fallo puede considerarse considerable (color rojo).

En cuanto a la potencia generada por el aerogenerador se puede concluir diciendo que aumentando las tres variables de entrada (la velocidad del viento, el período y la altura de las olas), la potencia sufrirá un aumento, que obviamente es mucho más considerable con el incremento del viento. Sin embargo, que la irregularidad del oleaje produzca un aumento en la potencia es cuanto menos sospechoso, por lo que se ha intentado buscar el porqué de esto.

## 8.2.- Análisis del control NREL

El sistema que controla un aerogenerador se puede dividir en dos partes principales: la parte en la que se está maximizando la potencia (Region 2) y la zona en la que se está trabajando a la máxima potencia (Region 3).

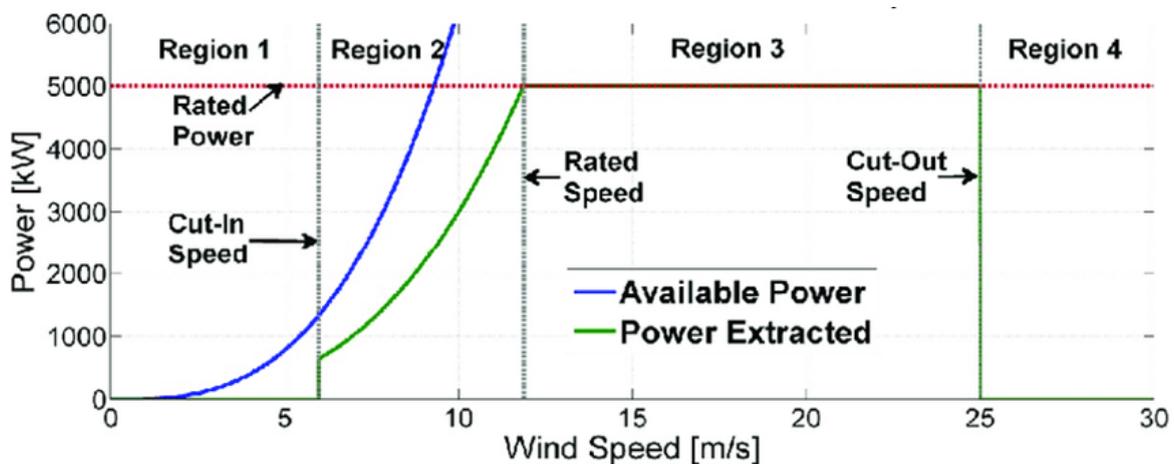


Imagen 8-2. Curva de potencia [27].

### 8.2.1- Maximizando la potencia → limitar el ancho de banda del lazo del momento

Tomando como referencia la velocidad angular del generador se busca que  $C_p$  sea la máxima. Para ello, el pitch ( $\beta$ ) debe ser óptimo y la lambda ( $\lambda$ ) debe ser óptima siguiendo este sistema simplificado en el que se busca el momento óptimo para optimizar la potencia:

$$\left. \begin{aligned} T_{turb} &= \frac{1}{2} C_t(\lambda, \beta) \rho \Pi R^3 v^2 \\ v &= \frac{w_t R}{\lambda_{opt}} \end{aligned} \right\} \text{Por lo tanto} \rightarrow T_{turb} = \frac{1}{2} C_t(\lambda, \beta) \rho \Pi R^3 \left( \frac{w_t R}{\lambda_{opt}} \right)^2$$

Siendo así, el momento del aerogenerador queda sujeto a la velocidad angular:

$$T_{turb} = k_{opt} w_t^2$$

El principal problema que genera este control en los aerogeneradores offshore es que la oscilación de la velocidad del generador (provocada por las olas) amplifica la señal del momento de referencia y por lo tanto la retroalimentación elevando el valor de la potencia del aerogenerador. Para minimizar este efecto, sería necesario introducir un filtro en la retroalimentación para eliminar en la medida de lo posible la oscilación de la velocidad del generador.

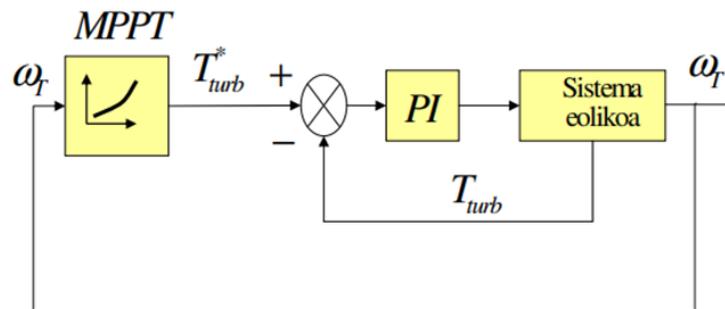


Imagen 8-3. Control buscando el par óptimo [28].

