

# WWME 2020 II. Jardunaldia



## II Jornada WWME 2020

Wind (and) Wave Ocean Energy



### **Irakaskuntzaren Berrikuntza Kontrol Ingeniaritzan Energi Garbiaren Sorkuntzan**

**Innovation and Lecture Notes in Control  
Engineering for Clean Energy Generation**

**Innovación y Docencia en la Ingeniería de Control para  
Generación Energía Limpia**

17 de diciembre del 2020

eman ta zabal zazu



Universidad  
del País Vasco

Euskal Herriko  
Unibertsitatea



WWME 2020 II. Jardunaldia / II Jornada WWME 2020

**Irakaskuntzaren Berrikuntza Kontrol  
Ingeniaritzan Energi Garbiaren Sorkuntzan**

---

**Innovation and Lecture Notes in Control Engineering  
for Clean Energy Generation**

---

**Innovación y Docencia en la Ingeniería de Control  
para Generación Energía Limpia**

*Itsasoko Energia, RTI2018-094902-B-C21 eta C22 proiektuen  
II. Jardunaldiako Monografia*

Monografía de la II Jornada Internacional de  
Energía Marina, proyectos RTI2018-094902-B-C21 y C22

*Aitor J. Garrido, Matilde Santos, Izaskun Garrido (arg./eds.)*

**Jornada Internacional de Energía Marina (2ª. 2020)**

Irakaskuntzaren berrikuntza kontrol ingeniartzan energi garbiaren sorkuntzan [Recurso electrónico]  
= Innovation and lecture notes in control engineering for clean energy generation = Innovación y docencia en la ingeniería de control para generación energía limpia / Aitor J. Garrido, Matilde Santos, Izaskun Garrido (arg./eds.). – Datos. – Bilbao : Universidad del País Vasco / Euskal Herriko Unibertsitatea, Argitalpen Zerbitzua = Servicio Editorial, 2020. – 1 recurso en línea : PDF (220 p.)

En port.: Monografía de la II Jornada Internacional de Energía Marina, WWME [Wind (and) Wave Ocean Energy] 2020.

Textos en español, euskara e inglés.

Modo de acceso: World Wide Web

ISBN. 978-84-1319-305-2.

1. Recursos energéticos marinos - Congresos. 2. Energías renovables - Congresos. I. Garrido, Aitor J., ed. II. Santos, Matilde, ed. III. Garrido, Izaskun, ed. IV, Tít.: Innovation and lecture notes in control engineering for clean energy generation. V. Tít.: Innovación y docencia en la ingeniería de control para generación energía limpia.

(0.034)620.91(063)



## **Komite zientifikoa / Comité científico**

### **Koordinatzailea / Coordinador**

Fares M'zoughi (Universidad del País Vasco, UPV/EHU)

### **Kideak / Miembros**

Carlos Armenta-Déu (Universidad Complutense de Madrid)

Santiago González (Universidad Complutense de Madrid)

Víctor Pérez (Universidad Complutense de Madrid)

Enrique López (Universidad Complutense de Madrid)

Matilde Santos (Universidad Complutense de Madrid)

María de los Ángeles López (Universidad Nacional de Educación a Distancia)

Jesús Enrique Sierra-García (Universidad de Burgos)

Mikel Burguera (General Electric)

Carlos Serrano-Barreto (Universidad Complutense de Madrid)

Sandra Piernikowska (City, University of London)

M. Tomas-Rodriguez (City, University of London)

Alonso Montero (Universidad Complutense de Madrid)

Aitor J. Garrido (Universidad del País Vasco, UPV/EHU)

Izaskun Garrido (Universidad del País Vasco, UPV/EHU)

Iñigo J. Oleagordia (Universidad del País Vasco, UPV/EHU)

Francisco J. Asensio (Universidad del País Vasco, UPV/EHU)

José I. San Martín (Universidad del País Vasco, UPV/EHU)

Laura Olaya Rúa (Universidad Complutense de Madrid)

Manuel De La Sen (Universidad del País Vasco, UPV/EHU)

Payam Aboutalebi (Universidad del País Vasco, UPV/EHU)



## Aurkibidea / Índice

<i>Introduction / Prólogo / Sarrera</i> .....	1
Aitor J. Garrido, Matilde Santos, Izaskun Garrido	

### Komunikazioak / Comunicaciones

<i>Influencia de los efectos de flexión y torsión en palas sobre la generación de energía en micro-aerogeneradores</i> .....	3
S. González and Carlos Armenta-Déu	

<i>Mejora de la eficiencia de turbinas eólicas flotantes por compensación del ángulo de cabeceo</i> .....	7
V. Pérez and Carlos Armenta-Déu	

<i>Diseño de controladores PID mediante algoritmos genéticos para un sistema eólico multivariable</i> .....	13
Enrique López Hinarejos and Matilde Santos Peñas	

<i>Algoritmos genéticos y sus posibilidades para el control pitch de turbinas eólicas</i> .....	19
María de los Angeles López and Matilde Santos Peñas	

<i>Control de pitch para aerogeneradores basado en PID y tabla de búsqueda</i> .....	25
Jesús Enrique Sierra-García and Matilde Santos Peñas	

<i>Sistemas de control de microredes DC</i> .....	29
Mikel Burguera Arregui	

<i>Control borroso inteligente optimizado para la extracción de energía en grandes turbinas de viento</i> .....	35
Carlos Serrano-Barreto and Matilde Santos Peñas	

<i>Impact of self-induced vibrations in floating offshore wind turbines stability</i> .....	41
Sandra Piernikowska and M. Tomas-Rodriguez	

<i>Validación con datos experimentales del modelo Blade Element Momentum para un perfil aerodinámico NACA 0012 bajo flujo.....</i>	<i>47</i>
<i>Alonso Montero and Matilde Santos Peñas</i>	
<i>Irakaskuntzaren berrikuntza: Berdinen arteko tutoretza.....</i>	<i>51</i>
<i>Aitor J. Garrido, Izaskun Garrido, Iñigo J. Oleagordia, Francisco J. Asensio and José I. San Martín</i>	
<i>Definition of parameters and numerical models to scale a 7-kW wind turbine model into a 5-MW wind turbine model.....</i>	<i>57</i>
<i>Laura Olaya Rúa, Jesús Enrique Sierra-García and Matilde Santos Peñas</i>	
<i>Improved harmony search algorithm-based airflow control for an oscillating water column equipped with a Wells turbine.....</i>	<i>63</i>
<i>Fares M'zoughi, Izaskun Garrido, Aitor J. Garrido and Manuel De La Sen</i>	
<i>ANN oinarritutako Wells turbina aire-fluxuaren estimazioa, oszilazio urzutabean aire-fluxua kontrolatzeko.....</i>	<i>69</i>
<i>Fares M'zoughi, Izaskun Garrido, Matilde Santos Peñas and Aitor J. Garrido</i>	
<i>Stabilization of a floating offshore wind turbine using oscillating water columns.....</i>	<i>75</i>
<i>Payam Aboutalebi, Fares M'zoughi, Aitor J. Garrido and Izaskun Garrido</i>	

## **Introduction / Prólogo / Sarrera**

### **Introduction**

Research on Marine Energy has matured during the last decade and many effective applications of this technology are now successfully deployed. This International Workshop on Wind (and) Marine Energy (WWME) provides a forum to present and discuss the latest scientific developments and their current applications, to assess the impact of these new renewable energies approach, and to facilitate technology transfer.

WWME has started as a local initiative, associated to projects RTI2018-094902-B-C21 and C22, led by ISCAR group at University Complutense of Madrid (<http://www.floatingwindturbineucm.com>) and Automatic Control Group at UPV/EHU (<https://www.ehu.eus/en/web/acg/ikerketa>). It has become in a short time a yearly platform to present, discuss, and disseminate the latest developments and the most important outcomes related to Ocean energy applications in research and education. It provides a unique opportunity to bring multi-disciplinary experts, academics and practitioners together to exchange their experiences in the latest developments, discuss and debate the major issues. Other stakeholders should be rewarded with a better understanding of the potential and challenges on Wind (and) Marine Energy.

### **Prólogo**

La investigación sobre energía marina ha madurado durante la última década y actualmente esta tecnología presenta muchas y diversas aplicaciones. Esta Jornada Internacional sobre Energía Eólica (y) Marina, WWME, proporciona un foro para presentar y discutir los últimos avances científicos y sus aplicaciones actuales, para evaluar el impacto de estos nuevos enfoques de energías renovables y para facilitar la transferencia de tecnología.

WWME ha surgido como una iniciativa local, asociada a los proyectos RTI2018-094902 - B - C21 y C 22, liderada por el grupo ISCAR de la Universidad Complutense de Madrid (<http://www.floatingwindturbineucm.com>) y el Grupo de Control Automático de la UPV / EHU (<https://www.ehu.eus/en/web/acg/ikerketa>). En poco tiempo se ha convertido en es una plataforma anual que permite presentar, discutir y difundir los últimos desarrollos y los resultados más importantes relacionados con las aplicaciones de la energía oceánica en la investigación y la educación. Además, brinda una oportunidad única para reunir a expertos de diversas disciplinas, académicos y profesionales para intercambiar sus experiencias sobre los últimos desarrollos, discutir y debatir los principales problemas. Todas las personas interesadas serán recompensadas con una mejor comprensión del potencial y los desafíos de la energía eólica (y) marina.

## Sarrera

Itsas Energiaren inguruko ikerketak heldutasun maila lortu du azken hamarkadan eta une honetan garapen fase esperantzagarrian aurkezten da. Haize (eta) Itsas Energiari buruzko nazioarteko jardunaldi honek, WWMEk, arlo honen azken garapen zientifiko eta horien aplikazioak aurkezteko eta amankomunean jartzeko eztabaida-gune eskaintzen du, non energia berriztagarrien ikuspuntu berrien eragina azter daitekeen eta teknologia trukaketa erraz daitekeen.

WWME bertoko ekimen gisa sortu da, RTI2018-094902 - B - C21 eta C 22 proiektuei lotuta, Madrilgo Unibertsitate Konplutenseko ISCAR (<http://www.floatingwindturbineucm.com>) eta UPV/EHUko Kontrol Automatikoko Taldea (<https://www.ehu.eus/eu/web/acg/ikerketa>) ikerketa taldeen eskutik. Epe laburrean, jardunaldia gune arrakastatsu bihurtu da: bertan aurkezten, eztabaidatzen eta zabaltzen dira ikerkuntza eta hezkuntza arloei dagozkien energia ozeanikoaren aplikazioen azken garapen eta emaitza garrantzitsuenak. Jardunaldiak, arloko diziplina desberdineko adituak, akademiko zein profesionalak, biltzeko aukera eskaintzen du. Hor, sektorean sortutako azken garapenari buruzko esperientziak truka daitezke eta agertzen diren arazo nagusiei aurre egiteko konponbideak aztertu eta eztabaida daitezke.

Diciembre de 2020.

*Aitor J. Garrido*

*Matilde Santos*

*Izaskun Garrido*

Organizadores de la II Jornada Internacional de Energía  
Marina, proyectos RTI2018-094902-B-C21 y C22

# Influencia de los efectos de flexión y torsión en palas sobre la generación de energía en micro-aerogeneradores

Santiago González

Departamento de Estructura de la Materia, Física Térmica y Electrónica

University Complutense of Madrid

Madrid, Spain

[santia08@ucm.es](mailto:santia08@ucm.es)

Carlos Armenta Deu

Departamento de Estructura de la Materia, Física Térmica y Electrónica

University Complutense of Madrid

Madrid, Spain

[cardeu@fis.ucm.es](mailto:cardeu@fis.ucm.es)

**Abstract**—This paper studies the effects of mechanical loads, bending and torsion, on a wind rotor-blade operating under optimum and low aerodynamic conditions. The term “low aerodynamic” has been applied to the situation where the wind turbine operates out of the peak power for the set up wind conditions. A theoretical model has been proposed to analyze the effects of the mechanical loads. Wind turbine performance has been used as a testing method to determine the effects caused by bending, torsion or combined. A comparative analysis between aerodynamic and low aerodynamic conditions has been done. Experimental results have shown a very different influence of the mechanical loads on the behavior of the wind rotor-blade when operating in low aerodynamic conditions.

**Keywords**—Wind rotor-blade. Bending. Torsion. Low aerodynamic conditions wind performance

## I. INTRODUCCIÓN

A pesar de los considerables avances en el campo de la energía eólica, la generación mini-eólica está todavía a un nivel de desarrollo inferior, disponiendo de un amplio potencial de aplicación en sectores como el residencial, comercial, pequeña industria, áreas rurales y zonas aisladas de la red [1-4]. Una situación parecida se encuentra en la generación micro-eólica, donde el nivel de desarrollo es todavía menor.

La generación de energía se ve afectada por el uso continuo del aerogenerador, el cual provoca un desgaste en las partes móviles, rotor aerodinámico, que da lugar a una pérdida de eficiencia y, por consiguiente, de la generación de energía; esto es especialmente relevante en mini y micro-turbinas donde el nivel de generación es reducido. Aunque los principales efectos son debidos al efecto giroscópico [5], y los efectos gravitatorios son poco relevantes [6] la flexión y torsión de las palas puede dar lugar a una deformación que cambie el perfil aerodinámico de las palas de modo que el ángulo de ataque del viento varíe, modificando así la fuerza de sustentación y, por tanto, la potencia mecánica sobre el rotor. Muchos estudios se han llevado a cabo sobre los diferentes efectos que las cargas mecánicas por estiramiento, balanceo, aleteo, flexión y torsión tienen sobre las palas, aunque los más relevantes para nuestro estudio corresponden a los dos últimos efectos, si bien estos estudios han sido realizados para grandes aerogeneradores [7-10]. Por otra parte, una velocidad de guiñada elevada puede dar lugar a un efecto de flexión que

también ocasione pérdida de potencia y eficiencia en la turbina [11]. La práctica totalidad de los estudios referenciados se centran en un análisis dinámico del efecto que causan los esfuerzos mencionados, en tanto que nuestro objetivo es analizar dichos efectos generando la deformación en las palas mediante cargas estáticas tanto de flexión como torsión, estudiando la influencia que cada efecto tiene por separado y de forma conjunta.

## II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Tanto la flexión como la torsión de la pala de un aerogenerador provocan un cambio en el perfil aerodinámico de la misma, tal y como muestra la FIGURA 1, donde se observa el giro,  $\Phi_i$ , que se produce en el plano de la pala debido a la flexión.

Como consecuencia del giro tanto la fuerza de arrastre,  $F_a$ , como la de sustentación,  $F_E$ , ven modificada su dirección respecto a la fuerza del viento,  $F_v$ , convirtiéndose ahora en  $F_{ad}$  y  $F_{Ed}$ , respectivamente.

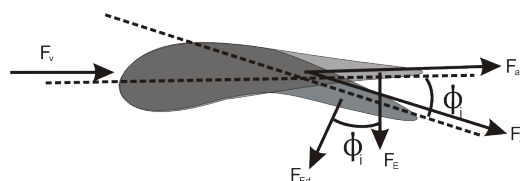


FIGURE 1. Esquema del proceso de flexión

El momento de flexión viene dado por:

$$M_i = r_i F_{Ed} \cos \phi_i = P S_i r_i \sin \phi_i \quad (1)$$

Donde  $r_i$  es la distancia entre el buje y el punto de flexión,  $S_i$  el área de la zona y  $P_i$  la presión diferencial sobre el plano de la pala.

Por otro lado, la turbina ejerce un contra-momento que se puede expresar de la forma:

$$M_P = (1/2) P S R \quad (2)$$

Siendo  $R$  la longitud de la pala y  $S$  su área.

La ecuación (2) indica el momento de rotación de la pala, el cual se ve reducido por la acción del momento debido a la

flexión, de manera que el momento de rotación efectivo se puede poner como:

$$M_B = P \left[ (1/2)SR - \sum_i S_i r_i \sin \phi \right] \quad (3)$$

Considerando que la pala se compone de  $n$  elementos de igual longitud:

$$M_B = P \left[ (1/2)SR - \sum_{i=1}^n S_i r_i \sin \phi \right] \quad (4)$$

Aplicando Bernouilli:

$$M_B = (1/2)PSR - \rho \sum_{i=1}^n \left[ (\Delta v_i)^2 / 2 \right] r_i S_i \sin \phi_i \quad (5)$$

Siendo  $\rho$  la densidad del aire y  $v_i$  la velocidad del viento en cada elemento de la pala.

Análogamente, la torsión modifica el perfil de la pala, tal y como se puede observar en la FIGURA 2, donde se observa que cada elemento de la pala está girado un ángulo diferente respecto a la dirección de referencia.

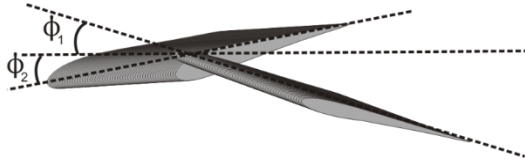


FIGURE 2. Esquema del proceso de torsión

Asimismo, sobre cada elemento de la pala actúan la fuerza del viento, la de arrastre y la de sustentación, al igual que en el caso de flexión (FIGURA 3), donde esta última se ha descompuesto en sus coordenadas cartesianas, normal y tangencial.

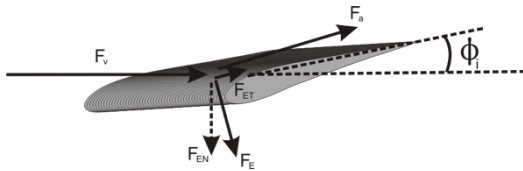


FIGURE 3. Esquema del fuerzas en el proceso de torsión

El momento debido a la torsión se puede expresar de la forma:

$$M_t = r_2 P_2 S_2 \sin \phi_2 - r_1 P_1 S_1 \sin \phi_1 \quad (6)$$

Donde el término positivo representa el sentido de giro del rotor y el negativo el contrario.

Volviendo a considerar  $n$  elementos de la pala:

$$M_t = \sum_{i=1}^n r_i P_i S_i \sin \phi_i \quad (7)$$

O bien utilizando la ecuación de Bernouilli:

$$M_t = \rho \sum_{i=1}^n \left[ (\Delta v_i)^2 / 2 \right] r_i S_i \sin \phi_i \quad (8)$$

La ecuación (8) indica que en presencia de flexión los efectos de torsión se minimizan a medida que crece la velocidad del viento.

### III. ENSAYOS

Se han llevado a cabo ensayos sobre una micro-turbina tripala de eje horizontal de 40 cm de diámetro en un túnel de viento de 50 cm de diámetro, sometiéndola condiciones de velocidad de viento variable a 7.9 m/s, 8.9 m/s y 9.9 m/s.

El índice de turbulencia del viento ha sido calculado a partir de la expresión:

$$I_T = \left( \sigma_u / \bar{v}_z \right) 100 \quad (9)$$

TABLA I. ÍNDICE DE TURBULENCIA DE LOS ENSAYOS

$v_z$ (m/S)	$\sigma_u$	$I_T$
7.9	0.544	6.9
8.9	0.579	6.5
9.9	0.511	5.2

TABLA II. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS PALAS

<b>Fuerza de tensión</b>	3.445 GPa
<b>Módulo de Young</b>	80.3 GPa
<b>Elongación</b>	4.8%

Siendo  $\sigma_u$  la desviación estándar y  $v_z$  la velocidad del viento.

Los valores obtenidos a partir de los ensayos se muestran en la tabla 1.

El valor reducido del índice de turbulencia indica que los efectos rotacionales y, por tanto, la deformación debida a estos efectos, va a ser poco significativa.

Las palas ensayadas son de resina de fibra de vidrio reforzada con polyester, de 18.4 cm de longitud y 1.5 mm de espesor medio. La anchura de la pala varía en función de la distancia al buje, desde un máximo de 4.2 cm junto al buje hasta un mínimo de 1.8 cm en el borde pala. Las propiedades mecánicas de la pala se muestran en la tabla 2.

El coeficiente de potencia del rotor aerodinámico que forman las palas de la turbina, junto con el buje fue previamente determinado para poder establecer de forma adecuada el efecto de la deformación por flexión, torsión o combinación de ambas; dicho coeficiente se obtiene a partir de la ecuación:

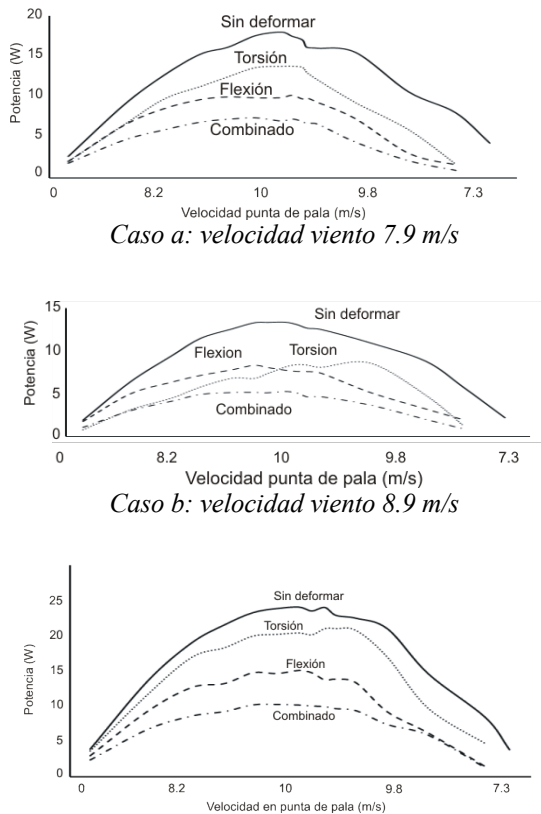
$$C_p = \frac{P_w}{(1/2) \rho (\pi/4) D^2 v^3} \quad (10)$$

Donde  $P_w$  es la potencia generada y  $D$  el diámetro del rotor aerodinámico.

Los ensayos realizados a las velocidades de viento antes indicadas dieron como resultado un valor promedio de  $C_p=0.328$ , que puede considerarse suficientemente bueno.

Una vez caracterizadas las palas, se procedió a someterlas a esfuerzos mecánicos de flexión y torsión a lo largo de un periodo de tres meses; para poder distinguir los efectos de flexión, torsión y combinados, se utilizaron tres juegos de a flexión, torsión y flexión-torsión combinadas, respectivamente. Tanto en el caso de torsión como de flexión, el ángulo obtenido fue de 17.8°.





Caso a: velocidad viento 7.9 m/s

Caso b: velocidad viento 8.9 m/s

Caso c: velocidad viento 9.9 m/s

FIGURA 4. Potencia vs. Velocidad en punta de pala

Por otra parte, para evaluar el efecto de la flexión y la torsión en palas se midió el valor de la velocidad en punta de pala a partir de la velocidad de rotación y la longitud de pala.

IV. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Los ensayos dieron como resultado la curva I-V de la micro-turbina eólica, de donde se obtuvo la curva P-V y la P-λ, que es la que realmente caracteriza el comportamiento del rotor. Los resultados de dichos ensayos se muestran en las figura 4.

Con objeto de determinar la pérdida de potencia debida a los efectos de la flexión, torsión o ambos combinados, se tomó como valor de referencia la máxima potencia suministrada por la micro-turbina, habiéndose obtenido los siguientes resultados, tabla 3, donde *v* representa la velocidad de viento y *P* la potencia, correspondiendo los sub-índices *f* y *t* a flexión y torsión, respectivamente.

TABLA 3. POTENCIA PICO

v(m/s)	P(W)	Pf(W)	Pt(W)	Pft(W)
9.9	24.45	15.12	21.14	10.32
8.9	18.03	10.21	13.88	7.29
7.9	12.42	7.99	8.05	4.85

TABLA 4. REDUCCIÓN PORCENTUAL DE POTENCIA

v (m/s)	flexión	torsión	combinado
9.9	38.2	13.5	57.8
8.9	43.3	23.0	59.6
7.9	35.7	35.2	61.0

A partir de los valores de la tabla 3 se puede obtener la reducción porcentual de la potencia, cuyos valores se muestran en la tabla 4.

Se observa que los efectos por flexión son más relevantes que los de torsión, salvo para velocidades bajas de viento donde los efectos se igualan. Asimismo, se comprueba que los efectos combinados son menores que la suma de los efectos individuales, salvo en el caso de alta velocidad de viento. Por otro lado, la pérdida de potencia para la combinación de efectos de flexión y torsión se mantiene prácticamente constante, independientemente de la velocidad de viento, representando en torno a un 60%, lo que es un valor muy significativo, que da idea de la importancia que los efectos estudiados tienen sobre el comportamiento de las micro-turbinas eólicas.

El análisis de los resultados de la tabla 4 permite estimar el peso específico con el que la flexión y la torsión intervienen en la pérdida de potencia de la micro-turbina; para ello, se aplicó la siguiente relación:

$$\Delta P_{ft} = x\Delta P_f + (1-x)\Delta P_t \quad (11)$$

donde *x* representa el peso específico correspondiente a la flexión y (*1-x*) a la torsión.

El cálculo del factor *x* se ha llevado a cabo tanto para los valores experimentalmente obtenidos como mediante una correlación lineal de la pérdida de potencia, habiéndose obtenido los siguientes resultados (tabla 5).

Se observa que los valores de la correlación se aproximan bastante a los obtenidos de forma experimental, lo que indica que el grado de ajuste es bueno, validando así los factores obtenidos. El resultado alcanzado indica que el efecto más relevante es el de flexión, 90.3%, en tanto que el de torsión es mucho menos importante, apenas 10%.

TABLA 5. PÉRDIDA DE POTENCIA EN FUNCIÓN DEL PESO ESPECÍFICO DE FLEXIÓN Y TORSIÓN

v(m/s)	x	(1-x)	ΔPcorr(%)	ΔPexp (%)
9.9	0.903	0.097	46.8	42.2
8.9			38.2	40.4
7.9			36.5	39.0

Asimismo, el análisis de datos indica que el valor promedio de la pérdida de potencia está alrededor del 40%, un valor considerablemente alto. Esta pérdida tan elevada se justifica por el hecho que la generación de energía en micro-turbinas es muy reducida, por lo que alteraciones importantes del perfil alar de la pala influyen notablemente en la generación de potencia.

V. CONCLUSIONES

Se ha comprobado que los efectos de la flexión y torsión en palas de micro-aerogeneradores son muy relevantes, reduciendo la potencia generada en un porcentaje considerable, en torno al 40% de media, si bien dicha pérdida puede alcanzar hasta el 60% en situaciones concretas.

Asimismo, se ha podido observar que los efectos de la flexión y torsión dependen de la velocidad de viento, siendo más significativos a medida que la velocidad disminuye, si bien se ha presentado una anomalía en el caso de la flexión donde el valor para la menor velocidad de viento ha

disminuido en lugar de aumentar, pudiendo ser debido a incertidumbres en el proceso de medida.

El efecto más significativo es el de flexión, que contribuye con un 90% a la pérdida de potencia, en valor medio, mientras que los efectos de torsión contribuyen únicamente con un 10%.

#### AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido realizado en parte gracias al apoyo del Ministerio de Ciencia e Innovación bajo el proyecto MCI/AEI/FEDER número RTI2018-094902-B-C21.

#### REFERENCES

- [1] A. Suresh and S. Rajakumar, "Design of small horizontal axis wind turbine for low wind speed rural applications". *Materials Today: Proceedings*. Vol.23, No. 1, pp.16-22, July 2020
- [2] Amir Bashirzadeh Tabrizi, Jonathan Whale, Thomas Lyons and Tania Urmee, "Rooftop wind monitoring campaigns for small wind turbine applications: Effect of sampling rate and averaging period". *Renewable Energy*. Vol.77, pp.320-330, May 2015
- [3] Jim Green, *Small Wind Turbine Applications*. National Wind Technology Center. NREL/CP-500-27080, 1999
- [4] *Wind Energy the Facts*. Part I. Technology. Chapter 6. Markets and Applications for Small Wind Turbines. March 2009
- [5] M. S. Costa, S. P. Evans, D. R. Bradney, and P.D. Clausen, "A method to optimise the materials layout of small wind turbine blades", *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, Vol.2, No.19, August 2017
- [6] J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers, *Wind Energy Explained. Theory, Design and Application*. John Wiley and Sons, 2nd ed., 2009
- [7] Xiao Chen, "Experimental investigation on structural collapse of a large composite wind turbine blade under combined bending and torsion". *Composite Structures*. Vol.160, p.435-445, October 2016
- [8] Gang Han, Yushu Chen and Xiaodong Wang, "Flutter analysis of bending-torsion coupling of aero-engine compressor blade with assembled clearance". *Applied Mathematical Modelling*. Vol.39, No.9, p.2539-2553, May 2015
- [9] W. C. de Goeij, M. J. L. van Tooren and A. Beukers, "Implementation of bending-torsion coupling in the design of a wind-turbine rotor-blade". *Applied Energy*. Vol.63, No.3, p. 191-207, July 1999
- [10] Loïc Bernard, Guilhem Michon, Rached El Fatmi and Bruno Castanié, "Static and dynamic analysis of bending-torsion coupling of a CFRP sandwich beam". *Composite Structures*. Vol.145, p. 26-36, June 2016
- [11] S. V. R. Wilson, P. D. Clausen, and D. H. Wood, "Gyroscopic moments on small wind turbine blades at high yaw rates". *Australian Journal of Mechanical Engineering*, Vol.5, No.1, 1-8, 2008, Online September 2015

# Mejora de la eficiencia de turbinas eólicas flotantes por compensación del ángulo de cabeceo

V. Pérez y C. Armenta-Déu\*

Departamento de Estructura de la Materia, Física Térmica y Electrónica Facultad de Ciencias Físicas.  
Universidad Complutense de Madrid 28040 Madrid (Spain)

[victpe04@ucm.es](mailto:victpe04@ucm.es); [cardeu@fis.ucm.es](mailto:cardeu@fis.ucm.es) (\*)

## ABSTRACT

In this paper the influence of the wave oscillation on the behavior of floating off-shore wind turbine is analyzed. Aerodynamic analysis of forces on wind turbine blade has been carried out as a function of the wind turbine tilt angle due to wave oscillation.

This analysis has resulted in a theoretical model based on the variation of the angle of attack which allows the characterization of the turbine under the effect of the oscillation of the sea surface. The results obtained show the influence of the oscillation in a particular case and its impact on the generated power. Subsequently, a so-called “pitching compensation” system that allows eliminating the effect produced by the variation in the angle of attack and, therefore, minimizing the effect of oscillation on the power generated, is proposed.

**Keywords:** Floating off-shore wind turbine, Wave oscillation. Pitch and attack angle. Wind turbine performance. Pitching compensation system.

## RESUMEN

En este trabajo se estudia la influencia que la oscilación de las turbinas eólicas flotantes, debida al movimiento de las olas, tiene sobre su comportamiento; para ello, se ha llevado a cabo un análisis de las fuerzas aerodinámicas sobre las palas de la turbina en función del ángulo de inclinación debido a la oscilación.

El análisis ha dado, como resultado, un modelo teórico basado en la variación del ángulo de ataque: los resultados obtenidos muestran la influencia de la oscilación sobre la potencia generada. Para solucionar el problema derivado de dicha influencia se propone un mecanismo de compensación del ángulo de cabeceo que elimine, o reduzca, el efecto causado por la variación del ángulo de ataque.

## Palabras clave:

Turbinas eólicas flotantes, Oscilación. Ángulo de ataque y cabeceo. Rendimiento. Compensación del ángulo de cabeceo.

## I. INTRODUCCIÓN

Los parques eólicos marinos representan uno de los sistemas más prometedores para el suministro de energía eléctrica debido al enorme potencial del viento en zonas marítimas abiertas y no interferir con el desarrollo de las actividades humanas. En los últimos años se han instalados diferentes parques eólicos con técnicas innovadoras como la doble turbina.

El diseño de este tipo de sistemas, sin embargo, es más complejo y está sujeto a los efectos del oleaje que perturban su comportamiento y afectan a su rendimiento y fiabilidad [1-3]. Entre los principales problemas derivados del funcionamiento de las turbinas eólicas flotantes, el movimiento de las olas es uno de los más relevantes [4] debido al continuo desalineamiento del rotor aerodinámico respecto a la dirección del viento; esta situación afecta tanto al rendimiento como a la degradación del sistema debido a las cargas adicionales [5-9].

Aunque las turbinas eólicas flotantes suelen ser más baratas que las fijas, requieren un sistema de equilibrado del balanceo; cuatro son las soluciones adoptadas hasta el momento, plataforma semi-sumergible con línea de amarre de catenaria, plataforma de brazo sumergido con anclaje por pilotes, sistema de balasto sujeto por anclajes empotrados y plataforma flotante sujeta por amarres de catenaria [10]. Estos sistemas evitan un balanceo excesivo, pero no impiden el efecto del oleaje.

El presente trabajo propone eliminar la influencia del oleaje manteniendo constante el ángulo de ataque del viento, como si se tratara de una turbina terrestre, mediante un sistema de compensación del ángulo de cabeceo.

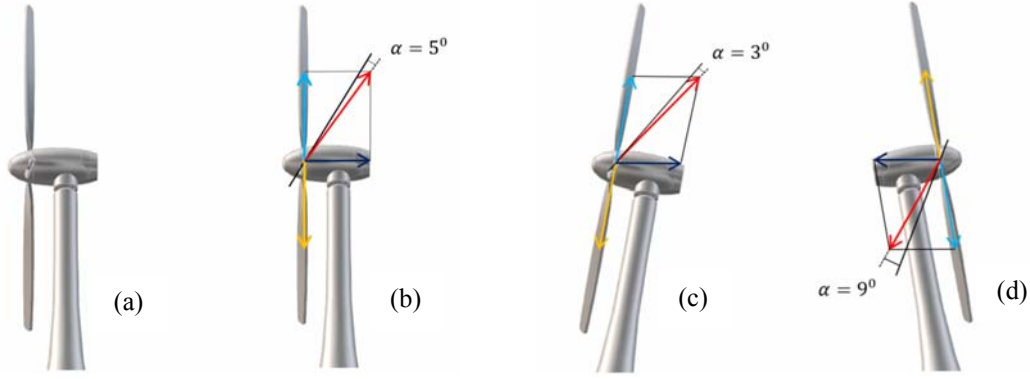


FIGURA 1. Representación vectorial del efecto del oleaje sobre la turbina flotante (a), (b): vertical; (c),(d): inclinación  $\gamma = \pm 10^\circ$

## II. MOVIMIENTO DE LAS OLAS

Debido a la acción del viento la superficie del mar modifica su perfil teóricamente sinusoidal; esto, a su vez, genera turbulencias en la velocidad del viento, las cuales afectan al comportamiento de la turbina eólica. La relación entre rugosidad de la superficie marina y la velocidad media del viento viene dada por [11]:

$$z_o(\bar{U}) = \frac{A_c}{g} \left( \frac{\kappa \bar{U}}{\ln\left(\frac{z_{hub}}{z_o(\bar{U})}\right)} \right)^2 \quad (1)$$

Donde  $A_c$  es la constante de Charnock,  $\bar{U}$  la velocidad media del viento,  $z_{hub}$  la altura del buje sobre el nivel del mar,  $z_o$  el coeficiente de rugosidad de la superficie marina, y  $\kappa$  la constante de von Karman [12], cuyo valor típico es 0.4. La constante de Charnock está en el rango de 0.011 para mar abierto a 0.034 para zonas cercanas a la costa [13].