### 8.2.2- En la máxima potencia : Limitar a la potencia máxima y no al momento máximo

Una vez que el aerogenerador recibe un viento de unos 12 m/s comienza a funcionar a la máxima potencia y el sistema pitch controla la velocidad del aerogenerador. En cuanto al momento, el sistema de control NREL, por un lado, limita el momento a un valor óptimo en torno a los 43 kNm, pero con esto no es suficiente. Si se trabaja con viento constante y laminar el aerogenerador funciona bien incluso sin establecer ningún otro control (como se aprecia en la imagen 8-1), pero con vientos variables y turbulentos la velocidad del generador sería muy irregular y en muchos momentos la turbina superaría la barrera de 5 MW de potencia nominal. Por lo tanto, limitar la potencia también podría ser importante.

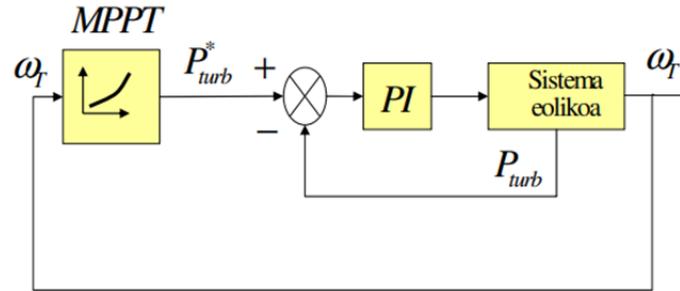


Imagen 8-4. Control limitando la potencia [28].

### 8.2.3- Retardar la respuesta de pitch en offshore : Impedir la interacción entre la ola y el control pitch

Por otra parte, debido a la lenta respuesta del pitch en los molinos de viento offshore, se consigue limitar el impacto de las olas en la velocidad angular, pero la respuesta a los cambios de viento también será mucho más lenta. Como consecuencia, pueden aparecer desviaciones de la velocidad angular. De hecho, en los aerogeneradores offshore flotantes puede aparecer el acoplamiento de las olas y del sistema pitch, aumentando mucho las oscilaciones de la torre. Estas oscilaciones pueden diferenciarse en dos situaciones diferentes:

1. **La torre se mueve hacia atrás debido al oleaje:** Al desplazarse hacia atrás disminuye el viento relativo que llega al rotor. Se desplazará hacia el pitch óptimo, aumentando la fuerza de impulso y tendiendo más la torre hacia atrás.

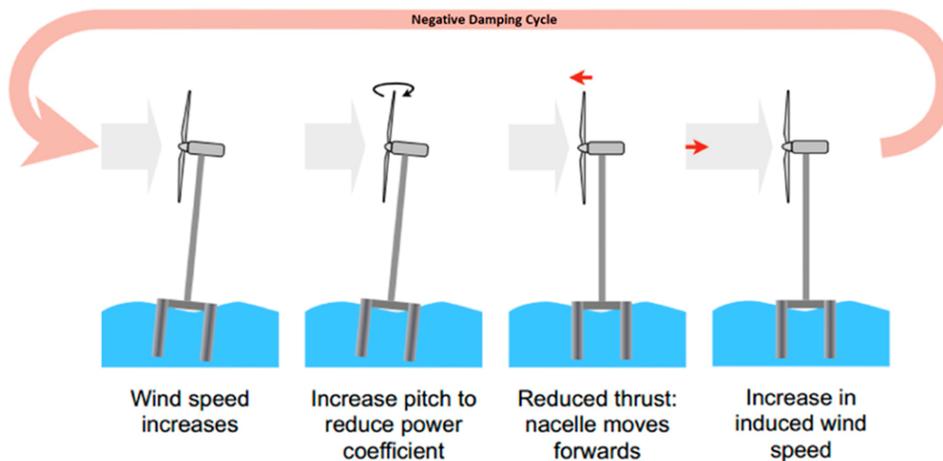


Imagen 7-4. La importancia de la regulación de pitch. [29]

2. **La torre se mueve hacia delante debido al oleaje:** Al avanzar aumenta el viento relativo que llega al rotor. El pitch se alejará del lado óptimo, con lo que disminuirá la fuerza de impulso y se tumbará más hacia delante.