La descripción matemática de la superficie marina se puede realizar a partir del espectro de Pierson-Moskowitz [14], que se basa en el hecho que la altura de la ola es 4 veces la elevación estándar, de modo que:

$$S_\eta(f) = \frac{5}{16} \frac{H^2}{f} \left( \frac{f_p}{f} \right)^4 \exp \left[ -\frac{5}{4} \left( \frac{f_p}{f} \right)^4 \right] \quad (2)$$

Siendo  $H$  la altura de la ola y  $f, f_p$  la frecuencia y frecuencia pico, respectivamente.

El período del pico espectral viene dado por:

$$T_p = T_z \sqrt{\frac{11 + \gamma}{5 + \gamma}} \quad (3)$$

Donde el coeficiente  $\gamma$  se obtiene de la relación:

$$\gamma = \exp(5.75 - 1.15 T_p / H^{0.5}) \quad (4)$$

Y donde  $T_z$  representa el período medio de corte en el punto cero.

### Esquema ambiental

Uno de los casos más representativos para la generación de energía eólica es la combinación de la velocidad del viento junto con la altura de las olas en un período de 50 años. El esquema ambiental se obtiene a partir de la normalización de la altura de ola y velocidad de viento de manera que la probabilidad de ocurrencia de un suceso con altura de ola y velocidad de viento definida viene dada por:

$$P(U_1, U_2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp \left( -\frac{U_1^2 + U_2^2}{2} \right) \quad (5)$$

### Efecto de las olas

El principal efecto del oleaje es el cambio de área efectiva del rotor aerodinámico, la cual se define de la forma:

$$A(\gamma) = A_o \left| \frac{\vec{r}}{r} \cdot \frac{\vec{v}}{v} \right| = A_o \cos \gamma \quad (6)$$

Donde  $\gamma$  es el ángulo de la dirección relativa del viento.

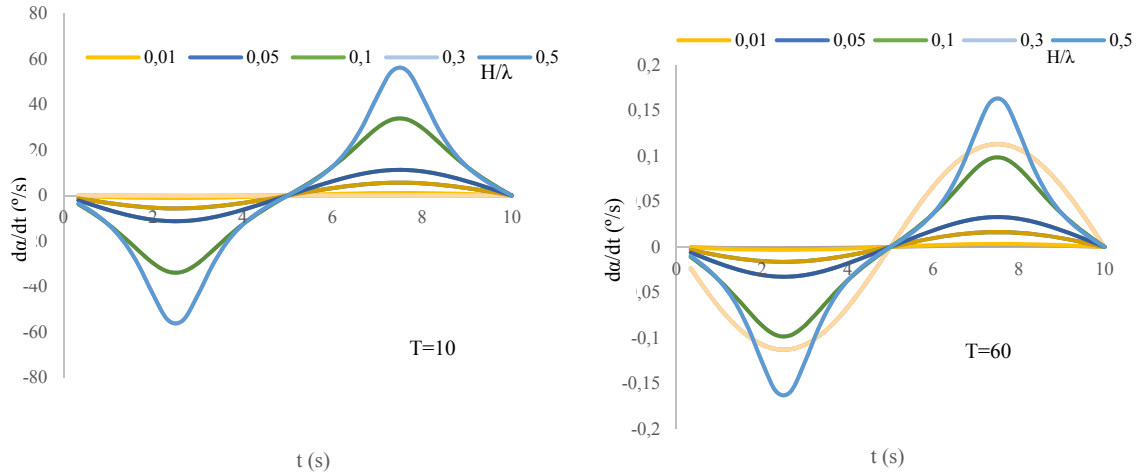


FIGURA 2. Evolución del ángulo de inclinación de la turbina

Los efectos aerodinámicos dependen de  $\gamma$ , así como del perfil alar, lo que hace difícil la obtención de una relación matemática sencilla, por lo que es mejor usar un perfil alar ya determinado siendo el efecto de la proyección tal y como indica la figura 1.

El ángulo de ataque queda definido a partir de la relación:

$$\cos \alpha = \frac{\vec{U}_{rel} \cdot R_\gamma \cdot \hat{P}_T}{|\vec{U}_{rel}|} \quad (7)$$

donde  $R_\gamma$  es the el operador rotacional para  $\gamma=10^\circ$  y  $P_T$  el borde del plano de torsión.

### III. CARACTERIZACIÓN DE LA SUPERFICIE MARINA

La forma de la ola se puede definir a partir de la expresión:

$$Y(x, t) = -\frac{H}{2} \sin\left(\frac{2\pi}{T}t - \frac{2\pi}{\lambda}x + \psi\right) \quad (8)$$

Donde  $T$  es el período de la ola,  $\lambda$  su longitud de onda y  $\psi$  el desfase entre el ángulo de inclinación de la turbina y el de la ola.

El período de la ola se determina a partir del tiempo transcurrido entre dos crestas consecutivas, en tanto que la longitud de onda se obtiene como la distancia entre ellas. La medida de dicho tiempo se establece a partir del punto de máxima elevación de la plataforma que sustenta la turbina, que corresponde a la cresta de la ola.

Si asumimos que el ángulo de inclinación de la turbina y el de la ola son iguales:

$$\tan \gamma = \frac{\partial Y}{\partial x} = \pi \frac{H}{\lambda} \cos\left(\frac{2\pi}{T}t\right) \quad (9)$$

Representando la evolución del ángulo de inclinación en función de  $H/\lambda$  (figura 2).

El parámetro  $H/\lambda$  representa la pendiente de la ola, la cual establece el tipo de ola, que normalmente se clasifica en pequeña, media o grande [15] según el parámetro  $H/\lambda$  se encuentre en el siguiente rango:

$$H/\lambda \leq 0.01 \text{ (pequeña)}$$

$$0.01 \leq H/\lambda \leq 0.04 \text{ (mediana)}$$

$$0.04 \leq H/\lambda \leq 0.16 \text{ (grande)}$$

### IV. GENERACIÓN DE POTENCIA

La generación de potencia está directamente relacionada con la fuerza de sustentación a través de la relación:

$$P = \frac{1}{2} C_L \rho A^2 U_{rel}^2 r \omega \quad (10)$$

Donde  $r$  es el radio de la pala,  $\omega$  la velocidad de giro y  $C_L$  el coeficiente de sustentación dado por:

$$C_L = 2.973 \times 10^{-6} \alpha^5 - 1.378 \times 10^{-4} \alpha^4 + 1.753 \times 10^{-3} \alpha^3 + 4.748 \times 10^{-3} \alpha^2 + 0.026 \alpha + 0.511 \quad (11)$$

El valor del coeficiente  $C_L$  para el ángulo de ataque crítico ( $\alpha_c=13.2^\circ$ ) es  $C_L=1.067$

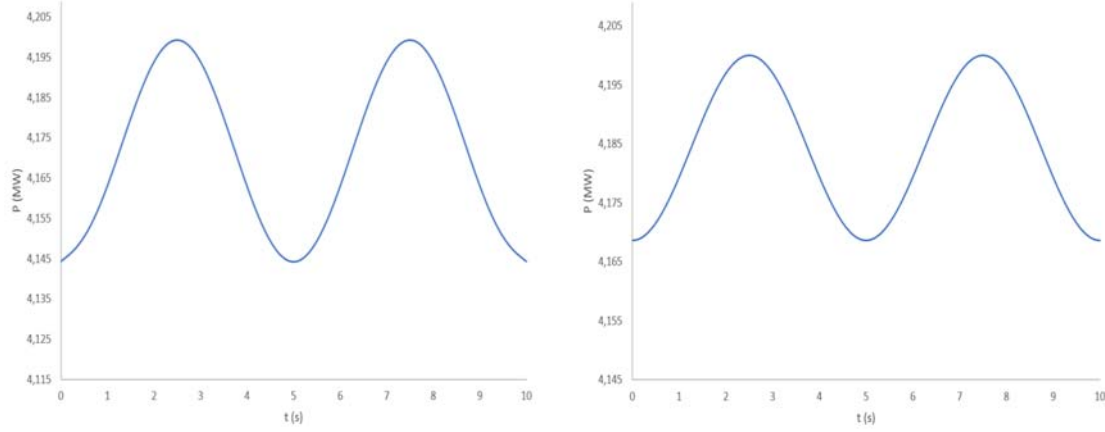


FIGURA 3. Valores simulados de la potencia sin (izda.) y con (dcha.) compensación del ángulo de cabeceo

## V. ÁNGULO DE ATAQUE

El ángulo de ataque depende tanto de la velocidad relativa del viento como del vector representativo de la línea de cuerda, de modo que se puede expresar de la forma:

$$\alpha(r, t) = \pi - \arccos \left( \frac{\vec{L}_C(t) \cdot \vec{U}_{rel}(r, t)}{\|\vec{L}_C(t)\| \|\vec{U}_{rel}(r, t)\|} \right) \quad (12)$$

Donde el vector de línea de cuerda viene dado por la relación:

$$\vec{L}_C(t) = \begin{pmatrix} -\tan(\theta_{opt}) \cos \gamma + \sin(\omega t) \sin \gamma \\ -\tan(\theta_{opt}) \sin \gamma - \sin(\omega t) \cos \gamma \\ -\cos(\omega t) \end{pmatrix} \quad (13)$$

Y la velocidad relativa del viento por:

$$\vec{U}_{rel} = \begin{pmatrix} U - \omega r \sin \gamma \sin(\omega t) \\ \omega r \cos \gamma \sin(\omega t) \\ \omega r \cos(\omega t) \end{pmatrix} \quad (14)$$

Puesto que el tiempo de oscilación de la turbina,  $t$ , y el de giro del rotor aerodinámico,  $t'$ , son diferentes:

$$\alpha(r, t, t') = \pi - \arccos \left( \frac{\vec{L}_C(t, t') \cdot \vec{U}_{rel}(r, t, t')}{\|\vec{L}_C(t, t')\| \|\vec{U}_{rel}(r, t, t')\|} \right) \quad (15)$$

Siendo el valor medio del ángulo de ataque dado por la relación:

$$\langle \alpha(t) \rangle = \frac{1}{\pi L / \omega} \int_0^{2\pi/\omega} \int_0^L \left[ \pi - \arccos \left( \frac{\vec{L}_C(t, t') \cdot \vec{U}_{rel}(r, t, t')}{\|\vec{L}_C(t, t')\| \|\vec{U}_{rel}(r, t, t')\|} \right) \right] dr dt' \quad (16)$$

## VI. POTENCIA

La potencia generada por una turbina eólica flotante se puede expresar de la forma:

$$P_{FOWT} = \frac{1}{2} \frac{C_p \rho A_o U^3}{\sqrt{1 + \left[ \pi \frac{H}{\lambda} \cos\left(\frac{2\pi}{T} t\right) \right]^2}} \quad (17)$$

Combinado las ecuaciones (11), (14) y (17) se puede determinar la potencia en función del tiempo de oscilación (figura 3).

El análisis de la figura 3 muestra que la potencia generada vale 11.588 kWh y 11.623 kWh para el caso sin y con compensación del ángulo de cabeceo. Normalizando este valor obtenemos:

$$\Delta \rho_\xi = \frac{(\xi_c - \xi_o)(t/T)}{P_N} = \frac{12.6 kWh}{4.2 MW} = 3 \frac{kWh}{MW} \quad (18)$$

Este valor es válido para la simulación realizada, pero puede ser extrapolado a otras situaciones sin más que aplicar los valores correspondientes.

## VII. CONCLUSIONES

Se ha modelizado el comportamiento de una turbina eólica flotante sometida a oscilaciones debidas al oleaje mediante una función matemática que permite determinar la potencia generada en función del tiempo de oscilación y el ángulo de ataque.



Se propone un mecanismo de compensación del ángulo de cabeceo como sistema para mejorar la eficiencia energética de la turbina. Se ha comprobado que este método es viable y aumenta la potencia generada en un 0.3%.

Las pruebas realizadas indican una mejora de 3 kWh/MW, que representa un aumento global de 1.5 MWh para una turbina eólica flotante de tamaño medio.

## REFERENCES

- [1] He Li, C. Guedes Soares and Hong-Zhong Huang, "Reliability analysis of a floating offshore wind turbine using Bayesian Networks", *Ocean Engineering*, Vol.217, 107827, December 2020
- [2] Xu Zhang, Liping Sun, Hai Sun, Qiang Guo and Xu Bai, "Floating offshore wind turbine reliability analysis based on system grading and dynamic FTA", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Vol.154, pp.21-33, July 2016
- [3] Behrooz Tafazzoli Moghaddam, Ali Mahboob Hamedany, Jessica Taylor, Ali Mehmanparast, Feargal Brennan, Catrin Mair Davies and Kamran Nikbin, "Structural integrity assessment of floating offshore wind turbine support structures", *Ocean Engineering*, Vol. 208, 107487, July 2020
- [4] Kun Xu, Yanlin Shao, Zhen Gao and Torgeir Moan, "A study on fully nonlinear wave load effects on floating wind turbine", *Journal of Fluids and Structures*, Vol.88, pp.216-240, July 2019
- [5] Binrong Wen, Zhanwei Li, Zhihao Jiang, Zhike Peng, Xingjian Dong and Xinliang Tian, "Experimental study on the tower loading characteristics of a floating wind turbine based on wave basin model tests", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Vol. 207, 104390, December 2020
- [6] Binrong Wen, Zhanwei Li, Zhihao Jiang, Xinliang Tian, Xingjian Dong, and Zhike Peng, "Blade loading performance of a floating wind turbine in wave basin model tests", *Ocean Engineering*, Vol.199, 107061, March 2020
- [7] Mingming Zhang, Xin Li and Jianzhong Xu, "Smart control of fatigue loads on a floating wind turbine with a tension-leg-platform", *Renewable Energy*, Vol.134, pp.745-756, April 2019
- [8] Juchuan Dai, Wei Hu, Xin Yang and Shuyi Yang, "Modeling and investigation of load and motion characteristics of offshore floating wind turbines", *Ocean Engineering*, Vol.159, pp.187-200, July 2018
- [9] Lin Chen and Biswajit Basu, "Fatigue load estimation of a spar-type floating offshore wind turbine considering wave-current interactions", *International Journal of Fatigue*, Vol. 116, pp.421-428, November 2018
- [10] Michelle Froese, New U.S. patent granted for floating marine wind turbine, *Wind Power Engineering Development*, October 2018
- [11] Tony Burton, Nick Jenkins, David Sharpe and Ervin Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, Chapter 2, John Wiley and Sons, 2011
- [12] Larry S. Slotta, *A Critical Investigation of the Universality of Karman's Constant and Its Role in the Concept of a Universal Velocity Profile in Turbulent Flow*. University of Wisconsin-Madison. USA, 1962 Digital edition January 2008
- [13] Stephen Charnock, *The Complete Works of Stephen Charnock: Volume 1*, Edited by James Nichols. Edinburgh. UK., 1864
- [14] Teixeira Silva, Murilo, *Ocean Surface Wave Spectrum*, Research Gate, November 2015, <https://www.researchgate.net/publication/283722827> doi: 10.13140/RG.2.1.1001.4164
- [15] Características de las olas. Longitud de onda, altura, amplitud, dirección. Apuntes náuticos. Oceanografía. Masmar.net. 18 noviembre 2013. <http://www.masmar.net/esl/Apuntes-N%C3%A1uticos/Oceanograf%C3%ADa/Caracter%C3%ADsticas-de-las-olas.-Longitud-de-onda.-altura.-amplitud.-direcci%C3%B3n>





# Diseño de controladores PID mediante algoritmos genéticos para un sistema eólico multivariable

Enrique López Hinarejos  
Facultad de Informática.  
Universidad Complutense de Madrid  
28040-Madrid, España  
enrlop04@ucm.es

Matilde Santos Peñas  
Instituto de Tecnología del Conocimiento.  
Universidad Complutense de Madrid  
28040-Madrid, España  
msantos@ucm.es

**Abstract**— In this paper we present an optimal tuning methodology of PID controllers for decentralized control of a 2x2 multivariable system, a multi-input multi-output (MIMO) wind turbine. The optimization of the PID controllers is carried out using genetic algorithms (GA). The model of the coupled system has been simulated in Matlab/Simulink. Results are analysed and show how the efficiency of the controllers improves using this optimization evolutive strategy.

**Keywords**— Intelligent Control, Multivariable Control, Genetic Algorithm, Wind Turbine.

## I. INTRODUCCIÓN

La energía eólica está teniendo un gran desarrollo en la actualidad. Es un recurso limpio, que permite a muchos países cubrir en gran parte la demanda de la energía eléctrica de forma autónoma.

Los componentes principales de un sistema de conversión de energía eólica se pueden dividir fundamentalmente en dos grandes subsistemas: un subsistema mecánico y un subsistema eléctrico. La Fig. 1 muestra el esquema general de un sistema de conversión eólica a nivel de bloques.

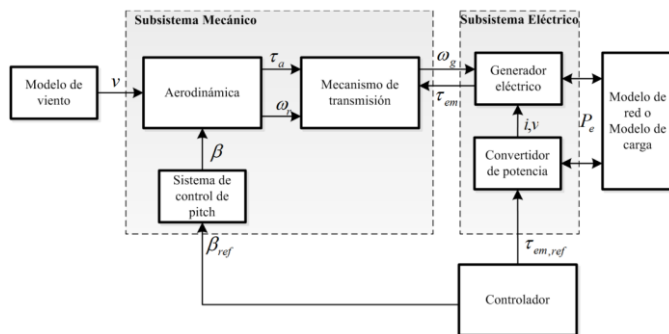


FIGURE 1. Estructura general de un sistema eólico.

El subsistema mecánico se compone del rotor de la turbina, el cual aglutina los aspectos aerodinámicos del sistema, y del mecanismo de transmisión, compuesto por los ejes de baja velocidad y alta velocidad. Además, incluye todo lo relacionado al frenado mecánico y seguridad mecánica. El subsistema eléctrico se compone del generador eléctrico y del convertidor de potencia estático. La unidad generadora puede estar conectada a una carga concreta o directamente conectada a la red eléctrica.

Dentro del subsistema mecánico, el mecanismo de transmisión transmite el par mecánico  $t_a$  (Nm) (o par aerodinámico), fruto de la rotación de las palas, hacia la unidad generadora. La transmisión se realiza de la siguiente manera; el movimiento de las hélices es debido a las fuerzas

producidas por la velocidad del viento  $v$  que generan un par de rotación. Este par de rotación del rotor se aplica al eje de baja velocidad del sistema de transmisión, el cual gira a una velocidad angular  $W_r$  (rad/s). Este eje de baja velocidad conecta con una caja de cambios. La caja de cambios incrementa la velocidad del rotor en el eje de alta de velocidad a niveles nominales de funcionamiento del generador eléctrico,  $W_g$  (rad/s).

Estos sistemas eólicos son sistemas complejos y MIMO (Multi-Input Multi-Output). El control de estos temas presenta retos interesantes para la ingeniería de control [1].

Los algoritmos de inteligencia artificial son métodos efectivos para sistemas complejos. Se han aplicado con éxito a parques eólicos [2]. Algunos ejemplos de control de turbinas eólicas aplicando métodos de control inteligente se muestran en [3].

En este trabajo se estudian nuevas técnicas de control inteligente de turbinas eólicas aplicado a controles MIMO. En concreto se ha aplicado una técnica evolutiva de optimización, los algoritmos genéticos (AG), para sintonizar controladores PID aplicados a una turbina eólica. La mayoría de los trabajos que aplican los algoritmos genéticos en el campo de la energía eólica están centrados en la predicción del viento, de la demanda, o en la optimización de la localización de la turbina [4].

Al no encontrarse contribuciones que apliquen este tipo de técnicas en estos sistemas eólicos, esta técnica podría suponer una mejora, tanto a nivel de control como en coste computacional. Por los resultados obtenidos en simulación en este artículo se ha comprobado que este tipo de técnicas son viables para su uso en la industria debido a su buen comportamiento.

El artículo se estructura de la siguiente manera. En la sección II se presenta la metodología en la cual se detalla la planta del sistema, la estrategia de control utilizada y la explicación de la técnica evolutiva de optimización. La sección III está dedicada a mostrar los resultados de los experimentos, tanto gráficamente como sus valores numéricos. El trabajo termina con las conclusiones y los trabajos futuros.

## II. METODOLOGÍA

Para la resolución de este problema se han empleado varias estrategias de control, tales como control descentralizado y control descentralizado con varias redes de desacoplo. En todas las estrategias se han empleado controladores PID no interactivos con filtro en la acción derivativa. En los epígrafes B y C se describen cada una de ellas. En el epígrafe D se describe el algoritmo genético de optimización empleado para la sintonía de los controladores.

### A. Planta del sistema

En todos los casos, las variables a controlar son la velocidad de rotación  $W_r$  (rad/s) y la potencia eléctrica de salida  $P_e$  (kW). Las variables manipuladas serán el ángulo de paso de pala  $W_{ref}$  (rad/s) y el par electromagnético generado por el generador eléctrico  $P_{eref}$  (kW) Fig. 2.

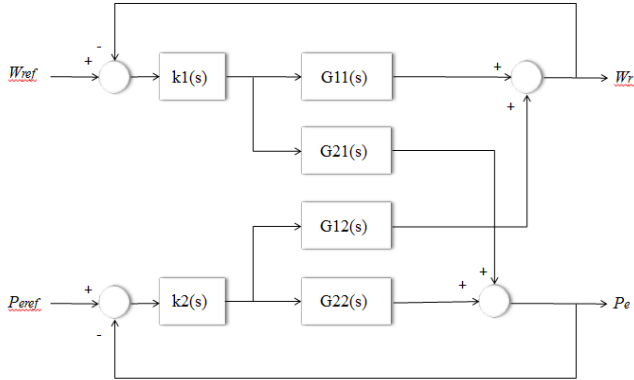


FIGURE 2. Sistema multivariable descentralizado.

Las funciones de transferencia (1) y (2) representan los procesos aparentes que dependen tanto de la función de transferencia directa del propio lazo, como de la influencia aplicada por el otro lazo de control.

$$\tilde{g}_1(s) = g_{11}(s) - \frac{k_2(s) g_{12}(s) g_{21}(s)}{1+k_2(s) g_{22}(s)} \quad (1)$$

$$\tilde{g}_2(s) = g_{22}(s) - \frac{k_1(s) g_{12}(s) g_{21}(s)}{1+k_1(s) g_{11}(s)} \quad (2)$$

Mediante datos experimentales de todas las variables que se han explicado anteriormente [5], se ha conseguido linealizar el proceso obteniendo así la siguiente función de transferencia del sistema.

$$G(s) = \begin{pmatrix} G_{11}(s) & G_{12}(s) \\ G_{21}(s) & G_{22}(s) \end{pmatrix} \quad (3)$$

$$G_{11}(s) = \frac{-59.06}{116.8s^2+21.62s+1} \quad (4)$$

$$G_{12}(s) = \frac{-300.6}{0.01389s^2+13.9s+1} \quad (5)$$

$$G_{21}(s) = \frac{-0.3932}{16.395s+1} \quad (6)$$

$$G_{22}(s) = \frac{8.6291}{1.446s+1} \quad (7)$$

### B. Estrategia de Control Descentralizado

La estrategia de control descentralizado para el sistema descrito en este trabajo se lleva a cabo mediante dos controladores PID independientes. Por tanto, se asigna un controlador a cada lazo, tal y como se muestra en el diagrama de bloques correspondiente a la Fig. 2.

Estos controladores reciben la señal de error de su lazo de control ( $e_1 = W_{ref} - W_r$  y  $e_2 = P_{eref} - P_r$ ). De este modo la señal  $u_1$  proviene del controlador  $K1$  que se encarga de compensar el error  $e_1$  y la señal  $u_2$  proviene del controlador  $K2$  que trata de minimizar la parte del error  $e_2$ .

### C. Estrategia de Control Descentralizado con Red de Desacoplo

Para el control descentralizado con red de desacoplo se han considerado tres alternativas: desacoplo directo Nordfelt, desacoplo directo siendo  $D_{11}(s)=D_{12}(s)=1$ , y por último desacoplo inverso siendo  $D_{11}(s)=D_{22}(s)=1$ . Todas estas alternativas se han realizado integrando dos controladores tipo PID.

El objetivo de estas redes de desacoplo es la de eliminar la interacción del proceso y obtener mejores resultados de los controladores.

A continuación, se muestran los diagramas de bloques usados con sus funciones de transferencia en la Fig. 3.

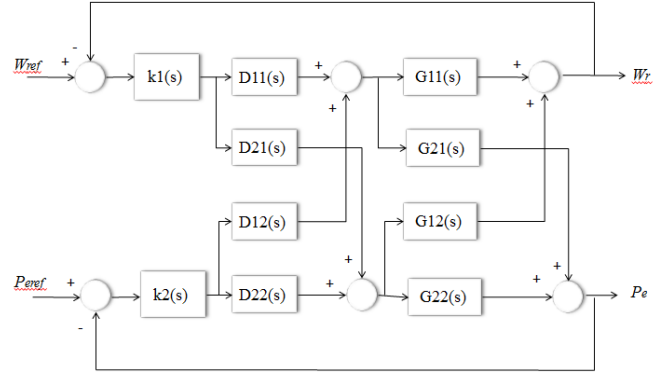


FIGURE 3. Control descentralizado con red de desacoplo directo

Para el control descentralizado con red de desacoplo Nordfelt se tienen las siguientes funciones de transferencia de la red de desacoplo:

$$D(s) = \begin{pmatrix} D_{11}(s) & D_{12}(s) \\ D_{21}(s) & D_{22}(s) \end{pmatrix} \quad (8)$$

$$D_{11}(s) = \frac{0.5263}{-55.37s-38.29} \quad (9)$$

$$D_{12}(s) = \frac{2.164e04}{-627.8s^2-6.283e5s-4.52e4} \quad (10)$$

$$D_{21}(s) = \frac{0.02398}{-627.8s-38.29} \quad (11)$$

$$D_{22}(s) = \frac{8.6291}{-5.279e6s^2-9.772e5s-4.52e4} \quad (12)$$

Para el control descentralizado con red de desacoplo directo con  $D_{11}(s)=D_{12}(s)=1$  se tienen las siguientes funciones de transferencia de la red de desacoplo:

$$D(s) = \begin{pmatrix} D_{11}(s) & D_{12}(s) \\ D_{21}(s) & D_{22}(s) \end{pmatrix} \quad (13)$$

$$D_{11}(s) = 1 \quad (14)$$

$$D_{12}(s) = 1 \quad (15)$$

$$D_{21}(s) = \frac{0.5686s+0.3932}{141.5s+8.629} \quad (16)$$

$$D_{22}(s) = \frac{-0.8203s^2-820.9s-59.06}{3.511e04s^2+6499s+300.6} \quad (17)$$

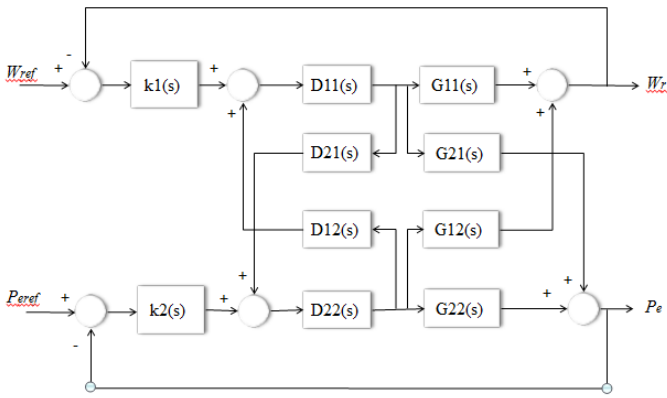


FIGURE 4. Control descentralizado con red de desacoplo inverso

Para el control descentralizado con red de desacoplo inverso con  $D11(s)=D12(s)=1$  se tienen las siguientes funciones de transferencia de la red de desacoplo:

$$D(s) = \begin{pmatrix} D11(s) & D12(s) \\ D21(s) & D22(s) \end{pmatrix} \quad (18)$$

$$D11(s) = 1 \quad (19)$$

$$D12(s) = \frac{-3.511e04s^2 - 6499s - 300.6}{0.8203s^2 + 820.9s + 59.06} \quad (20)$$

$$D21(s) = \frac{0.5686s + 0.3932}{141.5s + 8.629} \quad (21)$$

$$D22(s) = 1 \quad (22)$$

#### D. Algoritmos Genéticos

Los Algoritmos Genéticos son métodos adaptativos que pueden usarse para resolver problemas de búsqueda y optimización. Están basados en el proceso genético de los organismos vivos y en el principio de supervivencia del más apto. Para alcanzar la solución a un problema se parte de un conjunto inicial de individuos, llamado población, generado de manera aleatoria. Cada uno de estos individuos representa una posible solución al problema. Estos individuos evolucionarán tomando como base los esquemas propuestos por Darwin sobre la selección natural, y se adaptarán en mayor medida tras el paso de cada generación a la solución requerida. El rendimiento de un algoritmo genético es altamente dependiente de la calidad de los operadores utilizados. La ejecución de un algoritmo genético termina cuando se verifica una determinada condición de finalización [6].

En los últimos años los algoritmos genéticos están sustituyendo a los métodos clásicos de optimización dada su flexibilidad, su buena aproximación a los óptimos globales en la mayor parte de los casos, su eficiencia computacional y la práctica ausencia de condiciones de partida que la función objetivo y/o las restricciones tienen que verificar para poder ser aplicados [7].

##### 1) Sintonía de Controladores con GA

El algoritmo genético empleado para la sintonía de los controladores es una estrategia evolutiva implementada en Matlab [8]. Se han configurado los siguientes parámetros del algoritmo:

**Población:** será de 50 individuos en cada generación. Se ha escogido esta población porque se cree la adecuada para la resolución óptima a este problema de control.

**Código genético:** el número de elementos escogido es de 6, que representan los parámetros de los dos reguladores PID empleados ( $Kp1$ ,  $Ti1$ ,  $Td1$ ,  $Kp2$ ,  $Ti2$  y  $Td2$ ):

**Población inicial:** será generada de forma aleatoria empleando una distribución uniforme.

**Codificación:** se usará una codificación de números reales para el código genético de los individuos.

**Operadores genéticos:** se han empleado los siguientes operadores:

- Individuos de élite: se contempla la existencia de individuos de élite, es decir, los “mejores” padres de cada generación que se trasladan directamente a la siguiente. Su valor se estableció en 20.
- Cruce: el mecanismo de recombinación parte de la creación de un vector aleatorio de longitud 20 cogiendo los valores del código genético de los padres.
- Mutación: se emplea un algoritmo que genera aleatoriamente direcciones de mutación cuya longitud de paso se escoge de forma que se verifiquen las restricciones del problema. Se estableció que 10 de los individuos de cada generación provengan de este mecanismo.

**Condiciones de finalización:** el algoritmo termina cuando se haya alcanzado el número máximo de generaciones configurado, en este trabajo son 20.

Para mejorar la búsqueda de los parámetros de los controladores realizada por el algoritmo genético se han ensayado empíricamente diferentes límites para las variables de decisión, llegándose a la conclusión de que la mejor solución para cada caso es:

- Control descentralizado con red de desacoplo Nordfettl.
  - o  $-1 < Kp1 < 5$ . Mismos límites para  $Kp2$ .
  - o  $0 < Ti1 < 30$ . Mismos límites para  $Ti2$ .
  - o  $0 < Td1 < 30$ . Mismos límites para  $Td2$ .
- Control descentralizado con red de desacoplo directo siendo  $D11(s)=D12(s)=1$ .
  - o  $-2 < Kp1 < 0.1$ . Mismos límites para  $Kp2$ .
  - o  $0 < Ti1 < 30$ . Mismos límites para  $Ti2$ .
  - o  $0 < Td1 < 30$ . Mismos límites para  $Td2$ .
- Control descentralizado con red de desacoplo inverso siendo  $D11(s)=D12(s)=1$ .
  - o  $-0.25 < Kp1 < 0.25$ . Mismos límites para  $Kp2$ .
  - o  $0 < Ti1 < 25$  Mismos límites para  $Ti2$ .
  - o  $0 < Td1 < 0.5$ . Mismos límites para  $Td2$ .
- Control descentralizado.
  - o  $-0.1 < Kp1 < 0.1$

- $20 < Ti_1 < 21$
- $0 < Td_1 < 0.1$
- $14 < Kp_1 < 15$
- $0 < Ti_1 < 0.2$
- $0 < Td_1 < 0.1$

Por otro lado, dada la naturaleza estocástica del algoritmo genético, se han llevado a cabo, de media, unas 15 ejecuciones de éste en cada caso, adoptando la mejor solución obtenida, Table III. En esta tabla se pueden ver los mejores y peores valores, así como los valores medios obtenidos de todas las ejecuciones.

En cuanto a la función objetivo a optimizar, se busca minimizar el error entre la consigna y la salida del proceso. Dado que se parte de trabajar con procesos multivariables 2x2, se establece la siguiente función objetivo  $J$  constituida por dos términos  $J1$  y  $J2$ :

$$J = J1 + J2 \quad (23)$$

$$J1 = IntError1 + PesoC2 * IntErrorC2 \quad (24)$$

$$J2 = IntError2 + PesoC1 * IntErrorC1 \quad (25)$$

siendo:

- $IntError1$  la integral del valor absoluto del error producido en la salida  $W_r$  por el cambio de consigna  $W_{ref}$ .
- $IntError2$  la integral del valor absoluto del error producido en la salida  $P_e$  por el cambio de consigna  $P_{eref}$ .
- $IntErrorC1$  la integral del valor absoluto del error producido en la salida  $W_r$  por el cambio en la otra consigna  $P_{eref}$ .
- $IntErrorC2$  la integral del valor absoluto del error producido en la salida  $P_e$  por el cambio en la otra consigna  $W_{ref}$ .
- $PesoC2$  peso que permiten dar mayor o menor relevancia a la influencia de la consigna  $P_{eref}$  con la salida  $W_r$ .
- $PesoC1$  peso que permiten dar mayor o menor relevancia a la influencia de la consigna  $W_{ref}$  con la salida  $P_e$ .

### III. RESULTADOS

El objetivo de control consiste en mantener los valores de consigna del ángulo de paso de pala  $W_{ref}$  y el par electromagnético generado por el generador eléctrico  $P_{eref}$ . Las salidas consideradas son la velocidad de rotación  $W_r$  y la potencia eléctrica de salida  $P_e$ . El punto de trabajo que se seleccionó para la identificación fue el de la velocidad del viento a 10 m/s. El modelo obtenido del proceso se puede ver en el epígrafe A.

En la siguiente tabla se muestran los mejores controladores obtenidos para cada una de las estrategias utilizadas, habiéndose fijado el valor del factor de filtro en la acción derivativa en  $N = 100$  en todos los casos. Se recuerda

que el objetivo de diseño que se había tomado era el de conseguir el error mínimo entre seguimiento de consignas.

Se define como Planta 1 como la red de desacoplo directo siendo  $D11(s)=D12(s)=1$ , la Planta 2 será la red de desacoplo Nordfelt, la Planta 3 la red de desacoplo inverso siendo  $D11(s)=D22(s)=1$  y por último la Planta 4 sin red de desacoplo.