### **8.3.- Conclusiones de los resultados obtenidos de la instalación de Escocia**

Si se tendría que sacar una conclusión rápida y concisa de los resultados obtenidos de los datos de viento de Escocia sería clara: el potencial eólico del noreste de Escocia ha sufrido en el último siglo una tendencia alcista constante que se refleja en un incremento cerca del 20 %, comparando los datos iniciales del siglo XX con los del XXI.

Esta subida, además, se ha calculado con rigor, ya que no son casos puntuales o condiciones extremas del viento. El análisis se fundamenta en la comparación de datos de 111 años, anotando cada dato en un intervalo de tiempo de tres horas, que se traducen en más de 300.000 datos. Igualmente, en los gráficos expuestos se ha añadido una línea de tendencia con un intervalo de confianza (zona gris) para la disminución del error y de esta manera ser más preciso en las estimaciones realizadas.

#### **8.3.1- Contextualizando lo que supone la instalación para Escocia**

Volviendo a los cálculos realizados, se ha mencionado antes en el apartado 7 la generación de 140 GWh de electricidad de la instalación. Es obviamente una aproximación, ya que los aerogeneradores instalados no son exactamente los mismos y tampoco los datos climáticos, pero no sería de extrañar que el valor real sea incluso mayor que el mencionado -sin tener en cuenta las paradas para el mantenimiento de las turbinas- debido a que los aerogeneradores que están instalados realmente cumplirán mejor los requisitos de esas condiciones meteorológicas .

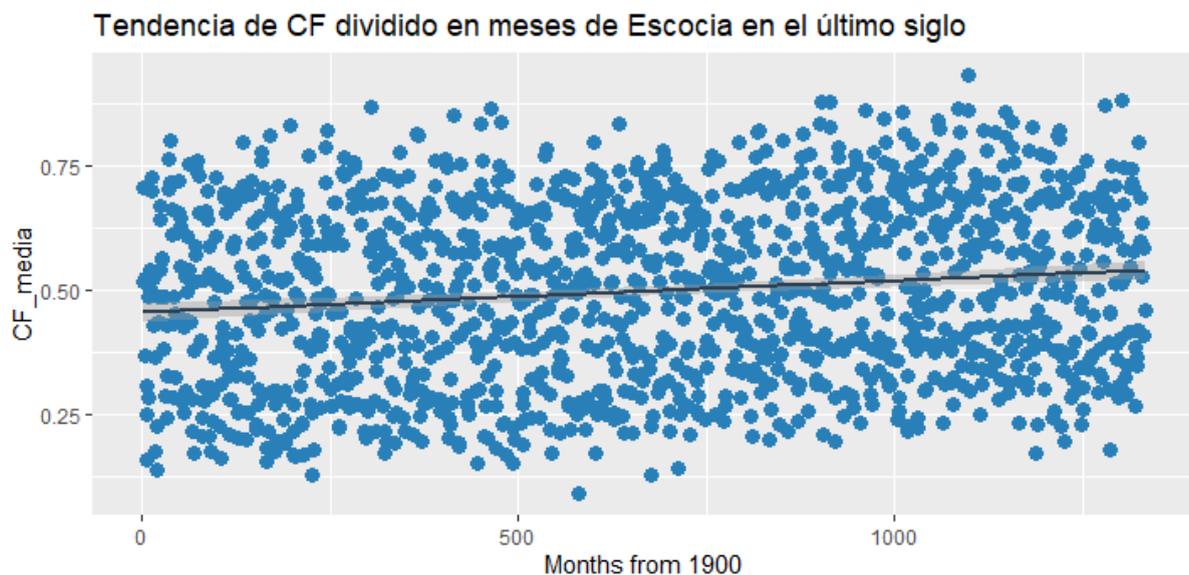
A causa del calentamiento de la Tierra por la emisión de los gases de efecto invernadero se han tomado varias decisiones políticas al respecto, y sin ningún ápice de duda, la introducción de las energías renovables en la generación de electricidad del sistema eléctrico ha sido una de las más nombradas. Haciendo una comparación tomando como fuente el artículo publicado por Roberto Turconi en 2013 [30], la generación de electricidad mediante gas natural y petróleo suponen una emisión cercana a los 700 kg CO<sub>2</sub>/kWh, mientras que con la energía eólica se reduce hasta los 20 kg CO<sub>2</sub>/kWh. Es decir, la generación eólica de 140 GWh de la instalación escocesa podría suponer una reducción en kilogramos de CO<sub>2</sub> de cerca de 10 órdenes de magnitud anuales.