TABLE I. Resultados de todas las plantas GA

Val.	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4
J	238.2347	243.6349	442.8993	316.14
Kp1	-0.6073	2.5859	-0.0075	-0.034
Ti1	27.6344	15.1443	17.3937	20.889
Td1	10.2817	15.4069	0.0009	0.0740
Kp2	-0.6073	4.2229	0.1286	0.0144
Ti2	27.6344	22.2158	7.5299	20.306
Td2	10.2817	15.3302	0.2913	0.0544

Viendo estos resultados se puede deducir que el método empleado que consigue el menor error entre la consigna y la salida del proceso es el control con red de desacoplo directo siendo  $D11(s)=D12(s)=1$ . Después, con un valor cercano al primer caso, está el control con red de desacoplo Nordfelt.

Los otros dos sistemas dan un error mayor obteniendo así peores resultados de control.

En las siguientes figuras se muestran los resultados obtenidos de todas las plantas. Gráficamente podemos observar que las consignas se realizan en instantes diferentes, concretamente  $W_{ref}$  se realiza en el instante 0 s y  $P_{eref}$  en el instante 100 s, esto es para apreciar la interacción que ejerce la consigna 1 con la salida 2 y viceversa.

Se puede apreciar la corrección de la interacción de las redes de desacoplo respecto al control descentralizado.

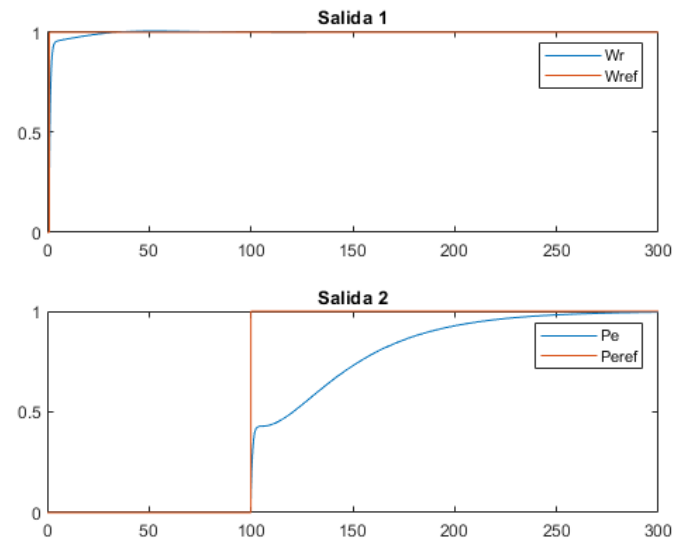


FIGURE 5. Control descentralizado con red de desacoplo directo siendo  $D11(s)=D12(s)=1$

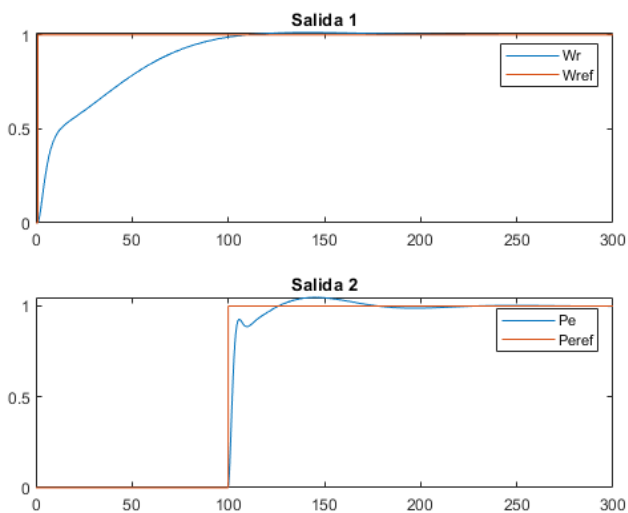


FIGURE 6. Control descentralizado con red de desacoplo directo Nordfelt

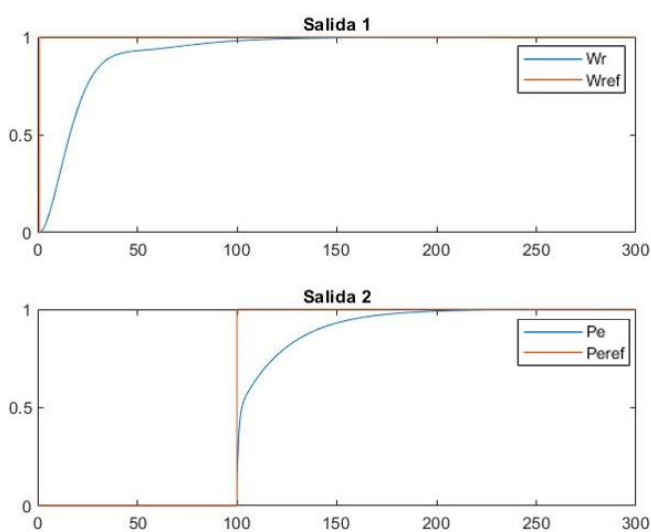


FIGURE 7. Control descentralizado con red de desacoplo inverso siendo  $D_{11}(s)=D_{22}(s)=1$

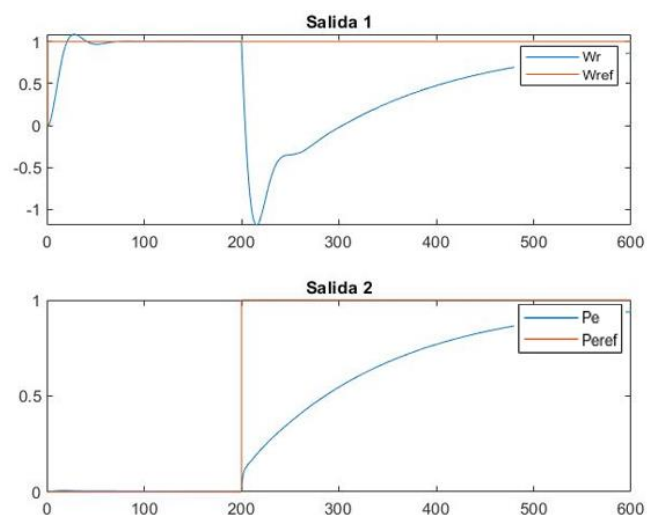


FIGURE 8. Control descentralizado.

Podemos ver que las figuras nos confirman que las plantas que mejores resultados ofrecen son las dichas anteriormente.

A continuación comparamos estos resultados obtenidos mediante algoritmos genéticos con los resultados obtenidos mediante técnicas de control de sistemas MIMO, Table II. En esta tabla podemos ver los mismos valores que en Table I. pero calculados para el sistema de control MIMO con controladores del tipo PI.

Los resultados muestran un comportamiento muy similar en todas las plantas.

TABLE II. Resultados de todas las plantas control MIMO.

Val.	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4
J	236.5941	244.7514	440.9546	312.6584
Kp1	-0.02865	1.643	-0.0046	-0.02865
Ti1	21.94	22.05	20.66	21.94
Kp2	-2.228	2.207	0.031	14.25
Ti2	8.194	36.57	1.35	0.01728

TABLE III. Resultados valores algoritmos genéticos.

Val.	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4
Mejor valor	236.5941	244.7514	440.9546	312.6584
Peor Valor	357.6257	418.6912	729.3495	498.8465
Valor medio	268.8364	297.7632	524.1287	360.5874

#### IV. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este trabajo se ha presentado una metodología de diseño óptimo de controladores PID mediante optimización con algoritmos genéticos para un sistema multivariable. Concretamente, se ha aplicado este algoritmo a diferentes estrategias de control descentralizado.

Los resultados obtenidos han sido satisfactorios pudiendo cumplir los objetivos del control. Comparando la técnica de control de sistemas MIMO con los algoritmos genéticos, podemos concluir que las respuestas son muy similares, habiendo diferencias ya que se han usado controladores diferentes.

Con esto se ha podido demostrar que los algoritmos genéticos son una buena metodología para el diseño de controladores y se pueden llevar a la práctica con éxito.

Como trabajos futuros se puede plantear este tipo de control para otros puntos de linealización de la planta o para otras velocidades del viento y así ver un comportamiento más real del sistema. También se puede plantear ampliar este tipo de control a turbinas eólicas marinas.

#### AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Proyecto MCI/AEI/FEDER RTI2018-094902-B-C21, del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades.

#### REFERENCIAS

- [1] M. E. González, F. Vázquez and F. Morilla, "Control multivariable centralizado con desacoplo para aerogeneradores de velocidad variable," Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial, vol.7, no. 4, pp.53-64, 2010.
- [2] Y. Wang, Y. Yu, S. Cao, X. Zhang and S. Gao, "A review of applications of artificial intelligent algorithms in wind farms." Artificial Intelligence Review, vol. 53, no. 5, pp.3447-3500, 2020.
- [3] B. Boukhezzer, L. Lupu, H. Siguerdidjane and M. Hand, "Multivariable control strategy for variable speed, variable pitch wind turbines", Renewable Energy, vol. 32, no. 8, pp. 1273-1287, 2007.
- [4] X. Ju and F. Liu, "Wind farm layout optimization using self-informed genetic algorithm with information guided exploitation", Applied Energy, vol. 248, pp. 429-445, 2019.

- [5] D. Carmona, J. Jiménez, F. Morilla and F. Vázquez, "Diseño óptimo de controladores PID para sistemas multivariables", *Red*, vol. 11, p. 21, 2009.
- [6] F. Alonso Zotes and M. Santos Peñas, "Multi-criteria genetic optimisation of the manoeuvres of a two-stage launcher", *Information Sciences*, vol. 180, no. 6, pp. 896-910, 2010.
- [7] S. Sivanandam and S. Deepa, "Genetic algorithms" in *Introduction to genetic algorithms*, Berlin: Springer, 2010, pp. 15-37.
- [8] D. C. Meena and A. Devanshu, "Genetic algorithm tuned PID controller for process control," 2017 International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC), Coimbatore, 2017, pp. 1-6.



# Algoritmos genéticos y sus posibilidades para el control pitch de turbinas eólicas

María de los Angeles López  
Facultad de Informática.  
Universidad Complutense de Madrid - UCM  
28040-Madrid, España  
mlopez923@alumno.uned.es

Matilde Santos Peñas  
Instituto de Tecnología del Conocimiento.  
Universidad Complutense de Madrid - UCM  
28040-Madrid, España  
msantos@ucm.es

**Abstract**—In this paper genetic algorithm optimization is proposed as a technique which can be both an efficient alternative to conventional pitch control using PI controllers and a means of improving the optimization of output parameters in fuzzy logic controllers. Simulation results show its efficiency.

**Keywords**— Intelligent control, Genetic Algorithms, Pitch control, Wind Turbine, Fuzzy Logic

## I. INTRODUCCIÓN

La energía eólica es un recurso prometedor dentro del desarrollo de las energías renovables. Una turbina eólica es un dispositivo que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica a través del giro del rotor y a partir de ahí, en energía eléctrica.

El mecanismo de funcionamiento de una turbina eólica es el siguiente: el viento hace girar las palas y activa el rotor sobre el que están montadas. El rotor y las palas dirigen el eje principal de la turbina y como resultado de la rotación del generador se produce electricidad. De acuerdo con la ley de Betz [1], una turbina eólica nunca puede tener un factor de eficiencia mayor del 59.3%. En otras palabras, la energía generada por el viento no puede ser transformada por completo en energía útil.

El viento debe incidir en la turbina manteniendo la velocidad de rotación óptima del eje. La potencia aerodinámica del rotor puede ser ajustada por medio del ángulo de las palas. El modelo dinámico de una turbina eólica se corresponde con un modelo matemático no lineal, por lo tanto, es difícil construir una dependencia analítica que determine la ley de la variación del ángulo de inclinación de las palas respecto a la velocidad del viento o la velocidad de rotación del eje de la turbina.

Desde la perspectiva del control, uno de los principales objetivos es estabilizar la potencia de salida de la turbina alrededor de su valor nominal [2]. Esto debe lograrse mientras se maximiza la eficiencia y las vibraciones y la fatiga se minimizan. Más aún, la seguridad debe estar garantizada en todas las condiciones de funcionamiento.

El control se utiliza normalmente para mantener la potencia de salida cerca de su valor nominal una vez que la velocidad del viento sobrepasa un cierto umbral. El control de la velocidad del generador está destinado a conseguir la óptima velocidad del rotor cuando la velocidad del viento está por debajo de la velocidad de salida nominal [3].

En este trabajo, estudiamos la utilidad de los algoritmos genéticos como medio de optimización de las leyes de control de aerogeneradores.

La estructura del trabajo es la siguiente. En la Sección II se presenta el modelo matemático de la turbina. En la Sección III se describen los algoritmos genéticos, que se usarán para la optimización del control de pitch. En la Sección IV se muestran los resultados de su aplicación. El trabajo termina con las conclusiones y los trabajos futuros.

## II. MODELO MATEMÁTICO DE UNA TURBINA EÓLICA

Consideraremos la descripción matemática de una turbina eólica para el diseño del control [4]. La energía cinética  $E$  (Julios), que posee el viento, depende de su masa y velocidad y puede ser determinada por la siguiente fórmula:

$$E = \frac{mv^2}{2} \quad (1)$$

Donde  $m$  es la masa (kg), y  $V$  la velocidad del viento (m/s). El flujo de aire que incide en la turbina eólica se muestra en la Fig. 1.

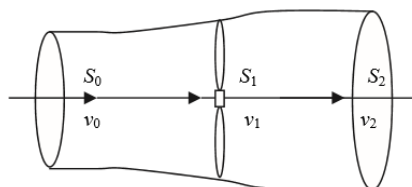


FIGURA. 1. Flujo de masas de aire en una turbina eólica

Según la ley de conservación de la energía, la masa de la corriente de aire  $m_0$  (kg) que fluye a través de la sección  $S_0$  es igual a la masa  $m_1$  de esta corriente que fluye a través de la sección  $S_1$  ( $m^2$ ) y la masa de esta corriente que fluye a través de la sección  $S_2$ , siempre que el flujo de aire sea constante:

$$m_0 = m_1 = m_2, \\ m = \rho S_0 v_0 = \rho S_1 v_1 = \rho S_2 v_2$$

Donde  $v_2 < v_1 < v_0$ .  $S_1$  es el área barrida por la turbina eólica,  $S_0$  y  $S_2$  son las áreas de sección transversal del flujo de viento que pasa a través de la turbina eólica,  $\rho$  es la densidad del aire ( $kg/m^3$ ). Esta expresión se denomina ecuación de continuidad de la corriente de aire. Establece la relación entre la sección del flujo de aire y la velocidad del viento. La potencia del aire en movimiento es igual a la

derivada de la energía cinética tal y como se aprecia en la ecuación (1).

$$P_{viento} = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2}mvv = \frac{1}{2}\rho Sv^3 \quad (2)$$

Para la sección circular, la ecuación (2) puede ser descrita como:

$$P_{viento} = \frac{1}{2}\rho\pi r^3 v^3 \quad (3)$$

Donde la potencia aerodinámica del rotor es:

$$P = \tau_{aero}\omega \quad (4)$$

Donde  $\tau_{aero}$  es el momento aerodinámico de rotación (Nm) aplicado al rotor por el viento, y  $\omega$  es la velocidad angular del rotor (rad/seg).

El coeficiente de potencia se define como el cociente entre la potencia aerodinámica del rotor y la potencia del viento (W).

$$C_p = \frac{P}{P_{viento}} \quad (5)$$

#### A. Ecuaciones fundamentales

Como se ha mencionado anteriormente, la energía eólica es la energía cinética que posee el aire en movimiento, que al incidir sobre las palas del aerogenerador hace que gire el rotor. Este movimiento de rotación se traslada a un generador eléctrico ubicado en el interior de la góndola, produciéndose una conversión de energía cinética a rotacional y posteriormente a eléctrica mediante efectos electromagnéticos en el generador.

La cantidad de potencia que se puede captar del viento depende del tamaño del aerogenerador y de la longitud de sus palas (usualmente definiendo el diámetro del círculo imaginario que barren estas durante su rotación, dando lugar al área de barrido).

El coeficiente de potencia de la ecuación tiene una dependencia no lineal con la Tip Speed Ratio (normalmente denotada como  $\lambda$ ) y con el ángulo de pitch ( $\beta$ ), además de implicar varias constantes del aerogenerador que generalmente sólo conoce el fabricante. En nuestro caso, utilizaremos un modelo exponencial para representar  $C_p$ . Todos estos modelos empleados en la literatura al respecto se ajustan a la estructura general dada por la ecuación:

$$C_p(\lambda, \beta) = C_0 \left( \frac{C_1}{\lambda_i} - C_2\beta - C_3\beta^{C_4} - C_5 \right) e^{-\frac{C_6}{\lambda_i}} + C_7\lambda \quad (6)$$

Donde  $\lambda$  representa la Tip Speed Ratio y  $\beta$  es el ángulo de pitch y  $\gamma$  está definido por la ecuación:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \left( \frac{1}{\lambda - C_8\beta + C_9} - \frac{C_{10}}{\beta^{C_3+1}} \right) \quad (7)$$

Los valores de los coeficientes usados son distintos dependiendo de los autores [4]-[8]. Para el presente documento se han analizado los coeficientes empleados en los trabajos de varios autores y se han referenciado en la Tabla I.

TABLA I.

VALORES DE LOS COEFICIENTES DEL AEROGENERADOR SEGÚN DIFERENTES AUTORES

Autor	$C_0$	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$	$C_5$
[4]	1	110	0.4	0.002	2.2	9.6
[5]	0.5	72.5	0.4	0	0	5
[6][7]	0.5176	116	0.4	0	0	5
[8]	0.5	116	0.4	0	0	5

TABLA I.(CONTINUACIÓN)

Autor	$C_6$	$C_7$	$C_8$	$C_9$	$C_{10}$
[4]	18.4	0	0.02	0	0.03
[5]	13.13	0	0.08	0	0.035
[6][7]	21	0.0068	0.08	0	0.35
[8]	21	0	0	0.088	0.035

Empleando como coeficientes los descritos en [6] y [7] podemos ver que la turbina eólica opera con diferentes dinámicas, desde la velocidad del viento de corte inferior (generalmente 3-4 m/s, para las turbinas eólicas modernas) hasta la velocidad del viento de corte superior (alrededor de 25 m/s), como se muestra en la Fig. 2.

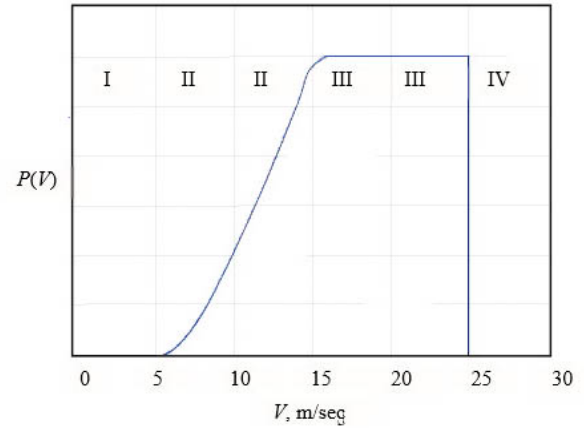


FIGURA 2. Curva de potencia de una turbina eólica

La Figura 2 permite diferenciar 4 regiones

- I. Baja velocidad del viento (0 - 5 m/seg): el generador no está conectado a la red.
- II. La velocidad media del viento (5 - 15 m/seg), el generador está conectado, pero aún no ha alcanzado su máxima potencia.
- III. Alta velocidad del viento (15-25 m/seg): el generador está conectado a la red y ha alcanzado su máxima potencia.
- IV. Velocidad crítica del viento ( $\geq 25$  m/seg): el generador se desconecta y la turbina se detiene.

#### III. ALGORITMO GENÉTICO

Los algoritmos genéticos (AG) son un método basado en la lógica genética, ampliamente utilizado para problemas de optimización multivariable [9]. AG es una técnica de optimización de búsqueda adaptativa global estocástica basada en los mecanismos de selección natural [10]. Esta técnica fue sugerida por primera vez por John Holland y sus compañeros en 1975 y ha sido reconocida como técnica eficaz para resolver problemas de optimización.



El AG comienza con una población inicial que contiene un número de cromosomas donde cada uno representa una solución del problema, cuyo rendimiento se evalúa mediante una función de aptitud. Básicamente, el algoritmo genético consiste en tres etapas: Selección, Cruce y Mutación. La aplicación de estas tres operaciones básicas permite la creación de nuevos individuos, que pueden ser mejores que sus padres. Este algoritmo se repite durante muchas generaciones y finalmente se detiene al llegar a individuos que representan la solución óptima al problema. El flujo de un GA se muestra en la Fig. 3.

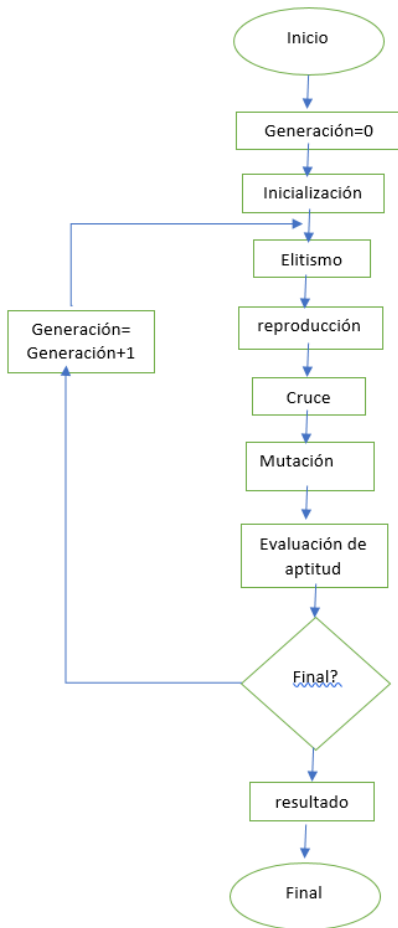


FIGURA 3. diagrama de flujo de un algoritmo genético

### A. Operadores genéticos

En cada generación, los operadores genéticos se aplican a individuos seleccionados de la población actual para crear una nueva población.

Empleando los operadores genéticos de reproducción, cruce y mutación y usando diferentes probabilidades para aplicar estos operadores, la velocidad de la convergencia se puede controlar. Los operadores de cruce y mutación deben ser cuidadosamente diseñados, ya que su elección contribuye en gran medida al rendimiento del algoritmo genético completo [11].

#### Reproducción

Se puede crear una parte de la nueva población simplemente copiando sin cambios individuos seleccionados de la población actual.

Hay otros métodos de selección disponibles y depende del usuario el que seleccione el apropiado para cada proceso. Todos los métodos de selección se basan en mismo principio, es decir, dar a los cromosomas más aptos una mayor probabilidad de selección.

Los cuatro métodos comunes de selección son:

1. selección de rueda de ruleta
2. muestreo estocástico universal
3. Selección geométrica normalizada
4. Selección de torneo

#### Cruce

El operador de cruce es el operador principal y se utiliza para producir descendencia. Es decir, individuos que son diferentes de sus padres pero que heredan una parte de su genética. Bajo este operador, un cromosoma seleccionado se divide en dos partes y se recombina con otro cromosoma seleccionado que se ha dividido en el mismo punto de cruce. Normalmente, este operador se aplica a una tasa del 60% al 80% de la población, y el punto de cruce y cada par se selecciona al azar [12].

#### Mutación

El operador de mutación juega un papel secundario en la evolución. Ayuda a mantener diversidad en la población al descubrir nuevos materiales genéticos perdidos o restaurarlos. A pesar de que la mutación puede desempeñar un papel vital en un algoritmo genético, cabe señalar que ocurre con una pequeña tasa de probabilidad del 0,1% al 10% de la población total [13].

## IV. APLICACIÓN DE AG AL CONTROL DE TURBINAS

Los algoritmos genéticos se basan en la teoría de la evolución de Darwin y en la supervivencia del más apto. Aplicados al control de una turbina se orientan a conseguir que la potencia de salida y la velocidad del rotor tomen sus valores óptimos en un menor intervalo de tiempo.

### A. El AG aplicado al control pitch

Una aproximación a los algoritmos genéticos como medio para el control pitch de turbinas puede ser explicada mediante la Fig. 4.

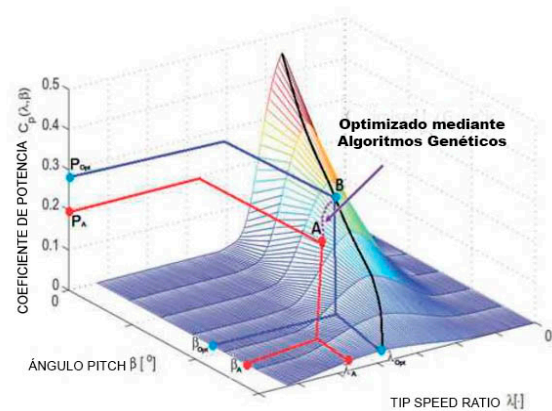


FIGURA 4. Coeficiente de potencia en función de la TSR y el ángulo de la pala [13]

Suponiendo que la turbina eólica opera inicialmente en el punto A, el controlador del algoritmo genético mide una tip speed ratio  $\lambda_a$  y un ángulo pitch  $\beta_a$ , la potencia de la turbina en ese momento será  $P_a$  y el algoritmo debe encargarse de derivar el punto de operación óptimo correspondiente B, dando la referencia de velocidad del rotor deseada  $\lambda_{opt}$  y enviar una señal de control para un nuevo ángulo  $\beta_{opt}$ . De esta forma, se regulará la velocidad del generador para alcanzar la velocidad  $\Omega_a$  y  $\beta$  y permitir la extracción de la potencia máxima  $P_{opt}$  de la turbina.

Como en cualquier algoritmo genético, se debe definir una función objetivo. En este caso, la inversa de la potencia del rotor, como se refleja en la ecuación (8).

$$F = \frac{1}{P} \quad (8)$$

Por otro lado, para el ángulo pitch [14] se considera la expresión analítica de la ecuación (9)

$$\beta = x_1 \cos \theta + x_2 (\sin \theta)^{x_3} \quad (9)$$

Para diferentes valores dados a las variables de optimización  $x_1$ ,  $x_2$  y  $x_3$ , la variación del ángulo pitch con respecto al ángulo de acimut  $\theta$  va a ser diferente.

Dado que el ángulo de ataque de una pala [15] se define tal y como se muestra en la ecuación (10)

$$\alpha = \sin^{-1} \left[ \frac{\cos \theta \cos \beta - (X - \sin \theta) \sin \beta}{\sqrt{(X - \sin \theta)^2 + \cos^2 \theta}} \right] \quad (10)$$

mediante las ecuaciones (9) y (10) se establece una relación indirecta entre la función objetivo (8) y las variables de optimización  $x_1$ ,  $x_2$  y  $x_3$  que controlan la variación de  $\beta$ .

El algoritmo genético se empleará para minimizar la función objetivo (8). Los coeficientes  $x_1$ ,  $x_2$  y  $x_3$ , se emplearán como variables de optimización.

Al principio de la optimización se genera una población de 100 individuos. En este caso de estudio cada individuo se corresponde con una variación del ángulo pitch de las palas definido por los valores dados a los coeficientes  $x_1$ ,  $x_2$  y  $x_3$ . Para producir la primera población se generan números aleatorios y después se realizan ciclos hasta que no se consiguen mejoras en los descendientes o hasta que se alcanza un número máximo de ciclos.

Empleando la estrategia de control basada en algoritmos genéticos la potencia de salida y la velocidad del rotor alcanzan los valores marcados con más rapidez que cuando se emplea una estrategia de control clásica [16, 17].

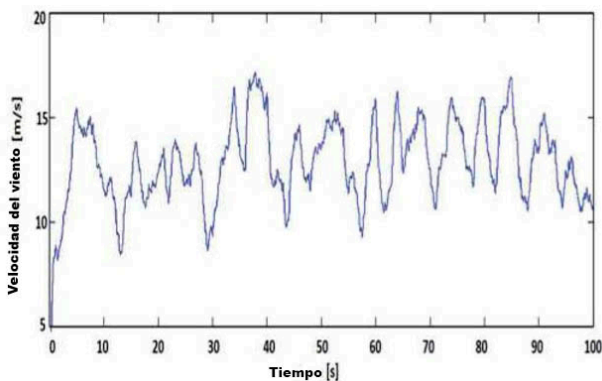


FIGURA 5. Aumento de la velocidad por encima de la velocidad nominal

Cuando la velocidad del viento aumenta por encima de la velocidad nominal, Fig. 5, el controlador pitch evita que la turbina se sobrecargue y no permite la generación de energía por encima de la potencia nominal del sistema

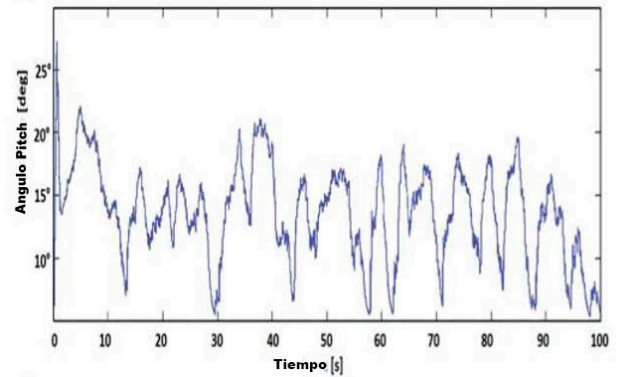


FIGURA 6. Variación del ángulo pitch en función del tiempo

El ángulo pitch de las palas aumenta de modo que las palas de la turbina se frenen y desaceleren como se ve en la Fig. 6.

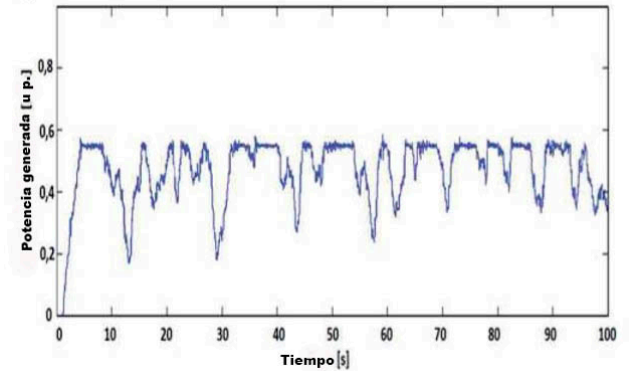


FIGURA 7. Variación de la potencia generada.

Por su parte, la generación de energía aplicando este tipo de control, varía tal y como se muestra en la Fig. 7.

Estos resultados animan a pensar que los algoritmos genéticos como mecanismos de control, pueden ser útiles no solo en las turbinas eólicas terrestres. Sino también en las marinas dado que existen dinámicas inestables en la plataforma flotante debido al control del rotor del aerogenerador, que no aparecen en otros tipos de turbinas [18][19] y un ajuste más rápido de la potencia de salida y la velocidad del rotor pueden mejorar su estabilidad.

### B. El AG aplicado a la optimización del control fuzzy

Existen varios trabajos que vinculan el empleo de AG para optimización de controladores de lógica borrosa a la obtención de mejores resultados en el control del ángulo pitch y en la mejora de la estabilidad de la potencia de salida de la turbina.

Z. Civelek [20], emplea en su trabajo AG para optimizar el funcionamiento de un controlador de lógica borrosa de tipo Takagi-Sugeno obteniendo como resultado datos que indican que el controlador resultante consigue una generación de corriente mucho más estable.

M. Elsayed Lotfy [21] por su parte, concluye que un controlador mixto con lógica borrosa y AG permite mantener, en el caso del primer controlador, la frecuencia constante mientras que el segundo controlador puede suprimir las fluctuaciones de potencia de salida de parques eólicos y garantizar una potencia constante incluso con velocidad del viento variable, debido al control efectivo del ángulo de inclinación de la pala.

## V. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este documento se propone el empleo de algoritmos genéticos como posible mecanismo para mejorar la extracción de energía de una turbina eólica mediante la regulación del ángulo de las palas. Hasta la fecha la lógica borrosa ha sido la más empleada para diseñar controladores pitch, pero el empleo de algoritmos genéticos puede ser igualmente útil para optimizar los controladores.

Como trabajos futuros se plantea la aplicación de algoritmos genéticos, tanto para el desarrollo de un controlador pitch que optimice la extracción de energía de la turbina, como para la optimización de controladores de turbinas que empleen lógica borrosa.

## ACKNOWLEDGMENT

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Proyecto MCI/AEI/FEDER RTI2018-094902-B-C21, del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades.

## REFERENCIAS

- [1] M. Ragheb, "Wind energy conversion theory, betz equation," *Wind Energie*, 2014.
- [2] J. E. Sierra-García, and M. Santos, "Exploring Reward Strategies for Wind Turbine Pitch Control by Reinforcement Learning," *Applied Sciences*, vol. 10, no. 21, p.7462, 2020.
- [3] F. Berrutti, "Modelado y control de turbinas de aerogeneradores de velocidad variable," In *VIII Encuentro de especialistas en Energía, Potencia, Instrumentación y. Montevideo*: Facultad de Ingeniería UdelaR, pp.1-8, 2010.
- [4] D. Ahmed, F. Karim, and A. Ahmad, "Design and modeling of low-speed axial flux permanent magnet generator for wind based micro-generation systems," In *2014 International Conference on Robotics and Emerging Allied Technologies in Engineering (iCREATE)*, pp.51-57, April, 2014.
- [5] D. Llano, M. Tatlow, and R. McMahon, "Control algorithms for permanent magnet generators evaluated on a wind turbine emulator test-rig," In *IET Conference Proceedings. The Institution of Engineering & Technology*. April, 2014.
- [6] L. Lu, Z. Xie, X. Zhang, S. Yang, and R. Cao, "A dynamic wind turbine simulator of the wind turbine generator system," In *2012 Second International Conference on Intelligent System Design and Engineering Application*, pp. 967-970, January, 2012.
- [7] O. Belghazi, and M. Cherkaoui, "Pitch angle control for variable speed wind turbines using genetic algorithm controller," *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, vol. 39, no. 1, pp.6-10, 2012.
- [8] S. Khajuria, and J. Kaur, "Implementation of pitch control of wind turbine using Simulink (Matlab)," *International Journal of Advanced Research in Computer Engineering & Technology*, vol.1, no. 4, pp.196-200, 2012.
- [9] D.E. Goldberg, "Genetic Algorithms in Search Optimization and Machine Learning", *Addison-Wesley, Reading*, 1989.
- [10] S.M. Gadoue, D. Giaouris, and J.W. Finch, "Genetic Algorithm Optimized PI and Fuzzy Sliding Mode Speed Control for DTC Drives," In *World Congress on Engineering*, pp. 475-480, July, 2007.
- [11] J.S. Kim, J.H. Kim, J.M. Park, S.M. Park, W.Y. Choe, and H. Heo, "Auto tuning PID controller based on improved genetic algorithm for reverse osmosis plant," *World Academy of Science, Engineering and Technology*, vol. 47, no. 2, pp.384-389, 2008.
- [12] W.A. Bedwani, and O.M. Ismail, "Genetic optimization of variable structure PID control systems," In *Proceedings ACS/IEEE International Conference on Computer Systems and Applications*, pp.27-30, June, 2001.
- [13] O. Belghazi, R. Douiri, and M. Cherkaoui, "Power control of a wind energy based on a DFIG by sliding mode approach and pitch angle optimal control by genetic algorithm," *J. Achiev. Mater. Manuf. Eng.*, vol. 74, pp.78-85, 2016.
- [14] X.J. Yao, Y. Cao, Z.X. Xing, and C. Wang, "Fuzzy individual pitch control based on distribution of azimuth angle weight coefficient," In *2009 International Conference on Energy and Environment Technology*, vol. 1, pp.676-678, October, 2009.
- [15] J.J. Chirinos García, C. Moreno Figueredo, and J. Morales Salas, "Modelo matemático para el diseño aerodinámico de los álabes de una turbina eólica de eje horizontal (TEEH)," *Ingeniería Energética*, vol. 37, no. 1, pp.63-72, 2016.
- [16] R. Arulmozhiyal, and K. Baskaran, "Speed control of induction motor using fuzzy PI and optimized using GA," *International Journal of Recent Trends in Engineering*, vol. 2, no. 5, p.43, 2009.
- [17] M. Chebre, A. Meroufel, and Y. Bendaha, "Speed control of induction motor using genetic algorithm-based PI controller," *Acta Polytechnica Hungarica*, vol. 8, no. 6, pp.141-153, 2011.
- [18] M. Tomás-Rodríguez, and M. Santos, "Modelado y control de turbinas eólicas marinas flotantes," *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, vol. 16, no. 4, pp.381-390, 2019.
- [19] J. Almenara Ahijón, M. Santos, and M. Tomás-Rodríguez, "Optimización heurística con criterios de error de control TMD en turbinas marinas flotantes," In *XL Jornadas de Automática*, pp.1-7, Universidade da Coruña, 2019.
- [20] Z. Civelek, "Optimization of fuzzy logic (Takagi-Sugeno) blade pitch angle controller in wind turbines by genetic algorithm," *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 23, no. 1, pp.1-9 2020.
- [21] M.E. Lotfy, T. Senjyu, M.A.F. Farahat, A.F. Abdel-Gawad, L. Lei, and M. Datta, "Hybrid genetic algorithm fuzzy-based control schemes for small power system with high-penetration wind farms," *Applied Sciences*, vol.8, no. 3, p.373, 2018.



# Control de pitch para aerogeneradores basado en PID y tabla de búsqueda

Jesús Enrique Sierra-García  
Dpt. Ingeniería Electromecánica  
Universidad de Burgos(UBU)  
Burgos, Spain  
<https://orcid.org/0000-0001-6088-9954>

Matilde Santos Peñas.  
Instituto de Tecnología del Conocimiento  
Universidad Complutense de Madrid (UCM)  
Madrid, Spain  
<https://orcid.org/0000-0003-1993-8368>

**Resumen**—En este trabajo se presenta una propuesta de control de pitch para aerogeneradores. Para ello inicialmente se describe el modelo matemático de una turbina eólica de 7kW. Después se detalla la arquitectura del controlador. La propuesta combina un PID, una tabla de búsqueda y un saturador. Se han llevado a cabo diferentes experimentos en simulación con Matlab/Simulink para comprobar la validez del controlador. El rendimiento del controlador se compara con los resultados proporcionados por un PID, obteniendo mejores resultados.

**Palabras clave**—Energía eólica, control de pitch, aerogenerador, PID, tabla.

**Abstract**—In this work a wind turbine pitch control proposal is presented. First the mathematical model of a 7kW wind turbine is described. Then the architecture of the controller is detailed. The proposal combines a PID, a lookup table, and a saturator. Different experiments have been carried out in simulation by Matlab/Simulink to validate the controller. The performance of the controller is compared with the results provided by a PID, obtaining better results.

**Keywords**—Wind energy, pitch control, wind turbine, PID, lookup table.

## I. INTRODUCCIÓN

El uso del viento como fuente de energía está creciendo año tras año. Actualmente es la segunda fuente de energía renovable más utilizada después de la hidráulica[1], y todo apunta a que se convertirá en un recurso clave para asegurar la sostenibilidad del sistema energético mundial[2]. Sin embargo todavía existen muchos aspectos en los que se debe investigar para aprovechar al máximo todo su potencial.

Desde el punto de vista de la ingeniería de control, el principal objetivo de control en un aerogenerador es estabilizar la potencia de salida en su valor nominal, mientras se maximiza la eficiencia y se reducen las vibraciones y el desgaste de los componentes, y lo más importante de todo se garantizan la seguridad en todas las condiciones de operación. Esto puede ser incluso más importante en turbinas eólicas marinas flotantes puesto que se ha probado que el control del sistema puede afectar a la estabilidad de la turbina flotante. Este objetivo de control general se implementa mediante diferentes acciones de control dependiendo del tipo de aerogenerador. El control del

ángulo de pitch se usa normalmente como un freno para mantener la potencia de salida lo más cerca posible de su valor nominal cuando el viento supera un cierto umbral. Por otro lado, el control de la velocidad del generador se emplea para hacer que la velocidad del rotor se mantenga en su valor óptimo cuando el viento está por debajo del valor de salida nominal. Finalmente el control del ángulo de yaw se emplea para que la orientación de la góndola coincida con la dirección principal del viento y así se pueda extraer la máxima energía del viento.

En este trabajo nos centramos en el control del ángulo de pitch del aerogenerador. Mediante el control del ángulo de pitch se modifica el ángulo de ataque del viento en la pala, lo que modifica las fuerzas aerodinámicas sobre ellas [3]. Esto no es una tarea sencilla debido a las no-linealidades de las ecuaciones que describen su funcionamiento, al acoplamiento entre las variables internas y la incertidumbre proveniente de las cargas externas, principalmente del viento y en el caso de las turbinas eólicas flotantes también de las olas [4].

Anteriormente se han empleado técnicas tradicionales e inteligentes para el control de pitch [5]. En [6] se emplea un controlador en modo deslizante tipo PI. En [7] se propone un controlador borroso y se compara frente a un controlador PI. Roccha et al. [8] aplican un controlador borroso a una turbina de velocidad variable y lo comparan frente a un controlador proporcional. [9] emplea una red neural de funciones de base radial (RBF) para generar la señal de pitch. Además se describe un algoritmo de aprendizaje online mediante el cual no es necesario realizar entrenamiento offline de la red. En [10] se propone un controlador basado en aprendizaje por refuerzo para producir la señal de pitch. En [11] se emplea aprendizaje por refuerzo basado en redes neuronales para el control de yaw.

En este trabajo se propone una estrategia de control de pitch para aerogeneradores. La propuesta se compone de un PID, una tabla de búsqueda y un saturador. Las simulaciones realizadas mediante Matlab-Simulink validan la efectividad del controlador. El rendimiento del controlador se compara con un PID obteniendo mejores resultados.

A continuación se describe la estructura del resto del artículo. El modelo matemático del aerogenerador se describe en la sección II. En la sección III se presenta la arquitectura del



controlador y las ecuaciones que rigen su comportamiento. Se exponen los resultados obtenidos en la sección IV. El artículo finaliza con las conclusiones y trabajos futuros.

## II. MODELO MATEMÁTICO DE LA TURBINA

A diferencia de otros trabajos previos que se centran en los aspectos mecánicos, en este estudio se ha empleado un modelo matemático de turbina que considera los dominios mecánico y eléctrico. Se ha empleado el modelo de un aerogenerador pequeño de 7kW. Las ecuaciones que describen el comportamiento se presentan a continuación (1-7). Su desarrollo puede consultarse en [12].

$$\dot{I}_a = \frac{1}{L_a} (K_g \cdot K_\phi \cdot w - (R_a + R_L)I_a) \quad (1)$$

$$\lambda = w \cdot \frac{R}{v} \quad (2)$$

$$\lambda_i = \left[ \left( \frac{1}{\lambda + c_8} \right) - \left( \frac{c_9}{\theta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (3)$$

$$C_p(\lambda_i, \theta) = c_1 \left[ \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\theta - c_4\theta^{c_5} - c_6 \right] e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (4)$$

$$\dot{w} = \frac{1}{2 \cdot J \cdot w} (C_p(\lambda_i, \theta) \cdot \rho \pi R^2 \cdot v^3) - \frac{1}{J} (K_g \cdot K_\phi \cdot I_a + K_f w) \quad (5)$$

$$\ddot{\theta} = \frac{1}{T_\theta} [K_\theta (\theta_{ref} - \theta) - \dot{\theta}] \quad (6)$$

$$P_{out} = R_L \cdot I_a^2 \quad (7)$$

Donde  $L_a$  es la inductancia de la armadura del generador (H),  $K_g$  es una constante sin dimensiones del generador,  $K_\phi$  es la constante de acoplamiento de flujo magnético (V·s/rad),  $R_a$  es la Resistencia de la armadura ( $\Omega$ ),  $R_L$  es la resistencia de la carga ( $\Omega$ ), considerada en el estudio como puramente resistiva,  $w$  es la velocidad angular del rotor (rad/s),  $I_a$  es la corriente en la armadura (A),  $\lambda$  es la relación de velocidad de punta, los valores de los coeficientes  $c_1$  a  $c_9$  dependen de las características de la turbina,  $J$  es la inercia rotacional (kg·m<sup>2</sup>),  $R$  es el radio o longitud de la pala (m),  $\rho$  es la densidad del aire (kg/m<sup>3</sup>),  $K_f$  es el coeficiente de fricción (N m/rad/s),  $\theta_{ref}$  es la referencia para el actuador del pitch,  $\theta$  es el pitch actual (rad),  $K_\theta$  y  $T_\theta$  son parámetros del actuador de pitch,  $v$  es la velocidad del viento (m/s).

La Tabla 1 muestra los parámetros empleados en las simulaciones [13].

TABLA 1 PARÁMETROS DEL MODELO DEL AEROGENERADOR

Symbol	Quantity	Value/Units
$L_a$	Inductancia de la armadura	13.5 mH
$K_g$	Constante del generador	23.31
$K_\phi$	Constante de acoplamiento del flujo magnético	0.264 V/rad/s
$R_a$	Resistencia de la armadura	0.275 $\Omega$
$R_L$	Resistencia de la carga	8 $\Omega$
$J$	Inercia	6.53 kg m <sup>2</sup>
$R$	Radio de la pala	3.2 m
$\rho$	Densidad del aire	1.223 kg/m <sup>3</sup>
$K_f$	Coefficiente de fricción	0.025 N m/rad/s
$[c_1, c_2, c_3]$	$C_p$ constantes	[0.73, 151, 0.58]
$[c_4, c_5, c_6]$	$C_p$ constantes	[0.002, 2.14, 13.2]
$[c_7, c_8, c_9]$	$C_p$ constantes	[18.4, -0.02, -0.003]
$[K_\theta, T_\theta]$	Constantes del actuador de pitch	[0.15, 2]

## III. DESCRIPCIÓN DEL CONTROLADOR

La arquitectura del controlador se muestra en la Figura 1. Está compuesto por una tabla de búsqueda, un controlador PID y un saturador. La tabla se usa para almacenar una función de mapeo  $f_{TAB}: \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}$  que relaciona el viento con el valor de pitch de referencia a aplicar  $\theta_{TAB}$ . Como la asignación de pitch realizada por la tabla no es perfecta, se incluye un controlador PID encargado de reducir los errores cometidos por la tabla. El controlador PID recibe como entrada la potencia nominal del aerogenerador  $P_{ref}$  y la potencia de salida  $P_{out}$ . A partir de esta información y sus parámetros internos genera una señal de pitch de referencia  $\theta_{PID}$ .

El pitch actúa como un freno en la turbina, si aumentamos el pitch la pala deja pasar más el viento, la turbina se frena y por consiguiente se reduce la potencia a la salida. El valor máximo de pitch es  $\pi/2$  y el valor mínimo es  $0^\circ$ . Cuando el pitch vale 0 la potencia mecánica es máxima. Por este motivo, la señal de la tabla y la del PID se restan. Si el error de potencia es positivo, es decir  $P_{ref}$  es mayor que  $P_{out}$  tendremos que aumentar la potencia, y para ello debemos reducir el valor del pitch.

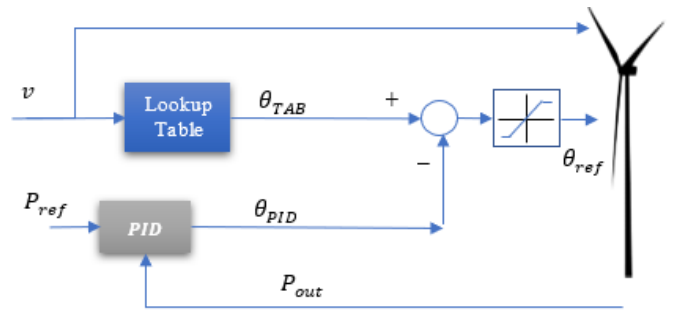


FIGURA 1. Arquitectura del controlador propuesto

Para evitar que sobrepase el rango de funcionamiento del actuador  $[0, \pi/2]$  rad, se emplea un saturador a la salida del restador, obteniendo la señal  $\theta_{ref}$  que es la que finalmente se aplica al actuador de pitch.

Las siguientes ecuaciones describen matemáticamente el funcionamiento del controlador (8-11).

$$\theta_{TAB}(t_i) = f_{TAB}(v(t_i)) \quad (8)$$

$$P_{err}(t_i) = P_{ref}(t_i) - P_{out}(t_i) \quad (9)$$

$$\theta_{PID}(t_i) = K_p \cdot P_{err} + K_d \cdot \frac{d}{dt} P_{err} + K_i \int P_{err} \cdot dt \quad (10)$$

$$\theta_{ref}(t_i) = \text{MIN}(\pi/2, \text{MAX}(0, \theta_{TAB}(t_i) - \theta_{PID}(t_i))) \quad (11)$$

Donde  $f_{TAB}$  es la función de mapeo de viento a pitch almacenada en la tabla y el conjunto  $[K_p, K_d, K_i] \in \mathbb{R}^3$  son las constantes del PID.

Los valores de la tabla de mapeo pueden obtenerse de forma experimental o de forma analítica realizando alguna aproximación sobre el  $C_p$ .

#### IV. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Para comprobar el funcionamiento del controlador propuesto se han llevado a cabo diferentes simulaciones mediante el software Matlab/Simulink. La duración de cada experimento es 250 segundos. Para reducir el error de discretización, se ha empleado un tamaño de paso variable en la simulación con un paso máximo de 10ms. El periodo de control se ha fijado a 100ms.

El rendimiento del controlador se ha comparado con el de un PID. Para que la comparación sea justa las constantes del PID en ambos casos es la misma. Además en este caso al PID con el que se compara se le añade un sesgo de  $\pi/4$  para que el valor de salida este centrado en el rango del actuador de pitch (12).

$$\theta_{PID}(t_i) = \frac{\pi}{4} - \left[ K_p \cdot P_{err} + K_d \cdot \frac{d}{dt} P_{err} + K_i \int P_{err} \cdot dt \right] \quad (12)$$

Los valores de las constantes del pitch utilizadas en las simulaciones son  $[K_p, K_d, K_i] = [1, 0.2, 0.1] * \frac{\pi}{4000}$ .

La Figura 3 muestra la comparación de la potencia de salida cuando se emplean diferentes técnicas de control. El viento de entrada es constante y de valor 12.25 m/s. La línea azul representa el resultado cuando la referencia de pitch se mantiene constante e igual a  $0^\circ$ . La línea roja muestra el resultado cuando se mantiene el pitch de referencia a un valor de  $\pi/2$ . La amarilla es el resultado de aplicar el pitch sin tabla de búsqueda. La morada indica el resultado cuando sólo se emplea la tabla de búsqueda sin el PID. Finalmente la línea verde representa el resultado cuando se emplea el PID conjuntamente con la tabla de búsqueda. La potencia nominal se indica mediante una línea negra discontinua.

Es posible observar como todos los controladores, salvo para  $0^\circ$  y  $90^\circ$ , consiguen estabilizar el valor de potencia de salida respecto del valor nominal con un tiempo de establecimiento y sobreimpulso razonable. Esto indica que las constantes del PID se han ajustado de manera correcta. Sin embargo también es posible apreciar que el menor error de seguimiento es proporcionado por el TPID.

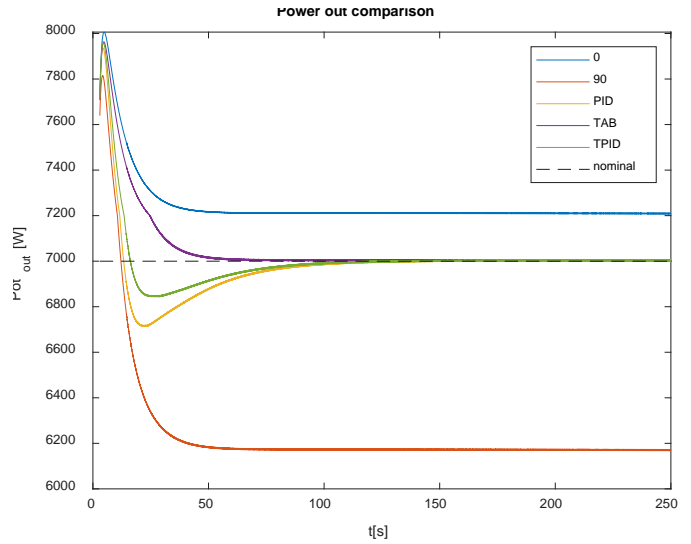


FIGURA 2. Comparación de potencia de salida para un viento de 12.25 m/s

En el siguiente experimento el viento de entrada es una señal sinusoidal de valor medio 12.5 m/s, amplitud 0.5 m/s y periodo 50 segundos. La Figura 3 muestra los resultados obtenidos. El código de colores es el mismo que en la Figura 2.

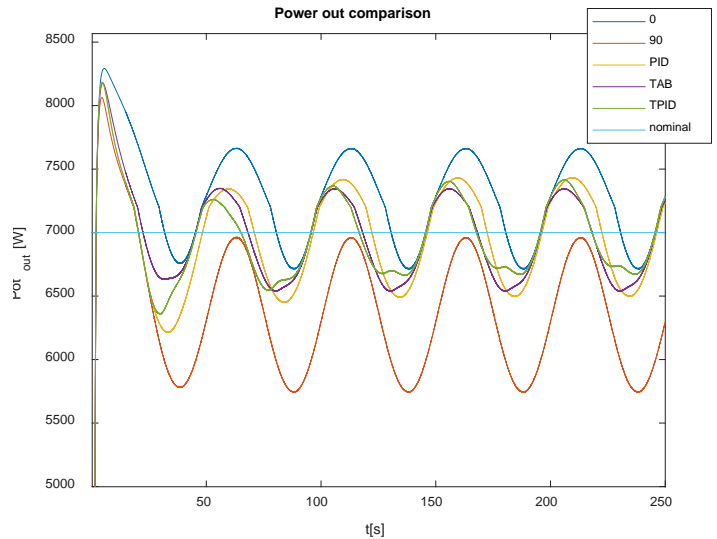


FIGURA 3. Comparación de potencia de salida para un viento sinusoidal

De nuevo en este experimento el mejor rendimiento es proporcionado por el controlador formado por la tabla más el PID. Especialmente la mayor diferencia radica en los semiperiodos en los que la potencia es inferior a la nominal. Por otro lado es notable como el comportamiento sinusoidal del viento se ve reflejado también en la potencia de salida.

Para poder comparar mejor el rendimiento de los controladores se han recogido los resultados numéricos de los diferentes experimentos en la Tabla 2. La señal empleada en el viento aleatorio es una señal aleatoria entre 12.15 m/s y 13.1 m/s generada mediante la función rand() de Matlab. La señal de

rampa es la recta  $v = \left(\frac{2}{200}\right)t + 11$ . El viento cuadrado se ha generado mediante una señal cuadra de periodo 50 segundos, valor mínimo igual a 12.15 m/s y valor máximo 13.1 m/s. A su vez la señal en diente de sierra también posee el mismo periodo y valores mínimo y máximo.

TABLA 2. COMPARACIÓN DEL MSE [W] PARA DIFERENTES PERFILES DE VIENTO

Tipo de viento	PID	TPID
12.25	152.08	<b>140.12</b>
Aleatorio	<b>169.87</b>	175.49
Seno	406.12	<b>352.87</b>
Rampa	469.80	<b>454.57</b>
Cuadrada	443.95	<b>386.60</b>
Sierra	301.80	<b>264.11</b>
Media	323.93	<b>295.62</b>

El error cuadrático medio obtenido al aplicar la combinación de la tabla con el PID es menor que el obtenido con el PID exclusivamente para casi todos los perfiles de viento que se han comprobado. El único perfil de viento en el que el PID se comporta mejor es en el caso del viento aleatorio. Al realizar la media entre todos los MSE obtenidos entre todos los experimentos también podemos observar que el rendimiento es muy superior en el caso del TPID.

## V. CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta una estrategia de control de pitch para la estabilización de la potencia de salida de un aerogenerador respecto de su potencia nominal. El controlador combina una tabla de búsqueda, un PID y un saturador. La tabla se encarga de asignar un pitch de referencia en función del viento de entrada. Por su parte el PID se encarga de reducir el error de la potencia de salida para absorber los errores de mapeo de la tabla. Diferentes simulaciones en Matlab/Simulink validan la efectividad del controlador. El rendimiento del controlador se ha comparado con un PID obteniendo mejores resultados.

Como trabajos futuros sería deseable poder probar el controlador en un aerogenerador real. También sería interesante comprobar su funcionamiento con un modelo de turbina más grande y comprobar si el controlador afecta a la estabilidad de una turbina eólica marina flotante.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido realizado en parte gracias al apoyo del Ministerio de Ciencia e Innovación bajo el proyecto MCI/AEI/FEDER número RTI2018-094902-B-C21.

## REFERENCIAS

- [1] Our World in Data. 2020. <https://ourworldindata.org/renewable-energy>. Accedido 2020/12/07
- [2] IRENA (2019), "Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper)", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA\\_Future\\_of\\_wind\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf). Accedido 2020/12/07
- [3] Rubio, P. M., Quijano, J. F., López, P. Z., et al., "Intelligent control for improving the efficiency of a hybrid semi-submersible platform with wind turbine and wave energy converters", *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, vol.16, no. 4, pp. 480–491, 2019.
- [4] Tomás-Rodríguez, M., Santos, M., "Modelado y control de turbinas eólicas marinas flotantes", *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, vol. 16, no. 4, pp. 381–390, 2019.
- [5] Marugán, A. P., Márquez, F. P. G., Perez, J. M. P., & Ruiz-Hernández, D., "A survey of artificial neural network in wind energy systems", *Applied energy*, vol. 228, pp. 1822-1836, 2018.
- [6] Liu, J., Zhou, F., Zhao, C., & Wang, Z., "A PI-type sliding mode controller design for PMSG-based wind turbine". *Complexity*, 2019.
- [7] Hassan, S. Z., Li, H., Kamal, T., Abbas, M. Q., Khan, M. A., & Mufti, G. M., "An intelligent pitch angle control of wind turbine", In 2017 International Symposium on Recent Advances in Electrical Engineering (RAEE), pp. 1-6, IEEE, October 2017.
- [8] Rocha, M. M., da Silva, J. P., De Sena, F. D. C. B., "Simulation of a fuzzy control applied to a variable speed wind system connected to the electrical network", *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 2, pp. 521–526, 2018.
- [9] Sierra-García, J. E., & Santos, M., "Performance Analysis of a Wind Turbine Pitch Neurocontroller with Unsupervised Learning", *Complexity*, 2020.
- [10] Sierra-García, J. E., & Santos, M., "Exploring Reward Strategies for Wind Turbine Pitch Control by Reinforcement Learning", *Applied Sciences*, vol. 10, no. 21, 7462, 2020.
- [11] Saénz-Aguirre, A., Zulueta, E., Fernández-Gamiz, U., Lozano, J., Lopez-Guede, J. M., "Artificial neural network based reinforcement learning for wind turbine yaw control", *Energies*, vol. 12, no. 3, 436, 2019.
- [12] Mikati, M., Santos, M., Armenta, C., "Electric grid dependence on the configuration of a small-scale wind and solar power hybrid system", *Renewable energy*, vol. 57, pp. 587–593, 2013.
- [13] Mikati, M., Santos, M., Armenta, C., "Modelado y simulación de un sistema conjunto de energía solar y eólica para analizar su dependencia de la red eléctrica", *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, vol. 9, no.3, pp. 267–281, 2012.



# Sistemas de Control de Microredes DC

Mikel Burguera Arregui

Grupo de Control Automático / Automatic Group Control  
Universidad País Vaso / Euskal Herriko Unibertsitatea

Bilbao, Spain

mburguera001@ehu.eus

**Abstract**—The use of direct current in microgrids, in certain distribution networks and in renewable electricity generation applications offers new opportunities for the European energy decarbonization target. Due to the volatility of these sources, stability, reliability and load distribution, the renewable technology remains large to be solved. This paper aims to identify the main control lines used in microgrids that integrates renewable energy sources. Within this framework, the main control strategies that currently have the greatest impact are summarized and discussed.

**Keywords**—DC microgrids, grid control systems, renewable energy sources;

## I. INTRODUCCIÓN

El modelo actual energético de Europa está basado principalmente en el consumo de recursos fósiles importados del extranjero. Según IRENA (International Renewable Energy Agency), Europa es el continente con mayor dependencia energética, con un 80% de los fósiles consumidos provenientes de países extracomunitarios [1]. Este hecho constata la dependencia energética europea sobre el resto de los países y la falta de sostenibilidad a largo plazo. Ésta no es más que una de las razones, además de la crisis climática omnipresente, por la que Europa está comprometida a llevar a cabo una Transición Energética basada en recursos sostenibles y renovables (RES – Renewable Energy Sources).

Para llegar a los objetivos marcados en el acuerdo de París [2], han de incrementarse los esfuerzos en aumentar las instalaciones energéticas renovables y plantear alternativas para el actual consumo intensivo de hidrocarburos. En esta línea, existe unanimidad en el hecho que las RES deben ser la fuente energética que suplante a los combustibles fósiles y, para su implementación, han de desarrollarse nuevos métodos de generación eléctrica. La alternativa de la generación eléctrica distribuida (DG – Distributed Generation) parece la opción que más se adecúa a la integración de energías renovables en el mix eléctrico, debido a la irregularidad de las fuentes de energía de la naturaleza que limita la viabilidad de instalaciones centralizadas. Aquí, el uso de la corriente continua (DC) se encuentra en auge, debido a sus ventajas de operar de manera controlada y coordinada, conectada a la red de distribución o en modo isla respecto a la corriente alterna. Es más, la opción una vez descartada de emplear DC en las redes de distribución vuelve a estar sobre la mesa gracias al aumento de eficiencia que ofrece la DC respecto a la tradicional AC.

Considerando la viabilidad de posibles aplicaciones DC en pequeñas redes operaciones que pueden a su vez integrarse en redes más extensas en el futuro, los artículos [3]–[7] tratan del

estado actual de la tecnología en cuestión, así como la posibilidad de emplear redes híbridas AC/DC en algunos casos. La aplicación de redes DC debe ser selectiva en sus comienzos para su posible implementación a gran escala. Europa no cuenta con amplias superficies de terreno libre para RES, pero sí un gran potencial en la energía marina offshore, donde las redes DC encuentran una oportunidad. ETIP Wind apuesta por emplazamientos no continentales [8], y siendo la eólica la fuente principal de generación renovable desde 2018 en Europa, el desarrollo de las energías marinas se encuentra en un punto determinante.

Este escrito se centra en presentar los sistemas de control más prometedores para las microgrids DC integrando dispositivos de generación eléctrica renovable. Subrayando las ventajas que la redes DC ofrecen sobre las AC, en especial para escenarios deslocalizados donde una red pueda operar sin tener que estar conectada a la red de distribución.

## II. CONTROLADORES LOCALES

A la hora de definir los controles que se pueden emplear en una microgrid, se dividen dos grandes grupos: los controles locales y los controles coordinados. Ambos grupos deben operar en sintonía para garantizar la estabilidad, control y operación de una microgrid. Para ello se requiere de dispositivos a todos los niveles de control, desde el transformadores de tensión de la salida de un punto de generación hasta un procesador para el control remoto a través de sistema de control en escenarios de múltiples redes DC conectadas entre sí.

Los dispositivos conectados a la red pueden ser elementos de generación eléctrica, sistemas de almacenamiento de energía o cargas. A continuación se mencionan diferentes controles locales, los cuales sientan las bases de operación de cada dispositivo conectado a la red DC.

### A. Corriente y tensión

Una de las claves de las redes DC son los convertidores que se emplean como elemento de conexión entre las fuentes o cargas y la red. Los convertidores, ya sean AC/DC, DC/DC o DC/AC deben garantizar una correcta y fiable capacidad de relación de transformación de potencia. Es primordial el control de tensión y corriente en los sistemas de control coordinados. Para el control de tensión y corriente, se utilizan habitualmente controladores proporcionales integrados, debido a su fiabilidad y robustez.

### B. Funciones Dependientes del Recurso

Dependiendo de los dispositivos del sistema de control bajo el cual esté sujeto, los dispositivos tendrán controles

operacionales diferentes, y esos deberán de ser ejecutados a nivel local. Dos ejemplos representativos de las redes DC son:

- Sistemas de almacenamiento de energía: los sistemas de baterías tienen incorporados un BMS (Battery Management System), el cual ejercerá como exportador o consumidor de energía, o se desconectará de la red hasta que requiera de su actuación.
- Dispositivos de generación distribuida: Los puntos de generación eléctrica renovable pueden operar internamente a diferentes niveles. Dependiendo de la “opulencia” del recurso que empleen podrán trabajar en regímenes de punto máximo de potencia (MPPT) o manteniendo tensión o corriente constante.

### C. Control de Cargas

Los elementos eléctricos/electrónicos que se describen son los elementos primarios de las redes de las que una microgrid debe disponer.

Como uno de los dos grandes grupos se señalan las cargas pasivas. Los convertidores de una red DC están conectados en paralelo entre sí, y es necesario que exista una correcta distribución de carga entre los convertidores. Para ello se emplean las cargas pasivas, como resistores, condensadores, bobinas o diodos. Estas cargas no tienen la capacidad de controlar la corriente por medio de otra señal eléctrica.

En el segundo grupo se encuentran las cargas activas. Es un elemento de circuito compuesto por dispositivos activos, diseñados para poseer una alta impedancia a señales pequeñas evitando una caída de voltaje. Los elementos más comunes son el circuito integrador y el transistor.

## III. SISTEMAS DE CONTROL COORDINADOS

Empleando los mencionados convertidores para el control de los diferentes parámetros de la red, existe la posibilidad de emplear estos dispositivos en conjunto para obtener mejores resultados. Dependiendo del sistema de comunicaciones entre estos dispositivos electrónicos inteligentes (IED – Intelligent Energy Device) se pueden desarrollar los llamados sistemas de control coordinados, que se clasifican en tres grupos: descentralizado, centralizado y distribuido.

Estos tres sistemas de control operan de forma independiente y pueden ser implementados de forma individual. Además, en los últimos años se ha escrito mucho sobre la posibilidad de optimizar los rendimientos de cada control empleándolos en estructuras a diferentes niveles, este tipo de sistemas se denominan sistemas multi-nivel o sistemas jerárquicos.

### A. Control Descentralizado

El primer tipo de estrategia de control coordinado se caracteriza por la ventaja que presenta la implementación del mismo. No requiere de arquitecturas de comunicación entre los IED, los sistemas descentralizados emplean los convertidores de forma individual con variables y medidas tomadas localmente que regulan los parámetros definidos. Son los más empleados para redes aisladas que pretenden operar en modo isla, pudiéndose aplicar distintas estrategias de control, como paralelo y DBS (Digital Bus Signalling).

La estrategia de control en paralelo se basa en la configuración de múltiples convertidores colocados en paralelo evitando corrientes circulando entre los convertidores sin emplear arquitecturas de comunicación (DCL - Digital Communication Links). El control habitualmente empleado se basa en la lectura de la corriente de salida del convertidor, que se emplea como dato de retroalimentación en bucle. Existen ejemplos de redes sencillas diseñadas y modeladas a través de esta estrategia para operaciones en modo isla como en [9], donde se analiza la estabilidad de red empleando un modelo ideal, presuponiendo constantes las cargas de la red.

Dentro del control en paralelo convencional se clasifican dos tipos de métodos de control. Los convertidores pueden ser configurados para que simulen una impedancia virtual o coeficiente de paralelo en una ecuación predefinida V-I o P-I, dependiendo de la unidad que se pretenda regular. Estos controles responden a las siguientes ecuaciones:

$$V_{DC} = V_{DCref} - k_{ic} i_{ok} \quad (1)$$

$$V_{DC} = V_{DCref} - k_{ic} P_{ok} \quad (2)$$

donde  $V_{DCref}$  es la referencia de tensión fijada para el convertidor,  $V_{DC}$  es la tensión medida de la red,  $k_{cp}$  y  $k_{ci}$  son los coeficientes de potencia y corriente de curva de impedancia virtual del convertidor respectivamente.  $P_{ok}$  y  $i_{ok}$  son a su vez los valores de salida de potencia y corriente.

El valor del coeficiente de paralelo convencional se ajusta a una curva lineal pero, a pesar de esto, existen múltiples artículos donde el coeficiente de paralelo toma los valores de una curva no lineal. Se obtienen así mejores resultados respecto a las perturbaciones de tensión y distribución de cargas pero, a costa de mayor coste computacional para el cálculo dinámico del coeficiente en cuestión. En los artículos [10]–[13], se desarrollan diferentes modelos con este fin.

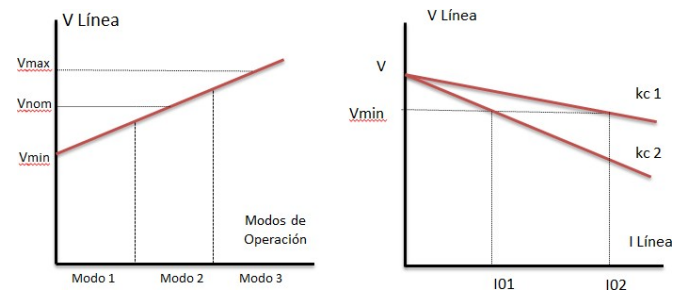


FIGURA 1. Curvas controles descentralizados: izquierda DBS, derecha curva de coeficiente paralelo lineal.

La segunda estrategia de control más empleada es DBS, que también es, de la misma forma que el sistema paralelo, de bajo coste de implementación y de alta fiabilidad. En esta estrategia de control los valores de tensión de la línea son los que se toman como referencia. Se sabe que la línea está diseñada con un valor de tensión nominal, la cual, dependiendo de la impedancia de la línea y de las fuentes activas tendrá una fluctuación de tensión. Los valores de fluctuación deben ser asumibles para la estabilidad de la red y estrictamente ajustados a la capacidad de ésta. La estrategia DBS tomará como referencia la fluctuación medida en la línea y,

dependiendo de los valores, se empleará un control u otro en los diferentes convertidores.

El sistema de control DBS, a pesar de utilizarse como un sistema primario descentralizado, puede emplearse también como sistema de control de segundo nivel, como se detalla en el artículo [14]. Aquí se aplica como controlador de segundo nivel, empleando en el primario un control en paralelo de impedancia virtual lineal.

Respecto a las fuentes de alimentación, se pueden tener tres conexiones: generación distribuida, sistemas de energía almacenada (ESS) o conexión a la red de distribución. Una de estas tres fuentes debe establecerse como la reguladora de tensión de la línea. Una configuración DBS típica tiene las tres fuentes instaladas y, dependiendo del sistema de operación que se aplique conectado a la red u operación en isla, se puede definir qué elemento será el regulador de tensión.