Asimismo, para contextualizar lo que supone esta instalación, en términos energéticos, de este calibre para los escoceses, se realiza un cálculo rápido. Teniendo en cuenta que el consumo de electricidad per cápita del Reino Unido en el año 2020 ha sido de 4300 kWh [31], Escocia cuenta con una población cercana a los 5,5 millones [32] y la instalación eólica offshore genera unos 140 GWh, el proyecto eólico alimentaría el 0,6 % de todo el consumo eléctrico escocés. Esto es, una instalación pionera como la escocesa con una potencia de 30 MW tendría relativa importancia en la generación eléctrica alimentando a 33.000 habitantes.

Además, teniendo en cuenta que la eólica offshore va evolucionando de manera exponencial en la última década y los aerogeneradores con un diámetro de 200 metros y una potencia de 10 MW no son ninguna utopía [33], este tipo de instalaciones ganarán peso en el mix energético en un futuro cercano.

### 8.3.2- Estimaciones de la evolución del viento en el futuro. ¿Qué pasará?

Como se ha visto en los resultados obtenidos en el trabajo (noreste de Escocia) y en el apartado 1.2.2. (en todo el mundo), ha habido tendencias positivas estadísticamente significativas en la velocidad media del viento, y tendencias aún más fuertes en los casos extremos (percentil 90) durante las últimas décadas [10], como se puede ver en los resultados obtenidos de FC de Escocia dividido en un período de 30 días con picos de hasta el 90%:



*Imagen 8-4. Tendencia del Factor de Capacidad dividido en meses.*

Si siguiendo esta línea de tendencia, el potencial eólico seguiría aumentando en las próximas décadas de una manera considerable pero para ello existen métodos mucho más específicos para la estimación de lo que surgirá en el futuro. En climatología por ejemplo, el Proyecto de intercomparación de modelos de clima acoplados (CMIP en sus siglas en inglés) es el marco de comparación diseñado para mejorar el conocimiento del cambio climático [34] que cuenta ya con 6 fases, siendo las fases 5 y 6 las más innovadoras.

Los impactos del cambio climático en el viento en Europa fueron investigados en función del último nivel climático del CMIP6. A finales del siglo actual, unas pequeñas zonas localizadas podrían aumentar su energía eólica futura (en el este de Ucrania y Turquía alrededor del 15-30%). Además, proyecta fuertes recursos eólicos en verano en algunas zonas del sur de Europa. Sin embargo, todas las demás regiones europeas sufrirán una notable caída (entre un

5 y un 15%), especialmente las Islas Británicas, Polonia, oeste de Ucrania y norte de Noruega (entre un 10 y un 20%) [8], tal y como se representa en la siguiente figura:

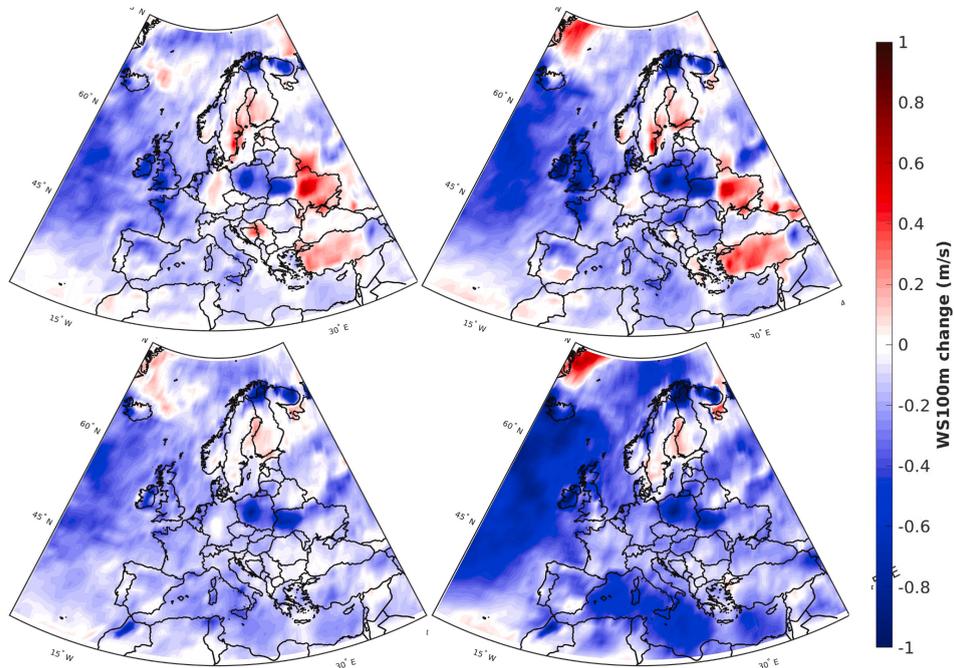


Imagen 8-5. Diferencias entre la base (1995-2014) y periodos entre 2046-2065 (los dos izquierdos) y 2081-2100 (los dos derechos) con dos distintas proyecciones, para la velocidad media del viento a 100 metros. [8].

En otras proyecciones que se han hecho más específicas para offshore en el mar de Irlanda y en el mar del Norte -zona donde se ha trabajado en este trabajo, más concretamente en el noreste de Escocia- utilizando el escenario RCP8.5 -escenario donde las emisiones de CO2 continúan aumentando durante todo el siglo XXI-, se ha conseguido el siguiente mapa:

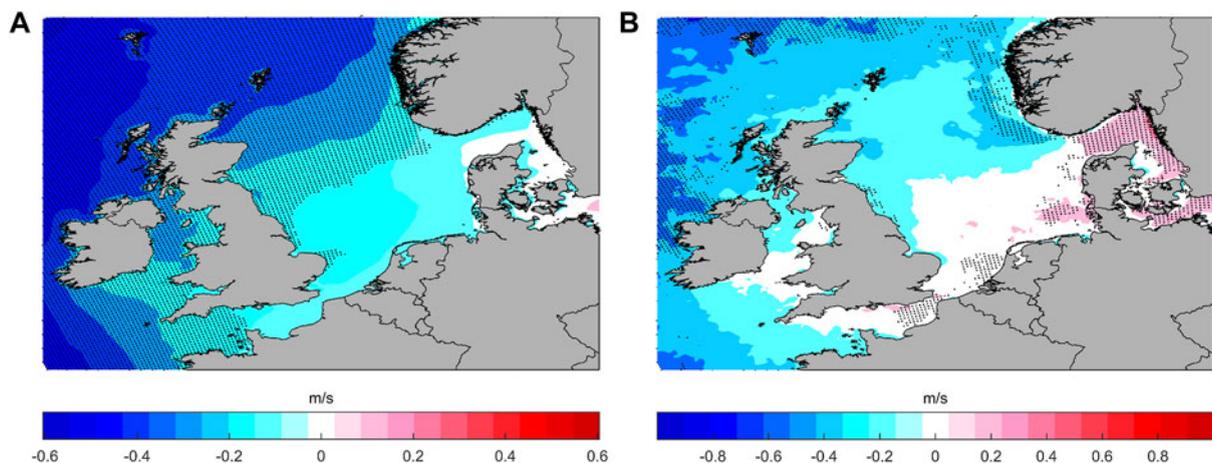


Imagen 8-6. Proyecciones de las variaciones de la velocidad media del viento (A), percentil 99 de la velocidad del viento (B) para el período 2081-2100 bajo el escenario RCP8.5 [35].

Se puede apreciar cómo la velocidad del viento para los años 2081-2100 sufrirá un descenso en toda la zona en líneas generales, y bastante significativa en los nortes de Escocia e Irlanda. Este cambio afectaría directamente en la producción eólica, sufriendo una bajada considerable. No obstante, teniendo en cuenta los errores que pueden ocasionarse en las proyecciones realizadas, no es 100 % seguro lo que ocurrirá en las décadas venideras.