La estrategia DBS puede ser adaptativa dependiendo de la fluctuación de tensión medida, y no es inusual ver configuraciones que cambian la fuente reguladora o el control de los convertidores. De hecho, el uso de grupos de baterías resulta especialmente beneficioso en este escenario gracias a los convertidores bi-direccionales, que son capaces tanto de inyectar potencia a la red para mantener la tensión, como de cargar las baterías en escenarios de superávit de potencia generada.

Cabe remarcar que, a pesar de poder dividir en diferentes modelos de control los convertidores en relación a la tensión de la línea, los sistemas DBS no son capaces de ofrecer ilimitados modelos de control y sólo puede aplicarse en redes con un número pequeño de convertidores.

### B. Control Centralizado

Esta estrategia de control es dependiente de una arquitectura de comunicaciones robusta. Las unidades de generación distribuida son gestionadas a través de un controlador central, así como el resto de fuentes y cargas. El control centralizado tiene como ventaja indiscutible la capacidad de observación y control de todas las unidades del sistema. Como desventaja, los sistemas de comunicación son física y estructuralmente más débiles que el resto, y en caso de falla de cualquier punto, el control de la red quedaría deshabilitado. Por ello esta configuración es aplicable a redes DC en entornos seguros y estables, y se requiere de un control y nivel de observación exhaustivo.

Se emplea ampliamente la estrategia maestro-esclavo en este tipo de configuraciones, donde el maestro ejerce como “Voltage Source Converter”, regulador de tensión de la red, y el resto de convertidores ejercen de “Current Source Inverter”. Para una correcta operación se requiere una banda ancha de comunicación (HBC – High Bandwidth Communication), y aquí la debilidad es la total dependencia del maestro y de la arquitectura de comunicación.

En el artículo [15] se diseñan redes DC con hasta 3 tipos de operación de red dependiendo de las necesidades de cada momento. Empleando un sistema de lazo cerrado y un dimensionamiento de la red al completo con cargas constantes se analiza una red con generación eléctrica fotovoltaica y sistemas de baterías bidireccionales. Como desventaja destaca la necesidad de un dimensionamiento predeterminado para el sistema de control que se ha diseñado.

### C. Control Distribuido

La tercera y última estrategia pretende tomar ventaja de las ventajas de las dos previamente explicadas y sacar el máximo provecho en una estrategia “mixta”.

Respecto a la arquitectura de comunicación, la cual es el talón de Aquiles de las estrategias centralizadas, el control distribuido propone definir un sistema de comunicación no centralizado donde los dispositivos electrónicos inteligentes mantienen comunicación únicamente con los dispositivos vecinos que dispongan DLC. Esto facilita el reparto de cargas, equilibrio de SoC (State of Charge) de las baterías y restauración de tensión. Esta opción es viable en escenarios donde la implementación de sistemas centralizados es muy complicada o se pretende evitar la caída del sistema a causa de falla en un solo punto de comunicación. Como desventajas destacan la fluctuación de tensión en línea y la dificultad de monitorizar la potencia de la red.

Una de las opciones de los sistemas distribuidos es el uso de algoritmos consensuados, siguiendo un protocolo de coordinación que predefine la información a transferir a las unidades vecinas. El objetivo trata de tener múltiples unidades coordinadas respecto a las variables definidas en el protocolo.

La segunda opción en un sistema distribuido es el control basado en agentes. Aquí cada unidad es considerada un agente, por lo que también recibe el nombre de control multi-agente. Consiste en una amplia red de dispositivos inteligentes de software o hardware con información local compartiendo información entre sí.

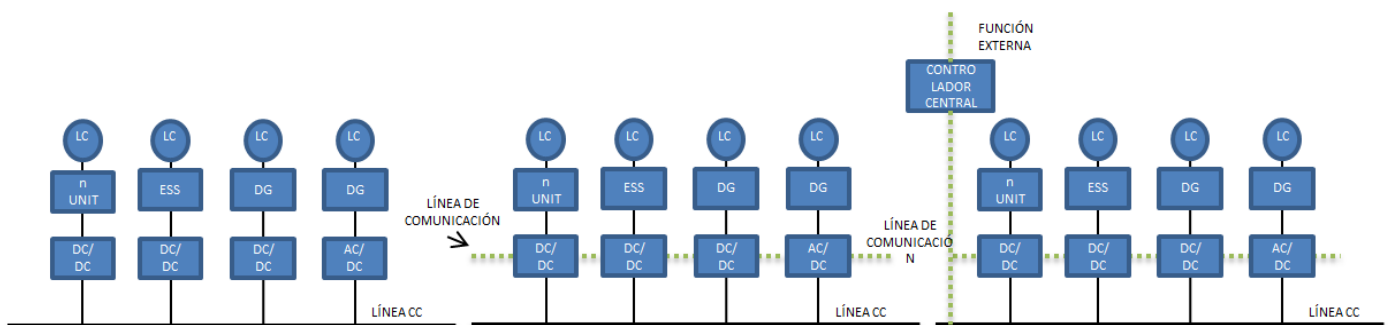


FIGURA 2. Controles coordinados, de izquierda a derecha: descentralizado, distribuido y centralizado.

El Sistema Multi Agente (MAS – Multi Agent System) es una estrategia óptima para recolectar información y control en redes distribuidas, por lo que puede ser empleada en sistemas de control. Sus ventajas incluyen la capacidad de mantener el sistema en caso de fallo de comunicaciones y extracción de datos no centralizados, rápida capacidad de operación y mejora de la fiabilidad del sistema.

#### D. Estructura Jerárquica

Las redes de potencia complejas requieren de mayor capacidad de control que las que pueden ofrecer los sistemas de control básicos de forma independiente. No sólo se deben controlar las variables de tensión, corriente y potencia; sino otras variables más comprometedoras como carga distribuida entre DG, calidad de potencia, participación en mercados eléctricos, minimización de costes de operación etc. Es previsible entender que un sistema “paralelo” no es capaz de controlar todas estas variables, por lo que visto a futuro, todo indica que los controles multi-nivel serán los que se impondrán.

Este tipo de estructuras requieren arquitecturas de comunicación, y son los preferidos para microgrids de gran escala. Otorgan gran flexibilidad al sistema porque, aunque los controladores de alto nivel caigan, los controladores de niveles más bajos mantienen tanto sus redes como su independencia.

En las estructuras jerárquicas es habitual encontrar estrategias diversas (centralizada, descentralizada, distribuida) que operan en la misma red y al mismo tiempo. Para desarrollar redes más complejas el uso de diferentes estrategias aumenta la flexibilidad y fiabilidad del sistema. Las funciones de control se organizan según jerarquías de dos o tres niveles.

Control primario: Es el sistema de control que se hace cargo de las variables de tensión y corriente del sistema en la estructura jerárquica. Las estrategias descentralizadas son las preferidas en este nivel dado que no se necesita de arquitecturas de comunicación, las cuales infieren debilidad estructural. El sistema paralelo y DBS son los empleados por popularidad y capacidad de estabilizar una red.

Control secundario: Se sitúa por encima del control primario. Debido a la falta de precisión que ofrecen los sistemas descentralizados, suele emplearse un segundo nivel de regulación de tensión y/o distribución de carga para aumentar la estabilidad y fiabilidad de la red. Para este nivel de control, se requiere una arquitectura de comunicación; LBC (Low Bandwidth Communication) suele ser una buena opción con el fin de otorgar mayor robustez y estabilidad, en contrapunto con una red centralizada de HBC.

En el caso de haber implementado un sistema paralelo, un nivel de control secundario se podría añadir para regular la fluctuación de tensión. En este caso, la ecuación de control primario de paralelo V-I quedaría escrita de la siguiente manera:

$$V_{DC} = V_{DCref} - k_{ic}i_{ok} + \delta s \quad (3)$$

Las estructuras jerárquicas son muy prometedoras, y se pueden encontrar resúmenes de estas configuraciones en [6], [16]–[19]. En cualquier caso, el control de fluctuación de

tensión de línea da como resultado, además de la estabilidad ya mencionada, una mayor optimización de flujo de potencia y distribución de cargas entre los dispositivos que componen la microgrid. Existen multitud de ejemplos donde se ha aplicado esta configuración debido, mayormente, a la ausencia de controladores centralizados [13], [20]–[27].

Dentro de los sistemas de control de dos niveles, en el artículo [21] se modela una red jerárquica de dos niveles enlazados por un sistema maestro-esclavo, donde el nivel más bajo de control emplea hasta tres sub-sistemas con sus propios controladores. En una línea parecida, el artículo [20] también emplea un sistema de control jerárquico de dos niveles, siendo el primero un sistema de control predictivo y el segundo emplea tanto el paralelo como DBS, optimizando la perturbación de tensión de la red y mejorando la distribución de carga entre dispositivos. El artículo [24] es de los primeros en proponer un regulador de fluctuación de tensión y ajuste de corriente como sistema de control secundario, y en [23] se aplica un criterio parecido.

Control terciario: Siendo el último peldaño en la jerarquía de control y, de implementarse, llevaría el control de potencia de la red en su totalidad, incluyendo la conexión a la red de distribución principal en caso de que hubiera. En esta estructura, una arquitectura de comunicación HBC sería necesaria, y entre sus competencias estaría el control de potencia, gestión de energía, la minimización de operación de costes y de pérdidas de potencias.



FIGURA 3. Diagrama estrategias de control.

Cabe mencionar las dificultades existentes para mantener una red con múltiples controles operando al mismo tiempo y la implementación de arquitecturas de comunicación que garanticen estabilidad [25].

#### IV. CONCLUSIÓN

El empleo de microgrids DC en determinados escenarios presenta ventajas a la hora de la integración de fuentes renovables. Ya existen diferentes líneas de investigación, y dependiendo de la magnitud, finalidad y de los recursos renovables del emplazamiento, el sistema de control de las microgrids deberá adaptarse.

Por este motivo se han descrito las principales configuraciones de control empleadas. Asimismo se han seleccionado diversos ejemplos de las líneas de investigación de microgrids que diferentes entidades y equipos de trabajo están llevando a cabo.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la colaboración de la Universidad Pública Vasca / Euskal Herriko Unibertsitatea, al Gobierno Vasco por su apoyo a través del proyecto IT1207-19 y al apoyo de MCIU/MINECO a través de los proyectos RTI2018-094902-B-C21 y RTI2018-094902-B-C22 (MCIU/AEI/FEDER, UE).

## REFERENCIAS

- [1] Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050, p. 291.
- [2] Anonymous, "Acuerdo de París", *Acción por el Clima - European Commission*, nov. 23, 2016. [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es) (accedido oct. 07, 2020).
- [3] H. A. Gabbar, A. M. Othman, A. Zidan, y M. Ahmed, "Operational Design and Control for Smart Medium-Voltage Direct Current Microgrids", en *Medium Voltage Direct Current Grid*, Elsevier, 2019, pp. 59-84.
- [4] M. S. B. Arif y M. A. Hasan, "Microgrid architecture, control, and operation", en *Hybrid-Renewable Energy Systems in Microgrids*, Elsevier, 2018, pp. 23-37.
- [5] S. Ullah, A. M. A. Haidar, P. Hoole, H. Zen, y T. Ahfock, «The current state of Distributed Renewable Generation, challenges of interconnection and opportunities for energy conversion based DC microgrids», *Journal of Cleaner Production*, vol. 273, p. 122777, nov. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122777.
- [6] T. Dragicevic, X. Lu, J. Vasquez, y J. Guerrero, «DC Microgrids—Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques», *IEEE Trans. Power Electron.*, pp. 1-1, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2015.2478859.
- [7] T. Dragicevic, X. Lu, J. C. Vasquez, y J. M. Guerrero, "DC Microgrids—Part II: A Review of Power Architectures, Applications, and Standardization Issues", *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 5, pp. 3528-3549, 2016. doi: 10.1109/TPEL.2015.2464277.
- [8] «European Technology & Innovation Platform on Wind Energy», *ETIPWind*. <https://etipwind.eu/> (accedido oct. 07, 2020).
- [9] A. P. N. Tahim, D. J. Pagano, E. Lenz, y V. Stramosk, «Modeling and Stability Analysis of Islanded DC Microgrids Under Droop Control», *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 8, pp. 4597-4607, 2015. doi: 10.1109/TPEL.2014.2360171.
- [10] F. Chen, R. Burgos, D. Boroyevich, J. C. Vasquez, y J. M. Guerrero, "Investigation of Nonlinear Droop Control in DC Power Distribution Systems: Load Sharing, Voltage Regulation, Efficiency, and Stability", *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 34, no. 10, pp. 9404-9421, 2019. doi: 10.1109/TPEL.2019.2893686.
- [11] H. Liang, Y. Huang, y Z. Liu, "Research on Nonlinear Drooping Control Strategy of DC Microgrid", In *TENCON 2018 - 2018 IEEE Region 10 Conference*, Jeju, Korea (South), oct. 2018, pp. 0865-0870, doi: 10.1109/TENCON.2018.8650211.
- [12] E. G. Shehata, J. Thomas, R. M. Mostafa, y M. A. Ghalib, "An Improved Droop Control for a Low Voltage DC Microgrid Operation", In *2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, Cairo, Egypt, dic. 2018, pp. 850-855, doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635258.
- [13] A. Korompili y A. Monti, "Adaptive droop-based voltage control in multi-terminal dc systems", en *2017 IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, United Kingdom, jun. 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2017.7980930.
- [14] A. Malkawi y L. Lopes, "A novel seamless control algorithm for a single-stage photovoltaic interface employing DC bus signaling", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 113, pp. 90-103, dic. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.05.037.
- [15] R. Kumar, S. Sneha, y R. K. Behera, "Controller Gain Impact on Islanded dc Microgrid Stability with Constant Power Load", en *2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, Chennai, India, dic. 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/PEDES.2018.8707655.
- [16] A. Abhishek, A. Ranjan, S. Devassy, B. Kumar Verma, S. K. Ram, y
- [17] K. Dhakar, "Review of hierarchical control strategies for DC microgrid", *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 10, pp. 1631-1640, 2020. doi: 10.1049/iet-rpg.2019.1136.J. Kumar, A. Agarwal, y V. Agarwal, "A review on overall control of DC microgrids", *Journal of Energy Storage*, vol. 21, pp. 113-138, 2019. doi: 10.1016/j.est.2018.11.013.
- [18] C. N. Papadimitriou, E. I. Zountouridou, y N. D. Hatzargyriou, "Review of hierarchical control in DC microgrids", *Electric Power Systems Research*, vol. 122, pp. 159-167, 2015. doi: 10.1016/j.epr.2015.01.006.
- [19] Y. Han, X. Ning, P. Yang, y L. Xu, "Review of Power Sharing, Voltage Restoration and Stabilization Techniques in Hierarchical Controlled DC Microgrids", *IEEE Access*, vol. 7, pp. 149202-149223, 2019. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2946706.
- [20] S. Xiao y R. S. Balog, "An improved hierarchy and autonomous control for DC microgrid based on both model predictive and distributed droop control", en *2018 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, San Antonio, TX, USA, mar. 2018, pp. 3319-3325, doi: 10.1109/APEC.2018.8341579.
- [21] S.-W. Lee y J. Kim, "Small-signal modeling, integration, and hardware implementation for optimized DC distribution system based on hierarchical control master-slave structure", *Electric Power Systems Research*, vol. 177, p. 105998, 2019. doi: 10.1016/j.epr.2019.105998.
- [22] X. Li *et al.*, "Observer-Based DC Voltage Droop and Current Feed-Forward Control of a DC Microgrid", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, n.º 5, pp. 5207-5216, sep. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2684178.
- [23] P.-H. Huang, P.-C. Liu, W. Xiao, y M. S. El Moursi, «A Novel Droop-Based Average Voltage Sharing Control Strategy for DC Microgrids», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1096-1106, may 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2357179.
- [24] X. Lu, J. M. Guerrero, K. Sun, y J. C. Vasquez, «An Improved Droop Control Method for DC Microgrids Based on Low Bandwidth Communication With DC Bus Voltage Restoration and Enhanced Current Sharing Accuracy», *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 4, pp. 1800-1812, 2014. doi: 10.1109/TPEL.2013.2266419.
- [25] L. Meng, T. Dragicevic, J. Roldan-Perez, J. C. Vasquez, y J. M. Guerrero, "Modeling and Sensitivity Study of Consensus Algorithm-Based Distributed Hierarchical Control for DC Microgrids", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1504-1515, 2016. doi: 10.1109/TSG.2015.2422714.
- [26] P. Ghalebani y M. Niasati, "A distributed control strategy based on droop control and low-bandwidth communication in DC microgrids with increased accuracy of load sharing", *Sustainable Cities and Society*, vol. 40, pp. 155-164, 2018. doi: 10.1016/j.scs.2018.04.011.
- [27] M. Mokhtar, M. I. Marei, y A. A. El-Sattar, "An Adaptive Droop Control Scheme for DC Microgrids Integrating Sliding Mode Voltage and Current Controlled Boost Converters", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 1685-1693, 2019. doi: 10.1109/TSG.2017.2776281.





# Control borroso inteligente optimizado para la extracción de energía en grandes turbinas de viento

Carlos Serrano-Barreto  
Instituto de Tecnología del Conocimiento,  
Universidad Complutense de Madrid - UCM  
28040-Madrid, España  
serranobarretocarlosluis@gmail.com

Matilde Santos  
Instituto de Tecnología del Conocimiento,  
Universidad Complutense de Madrid - UCM  
28040-Madrid, España  
msantos@ucm.es

**Abstract**— In this paper an intelligent controller is designed to obtain the maximum power of a large floating offshore wind turbine. The control of these turbines is more complex due to the strong loads they are subjected to and the uncertainty that comes from the environment, mainly wind and waves, and from its non-linear dynamics. In this case, the control goal is to maximize the output power of the wind turbine by controlling the rotor speed. An incremental PD-type fuzzy controller has been implemented; it generates the pitch angle reference. The performance of this control scheme on the NREL 5MW floating offshore wind turbine has been compared with the internal control that is provided within the FAST software. Results are encouraging, showing that the intelligent control strategy is able to produce more energy.

**Resumen**— En este trabajo se diseña un controlador inteligente para obtener la máxima potencia turbina eólica marina flotante. El control de estas turbinas es más complejo debido a las fuertes cargas a las que están sometidas y a la incertidumbre que proviene del entorno, principalmente del viento y las olas, y de su dinámica no lineal. En este caso, el objetivo del control es maximizar la potencia de salida de la turbina eólica controlando la velocidad del rotor. Se ha implementado un controlador difuso incremental tipo PD, que genera la referencia del ángulo de inclinación. El rendimiento de este esquema de control en la turbina eólica offshore flotante de 5MW de NREL se ha comparado con el control interno que se proporciona en el software FAST. Los resultados son alentadores, mostrando que la estrategia de control inteligente es capaz de producir más energía.

**Palabras Clave**— Control inteligente, lógica difusa, ángulo de inclinación, turbina eólica marina flotante, energía renovable.

## I. INTRODUCCIÓN

La demanda de energía sigue creciendo y muchos países han optado por promover las energías renovables para eliminar la contaminación y los residuos de carbono [1, 2]. La energía eólica ha demostrado ser una energía limpia muy eficiente [3, 4]. Pero las turbinas eólicas terrestres (WT) más comunes y ampliamente instaladas tienen algunas limitaciones que la han llevado a dar el salto a la energía eólica marina [5].

Dentro de las turbinas eólicas marinas, las turbinas eólicas flotantes en el mar (FOWT) tienen una serie de ventajas, como la eliminación del impacto visual y acústico, pueden instalarse en aguas profundas, aprovechan un viento más fuerte y constante, etc. Sin embargo, el hecho de que estas turbinas sean quizás mucho más grandes debido al espacio ilimitado en alta mar plantea nuevos retos de control. Son sistemas altamente no lineales, con parámetros que cambian con el tiempo y una dinámica compleja [6]. Además, están sujetas a fuertes cargas que producen vibraciones indeseables [7-9].

Esto ha llevado a investigar técnicas basadas en el conocimiento para abordar el control de estas turbinas flotantes y hacer frente a la incertidumbre que proviene tanto de su dinámica como del medio ambiente (principalmente el viento y las olas) [10].

Este documento aborda el problema del control de las grandes turbinas. Específicamente, busca obtener la máxima potencia controlando la velocidad del rotor, que a su vez depende del control del paso de las palas. Para ello se ha diseñado un rodillo de control de PD difuso incremental. Calcula la referencia de paso que alimentará el modelo de turbina eólica NREL 5MW para controlar la velocidad del rotor y maximizar la energía. Los resultados de la simulación con la estrategia de control difuso se han comparado con los obtenidos para la misma turbina definida dentro del software FAST (Fatiga, Aerodinámica, Estructuras y Turbulencia), con resultados alentadores.

La principal contribución de este trabajo es el control indirecto de la velocidad del rotor mediante la generación de la señal de referencia, de forma similar a [11], pero utilizando un controlador de lógica difusa. Otros trabajos se centran principalmente en el control del ángulo de inclinación, con técnicas convencionales [12-14] o inteligentes [5, 15, 16].

La estructura del trabajo es la siguiente. La sección II describe cómo funciona la turbina de viento. La sección III presenta el diseño del esquema de control de lógica difusa. En la sección IV se presentan y discuten los resultados. El trabajo termina con las conclusiones y los futuros trabajos.

## II. ECUACIONES DE POTENCIA DE TURBINAS EÓLICAS

Se trabaja con la turbina eólica marina NREL 5-MW, cuyos parámetros están listados en la Tabla I.

TABLA I. PARÁMETROS DE LA TURBINA EÓLICA [17].

Potencia nominal de salida	5 MW
Velocidad nominal del viento	12.5 m/s
Número de palas	3
Velocidad inicial del rotor	12.1 rpm
Potencia nominal del generador	5 MW
Longitud de las palas	61.609 m
Velocidad de corte del viento	3.5 m/s
Cantidad de generadores	1
Radio total	63 m

La energía que se puede obtener del viento está dada por [4]:

$$P = 0.5\rho Av^3 \quad (1)$$

Donde  $P$  es la potencia ( $W$ ),  $\rho$  es la densidad del aire ( $Kg/m^3$ ),  $A$  es el área de las palas ( $m^2$ ) y  $v$  es la velocidad del viento ( $m/s$ ).

Existe un límite de la eficiencia máxima teórica de una turbina de viento (límite de Betz), lo que significa que a lo sumo sólo el 59,3% de la energía cinética del viento puede utilizarse para hacer girar la turbina y generar electricidad. La cantidad de energía que se puede tomar de la turbina está determinada por el coeficiente  $C_p$ . El coeficiente  $C_p$  es una función del ángulo de la pala  $\beta$  y de la velocidad en la punta de la pala,  $\lambda$  [18]. Así pues, la potencia mecánica que puede obtenerse viene dada por:

$$P_{\omega t} = 0.5\rho Av^3 C_p(\beta, \lambda) \quad (2)$$

Hay diferentes aproximaciones al coeficiente de potencia  $C_p$  de la turbina; en este trabajo se ha utilizado la siguiente [18].

$$C_p = 0.5176 \left( \frac{116}{\lambda i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda i}} + 0.0068\lambda \quad (3)$$

La variable  $\lambda i$ , que no tiene significado físico, está determinada por,

$$\frac{1}{\lambda i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{3\beta + 1} \quad (4)$$

Donde  $\lambda$  es la relación entre la velocidad angular de las palas y la velocidad del viento, dada por [2]:

$$\lambda = \frac{w.R}{v} \quad (5)$$

Donde  $w$  (rpm) es la velocidad de rotación del rotor, y  $R$  el radio del rotor (longitud de las palas).

Finalmente, el ángulo de ataque de las palas que va a ser determinado por la ley de control es:

$$\beta = \text{atan} \left( \frac{v}{w.R} \right) \quad (6)$$

### III. DISEÑO DE CONTROL DIFUSO

La estructura de control se muestra en la Fig. 1. Se ha implementado un sistema de control inteligente basado en la lógica difusa. Controla la velocidad del rotor por medio del ángulo de inclinación de las palas tratando de obtener la máxima potencia de salida.

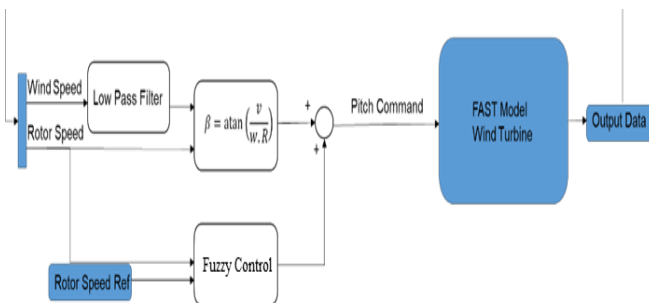


FIGURA 1. Estructura de control

El objetivo del sistema de control difuso es proporcionar la referencia del ángulo de pitch correcto para el control de la velocidad del rotor. El sistema difuso calcula el incremento de la referencia del ángulo de las palas, que alimenta el modelo d de la turbina. El módulo "Modelo Rápido de Turbina de Viento" de la Fig. 1 tiene incorporado un controlador de velocidad del rotor.

El sistema difuso implementado es un PD incremental, es decir, la base de reglas fuzzy representa un controlador PI, que en este caso es no lineal debido a la implementación difusa.

El controlador difuso calcula el aumento o disminución del ángulo de inclinación de las palas, que será la referencia para el control de la velocidad del rotor. Se ha implementado un regulador Fuzzy-PD incremental del tipo Takagi-Sugeno que es equivalente a un controlador PI [19]. Las entradas del controlador son el error de la velocidad del rotor,  $w_e$  (rpm), y la derivada,  $\dot{w}_e$  (rpm/s), definida como,

$$w_e = w_{ref} - w \quad (7)$$

Donde la referencia  $w_{ref}$  ha sido fijada a 12,5 rpm, según [11].

Se han asignado tres conjuntos borrosos triangulares a cada entrada: Positivo (verde), Negativo (azul) y Cero (anaranjado), como se muestra en la Fig. 2.

El rango de error se encuentra en el intervalo [-5, 13] rpm, alcanzando su máximo a 12,5 rpm (par constante del generador) y el derivado del error se ha normalizado entre [-1, 1] rpm/s para producir una respuesta suave.

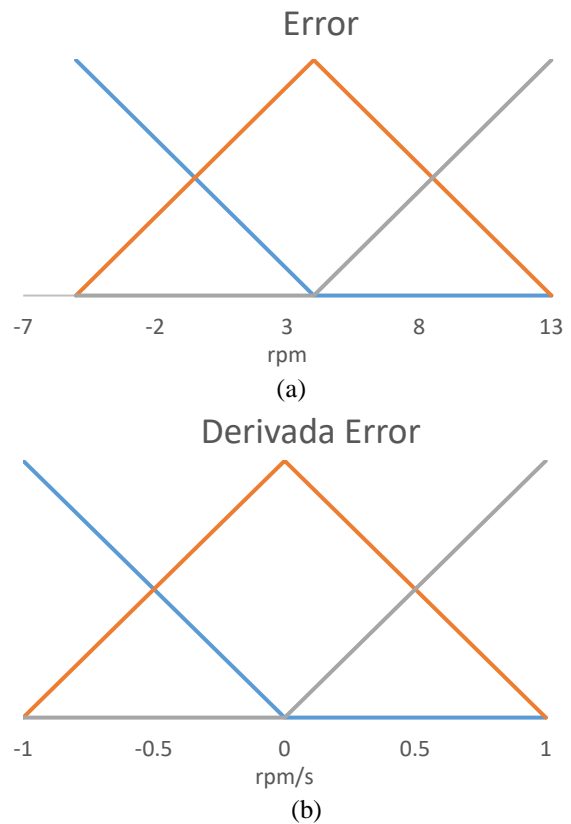


FIGURA 2. Sets borrosos de error (a) y derivados de error (b).



Las reglas del controlador borroso de Takagi-Sugeno se expresan como,

$$\text{Rule}(i): \text{if } x_i \text{ is } A_{i1}, \dots, x_{i2} \text{ is } A_{i2} \text{ then } y_i = c_{i0} + c_{i1}x_i + \dots + c_{i2}x_{i2} \quad (8)$$

Donde la salida es el incremento del ángulo de inclinación,  $\Delta u$ . Están listados en la Tabla 2.

TABLA II. REGLAS BORROSAS DEL CONTROLADOR BORROSO.

1.	Si $w_e$ es negativo y $\dot{w}_e$ es negativo, entonces $\Delta u$ es -20.
2.	Si $w_e$ es negativo y $\dot{w}_e$ es cero, entonces $\Delta u$ es -10.
3.	Si $w_e$ es negativo y $\dot{w}_e$ es positivo, entonces $\Delta u$ es 0.
4.	Si $w_e$ es cero y $\dot{w}_e$ es negativo, entonces $\Delta u$ es -10.
5.	Si $w_e$ es cero y $\dot{w}_e$ es cero entonces $\Delta u$ es 0.
6.	Si $w_e$ es cero y $\dot{w}_e$ es positivo, entonces $\Delta u$ es 10.
7.	Si $w_e$ es positivo y $\dot{w}_e$ es negativo, entonces $\Delta u$ es 0.
8.	Si $w_e$ es positivo y $\dot{w}_e$ es cero, entonces $\Delta u$ es 10.
9.	Si $w_e$ es positivo y $\dot{w}_e$ es positivo, entonces $\Delta u$ es 20.

La salida del controlador es un incremento de la señal de control,  $\Delta u$ , que es constante en cada caso, no difusa.

Las reglas para el ángulo de inclinación se diseñaron teniendo en cuenta que el valor absoluto del máximo ángulo de inclinación para esta turbina en FAST es de  $25^\circ$  (típicamente está entre  $0^\circ$  y  $10^\circ$ ). La salida de las reglas del controlador es la tasa de cambio del incremento o decremento del ángulo de ataque de las palas y no los grados totales. De esta manera se obtiene una señal de control continua ya que de otra forma se obtendrían picos en la señal de control.

#### IV. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Para la simulación se utilizan los paquetes de software NREL FAST v8 [20] y Matlab. El controlador difuso propuesto va a ser comparado con el controlador interno de la librería DLL embebida en el simulador FAST, prueba 24.

El perfil de viento se muestra en la Fig. 3. La velocidad media del viento es de 12,5 m/s. Como es de esperar, es una señal ruidosa. Por ello, se aplica un filtro de paso bajo (Figura 1).

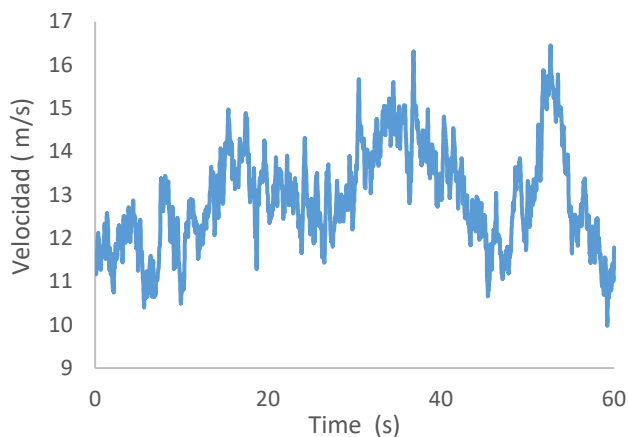


FIGURA 3. Perfil de viento

Para comparar la respuesta de la turbina eólica con y sin la estrategia de control difuso, el ángulo de inclinación de las

palas con ambos enfoques se muestra en la Fig. 4. Se puede observar cómo a partir de los 22,5 s en el regulador RÁPIDO (línea anaranjada) comienza a enviar comandos de control a las palas para cambiar el ángulo de inclinación, y el controlador difuso comienza a unos 35 s (línea azul)

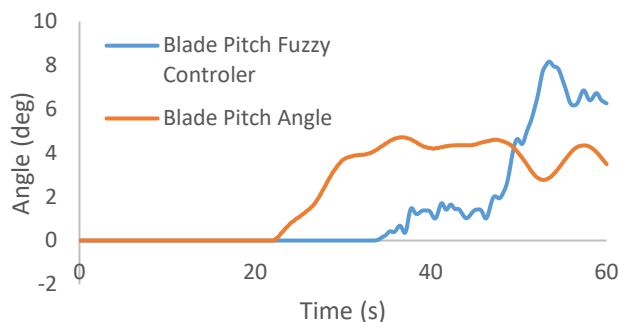


FIGURA 4. Ángulo de inclinación.

Según las características de la turbina eólica (Tabla 1), el rotor arranca a una velocidad inicial de 12,1 rpm. Las respuestas correspondientes de ambos esquemas de control se muestran en la Fig. 5 (izquierda) y una vista detallada de la misma a partir de 21,5 segundos. se presenta en la Figura 5 (derecha), donde la línea roja es la respuesta RÁPIDA y la línea azul la respuesta difusa propuesta. Es posible ver cómo las respuestas son bastante similares hasta 30 s. En ese momento, el controlador difuso comienza a funcionar y entonces la diferencia entre ambos controladores es notable.

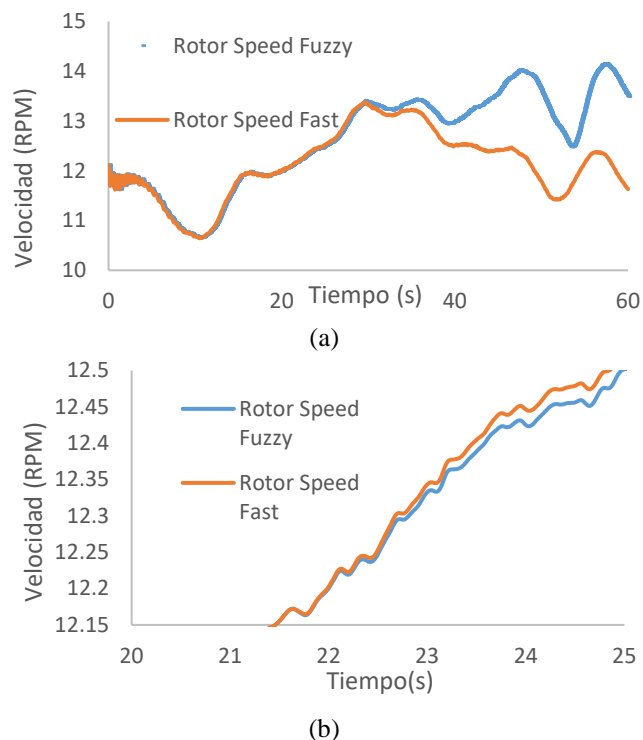


FIGURA 5. Velocidad del rotor (a) y zoom (b), línea azul, control difuso; línea anaranjada, control FAST.

Como resultado, el controlador difuso extrae más potencia en comparación con el controlador incluido en el simulador FAST (Fig. 6). De hecho, analizando la Fig. 6 podemos ver que el rotor es capaz de extraer más potencia del viento que su máxima potencia de salida. Sin embargo, operar por encima de la potencia nominal induciría cargas excesivas en la

estructura, comprometiendo el ciclo de vida de la turbina. En ese caso, la turbina debe ser apagada para evitar daños estructurales.

En la simulación no se ha saturado para mostrar cómo el control difuso es capaz de obtener más energía, pero esta saturación de los actuadores está incluida en el módulo WT.