## 9.- REFERENCIAS

- [1] Schwarzscher, W. 1993. *Cyclostratigraphy and the Milankovitch Theory*. In *Developments in Sedimentology* 52. 225 p.
- [2] *Los Ciclos de Milankovitch: Origen, Reconocimiento, Aplicaciones en Cicloestratigrafía y el estudio de Sistemas Petroleros*.
- [3] Domingo, D. 2016. *Transfer Report*.
- [4] Buis A. *Milankovitch (Orbital) Cycles and Their Role in Earth's Climate*.
- [5] Brown S. 2011. *The Last Interglacial - An Analogue for the Future?*
- [6] Ritchie, H., Roser, M., & Rosado, P. (2020). *CO<sub>2</sub> and greenhouse gas emissions*. *Our world in data*.
- [7] Vidaurre, R. M. (2016). *Los acuerdos de París sobre el cambio climático: ¿ Un camino para salvar el planeta?*. *Encuentro*, (103), 6-26.
- [8] D.C. Carvalho, A. Rocha, M. Gómez-Gesteira, C. Silva Santos  
*Potential impacts of climate change on European wind energy resource under the CMIP5 future climate projections*.
- [9] Carreno-Madinabeitia, S., Ibarra-Berastegi, G., Sáenz, J., & Ulazia, A. (2021). *Long-term changes in offshore wind power density and wind turbine capacity factor in the Iberian Peninsula (1900–2010)*. *Energy*, 226, 120364.
- [10] Young, I. R., & Ribal, A. (2019). *Multiplatform evaluation of global trends in wind speed and wave height*. *Science*, 364(6440), 548-552.
- [11] GWEC. 2022. *GLOBAL WIND REPORT 2022*.
- [12] Martinez, A., & Iglesias, G. (2022). *Mapping of the levelised cost of energy for floating offshore wind in the European Atlantic*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 154, 111889.
- [13] 2012. *Energías Renovadas, "Componentes de un aerogenerador"*.
- [14] Musial, W., Butterfield, S., & Ram, B. (2006, January). *Energy from offshore wind*. In *Offshore technology conference*. *Offshore Technology Conference*.
- [15] Musial, W., Butterfield, S., & Ram, B. (2006, January). *Energy from offshore wind*. In *Offshore technology conference*. *Offshore Technology Conference*.
- [16] Jiang, Z. (2021). *Installation of offshore wind turbines: A technical review*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 139, 110576.
- [17] Assessment, H. R. (2015). *Hywind Scotland Pilot Park*.
- [18] Moestue H. 2018. *Floating wind set for deep cost cuts, high subsidies*.
- [19] 2021. *UK: Equinor's Floating Wind Farm Sets New Record*.

- [20] Jonkman, J. M., & Buhl Jr, M. L. (2005). *FAST user's guide*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 365, 366.
- [21] Jonkman, J. M., & Jonkman, B. J. (2016, September). *FAST modularization framework for wind turbine simulation: full-system linearization*. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 753, No. 8, p. 082010). IOP Publishing.
- [22] Gasmí, A., Sprague, M., Jonkman, J., & Jones, W. (2013). *Numerical stability and accuracy of temporally coupled multi-physics modules in wind turbine CAE tools*. In *51st AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition* (p. 203).
- [23] Jeong, J., Park, K., Jun, S., Song, K., & Lee, D. H. (2012). *Design optimization of a wind turbine blade to reduce the fluctuating unsteady aerodynamic load in turbulent wind*. *Journal of mechanical science and technology*, 26(3), 827-838.
- [24] Tran, T. T., & Kim, D. H. (2016). *A CFD study into the influence of unsteady aerodynamic interference on wind turbine surge motion*. *Renewable Energy*, 90, 204-228.
- [25] Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W., & Scott, G. (2009). *Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development* (No. NREL/TP-500-38060). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- [26] Dou, Z., Peng, S., Ling, Z., & Cai, X. (2013). *Reduction of wind turbine torque fluctuation using individual pitch control based on edgewise moment*. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 5(24), 5665-5676.
- [27] Imran, R. M., & Chowdhry, B. S. (2016). *Multivariable Control for Load Mitigation of Wind Turbine* (Doctoral dissertation, Ph. D. Thesis, Aalborg University, Esbjerg, Denmark).
- [28] Cortajarena, J.A. (2021). *Energiaren bihurtze prozesuetako sistema elektronikoak*.
- [29] Yu, W., Lemmer, F., Schlipf, D., Cheng, P. W., Visser, B., Links, H., ... & Serna, J. (2018, October). *Evaluation of control methods for floating offshore wind turbines*. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 1104, No. 1, p. 012033). IOP Publishing.
- [30] Turconi, R., Boldrin, A., & Astrup, T. (2013). *Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations*. *Renewable and sustainable energy reviews*, 28, 555-565.
- [31] *Expansión*. Reino Unido. Consumo de electricidad.
- [32] *Wikipedia*. Escocia.
- [33] Siemens Gamesa. 2019. *Siemens Gamesa lanza su nuevo aerogenerador offshore de 10 MW que incrementa un 30% la producción anual de energía*.
- [34] *Wikipedia*. 2022. *Proyecto de intercomparación de modelos acoplados*.
- [35] Susini, S., Menendez, M., Eguia, P., & Blanco, J. M. (2022). *Climate Change Impact on the Offshore Wind Energy Over the North Sea and the Irish Sea*. *Frontiers in Energy Research*, 578.