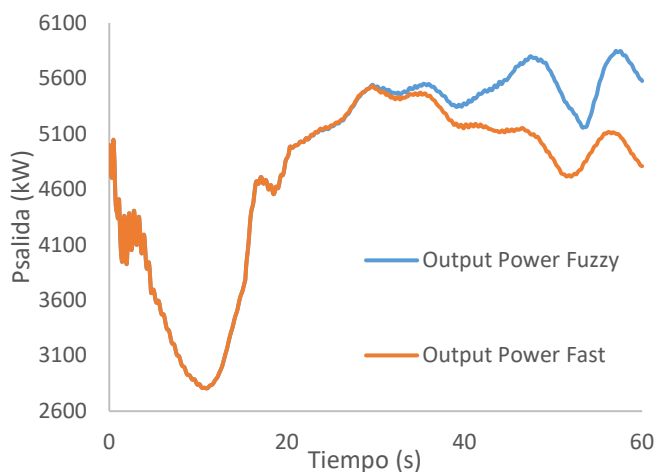


FIGURA 6. Potencia de salida con los controladores FAST (anaranjado) y difuso (azul).



FIGURA 7. Torque del generador con controlador difuso (azul).

## V. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Las turbinas flotantes están sobredimensionadas para aprovechar mejor el viento. Esto hace que su control sea más complejo. En este trabajo se ha diseñado un sistema difuso que otorga la referencia del ángulo de inclinación de una turbina de viento para controlar la velocidad del rotor. El objetivo es obtener la potencia de salida que maximice la eficiencia energética de la turbina eólica.

El sistema difuso implementado es un control difuso incremental de PD. Su salida alimenta el modelo de turbina NREL de 5 MW.

El controlador difuso muestra un buen desempeño, siendo capaz de lidiar con la no linealidad e incertidumbre de la turbina de viento. Su respuesta ha sido comparada con la de un controlador convencional que está incorporado en el sistema bajo las mismas condiciones, dando una respuesta más suave y una mayor eficiencia.

Este trabajo es un primer acercamiento a la aplicación del control inteligente a las turbinas flotantes. A medida que se trabaje en el futuro, se podrían probar diferentes tipos de controladores difusos [21] y controladores difusos adaptativos para mejorar la respuesta de la turbina eólica.

## RECONOCIMIENTO

Este trabajo fue parcialmente apoyado por el Ministerio Español de Ciencia, Innovación y Universidades MCI/AEI/FEDER Proyecto número RTI2018-094902-B-C21

## REFERENCIAS

- [1] R. M. Aguilar, J. M. Torres, and C. A. Martín, "Aprendizaje automático en la identificación de sistemas. Un caso de estudio en la predicción de la generación eléctrica de un parque eólico," *Rev. Iberoam. Automática e Informática Ind.*, vol. 16, no. 1, pp.114–127, 2019.
- [2] I. L. R. Gomes, R. Melício, V. M. F. Mendes, and H. M. I. Pousinho, "Wind power with energy storage arbitrage in day-ahead market by a stochastic MILP approach," *Log. J. IGPL*, vol. 28, no. 4, pp. 570–582, 2020.
- [3] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta, "Electric grid dependence on the configuration of a small-scale wind and solar power hybrid system," *Renew. Energy*, vol. 57, pp.587–593, 2013.
- [4] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta, "Modelado y simulación de un sistema conjunto de energía solar y eólica para analizar su dependencia de la red eléctrica," *Rev. Iberoam. Automática e Informática Ind.*, vol. 9, no. 3, pp. 267–281, 2012.
- [5] P. M. Rubio, J. F. Quijano, P. Z. López, J. J. F. Lozano, A. G. Cerezo, and J. O. Casanova, "Control inteligente para mejorar el rendimiento de una plataforma semisumergible híbrida con aerogeneradores y convertidores de oleaje: sistema de control borroso para la turbina," *Rev. Iberoam. Automática e Informática Ind.*, vol. 16, no. 4, pp.480–491, 2019.
- [6] M. Tomás-Rodríguez and M. Santos, "Modelado y control de turbinas eólicas marinas flotantes," *Rev. Iberoam. Automática e Informática Ind.*, vol. 16, no. 4, pp.381–390, 2019.
- [7] Z. Li and H. Adeli, "Control methodologies for vibration control of smart civil and mechanical structures," *Expert Syst.*, vol. 35, no. 6, p. e12354, 2018.
- [8] C. Kim, E. Muljadi, and C. C. Chung, "Coordinated control of wind turbine and energy storage system for reducing wind power fluctuation," *Energies*, vol. 11, no. 1, p. 52, 2018.
- [9] E. Quiles, E. Garcia, J. Cervera, and J. Vives, "Development of a Test Bench for Wind Turbine Condition Monitoring and Fault Diagnosis," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 17, no. 06, pp.907–913, 2019.
- [10] M. Santos, "Un enfoque aplicado del control inteligente," *Rev. Iberoam. Automática e Informática Ind.*, vol. 8, no. 4, pp.283–296, 2011.
- [11] P. A. Galvani, F. Sun, and K. Turkoglu, "Aerodynamic modeling of NREL 5-MW wind Turbine for nonlinear control system design: A case study based on real-time nonlinear receding horizon control," *Aerospace*, vol. 3, no. 3, p. 27, 2016.
- [12] L. Acho, "A proportional plus a hysteretic term control design: a throttle experimental emulation to wind turbines pitch control," *Energies*, vol. 12, no. 10, p. 1961, 2019.
- [13] M. Nasiri, S. Mobayen, and Q. M. Zhu, "Super-twisting sliding mode control for gearless PMSG-based wind turbine," *Complexity*, vol. 2019, 2019.
- [14] D. Kim and D. Lee, "Hierarchical Fault-Tolerant Control using Model Predictive Control for Wind Turbine Pitch Actuator Faults," *Energies*, vol. 12, no. 16, p. 3097, 2019.
- [15] Z. Civelek, "Optimization of fuzzy logic (Takagi-Sugeno) blade pitch angle controller in wind turbines by genetic algorithm," *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 23, no. 1, pp. 1–9, 2020.

- [16] M. M. Rocha, J. P. da Silva, and F. D. C. B. De Sena, "Simulation of a fuzzy control applied to a variable speed wind system connected to the electrical network," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 2, pp. 521–526, 2018.
- [17] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott, "Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development," 2009.
- [18] Z. Civelek, M. Lüy, E. Çam, and H. Mamur, "A new fuzzy logic proportional controller approach applied to individual pitch angle for wind turbine load mitigation," *Renew. Energy*, vol. 111, pp. 708–717, 2017.
- [19] M. Santos, J. M. la Cruz, S. Dormido, and A. P. De Madrid, "Between fuzzy-PID and PID-conventional controllers: a good choice," in *Proceedings of North American Fuzzy Information Processing*, 1996, pp. 123–127.
- [20] NREL FAST. <https://www.nrel.gov/wind/nwtc.html>. Last accessed 20/08/2020.
- [21] M. Santos, S. Dormido, and J. M. De La Cruz, "Fuzzy-PID controllers vs. fuzzy-PI controllers," in *Proceedings of IEEE 5th International Fuzzy Systems*, vol. 3, pp. 1598–1604, 1996



# Impact of self-induced vibrations in floating offshore wind turbines stability

Sandra Piernikowska

Department of Mechanical Engineering & Aeronautics  
City University of London  
London, United Kingdom  
[sandra.piernikowska@city.ac.uk](mailto:sandra.piernikowska@city.ac.uk)

M. Tomas-Rodriguez

Department of Mechanical Engineering & Aeronautics  
City University of London  
London, United Kingdom  
[maria.tomas-rodriguez.1@city.ac.uk](mailto:maria.tomas-rodriguez.1@city.ac.uk)

**Abstract**— This work presents a fully functioning dynamic model of a FOWT consisting on a set of second order differential equations. Resonance condition is studied in detail and the steady state response has been examined. FOWT in general have low natural frequency. Due to their geographical locations, often they are subjected to dynamic loading coming from external sources such as wind and waves. Therefore, these systems are very sensitive to a specific range of operational frequencies. Oscillatory behavior may appear when the structure reaches its resonance condition. This work analyses the response of a FOWT model when a periodic external force is applied to it. The aim of this is to provided the basis for future investigation of self-excited vibrations in these type of systems. The computational software MATLAB has been used to analyze the BIBO stability of a FOWT model.

**Keywords**—FOWT, ODE, renewable energy

## I. INTRODUCTION

Wind turbine technology and the subject of renewable energy has become more crucial in the past decade due to the increasing possibilities of fully exploiting natural energy resources. The wind energy has many advantages such as it is cost-effective and clean because it comes purely from solar radiation. Consequently, it does not produce any CO<sub>2</sub> footprint in the generation process. More importantly, the wind energy has a potential of production of the most sufficient amount of the electrical power with comparison to any other energy source (coal or fuel). The onshore technology is highly reliable and environmentally friendly. However, it naturally carries some major disadvantages. The idea of offshore wind technology brings the possible solutions on how to overcome the issues the onshore technology is facing. The offshore wind turbines are mounted off the land, usually in seawater or in freshwater, in the different deeps. The location allows them to take the full advantage of the stronger and more ceaseless winds and therefore to generate more electrical power. Furthermore, as they are far away from the shore, it helps in reduction of the environmental impact, mainly visual and noise pollutions. Although, the offshore technology is a new concept in acquiring the clean energy, many countries are already investing in its development. From the very beginning of the history of the wind technology, the Europeans countries were leading into the development of that source of energy. The geographical location pays very important role in the positioning of the wind farm due to the intensity of the wind necessary to drive the rotor at the hub. Denmark, as a first European country, started to harvest the electrical energy in early 1970s. Nowadays, at least 40% of their energy production coms from the wind. The other European countries

which work on the further implementation of the wind technology are Germany, Belgium, Netherlands, France, or Italy. Outside of Europe, China is the leading representative. They have installed the massive in size wind farm at the Gobi Desert [1]. Currently, United Kingdom is a leader in the offshore power harvest due to the fact as they own the 34% of the total global installations in the world with the largest offshore wind farm build in England [2].

Self-induced vibrations are a natural phenomenon experienced by mechanical systems of rotating nature [3]. Vibrations are the response to nonconciliatory excitations. One of the factors that could initiate the oscillation is a presence of dynamic / mechanical loading such as wind or its coupling with waves. The vibrating nature of the blades in the rotor, seated on the nacelle, could transfer vibrations to the barge. It is also known that maximum energy control can induce unstable barge pitch motions [4]. Consequently, a significant reduction in power generation can take place. The FOWT cost is primarily associated with the floating foundation stabilization for unwanted oscillations, therefore, heavy loads and structure's fatigue reduction seems to be one of the main issues.

## II. MODELLING OF THE SYSTEM

FOWTs are highly complex mechanical structures which consist of many components exposed to challenging environmental conditions. However, upon some valid simplifications, the system can be represented as a rigid-body system. The approach followed in this work uses the model presented in [5] which is a benchmark model and used in several studies (i.e. [4], [5],[6]).

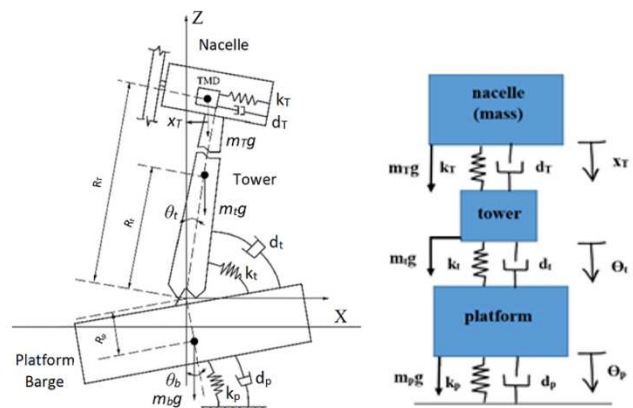


FIGURE 1 FOWT model and free body diagram

The offshore wind turbine can be modelled by a set of differential equations derived using Newtonian theory. Hence,

the proposed system can be understood as free-body diagram. Fig. 1 illustrates how each component of the structure has been represented as an individual block with the corresponding arrangements of spring and dampers that represent the various flexibilities and torsion properties of the FOWT system. The motion between the various model parts has been described by the set of spring and dampers, where ‘p’ indicates the platform, ‘t’ the tower and ‘T’ the nacelle. The spring elements, appear on Fig.1 as  $k_p$ ,  $k_t$ ,  $k_T$ , indicate the hydrostatic response of the pitch and hydrostatic restoring of the rotor thrust. Similarly, dampers ( $d_p$ ,  $d_t$ ,  $d_T$ ) embody the hydrostatics damping of the pitch and hydrodynamic viscose drag. The mass of the element which can be described by inertia ( $m_p$ ,  $m_g$ ,  $m_T$ ) show the pitch inertia of the turbine and barge mass with effects of hydrodynamic radiations [5]. Another important factor is the relative motion (degree of freedom) between components. Hence, the presence of rotation between the tower and the barge ( $\Theta_t$ ) and barge and the surface of the water ( $\Theta_p$ ). The motion between the tower and nacelle can be assumed as translational ( $x_T$ ) due to the restricted movement of the rotor inside nacelle.

Based on the simplified model, the complex 6 degrees-of-freedom mechanical problem can be fully described by a set of 3 single-degree-of-freedom second order differential equations as follows:

$$\begin{aligned} I_t \ddot{\theta}_t &= -m_t R_t \theta_t - k_t (\theta_t - \theta_p) - d_t (\dot{\theta}_t - \dot{\theta}_p) - k_T R_T (R_T \theta_t - x_T) - d_T R_T (R_T \dot{\theta}_t - \dot{x}_T) - m_T g (R_T \theta_t - x_T) \\ I_p \ddot{\theta}_p &= -d_p \dot{\theta}_p - k_p \theta_p - m_p g R_p \theta_p + k_t (\theta_t - \theta_p) + d_t (\dot{\theta}_t - \dot{\theta}_p) \\ m_T \ddot{x}_T &= k_T (R_T \theta_t - x_T) + d_T (R_T \dot{\theta}_t - \dot{x}_T) + m_T g \theta_t \end{aligned} \quad (1)$$

These dynamic equations of motion combine all the forces experienced by the body.

On the other hand, it is well known that the blade-pitch controller for above-rated wind speeds is critical for the overall system stability as it can introduce a negative damping of the floating platform/barge, this may lead towards large resonant motions of the floating wind turbine. It is important that the damping of the barge-pitch mode is positive and kept as large as possible. This barge-pitch damping problem can be analysed by considering the rigid-body platform-pitch mode as a second order single DOF [5]:

$$(I_{Mass} + A_{radiation}) \ddot{\theta} + (B_{radiation} + B_{viscous}) \dot{\theta} + (C_{hydrostatic} + C_{lines}) \theta = L_{HH} T \quad (2)$$

Where  $A_{radiation}$  is the hydrodynamic radiation in pitch,  $B_{radiation}$  is the damping of hydrodynamic radiation in pitch,  $B_{viscous}$  is the linearized damping of hydrodynamic drag in pitch,  $C_{Hydrostatic}$  is the hydrostatic restoring in pitch,  $C_{Lines}$  is the hydrostatic restoring in pitch from mooring  $T$  rotor thrust and  $L_{HH}$  is the hub height (rotor-thrust moment arm). The aerodynamic rotor thrust  $T$  contributes to the platform-pitch damping. It depends on wind speed, rotor speed, and blade-pitch angle. For small pitch angles, the translational displacement of the hub,  $x$ , is linearly related to the platform-pitch angle. If the hub translation varies slowly, the wake of the rotor will respond to changes in hub speed just as it does to changes in wind speed. Considering variations in rotor thrust with hub speed only, a first-order Taylor series expansion gives

$$T = T_0 - \frac{\partial T}{\partial V} \dot{x} = T_0 - \frac{\partial T}{\partial V} L_{HH} \dot{\theta} \quad (3)$$

$T_0$  is the rotor thrust at a linearization point and  $V$  is the rotor-disk-averaged wind speed. Then the equation of motion of the platform-pitch mode stated in terms of the translational motion of the hub becomes

$$\left( \frac{I_{Mass} + A_{radiation}}{L_{HH}^2} \right) \ddot{x} + \left( \frac{B_{radiation} + B_{viscous}}{L_{HH}^2} + \frac{\partial T}{\partial V} \right) \dot{x} + \left( \frac{C_{hydrostatic} + C_{Lines}}{L_{HH}^2} \right) x = T_0 \quad (4)$$

The isolated rigid-body platform-pitch DOF will respond as a second-order system with the natural frequency,  $\omega_n$ , and damping ratio,  $\zeta_x$ , equal to:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_x}{M_x}} \quad \zeta_x = \frac{C_x}{2\sqrt{K_x M_x}} \quad (5)$$

The damping coefficient in this case is:

$$\frac{B_{radiation} + B_{viscous}}{L_{HH}^2} + \frac{\partial T}{\partial V} \quad (6)$$

Just above rated wind speeds,  $V$ , the damping ratio can become negative, meaning that increasing amplitude oscillations may appear in the platform/barge pitch motion. In this case, it is easy to see the high sensitivity of the platform/pitch to loads originated on the nacelle/rotor. For future control systems development, it is therefore interesting to start analysing the stability of the system at this level and searching for pitch oscillation responses. With these ideas in mind, the stability of the FOWT is considered, the characteristic response of the system was a base to BIBO stability analysis.

$$\begin{aligned} TF_1 = \frac{\theta_p}{x_T} &= \frac{s^2(I_p m_T g + k_T R_T) + s(m_T g d_t + m_T g d_p + k_T R_T d_t) + (m_T g k_t + m_T g k_p + m_p g^2 R_p m_T)}{s^3(m_T d_t) + s^2(d_T d_t + m_T k_t) + s(d_t k_T + d_T k_t) + (k_t k_T)} \\ TF_2 = \frac{\theta_t}{\theta_p} &= \frac{s d_t + k_t}{s^2 I_p + s(d_t + d_p) + (k_t + k_p + m_p g R_p)} \\ TF_3 = \frac{\theta_t}{x_T} &= \frac{(m_t g + k_T R_T)}{s^2 m_T + s d_T + k_T} \end{aligned} \quad (7)$$

The previous equations have been used to compute the set of transfer functions which indicate the relationship between the input and the output of the model in Laplace domain: Transfer function 1 (TF1) describes the motion of the platform with respect to nacelle. Transfer function 2 (TF2) indicates the motion of the tower with respect to the platform. Transfer function 3 (TF3) illustrates the motion of the tower with respect to the nacelle.

### III. SIMULATIONS

The fundamental analysis of the behaviour of any system involves the study of the denominator of its transfer functions. The operation provides the information about the BIBO stability of the computed model. The academic software MATLAB has been used to apply classic control theory. The system parameters were selected based on the typical FOWT.



The pole-zero mapping and root locus were plotted to examine the response of the barge-pitch mode.

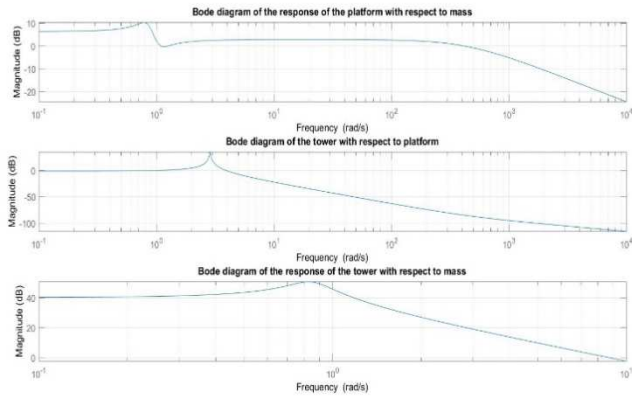


FIGURE 2 Pole-zero map of barge-pitch mode

Fig. 2 shows the pole-zero map computed from the transfer function of relative motion of barge and nacelle. The plot highlights the presence of two complex pairs and one single pole.

The root locus in Fig. 3 illustrates the possible location of the closed-loop poles obtained as a solution of the characteristic polynomial. The plot shows one real pole position on the real axis looking for its zero in infinity. Also, there are two complex conjugates, where real parts are zero. Therefore, the complex pairs are purely imaginary. The system is marginally stable because of the location on the imagine axis of the complex conjugate poles. The complex conjugate poles with zero real parts  $\pm j\omega$  generate the non-decaying oscillatory response with constant amplitude introduced by the initial conditions.

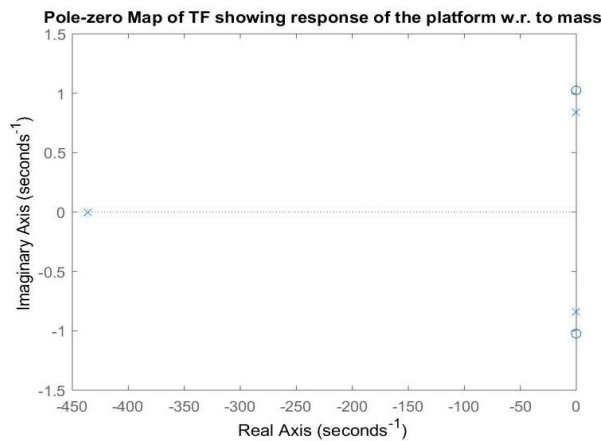


FIGURE 3 Root Locus of barge-pitch mode

The frequency domain analysis studies the behaviour of the system in the certain range of the operational frequencies and describes how the system energy is dissipated. The Bode plot is the classical control tool used to examine the peak at the magnitude-frequency curve. The magnitude is the constant gain of the system expressed in decibels. The Bode plot shows the response of the system to the certain range of operating frequencies; therefore, any rapid change or escalation of the magnitude can be detected. The peak at the plot represents very important parameter - a resonance frequency.

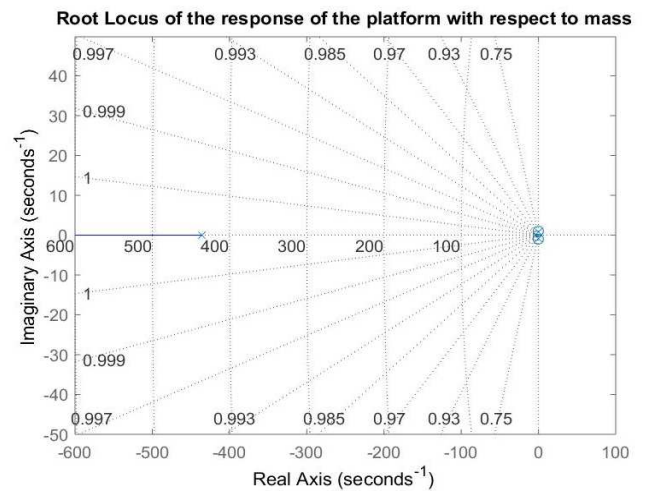


Fig. 4 Magnitude-Bode plot of the model

Fig. 4 shows the resultant Bode plots computed for model's transfer functions. It can be seen that curve representing the barge-pitch mode experiences the lowest frequency. It has been proven that wind turbines experience very low natural frequencies. Therefore, there is a risk for the system to reach resonance frequency which can result in oscillations with significant amplitude causing damages to the system.

#### IV. RESULTS

The magnitude-Bode plot for barge-pitch mode has been used to extract the value of the resonance condition of the model (Fig. 5). Hence, the resonance frequency was established as 0.795 hertz and further applied into the time domain analysis as a reference value for the range of the operational frequencies.

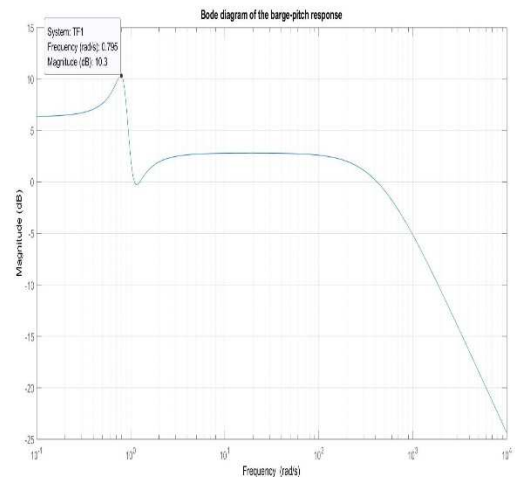


FIGURE 5. Resonance condition for barge-pitch mode

The mathematical model has been also validated by the theoretical calculations of the resonance frequency. The characteristic polynomial describing the dynamic behaviour of the modelled system can be rewritten in terms of the natural angular frequency,  $\omega_n$  and the damping ratio,  $\zeta$ .

$$m\ddot{x} + b\dot{x} + kx = 0 \rightarrow \ddot{x} + 2\zeta\omega_n\dot{x} + \omega_n^2x = 0$$



The theoretical resonance frequency has been calculated as 0.8486 hertz which falls within the numerical percentage error of  $\pm 6.74\%$ .

The time domain analysis shows the variation of amplitude in time and illustrates how the system behaviour changes under the influence of an input. The model has been tested with various sinusoidal inputs (Fig.6).

It has been found that with higher frequency applied, the system responds more dynamically with lower amplitude of oscillation and settles faster than the same system subjected to the lower frequency.

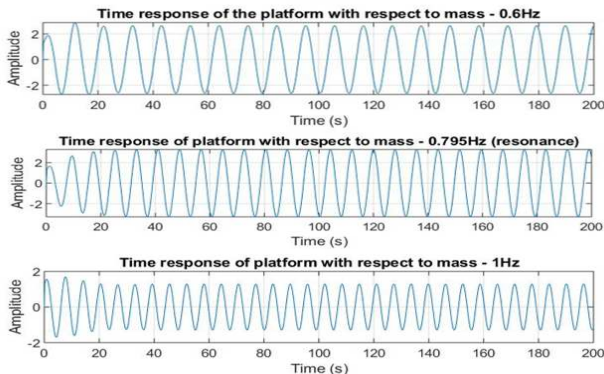


FIGURE 6 Time domain analysis around resonance frequency

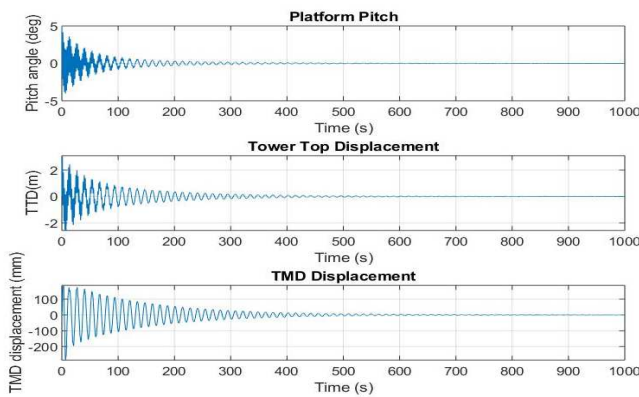


FIGURE 7 Time Response of the model without any external force

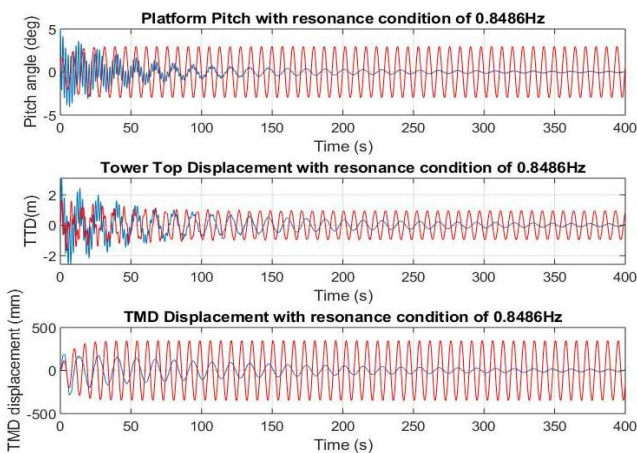


FIGURE 8 Comparison of the time response with model displacement. RED line: With external force applied, BLUE line: NO external force applied

Furthermore, plot in Fig.7 shows the respective change of the position of barge, tower, and pitch. The plot has been used to generate the combined dynamic response of the system (Fig.8).

The displacement plot represents the transient response of the system subjected to the disturbance from its equilibrium or steady state. The model will vibrate after excitation until it reaches its initial state and then it goes to rest. The sinusoidal time response describes reaction of the model exposed to the external forces. Again, the system will oscillate with the range of the operating frequencies introduced by input. Fig 8 shows that after the transient response converges to zero, the model continuous to oscillate until infinity with the frequency introduced by the external force and remain in its steady state.

## V. CONCLUSIONS

The topic of wind energy has become more influential in the renewable energy market in the past two centuries. The danger of total exhaustion of the naturally present resources has been the important aspect in many current researches. One of the opportunities gives the development of the offshore wind technology. Since the solar energy delivered to the surface of Earth can meet the energy needs of the entire population, it is understandable that investment into the wind technology will provide the solution to the problem of non-replenishable energy sources.

The first step in the analysis of FOWT included the derivation of the operating model conducted by application of the mathematical modelling. The approach allows the simplification of the complex turbine structure into a rigid-body. Therefore, the barge-pitch damping problem was examined by computation of three second order one-degree-of-freedom differential equations. The model has been isolated from its environment, where the hydrodynamic and aerodynamic contribution were neglected.

Another important aspect was the stability analysis. The denominator of the transfer function of barge-pitch mode was carefully studied throughout obtainment of poles and zeros. The BIBO stability has been examined and in result it has been found that the system is marginally stable. The system can be identified as marginally stable if any two poles of the transfer function are positioned on the imaginary axis. Consequently, any disturbance from the stable state will cause instability. The frequency domain analysis enables the close monitor of the peak of the magnitude and most importantly allows the establishment of a resonance frequency.

The core of the resonance problem resolves around the fact that even a very small excitation can initialise the oscillatory response with a very large amplitude. Due to the location of FOWTs, they are subjected to the vibrations introduced by positioning into a fluid flow. In general, offshore wind turbines have low structural frequency and show sensitivity to the environmental changes. The blowing wind combined with special characteristics of the system result in a high risk of reaching the resonance frequency. Hence, the system can start oscillating and the unexpected behaviour can induce damages in the control and operating systems. Additionally, the presence of the waves and other environmental factors affects the dynamic loading experienced by the barge. If the load has the input frequency in the range of the system resonance frequency, as a response, the system will oscillate rapidly with increasing amplitude of oscillation. Therefore, the structure becomes unstable.

In conclusions, the study of the reduction of effects of resonance on the structure is a crucial part of the future development of the technology.

#### REFERENCES

- [1] Jha, A. R. (2010) Wind Turbine Technology, First Edition, CRC Press, pp. 1-30, 79- 136
- [2] Broom, D. These 3 countries are global offshore wind powerhouses, 7th April 2020  
<https://www.weforum.org/agenda/2019/04/these-3-countries-are-global-offshore-wind-powerhouses/K. Elissa>,
- [3] Dinh, Van-Nguyen & Basu, Biswajit. Passive control of floating offshore wind turbine nacelle and spar vibrations by multiple tuned mass dampers. Structural Control and Health Monitoring. vol 22, 2015. 10.1002/stc.1666.
- [4] 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.
- [5] J.M. Jonkman . Influence of Control on the Pitch Damping of a Floating Wind Turbine. 2008 ASME Wind Energy Symposium, Reno, Nevada , January 7–10.
- [6] Tomás-Rodríguez, M. and Santos, M. Floating Offshore Wind Turbines: Controlling the impact of vibrations. Presented at the 7th International Conference on System and Control, ICSC'18- October 24-26, 2018 Valencia, Spain.
- [7] M. Tomas-Rodriguez, Tamer Elsaghir, Salman Hashi, Matilde Santos Peñas. . ANÁLISIS DE VIBRACIONES EN TURBINAS MARINAS, Jornadas de Automatica 2018, Badajoz, Spain.



# Validación con datos experimentales del modelo Blade Element Momentum para un perfil aerodinámico NACA 0012 bajo flujo

Alonso Montero  
Facultad de Ciencias Físicas  
Universidad Complutense de Madrid - UCM  
28040-Madrid, España  
[alomonte@ucm.es](mailto:alomonte@ucm.es) / [alonso.97.2.m@gmail.com](mailto:alonso.97.2.m@gmail.com)

Matilde Santos Peñas  
Instituto de Tecnología del Conocimiento.  
Universidad Complutense de Madrid - UCM  
28040-Madrid, España  
[msantos@ucm.es](mailto:msantos@ucm.es)

**Abstract**— Wind energy is proving in recent years to be a pioneer in the generation of clean and sustainable energy. That is why the scientific community is increasingly focused on expanding knowledge about the behavior of a wind turbine in contact with the flow of wind. Knowing the aerodynamic forces and loads to which the turbine is subjected is essential to ensure the correct operation and structural resistance of these turbines so as not to suffer damage throughout their useful life, making wind energy a more powerful source of energy, efficient and safe. In this article, a model based on Blade Element Momentum (BEM) theory is validated to evaluate how the theory describes reality, specifically for a NACA 0012 aerodynamic profile that is under axial flow.

**Keywords**— BEM, Teoría del elemento de pala, Validación.

## I. INTRODUCCIÓN

El creciente desarrollo de las energías renovables ha venido acompañado de un interés cada vez mayor en conocer el comportamiento de dichas fuentes de energía alternativas.

En el caso de la energía eólica, y en concreto los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT) han experimentado un elevado desarrollo en los últimos años, gracias a la mejora tecnológica y el uso de materiales compuestos, más ligeros y resistentes, en las palas de los aerogeneradores. Este desarrollo ha permitido construir turbinas de mayor altura y, como consecuencia, con un tamaño de rotor mucho mayor. Es por ello, que conocer cómo se comporta el perfil de una pala cuando entra en contacto con el flujo de viento es de los campos de estudio más importantes dentro del campo en la energía eólica ya que, desde un punto de vista financiero, es necesario conocer si un aerogenerador va a llegar al final de su vida útil sin presentar fallos catastróficos que provoquen la pérdida de la inversión en el aerogenerador.

La teoría BEM (Blade Element Momentum) combina la teoría del momento y la del elemento de pala. La primera, conocida como teoría del disco actuador modela el comportamiento del rotor aerodinámico combinando la conservación de masa y cantidad de movimiento. Esta teoría permite conocer de una manera simplificada la estructura del fluido a través del rotor, pero consideraba este como un sólido, sin considerar las palas. Es en este momento cuando entra la teoría del elemento de pala que considera que esta se puede dividir en elementos infinitesimales sin interacción donde se desprecian elementos tridimensionales asociados.

La teoría BEM unifica ambos modelos y obtiene buenos resultados bajo flujo axial, esto provee un cálculo de fuerzas aerodinámicas suficientemente preciso. Sin embargo, bajo ciertas circunstancias estas predicciones se alejan de la realidad, provocando inexactitudes en el modelo. Entre estas imprecisiones se encuentran las intrínsecas del modelo

(estacionario y bajo condiciones de flujo axial) y las limitaciones experimentales donde se incluyen la extrapolación de los coeficientes aerodinámicos, el retraso en la entrada en pérdida (Stall decay) y la pérdida dinámica (Dynamic stall). La extrapolación de coeficientes viene de la falta de logística en los ensayos experimentales ya que los coeficientes aerodinámicos se obtienen para un rango determinado de ángulos de ataque, lo que hace necesaria la extrapolación de las medidas. Por otro lado, existe una falta de correlación en los datos calculados debido a la complejidad del fluido tridimensional. Por último, la pérdida dinámica se debe a la variación temporal de los ángulos de ataque a los que se ve sometida la pala, provocando un desprendimiento del flujo del perfil aerodinámico que provoca estelas y reflujos.

Debido a estas carencias de la teoría BEM, durante varios años, se han modelizado diferentes correcciones para suplir los errores de esta teoría en ciertas condiciones. Glauert propuso un modelo que modifica la velocidad inducida por el rotor vinculándola a la posición radial, que depende de la posición azimutal. Donde después, multitudes de autores han aplicado modificaciones et al [5]. Por otro lado, Snel y Scheper aplican mejoras al modelo de Glauert mediante fenómenos físicos que se originan en la estela [6]. Por otro lado, Prandtl desarrolla un método para considerar las pérdidas en punta de pala y en raíz a partir de un factor  $f$ , que depende del número de palas y de factores geométricos de las mismas. La combinación de las ecuaciones de ambos modelos (Glauert y Prandtl) mejoran algunos aspectos de la teoría BEM. Muchos estudios posteriores de la comunidad científica instan al estudio de modelos experimentales para usar la teoría BEM en casos más generales.

El presente artículo muestra la validación de un modelo basado en la teoría BEM original, en condiciones de flujo axial (sin efectos de guiñada) para un perfil aerodinámico NACA 0012 a partir de datos experimentales del modelo de turbina TUDelft, obtenidos por Tonio Sant [5]. Se aplica al código del modelo BEM las pérdidas en punta de pala y raíz para comparar los resultados y se obtiene información de coeficientes de sustentación, factor de inducción axial, factor  $f$ , torque, tracción y velocidad relativa para distintas posiciones a lo largo de la pala.

## II. GEOMETRÍA MODELO TURBINA TUDELFT

Los datos geométricos del modelo de turbina empleado para la validación. Turbina TUDelft se muestra en la Tabla I.

TABLE I. DATOS GEOMÉTRICOS DE LAS PALAS DE LA TURBINA TUDELFT

Número de palas	2
Perfil	NACA 0012
Radio rotor	0.6 m
Radio raíz rotor	0.18 m
Longitud de cuerda	0.08 m (constante)

La información correspondiente al perfil aerodinámico se obtiene de [1].

### III. MODELO BEM

El modelo permite calcular las fuerzas aerodinámicas generadas mediante la combinación de a teoría del disco actuador y la teoría del elemento de pala. El código implementado se ha llevado a cabo mediante modificaciones que facilitan los cálculos.

#### A. Formulación matemática

La interacción fluido-disco es la responsable de la generación de fuerzas, por lo tanto, la velocidad juega un papel importante. La formulación empleada se basa en aplicar la teoría del momento lineal, y por último la teoría del elemento de pala.

De la teoría del momento lineal y disco actuador se obtiene el módulo de la velocidad, que se expresa como la suma cuadrática de las dos componentes de la velocidad al suponer como variable el ángulo de guiñada del viento ( $\psi$ ) y responde a la siguiente ecuación.

$$U' = \sqrt{U^2 \sin^2 \psi + (U \cos \psi + u_a)^2} \quad (1)$$

Donde  $U$  es la velocidad del viento,  $U'$  es el módulo de la velocidad,  $\psi$  es el ángulo de guiñada y  $u_a$  la velocidad inducida.

Usando la ecuación definida por Glauert para la teoría del disco actuador [3] para cada anillo del disco y la ecuación del par que el fluido genera en cada anillo, se obtiene una relación entre el par, tracción y velocidad inducida.

$$\partial T = -4\pi\rho u_a r \sqrt{U^2 \sin^2 \psi + (U \cos \psi + u_a)^2} dr \quad (2)$$

$$\partial Q = 4\pi\rho u_t r^2 \sqrt{U^2 \sin^2 \psi + (U \cos \psi + u_a)^2} dr \quad (3)$$

El coeficiente de empuje (Thrust),  $C_T$ , es calculado experimentalmente y toma el siguiente valor en función del factor de inducción axial.

$$C_T = 0.5776 - 0.96a \quad (4)$$

Para la teoría del elemento de pala se procede de una forma análoga. El aerogenerador ahora no es un disco actuador, sino que es necesario conocer la velocidad relativa para cada elemento de pala que se expresa como la suma de velocidades que actúan sobre dicho elemento. Las ecuaciones que modelizan el movimiento dinámico de la pala vienen dadas por  $V_{A(\eta-\zeta-\xi)}$ :

$$V_{A,\eta} = r\Omega \cos \theta - \psi[(d_a + \beta)\cos \theta + v] \cos(\phi) - \psi r \sin \theta \sin \phi \quad (5)$$

$$V_{A,\zeta} = r\Omega \sin \theta + \dot{v} - \psi[(d_a + \beta r)\sin \theta \cos \phi + \psi r \cos \theta \sin \phi] \quad (6)$$

$$V_{A,\xi} = (v'r - v)\Omega \sin \theta - \psi[d_a + (v - v'r)\cos \theta] \sin \phi \quad (7)$$

Con esto se obtienen un estudio más detallado de la velocidad. Se puede representar el 2D un elemento de pala y su composición de velocidades.

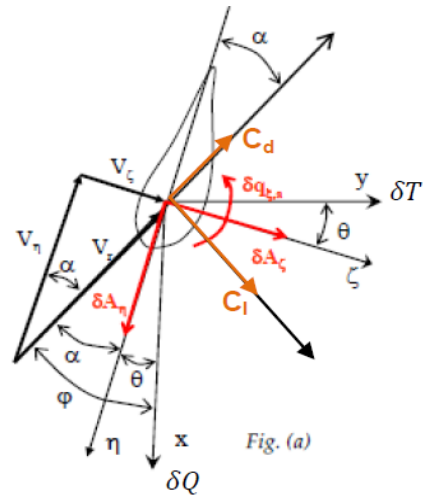


FIGURA 1. Elemento de pala y composición de velocidades [5]

Ahora incluimos los efectos de pérdida en punta de pala y raíz ( $\bar{f}$ ), y añadiendo efectos que proceden de la estala como  $\bar{F}_{sa}$ , se puede obtener una ecuación para la velocidad inducida, en promedio, descomponiendo dicha velocidad en sus componentes tangencial y axial ( $\bar{u}_t, \bar{u}_a$ ), y considerando que el ratio entre la velocidad axial inducida y la velocidad del viento es mayor que 0.38, queda la siguiente expresión.

$$0.577U^2 - 0.96(\bar{u}_a)U = \frac{c}{2\pi} \left( V_y + \frac{\bar{u}_a}{f} \bar{F}_{sa} \right)^2 \sum_{b=0}^{B-1} \frac{C_l \cos \phi + C_d \sin \phi}{\sin^2 \phi} \quad (8)$$

#### B. Algoritmo de resolución

Para el código empleado se ha tomado parte de la estructura desarrollada en [2] pero se ha llevado a cabo para flujo axial, es decir, no se tienen en cuenta efectos de guiñada. Se modeliza la teoría BEM teniendo en cuenta el factor de pérdida en punta y raíz de pala.

Para el desarrollo del modelo se ha usado el software Matlab [4] donde a partir de datos geométricos, de operación y programación se obtienen los resultados.

En el código se tiene en cuenta la posición radial de cada elemento de pala. Se lleva a cabo una discretización de elementos [5] en un intervalo de tiempo ( $\tau$ ).

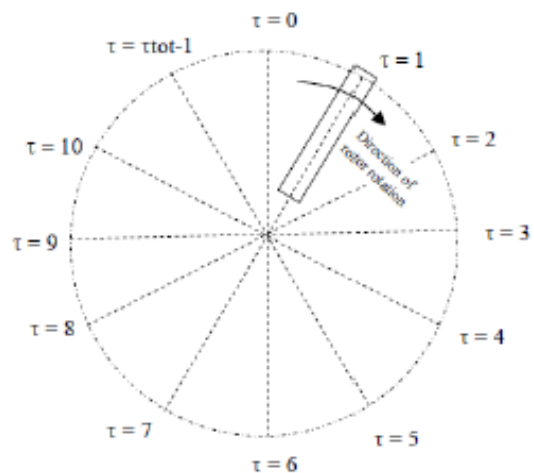


FIGURA 2. Discretización de la posición de la pala en el plano del rotor en un intervalo de tiempo ( $\tau$ ).



El algoritmo se basa en iteraciones sucesivas donde primero se calculan las fuerzas aerodinámicas en cada elemento de pala, lo que nos proporciona una velocidad inducida media en cada posición de área A. la ecuación (7) se resuelve mediante análisis numérico, con el método Newton-Raphson. Parte de una estimación inicial ( $u_{a0}$ ), se expresa la función como  $f(u_a)=0$  y se calcula la derivada  $f'(u_a)$ . Por último, empleando la siguiente ecuación se obtiene el valor calculado, iterando hasta que la solución converja.

$$u_{aj+1} = u_{aj} - \frac{f(u_{aj})}{f'(u_{aj})} \quad (9)$$

Este método permite realizar múltiples iteraciones hasta que el valor de la velocidad inducida consiga un valor aceptable y válido, con lo que se calcula la velocidad relativa y las fuerzas aerodinámicas.

#### IV. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Se lanza el cálculo del código implementado y se representan los parámetros aerodinámicos junto a la medida experimental para validar el modelo. Todos los resultados se representan en función de la posición radial de cada elemento.

En primer lugar, La Figura 3 (a) representa el ángulo de ataque para cada posición radial y se muestra en azul el modelo BEM implementado y en rojo los datos experimentales. Se aprecia una buena correlación del ángulo de ataque para todas las posiciones de la pala. A medida que nos alejamos de la raíz, el ángulo de ataque se hace más pequeño, lo esperable debido al twist de la pala, donde la velocidad tangencial en la punta de pala es mayor.

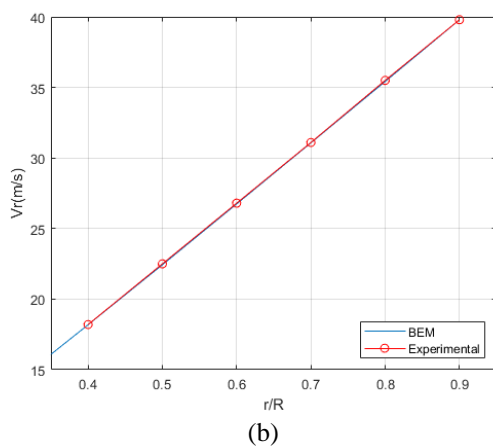
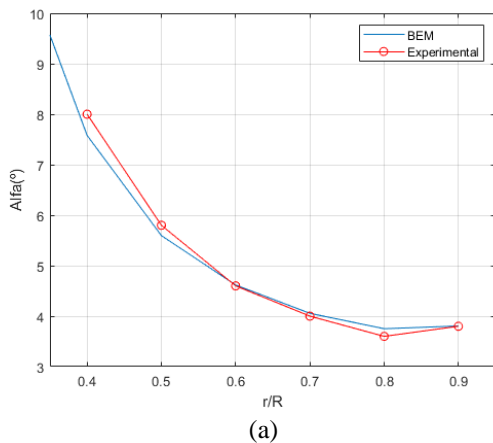


FIGURA 3. (a) Ángulo de taque en función de la posición radial y en (b) la velocidad relativa en m/s.

En cuanto a la velocidad relativa (Figura 3 (b)) se aprecia como la calculada por el modelo se ajusta a la perfección con los datos experimentales, lo que nos dice que las discrepancias que hubiese en el cálculo de la velocidad inducida no juegan un papel importante en el cálculo de la velocidad relativa.

Como se ha comentado anteriormente, en este algoritmo se tienen en cuenta el factor  $f$  o factor de Prandtl que tienen en cuenta las pérdidas en punta y en raíz de pala. En la Figura 4, se muestra como varía este factor a lo largo de la pala, acercándose a la unidad en regiones intermedias de pala, y en punta y raíz tiende a reducirse para adaptarse a la situación real de sustentación.

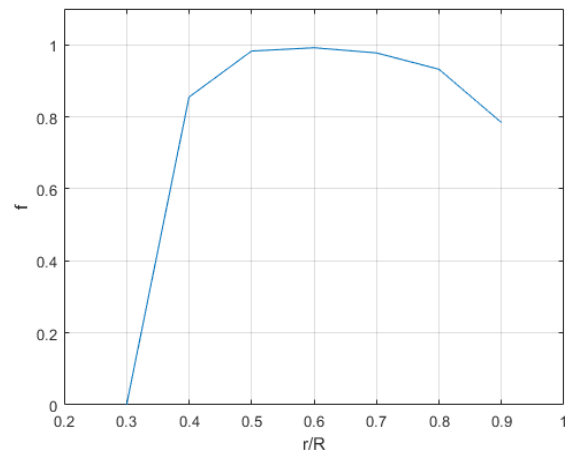


FIGURA 4. Factor de Prandtl.

Para comprobar este efecto del factor  $f$ , se representan los valores de factor de inducción axial  $a$  para el modelo BEM original, el modelo BEM con la pérdida en punta y los valores experimentales. La Figura 5 nos muestra como al tener en cuenta la corrección, los resultados se ajustan mucho mejor a los datos experimentales.

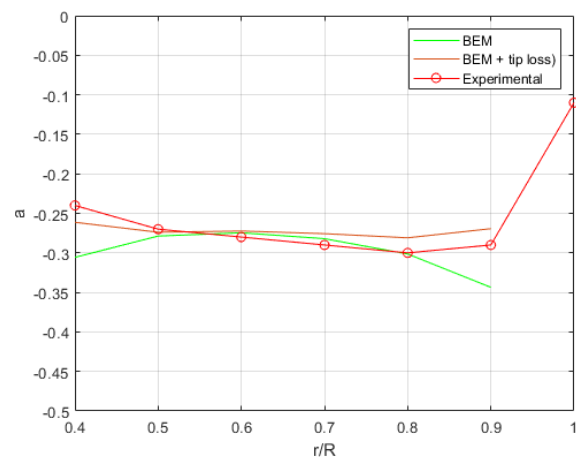


FIGURA 5. Factor de inducción axial.

El coeficiente de sustentación se representa en la Figura 6 donde se aprecia una buena correlación con los datos experimentales. Pero si se aprecian discrepancias en las regiones de raíz de pala y punta, probablemente debido a las deficiencias del modelo en esas regiones.

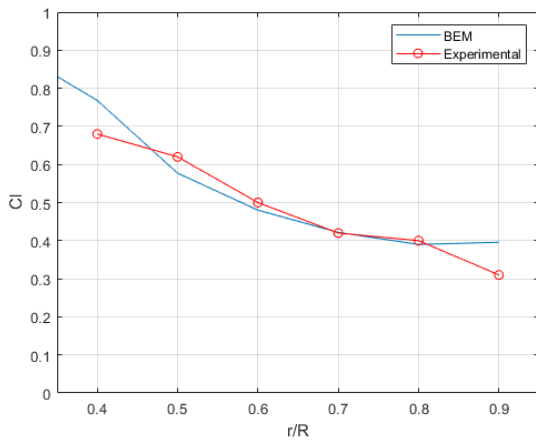
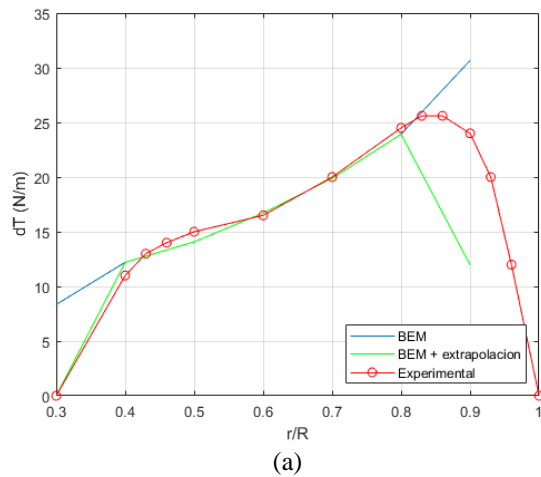


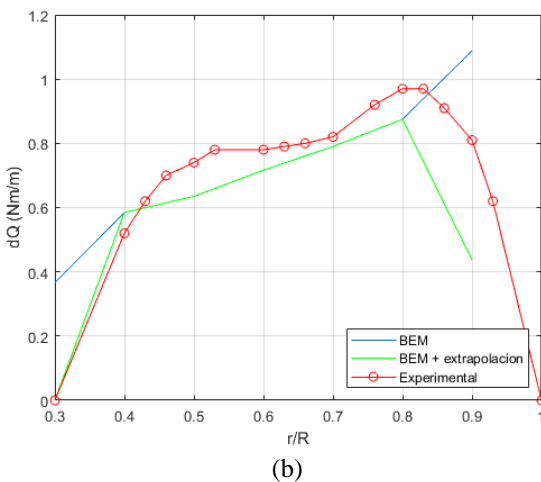
FIGURA 6. Coeficiente de sustentación.

Por último, en la Figura 7 se muestran la distribución de tracción y par a lo largo de la pala, donde se compara el modelo BEM con los datos experimentales y a su vez el modelo BEM con valores extrapolados en raíz y punta de pala debido a que la teoría BEM original no tienen en cuenta circulación nula en punta y raíz, lo que implica sustentación nula en estos puntos.

Se aprecia como los datos extrapolados se ajustan mejor a la realidad que únicamente la teoría BEM sin extrapolar.



(a)



(b)

FIGURA 7. (a) Tracción y en (b) Par

## V. CONCLUSIONES

Se ha llegado a modelizar la teoría BEM original con el fin de validar su comportamiento con los datos experimentales. Se ha comprobado que los resultados del modelo se ajustan bastante bien a la realidad, pero se hace notar el déficit del modelo para ciertas regiones de la pala donde se necesita tener en cuenta otras consideraciones que la teoría BEM original no cubre.

El estudio se ha llevado a cabo para condiciones de flujo axial, por lo que sería interesante usar el modelo también para situaciones de ángulo de guiñada no nulo y ver donde el modelo no se comporta bien. A su vez, se podrían usar los modelos correctivos de Beddoes Gleishman para la pérdida dinámica, el de Vítorna para la extrapolación de los coeficientes y el de Snel para el retaso en pérdida con el fin de ajustar con más precisión los resultados.

Estudios más profundos y con un mayor coste computacional se podrían realizar, como el uso de la dinámica de fluidos computacional (CFD) ya que mediante la resolución de las ecuaciones de Navier-Stokes para el campo del fluido resultan de gran utilidad para el cálculo de las fuerzas aerodinámicas sobre los aerogeneradores.

## REFERENCIAS

- [1] Airfoil tool. <http://www.airfoiltools.com/polar/details?polar=xf-b540ols-il-50000>.
- [2] J. Escalera, "Estudio aerodinámico de un aerogenerador mediante teoría BEM", PFC, Universitat Politècnica de Catalunya, 2014.
- [3] H. Glauert, "A General Theory for the Autogiro", ARC R & M 786, 1926.
- [4] Mathworks Matlab manual, online, <http://www.mathworks.com/>, Last accessed September 1, 2014.
- [5] T. Sant, "Improving BEM-based Aerodynamic Models in Wind Turbine design Codes", PhD thesis, Delft University of Technology, 2007.
- [6] H. Snel, J.G. Schepers, "Joint Investigation of Dynamic Inflow Effects and Implementation of an Engineering Method", Netherlands Energy Research Foundation, ECN-C-94-107, 19



# Irakaskuntzaren berrikuntza: Berdinen arteko tutoretza

Aitor J. Garrido, *Senior Member, IEEE*  
Automatic Control Group - ACG,  
Department of Automatic Control and  
Systems Engineering - UPV/EHU  
Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain  
ORCID: 0000-0002-3016-4976

Izaskun Garrido, *Senior Member, IEEE*  
Automatic Control Group - ACG,  
Department of Automatic Control and  
Systems Engineering - UPV/EHU  
Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain  
ORCID: 0000-0002-9801-4130

Iñigo J. Oleagordia  
Automatic Control Group - ACG,  
Department of Electronics and  
Telecommunication - UPV/EHU  
Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain  
ORCID: 0000-0003-1843-3683

Francisco J. Asensio  
Department of Electrical Engineering  
Universidad del País Vasco - UPV/EHU  
Otaola Hiribidea 29, 20600 Eibar, Spain  
ORCID: 0000-0001-8241-1257

José I. San Martín  
Department of Electrical Engineering  
Universidad del País Vasco - UPV/EHU  
Otaola Hiribidea 29, 20600 Eibar, Spain  
ORCID: 0000-0001-7603-8089

**Abstract** — This work describes a pilot peer mentoring experience carried out at the Bilbao School of Engineering (EIB). The overall objective is to improve the quality of the teaching and learning process in the subject of Electronic Instrumentation. It is based on the concept of taking advantage of existing human resources in the EIB itself. For this reason, it is brought to light the importance of the experience and competencies of various students within the institution to implement a university advising process. These students are well acquainted with the institutional culture and have a good knowledge of the curricular content of the subject in question, being able to monitor the training and acquisition of competencies of other colleagues. This article shows the relevance and influence that these students can exercise as a teaching strategy after analyzing the needs (peer mentoring). It will address aspects such as the understanding of their role, the characteristics that are attributed to them, the methodology required for the performance of the advisory functions, the activities entrusted, the learning results and the evaluation carried out.

**Keywords** — *Mentoring, Peer mentoring, University teaching, Counseling process, Active learning*

**Laburpena** — Artikulu honetan, Bilboko Ingeniaritza Eskolan (BIE) egindako ikaskideen tutoretzaren esperientzia pilotua deskribatzen da. Helburu orokorra Instrumentazio Elektronikoko irakaskuntza eta ikaskuntza prozesuaren kalitatea hobetzea da. BIE n bertan dauden giza baliabideak aprobetxatzeko ideiatik abiatzen da. Hori dela eta, unibertsitateko aholkularitza prozesua gauzatzeko erakundeko ikasle askoren esperientzia eta gaitasunak aprobetxatzaren garrantzia proposatzen da. Ikasle hauek kultura instituzionala ondo ezagutzen dute eta ikasgaiaren eduki kurrikularrak ondo ezagutzen dituzte, beste lankide batzuen trebakuntza kontrolatzeko gai izanik. Artikulu honek tutore izeneko ikasle hauek izan dezaketen rola eta eragina erakusten du (peer mentoring), irakaskuntza estrategia gisa izan dezaketen papera eta eragina erakusten du. Hurrengo alderdiak jorratzen dira norberaren eginkizuna ulertzea, haiei egotzitako ezaugarriak, aholku funtzioak betetzeko behar den metodologia, agindutako jarduerak, ikaskuntzaren emaitzak eta egindako ebaluazioa, besteak beste.

**Hitz gakoak** — *Tutoretza, Berdinen arteko orientazioa, Unibertsitateko irakaskuntza, Aholkularitza prozesua, Ikaskuntza aktiboa*

## I. SARRERA

Unibertsitateko irakasle garenok ahartu gara hainbat ikasle daudela, hutsune handiak eta prestakuntza gabeziak dituenek irakasgai berria ikasten hasterakoan [1-2]. Honek, gaitasunak eskuratzearrekin lotutako gabeziekin batera, zenbait ikasgaitan huts egitea eta uzteko tasa kezagarria izatea eragiten du. Orduan, ikasteko ingurune osagarriak eskaini behar dizkiegu ikasle horiei beharrezko autonomia garatzeko, gaitasun horiek eskuratzeko eta irakasgai berria arrakastaz burutzeko. Behar den bezala irakasteko, beharrezkoa da talde bakoitzaren beharrak ezagutzea, haien indarguneak eta ahulguneak aztertuz ahalik eta azkarren erabateko integrazioa lortzeko eta horrela, gerta daitekeen porrota saihesteko. Ingurune akademiko berrira sartzen diren ikasleen trantsizioa eta egokitzapena erraztera bideratutako neurri desberdinak bilatu behar dira [3].

Ikasleen arteko elkarreragina ezagutza eraikitzekeo tresna eraginkor gisa aurkezten da. Anitzeko gaitasunak eskuratzeko ahalbidetzen du. Ikasle batzuek, bestela, mantsoago edo zailtasun handiagoz ikasiko lirarteke. Ezagutzak irakaslearengandik ikaslearengana soilik transferitzen diren irakaskuntza eredu tradizional baten ostean, estrategi berriak agertzen dira. Ikasleak bere ikaskuntzarekiko konpromisoa hartzen du, rol aktiboagoa hartzen [4,5]. Lanean, norberaren ideiak besteei artikulatu eta azaltzeko beharrak, azalpenak zehatzagoak izatera eramaten ditu eta, beraz, ezagutza hobeto antolatzeko eta integratzeko behartzen du [6].

Konstruktibismo sozialaren ildoari jarraituz, ikaskuntza ez da jarduera individual gisa soilik eskuratzen, baizik eta ikaskuntza optimizatua ikasleen arteko elkarrekintza dinamiko dagoenean. Era berean, irakaskuntzan egiaztatu da egitura kooperatiboek edo kolaboratiboek harreman positiboak areagotzen dituztela egitura indibidualekin alderatuta, eta komunikazio gaitasunak eta errendimendu akademiko hobetzen dituztela [7,8]. Unibertsitate-esparruetako ikaskideen tutoretza, ikasleen eta tutoreen arteko harremanen emaitza da. Artikulu honek erabilgarritasun hori jorratzen du, tutoretza ezaugarritzen duten alderdietan sakonduz. Bereziki, ikasleen programak erabiltzeko aukerak azpimarratzen ditu, unibertsitateko ikasleen beharretarako laguntza eta orientazio estrategi gisa. Batik bat, europako

konbergentziak planteatzen duen irakaskuntza-ikaskuntza prozesuaren esparru berriaren aurretik.

## II. TUTORETZA EREDUAK

Tutoretza ereduak esparru eta forma desberdinetan gertatzen dira (naturalak, nahita nahiezkoak, indibidualak, taldekoak), garapenean aplikatutako planteamenduaren eta biltzen dituen elementuen arabera [9]. Hori dela eta, eman ohi diren tutoretza moten artean, bi oinarrizko ereduak daude: Tutoretza informala, naturala, tradizionala edo planifikatu gabeko, eta tutoretza formala, puntual, sistematika, planifikatuta, nahita nahiezkoa. Eredu honetan helburuak eta onurak mugatzen dira, tutoretza prozesuaren barruan beste irudi batzuk agertzen dira, eta ekintzaren kontrola eta jarraipena handiagoak dira. Azken 30 urteetan gizarteko sektore guztietan gero eta arrakasta handiagoa izan duen eredu da, enpresa sektoretik hasita. Hauek dira tutoretza formalaren ezaugarriak garrantzitsuenak:

- Sistematikoki planifikatzen den ekintza, lortu beharko diren helburuekin, onurak lorpenak.
- Harreman lotu daiteke prozesu informal edo indibidual batekin (banan-banan), edota talde batekin, tutoretza garatzeko.

Gaur egun, tutoretza modu berri bat ere erabiltzen da. E-tutoretza deritzona, zeren eta euskarri gisa IKT erabiltzen bait du garatzeko. Tutoretza eredu formalaren artean, goian aipatu bezala, ikaskideen arteko tutoretza aukeratu da.

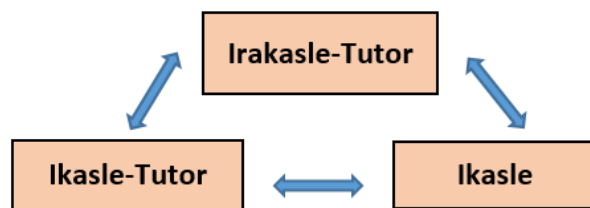
## III. BERDINEN ARTEKO TUTORETZA

Ikasketa kooperatibo eta kolaboratibo harreman asimetrikoa duen tutoretza sistema da, maila desberdinetako ikaskideen arteko tutoretza delako. Ikasle guztien helbu bera dute, gaitasun curricularrak garatzea. Tutoretza etengabeko truke, orientazio eta orientazio prozesua da [10]. Prozesu hau garatu ahal izateko, goi mailako kurtsu bateko ikasle batek (ikasle tutorea) unibertsitatean trebakuntza eta trebetasun beharrak dituzten ikasleak aholkatzen eta laguntzen ditu. Honen helburua, norberaren hobekuntza eta elkar onura ekoiztea da.

Prozesu horretan, tutoreak eta ikasleek etengabe garatzen dituzte hainbat gaitasun. Alde batetik, irakasleek irakasten dutenean ikasten dut [11]. Era berean, ikaskideek gidatzen dituzte ikasleak. Tutoreak ikasgai dugun gaiaren ezagutzaile onak dira eta espediente akademiko bikaina dute. Beraz, teknikoki trebatuak dira ikasleak ikasten laguntzeko. Bestela, ikasleek ezingo lukete beren kabuz ulertu edo zailtasun handiagoarekin lortuko lukete. Berdinen arteko tutoretzak ikasleen artean ezagutza desberdintasunak erabiltzea ahalbidetzen du, aniztasun horretaz baliatuz. Tutoretza mota hau sortzen da ezagutzak horizontalki transmititzeko eta eskuratzeko aukera gisa, ikasleen lan autonomoa sustatzen eta bizitzan zehar hainbat arazori aurre egiteko baliagarriak izango diren trebetasunak eskuratzeko laguntzen.

1. irudian tutoretzan kontsulta eredu erlazioaren irudikapen grafikoa erakusten da. Hezkuntza orientazioaren arloan Kontsulta Eredua deritzona islatzen du. Ikus daitekeen moduan, irakasle-tutoreak tutorearekin lan egiten du zuzenean, argibideak edo / eta laguntza emanaz; baina normalean, egoera zehaztetan izan ezik, ez dute harreman zuzena ikaslearekin. Ikasleak soilik lan egiten du zuzenean

ikasle-tutorearekin, eta jakina, irakasle-tutoreari edozein galdera egin diezaike.



1. IRUDIA. Berdinen arteko tutoretzari aplikatutako kontsulta eredu

### A. Tutoretzaren faseak

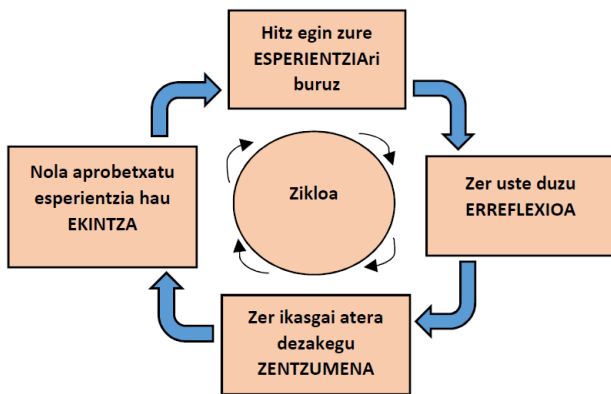
Tutoretza, edozein prozesu bezala, fase desberdinetan garatzen da. Tutorearen eta ikasleen arteko garapen funtzionala aurretik finkatuta zereginenetik abiatuta gertatzen da. Etapa desberdin hauek tutoretza prozesuaren faseak bezala ezagutzen dira, 2. irudia.

- *Aurreko fasea.* Tutorearen figura zer den eta bere prestakuntzara bideratuta, prestakuntza mintegietan parte hartuz. Tutorea izateko erabakia hartzera bultzatu zuten motibazioetan sakonduz. Oinarrizko galdera da, ea mentoratzea erabilgarria den.
- *Harrapaketa fasea.* etorkizuneko ikasleekin harremanetan jartzea beharrezkoa da laguntza eskaintzeko. Garrantzitsua da prozesua hedatzeko ahalegina egitea eta bere balioa helaraztea. Ikasleak zeintzuk diren jakin ondoren, lehenengo kontaktua prestatzen da.
- *Konpromiso fasea.* Komenigarria da hitzarmena erregistratzea. Hauxe da, elkarrekin lan egiteko konpromisoa hartzen dugun akordioa sinatzea.
- *Fase zentrala.* Hemen bertan gertatzen da tutoretza programaren garapena. Beharrezkoa izango da ikasleekin lan saio desberdinak antolatzea eta finkatzea. Adostu daiteke saio kopurua, hasierako plangintza eta egitura. Prozesuaren unerik luzeena da, ekintza korapiloaren koska bera. Ziklo honen zehar esperientziak eta jarduerak definitzen dira: akordioak ezartzea, ekintzarako urratsak, hausnarketa eta ikaskuntza eta azkenik, erabakiak hartzearen ondorioak.
- *Ebaluazio fasea.* Edozein jarduera bezala baloratu behar da. Helburua garatutako prozesua aztertzea da, akats posibleak identifikatzeko eta hauek hobetzen saiatzeko. Komeni da ebaluazio jarraia eta azken ebaluazioa uztartzea, oso interesgarria izanik elkarrekin egiten bada parte hartzaile guztiak esperientzian inplikatur.



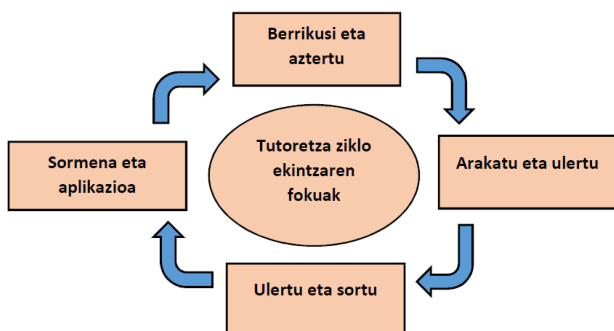
### B. Tutoretza zikloa

Tutoretza zikloak zentzua eta ordena ematen dio ikaskuntzari, lau alderdi biltzen dituen prozesua da: esplorazioa, hausnarketa, ekintza eta berrikuspina. Zikloak sekuentzi hau behin eta berriro errepikatuko du, esperientzia osoaren zehar alderdi hauek erlazionatuz. 3. irudian tutoretza zikloa deiturikoa bideratzen duten oinarriko edukiak aurkezten dira. Tutoretzaren praktika, tutorea eta bere lankideen arteko oinarriko lau galderak gidatuta erreflexioa da: zer uste duzu zure esperientziari buruz? eta zer sentitzen duzu honi buruz?, zer ikasgai atera daitezke?, eta nola aprobetxatu ahal dituzu esperientzia?



3. IRUDIA. Berdinen arteko tutoretzari aplikatutako kontsulta eredua

Zikloak azpimarratzen du tutoreak sustatutako ekintza guztiak etengabe berrikusteko prozesuaren mende daudela. Etengabeko prozesu zirkularra da, eta parte-hartzaileei gertaeren eta haien ondorioen kontrolatzeko aukera eskaintzen die. Sortzen diren galderak tutoretza zikloko etapa desberdinen lau fokutan oinarritzen dira, ikusi 4. irudia.



4. IRUDIA. Tutoretza-zikloko ekintza-fokuak

### IV. MODELOAREN DESKRIBAPENA

Azken bost ikasturteetan ikusi den bezala, irakasgai tekniko bat hartzen duten ikasleen % 30a, batez beste, utzi edo errefusatu egin dutela bi hilabete pasa eta gero.

#### A. Helburua eta faseak

Gaia ikaslearengan zentratutako PBL irakaskuntza metodologiaren bidez irakasten da, non ikasleak taldean modu koordinatuan lan egiten duten. Metodologia abian jartzearakoan, lehenago azaldukoarekin bat etorritik, fase hauek ezarri ziren:

- 1) Tutoreen hautaketa eta prestakuntza.
- 2) Esperientzia laguntzeko tresnak ezartzea.
- 3) Tutoreen autapena.
- 4) Esperientziaren garapena eta jarraipena.
- 5) Emaitzak eta ebaluazioa.

#### B. Tutoreen hautaketa eta prestakuntza

Tutoreek unibertsitatean esperientzia badute ere, horrek ez du esan nahi ikasleek tutoretza behar duten orientazioa burutzeko ezaugarri egokiak dituztenik. Beraz, burutuko duten lanera bideratutako prestakuntza eman behar zaie. Metodologia aktiboa erabili da, tutoreen trebetasunak praktikan jar ditzaten beraien rol berrian. Proba pilotu honetan parte hartzen duten irakasle tutoreak esperientzia handia dute ikasteko metodologia aktiboetan modalitate eta barietate desberdinetan.

#### C. Laguntza tresnak

Laguntza eta orientazioa eskaintzen zaie tutoreei beraiek prozesuan zehar, haiengandik espero dena azalduz, topatuko dituzten arazo nagusiak identifikatuz eta horiek konpontzen lagunduz.

#### D. Tutorea esleitzea

Hausnarketa prozesu baten ondoren ikasle-taldeak osatzea erabaki zen, non tutoretza-lanak eta beren lan-behar bereziak bat datozen.

#### E. Esperientziaren garapena eta jarraipena

Saioak hasi ondoren, tutore talde bakoitzari askatasuna eman zitzaion saioak burutzeko eta erabiliko zituzten astean bi ordu adosteko. Burutu ziren saioen jarraipena egiteko, tutoreei txantiloia eman zitzaion txostena bete zezaten honako eduki honekin: I) Hasiera ordua, II) Bertaratutakoak, III) Saioaren garapena, IV) Amaiera ordua. Irakasle tutoreak aldizka kontsultatzen zituzten txosten horiek.

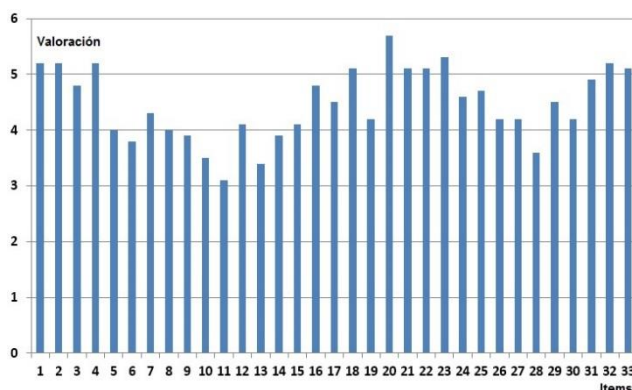
## F. Emaitzak eta ebaluazioa

Tutoretza prozesua ebaluatzeko, honako informazio hau bildu da: I) Ebaluazioa ikasle-tutoreen ikuspuntutik, II) Ebaluazioa ikasleen ikuspuntutik. Irakasle tutoreak aldizka kontsultatzen zituen txosten horiek. Adibide gisa, 1. Taulak, ikasle tutoreek egindako ebaluazioari dagozkion, 33 elementuz osatutako errubrika erakusten du. Erabilitako eskala hau da: 1. Erabat ados, 2. Nahiko ados, 3. Nahiko ados, 4. Nahiko ados, 5. Nahiko ados eta 6. Guztiz ados. 5. irudian lortutako emaitzen irudikapen grafikoa ageri da.

### 1. Taulak. Ebaluazio errubrika

Nº	Items	Escala valoración					
		1	2	3	4º	5	6º
1	Tutorearekin hitz egin dut berrikuntza metodologikorako tutoretza prozesuan egin behar denari buruz.	1	2	3	4º	5	6º
2	Tutoretzak berrikuntzaren diseinua eta ezarpena beste ikuspuntutik ikasteko aukera eman dit.	1	2	3	4º	5	6º
3	Zure trebakuntzan oinarritu naiz kompetentziak eskuratzeko.	1	2	3	4º	5	6º
4	Bien artean hasieran adostutako helburuekin lan egin dugu.	1	2	3	4º	5	6º
5	Nire tutoreak estimuan naukala sentitu dut.	1	2	3	4º	5	6º
6	Ikasteko modu desberdinen daudela ohartazi naiz.	1	2	3	4º	5	6º
7	Irakaskuntzaren diseinuan eta ezarpenean landu beharreko gai garrantzitsuenak adostu ditugu.	1	2	3	4º	5	6º
8	Nire gaitasunetan konfiantza duela adierazi du.	1	2	3	4º	5	6º
9	Egiten dudana ulertzea sustatu du.	1	2	3	4º	5	6º
10	Irakasle proposamenak eta esperientziak planteatzen dituenen zalantzan jartzen du bere burua.	1	2	3	4º	5	6º
11	Nire zailtasunen pertzepzio berdinak izan ditugu.	1	2	3	4º	5	6º
12	Nire iritziak eta proposamenak ulertu dituzula egiaztatzen du.	1	2	3	4º	5	6º
13	Berrikuntzan sortu diren emozioak adierazi ahal izan ditut.	1	2	3	4º	5	6º
14	Arazo edo proiektu bat konpontzeko pentzarazi dit.	1	2	3	4º	5	6º
15	Irakasteko metodologiari buruz duen ezagutza estimatzen dut.	1	2	3	4º	5	6º
16	Normalean espero nuen moduan jokatu du.	1	2	3	4º	5	6º
17	Motibatu nau, batez ere, ziurgabetasun eta zailtasun garaietan.	1	2	3	4º	5	6º
18	Ikuspegi kritikoa garatzera bultzatu nau.	1	2	3	4º	5	6º
19	eskuragarri egon da.	1	2	3	4º	5	6º
20	Nire kezak eta beldurrak ulertu ditu.	1	2	3	4º	5	6º
21	Bere esperientziak partekatu ditu.	1	2	3	4º	5	6º

22	arreta jarri dizkie nire ikasketa beharrei.	1	2	3	4º	5	6º
23	Etengabeko iritzia eman dit.	1	2	3	4º	5	6º
24	Sortutako esperientziak eta kezak kontuan hartzen lagundu dit.	1	2	3	4º	5	6º
25	nire ahaleginak ahintzak hartu direla sentitu dut.	1	2	3	4º	5	6º
26	jarrera kritikoa bultzatu du.	1	2	3	4º	5	6º
27	ikaskuntza erreflexiboa bultzatu du.	1	2	3	4º	5	6º
28	Estres egoeretan erregulazio emozionala lortzen lagundu dit.	1	2	3	4º	5	6º
29	Erreferentzia (eredua) izan da berrikuntzaren aplikazioan.	1	2	3	4º	5	6º
30	Ha mostrado empatía.	1	2	3	4º	5	6º
31	Gaitasunak eta trebetasunak hobetu duten trebetasunak eta estrategiak garatzera bultzatu nau.	1	2	3	4º	5	6º
32	Pozik nago tutoreak egindako lanarekin.	1	2	3	4º	5	6º
33	Tutoretzak ikasle gisa aldatzera eraman nau.	1	2	3	4º	5	6º



5. IRUDIA. Tutoretza-zikloko ekintza-fokuak

## V. ONDORIOAK

Orokorrean, ikasleek lan ordu gehiago dagoela hautematen dute eta harrez gehiegizko esfortzua eragiten dutela. Hala ere, saioetan modu aktiboan parte hartu duten ikasleak beren gabeziez jabetu dira, ikasketa eta ikaskuntza teknikak hobetu dituzte, eta horrek eragin positiboa izan du beste ikasgaietan. Saio guztiak tutoreekin jarraitu dituzten ikasle gehienek errendimendu akademikoan hobetu dute.

Esperientzia honen beste abantaila batzuk tutoreengan sortzen dira: norbaiti irakatsi behar izateak saioak gehiago prestatu behar izatea eragiten du; beraz, ezagutzan aurrera egin eta indartzen dute. Gainera, etengabeko lana eta komunikazio trebetasunak bultzatzen dira. Orokorrean esperientzia onuragarria izan da.

## ESKERTZA

Lan hau neurri batean Eusko Jaurlaritzak, IT1207-19 proiektuaren bidez eta MCIU / MINECOK RTI2018-094902-B-C21 eta RTI2018-094902-B-C22 (MCIU / AEI / FEDER, UE) bidez sustatuta dago.

## ERREFERENTZIAK

- [1] S. Kaul, C. W. Ferguson, Y. Yan, P. M. Yanik. "Triangulated mentorship of engineering students-leveraging peer mentoring and vertical integration". Volume 21, Number 1, Global Journal of Engineering Education, 2019.
- [2] W. Butler-Paisley, B. Clemetsen. "The Value of Peer Interaction in the First-Term Community College Classroom: A Faculty Perspective". Community College Journal of Research and Practice 43:5, pp 327-340, 2019.
- [3] P. HartmanBall, C. Renguette, M. T. Seig. "Problem-Based Teacher-Mentor Education: Fostering Literacy Acquisition in Multicultural Classrooms". Interdisciplinary Journal of Problem-Based Learning IJPBL Volume 12, Issue 1, 2018.
- [4] J. W. Colvin, M. Ashman. "Roles, Risks, and Benefits of Peer Mentoring Relationships in Higher Education". Mentoring & Tutoring: Partnership in Learning 25:4, pp 395-416, 2017.
- [5] J. Hoon, B.P. MacLeod, P.T. Tkacik, S.L. Dika. (2017) "Peer mentoring in engineering: Unshared experience of undergraduate peer mentors and mentees". Mentoring & Tutoring: Partnership in Learning 25:4, pp 395-416. 2017.
- [6] D. Ruggiero, J. D. Boehm "Project-based learning in a virtual internship programme: A study of the interrelated roles between intern, mentor and client". Computers & Education. Volume 110, July 2017, pp 116-126, Ed. Elsevier.
- [7] C. Grimes, H. White. "Peer Mentoring and PBL" Institute for Transforming Undergraduate Education (ITUE) University of Delaware, 2017.
- [8] P. Alper. "Teach to work. How a Mentor, a Mantee, and a Project can Close the Skills Gap in América". Ed. Taylor Francis, Oxon, UK, 2017.
- [9] F. Gunn, S. H. Lee, M. Steed. "Student Perceptions of Benefits and Challenges of Peer Mentoring Programs: Divergent Perspectives From Mentors and Mentees". Marketing Education Review, Volume 27, Iss.1, 2017.
- [10] L. Ezkurra de Albuquerque. F. Gimenez. "Smart Mentoring. Una metodología para el desarrollo estratégico del Talento". FC Editorial, Madrid, 2016.
- [11] K. Sudhir, C. Guanghsu, Y. Paul; F. Chip. "Development of a Mentorship Program in Engineering and Engineering Technology". American Society for Engineering Education Annual Conference and Exposition, 2015.



# Definition of parameters and numerical models to scale a 7-kW wind turbine model into a 5-MW wind turbine model

Laura Olaya Rúa  
Faculty of Physic Sciences  
Complutense University of Madrid  
Madrid, Spain  
lolaya@ucm.es

Jesús Enrique Sierra-García  
Dpt. of Electromechanical Engineering  
University of Burgos  
Burgos, Spain  
<https://orcid.org/0000-0001-6088-9954>

Matilde Santos Peñas  
Institute of Knowledge Technology  
Complutense University of Madrid  
Madrid, Spain  
<https://orcid.org/0000-0003-1993-8368>

**Abstract**— The aim of this work is to define the specification of a 5-MW generic wind turbine based on a small-scale wind turbine rated at 7-kW. It establishes the methodology used to assess all the relevant turbine parameters. It identifies and enumerates the parameters that determine the capacity of the wind turbine and it defines their corresponding numerical model. In addition, this report describes the methodologies foreseen to further develop the model to fit an offshore implementation in future works.

**Keywords**—wind turbine, power rating, parameters, upscaling, power coefficient, drivetrain, generator.

## I. INTRODUCTION

Wind turbines can be set in different environments depending on their size and capacity. Small wind turbines (WTs) are typically less than 50-kW and are designed for use in residential, agricultural, small commerce and some industrial applications. Large wind turbines, with a capacity of megawatts, are typically deployed in wind farms, intended to provide electricity to a transmission network.

The accelerated growth of the wind energy sector carries numerous challenges as the rise of the rotor sizes and tower heights to accommodate larger land-based and offshore wind turbine capacities.

The average size of onshore turbines being manufactured today is around 2.5-3 MW, with blades of about 50 meters length. An average offshore wind turbine has a capacity of 3.6 MW. Higher and steadier wind speeds and more available space for their installation are the reason why offshore wind energy is developing at a fast rate. 7.5 MW turbines are the largest today with blades about 60 meters long [1].

Today, the most common criteria adopted to design wind turbines focus on the available options for blade number, the orientation of rotor rotation (downwind or upwind of the tower), fixed or variable rotor speed, gearbox or a direct drive, synchronous or induction generator, power control via aerodynamic stall control or variable pitch blade control [2].

The present study has the objective of identifying which of the factors mentioned above define a wind turbine's capacity and the design of a methodology to scale-up a given wind turbine model into a desired capacity.

To do it, we assess the Matlab-Simulink model of a 7-kW wind turbine developed by [3]. The model represents a small-scale onshore wind turbine, with a 3.2 meters radius, direct drivetrain, no blade regulations, and a Permanent Magnet DC Generator modeled as a rectifier coupled PM AC machine. It

implements a furling mechanism for power generation control.

Considering the current industry level for onshore and offshore wind turbine capacity, it was decided to assess a 5-MW turbine, which should correspond to the machines currently deployed at a commercial scale. A generic 5-MW wind turbine model will be created by upscaling the existing model.

The reference wind turbine model of 5-MW [4], available for studies through the National Renewable Energy Laboratory (NREL), represents a baseline of the modern and future offshore Horizontal Axis Wind Turbines [5]. It is used for the analysis proposed in this paper. Similar existing 5-MW technologies are also assessed for comparison to the baseline.

The rest of the paper is organized as follows. The methodology is briefly described, and the subsystems are enumerated in section II. Section III explains and scales the different subsystems in the WT. The scaled parameters are collected in section IV. Finally, the paper ends with the conclusions and future works.

## II. METHODOLOGY DESCRIPTION

The 7-kW wind turbine existing model is studied by subsystems, with the objective of gradually identifying the parameters to be upscaled and describing their corresponding numerical model.

The subsystems to be studied are:

- A. The wind captured by the rotor
- B. The power and thrust extracted from the wind
- C. The power and thrust coefficients
- D. The drivetrain
- E. The generator

## III. SCALING OF THE SUBSYSTEMS

### A. The wind captured by the rotor

One of the main parameters that varies from a small-scale wind turbine to a larger one is its size. Given that the wind turbine model considers all the components of the turbine as one mass, the dimension of interest is the rotor radius. [6] implicitly describes the dependency of the rotor size of wind speed by the relation

$$\rho \cdot A_{\infty} \cdot v_{\infty} = \rho A_r v_r = \rho A_w v_w \quad (1)$$

Where the subscript  $\infty$  represents the parameters related to the freestream,  $r$  represents the parameters at rotor level and



where the parameters at the wake, at least three diameters downstream from the rotor. Where  $A$  [m<sup>2</sup>] is the effective sweep area, which is smaller upstream of the rotor than at the rotor and larger than the rotor downstream.  $\rho$  [kg/m<sup>3</sup>] is the density of the air,  $v_\infty$  [m/s] is the wind speed far away upstream from the rotor, and  $v_r$  is the wind speed as seen by rotor. In this relation it is noticeable that, while the wind speed upstream is an invariable input for the system, the wind speed seen by the rotor is dependent on the area of the rotor, where a bigger area will indicate a decreased wind speed seen by the rotor. However, for wind recollection a bigger rotor size can represent the improved capture of the available wind.

The wind velocity perceived by the rotor, can be improved by different technologies, that are effectively being installed in large wind turbines nowadays.

#### a) Airfoil technology

An optimal airfoil design leads to better capture of wind power and the need of less control technologies to perform the task. For large wind turbine such as the NREL 5-MW, the rotor blades are designed by integrating several sections of different airfoils.

Station	$r$	Airfoil Type
1	2.8667	Cylinder1
2	5.6000	Cylinder1
3	8.3333	Cylinder2
4	11.7500	DU40
5	15.8500	DU35
6	19.9500	DU35
7	24.0500	DU97W300
8	28.1500	DU91W(2)250
9	32.2500	DU91W(2)250
10	36.3500	DU93W210
11	40.4500	DU93W210
12	44.5500	NACA64XX
13	48.6500	NACA64XX
14	52.7500	NACA64XX
15	56.1667	NACA64XX
16	58.9000	NACA64XX
17	61.6333	NACA64XX

FIGURE 1. Airfoil types implemented in a 5-MW wind turbine blade [5]

#### b) Angle of attack

The implementation of different airfoil types along the blade makes for a substantial variation of the angle of attack in different sections of the blade. This variation is amplified by the fact that the tangential component of the wind velocity is dependent on the distance of the section examined from the root of the rotor  $r$  as stated in (3).

The angle of attack is defined by [7] as

$$\alpha = \phi - \theta \quad (2)$$

$$\tan\phi = \frac{(1-a)v}{(1+a')\omega r} \quad (3)$$

Where  $\phi$  [°] is the angle that separates the axial and tangential rotor velocities in the velocity triangle describing a determined section of the blade (Fig. 2). With  $\theta$  [°] the local pitch angle of the turbine,  $a'$  the tangential induction factor,  $v$  is the wind speed [m/s],  $r$ [m] is the distance between the section and the root of the blade and  $\omega$  [rad/s] is the angular velocity of the rotor.

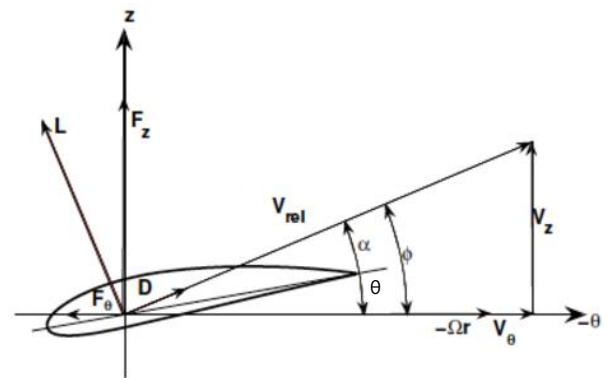


FIGURE 2. Velocity triangle of a wind turbine blade [8]

Being able to control the angle of attack guarantees that the wind is being optimally leveraged. Pitch control is being widely studied for this matter.

#### c) The pitch angle

Ideally, the wind turbine should be operated by adjusting the aerodynamic power to its maximum [9]. For this purpose, two pitch control implementations can be found in the industry:

- Collective pitch control (CPC): implemented to regulate the generator power at the rated value by maintaining the rated generator speed.
- Individual pitch control (IPC): implemented to attenuate the flap-wise moment on the turbine blades.

The local pitch angle is defined by [7] as

$$\theta = \theta_b - \beta \quad (4)$$

Where  $\theta$  represents the local turbine pitch angle and  $\beta$  the twist angle of the blade, both dependent of the type or airfoil implemented in a given section of the blade.  $\theta_b$  [°] denotes the blade pitch angle, which is the one controlled by CPC or IPC.

Generally, small-scale turbines have no way of controlling the pitch nor the angle of attack, as they are too small to fit the needed actuators and since, in commercial and residential applications, a simpler system is more suitable.

Therefore, for scaling a small-scale turbine into a 5-MW, it will be necessary to consider the pitch and the angle of attack into the model.

In this study, the wind speed is simulated to emulate the wind speed at rotor level, for which it is implied that an optimization of wind capture has already been done. Therefore, to upscale the model, the parameters mentioned above should be added.

From this point on in this paper, all the analysis will be performed implying that the wind is at rotor level, consequently  $v_r$  will be referred as  $v$ .

Nevertheless, for the model to be scalable to offshore applications, it will be necessary to consider parameters corresponding to the wind upstream.

An offshore model will need to consider the variation of the inclination of the tower generated by the ocean oscillations, which will have an impact in the angle of attack

and thereby, in the pitch angle attributed to the tower and to the rotor blades.

TABLE 1. UPSCALED PARAMETERS FOR THE WIND CAPTURED BY THE ROTOR

Upscaled parameters in this section	
Parameter	Impact
Radius	Sweep area, captured wind
Pitch angle	Captured wind
Angle of attack	Impact of the random behavior of the wind and the ocean waves on the turbine

### B. The power and thrust extracted from the wind

The rotor aerodynamics are presented by static relations defined by the Blade Element Momentum Method [7] where the aerodynamic power  $P$  represents the power available in the air, in the absence of the rotor

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (5)$$

Where  $C_p$  is the dimensionless power coefficient,  $v$  is the wind speed in at the rotor [m/s] and  $\rho$  is the air density [kg/m<sup>3</sup>]. Given the fact that the air density varies onshore and offshore, it is a parameter that can vary depending on the location of the wind turbine.

The amount of aerodynamic torque  $\tau$  [Nm], is given by the ratio between the power extracted from the wind, and the turbine rotor speed

$$\tau = \frac{P}{\omega} \quad (6)$$

As in section A, in this section it is also noticeable how the sweep area  $A$  is a parameter of great impact for determining the capacity of a wind turbine. A greater wind turbine rotor radius implies a greater capacity for aerodynamic power profit.

In addition, if pre-cone is implemented, it should also be considered into the swept area, by scaling down the effective radius to

$$R_{precone} = R \cos \beta_b \quad (7)$$

The pre-cone of the wind turbine  $\beta_b$  is the angle between a flat rotor disk and the cone swept by the blades. It is positive downwind (toward the wind) and negative upwind. Setting a pre-cone can reduce the swept area, so the power available from the wind decreases as the converted power does.

However, analysis indicates that large-scale systems can benefit from upwind or downwind-aligned configurations, as it can help minimize the mean absolute value of blade bending moment [10].

TABLE 2. UPSCALED PARAMETERS FOR THE POWER AND THRUST EXTRACTED FROM THE WIND

Upscaled parameters in this section	
Parameter	Impact
Radius	Sweep area, wind turbine capacity
Pre-cone	Minimizing blade bending moment
Density	Determined by the wind turbine location

### C. The power and thrust coefficients

The power coefficient ( $C_p$ ) is a measure of wind turbine efficiency. The maximum possible value for  $C_p$  is defined by the Betz limit which states that a wind turbine rotor can only extract 59,3% of the power from an airstream. The remaining

power must go through the rotor without interacting [11]. It is defined as the ratio of converted power to available power [12]. From (5)

$$C_p = \frac{P_{electromechanic}}{\frac{1}{2} \rho A v^3} \quad (8)$$

The thrust coefficient ( $C_t$ ), dimensionless, is analogue to the  $C_p$  in the analysis of the wake of a wind turbine, where wind speed is reduced. It is an important value to be optimized in wind farms, where a wake effect can disturb the flow of the wind between turbines, therefore reducing the energy production of the wind farm [13]. Small-scale wind turbines aren't generally installed in a wind farm configuration; thus, the  $C_t$  is not a defining parameter in their case.

$$C_t = \frac{C_p}{\lambda} \quad (9)$$

Small-scale wind turbines only have the capacity to operate at high  $C_p$ , while the wind speed doesn't exceed the cut-out-speed. Once this limit is reached, furling methods are implemented to turn the rotor away from the incoming axial wind, thus decelerating the rotor and reducing power extraction from the wind. The cut-in-speed and cut-out-speed are parameters defined by each manufacturer [14].

In large-scale wind turbines, it is expected that the wind turbine operates at high  $C_p$  values most of the time. As the wind speed changes, the rotor speed should be adjusted to follow the change. The greater the  $C_p$  the higher power recollection is being attained [4]. Pitch angle control and generator load control are employed to control the operation of large-scale wind turbines, by adjusting the aerodynamic power [9].

The  $C_p$  is strongly dependent of the wind velocity. However, as the wind speed cannot be reliably measured, it is written in terms of the Tip Speed Ratio (TSR) and the angular velocity. The TSR represents the ratio between the tangential speed of the tip of a blade and the actual speed of the wind defined as

$$TSR = \lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (10)$$

Where  $\omega$  is the rotor speed [rad/s],  $R$  is its radius [m], and  $v$  is the wind speed [m/s].

For the 5-MW NREL reference wind turbine the optimal  $C_p=0,482$  is attained for a TSR of 7,55.

The  $C_p-\lambda$  performance characteristics are generally obtained in the industry by empirical measurements, or by simulations performed in aerodynamic simulation software such as FAST or WT-Perf. However, if the  $C_p-\lambda$  performance characteristics, derived from calculations or from direct measurement, are available, the  $C_p$  can be modeled by two main methodologies [11].

- a) look-up tables.
- b) analytic functions.

A dataset obtained from the NREL's web forum, of the  $C_p$  surface of the NREL 5-MW reference wind turbine, modeled in FAST [15], is used as a baseline to develop both approaches to modeling the  $C_p$ .

- a) Look-up tables

The NREL dataset represent a model with the following conditions:

- $\lambda$  ranging from 5 to 10
- Pitch angle equal to  $-1^\circ$ ,  $0^\circ$  and  $1^\circ$
- Wind speed equal to 8 m/s

From the (Fig. 3) it is observed that these conditions fit into the expected behavior of a 3-bladed rotor.

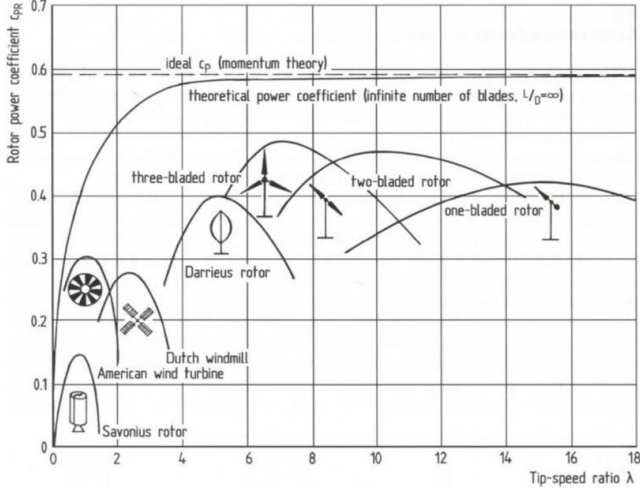


FIGURE 3. Cp profiles according to the wind turbine type [16]

Directly importing the data to Matlab allowed for the creation of three look-up tables, determined by their respective blade pitch angle. The Simulink 1D lookup table is implemented, given the fact that  $C_p$  variations are very subtle.

An alternative look-up table is implemented for the furling control method, as for right now it is the only control implemented in the wind turbine.

#### b) Analytic function

An analytic function is derived from the 5MW NREL dataset by approximation of the parameters, where the general function defining the power coefficient as a function of the tip-speed ratio and the blade pitch angle is given by [17]

$$Cp(\lambda, \theta) = c_1 \left( c_2 \frac{1}{\beta} - c_3 \theta - c_4 \theta^x - c_5 \right) e^{-c_6 \frac{1}{\beta}} \quad (11)$$

Since this function depends on the wind turbine rotor type, the coefficients  $c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6$  and  $x$  can be different for various turbines. With

$$\frac{1}{\beta} = \frac{1}{\lambda + 0,08\theta} - \frac{0,035}{1 + \theta^3} \quad (12)$$

The parameters were selected by an approximation of the given  $\lambda$ - $C_p$  curve, by respecting the expected values of maximum  $C_p$  and by comparing them to those of other authors such as [2], [12], [7], [17]. The selected parameters are:

$$c_1=0,47 \quad c_4=0,002; \quad c_3=0,3 \quad x=2$$

$$c_2=126 \quad c_5=5,5; \quad c_6=19$$

The resulting  $C_p$  curve is displayed in (Fig. 4).

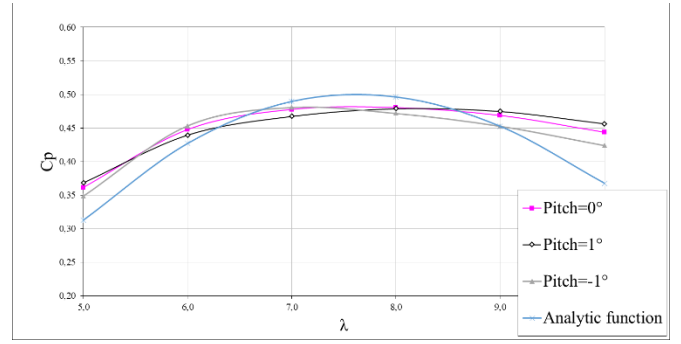


FIGURE 4. Analytic function Cp curve

TABLE 3. UPSCALED PARAMETERS FOR THE POWER AND THRUST COEFFICIENTS

Upscaled parameters in this section	
Parameter	Impact
Cut-in-speed	Depending on the turbine
Cut-out-speed	Depending on the turbine
Cp function	Power extraction performance
Ct function	Wind farms performance

#### D. The drivetrain

The model for the drivetrain is given by the Newton's second motion law, where the generator rotation speed equation relative to the torque can be expressed by [12]

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\tau_{em} - \tau_m}{J_{eq}} - \frac{B_m}{J_{eq}} \omega \quad (13)$$

Where  $\tau_{em}$  [Nm] is the electromechanical torque, which is the output of the generator.  $B_m$  [NM/(rad/s)] is the damping coefficient of the rotor to generator shaft and  $\tau_m$  [Nm] is the aerodynamic torque that has been transferred to the generator side.

Small-scale turbines and some large-scale turbines can work at direct drive setting, in the case where wind speeds are low, which means they implement no gearbox at the entry of the generator, that is  $n=1$ .

The reference turbine studied in this paper has a gearbox ratio of 97:1, meaning that the ratio is a parameter to be upscaled. Consequently, the aerodynamic torque that is transferred to the generator side, must be divided by the gearbox ratio.

$$\tau_{mg} = \frac{\tau_m}{n} \quad (14)$$

Where  $\tau_{mg}$  is the aerodynamic torque transferred to the generator and  $n$  is the gearbox ratio.

$J_{eq}$  is the equivalent inertia calculated as [12] [18]

$$J_{eq} = J_g + \frac{J_r}{n^2} \quad (15)$$

$J_{eq}$  [kg m<sup>2</sup>] represents the drive train being treated as one-lumped mass model where  $J_g$  and  $J_r$  are the generator and rotor rotational inertias respectively.

The equivalent inertia depends on the mass of the rotor and the generator, and on their radius to the shaft. Thus, it is a parameter to be upscaled given that the mass of a large-scale wind turbine is considerably superior to the mass of a small-scale one and so are its dimensions.

(13) to (15) describe how the increased inertia has a adverse impact on the angular velocity of the rotor and the required a gearbox for a large-scale wind turbine to generate a looked-for torque.

TABLE 4. UPSCALED PARAMETERS FOR THE DRIVETRAIN

Upscaled parameters in this section	
Parameter	Impact
Generator inertia	Angular velocity, electromechanical torque
Rotor inertia	Angular velocity, electromechanical torque
Gearbox ratio	Aerodynamic torque transferred to the generator side.

#### E. The generator

An assessment is undertaken for offshore wind turbines of 5MW capacity, to evaluate which kind of generator is currently implemented in the industry.

Several wind turbines are evaluated, from manufactures such as Gamesa, Hyosung, Hitachi, CSIC, Areva, Aerodyn, Adwen [18]. It is found that all these technologies implement a Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG).

For a more detailed examination, the NREL 5-MW reference turbine is compared to the turbines found in the market, being the Korean Hyosung HS139 [18] the most similar wind turbine to the one studied in this paper, with the most comparable radius and gearbox ratio. The Hyosung HS139 offshore wind turbine also implements a PMSG.

The 7-kW wind turbine existing model already implements a model of a PMSG by approximation to a rectifier coupled PM AC machine. Nevertheless, to upscale a small-scale wind turbine model to a large-scale one, it is of interest to implement a robust generator model.

The mathematical model of the PMSG in the synchronous reference frame suitable for a large-scale wind turbine is given by [12]

$$\frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L_{ds} + L_{ls}} (-R_s i_d + \omega(L_{qs} + L_{ls})i_q + u_d) \quad (16)$$

$$\frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L_{qs} + L_{ls}} (-R_s i_q + \omega(L_{ds} + L_{ls})i_d + \psi + u_q) \quad (17)$$

where subscripts  $d$  and  $q$  refer to the  $d$ - $q$  synchronous rotating reference frame,  $R_s$  [ohms], is the stator resistance,  $L_{ds}$  and  $L_{qs}$  [H] are the inductances of the generator,  $L_{ls}$  [H] represents the leakage inductances,  $\psi$  [Wb] is the permanent magnetic flux, and  $\omega$  is the electrical rotating speed of the generator, defined by [12]

$$\omega_e = p\omega \quad (18)$$

where  $p$  is the number of pole pairs and  $\omega$  is the rotor angular speed. The electromechanical torque equation is given by [12]

$$\tau = \frac{1}{2}p((L_{ds} - L_{ls})i_d i_q + i_q \psi) \quad (19)$$

TABLE 5. UPSCALED PARAMETERS FOR THE GENERATOR

Upscaled parameters in this section	
Parameter	Impact
Generator model	Robust simulation results
Generator parameters	Adapted to a large-scale wind turbine

#### IV. PARAMETERS FOR AN UPSCALED MODEL

The parameters from the current model [3] are compared in (Table 6) to the parameters of the 5MW NREL wind turbine [4].

TABLE 6. COMPARISON BETWEEN THE PARAMETERS FROM THE CURRENT SMALL-SCALE WIND TURBINE MODEL WITH THE UPSCALED PARAMETERS

Upscaled parameters				
Parameters		7-kW WT	5-MW NREL baseline WT	Units
Power rating	P	7	5000	kW
Radius	R	3.2	63	m
Pitch angle	$\theta_b$	Non variable	From 0 to 90	$^\circ$
Angle of attack	$\alpha$	Non variable	Variable	$^\circ$
Pre-cone	$\beta_b$	Non variable	2.5	$^\circ$
Density	$\rho$	1.223	1.225	kg/m <sup>3</sup>
Cut-in-speed	$v_i$	2.5	3	m/s
Cut-out-speed	$v_o$	25	25	M/s
Cp function	Cp	Analytic function	Analytic function and Look-up table	
Ct function	Ct	N/A	Function	
Generator inertia	$J_g$		534116	kg m <sup>2</sup>
Rotor inertia	$J_r$		11776947	kg m <sup>2</sup>
Drivetrain inertia	$J_{eq}$	6.525		kg m <sup>2</sup>
Gearbox ratio	n	1	91:01:00	
Damping constant	$B_m$		6215000	Nm/(rad/s)
Generator model		Rectifier coupled PM AC machine	PMSG	
Stator resistance	$R_s$	0.275	0,08	$\Omega$
Inductance	L	0.0135		H
Inductance d	$L_{ds}$		0,334	H
Inductance q	$L_{qs}$		0,217	H
Leakage inductance	$L_{ls}$		0,0334	H
Magnetizing flux	$\psi$		0,4832	Wb
Pole pairs	p		3	
Load Resistance	$R_L$	8	8	$\Omega$

#### V. CONCLUSIONS AND FUTURE WORKS

This work presents the definition of a 5-MW generic wind turbine model based on a 7-kW small-scale wind turbine existing model. A methodology has been established to assess all the relevant parameters that determine the capacity of the wind turbine and define their corresponding numerical model.

As future works, we may highlight the implementation of the model of the scaled WT and the evaluation of the methodology with other different turbines.

#### ACKNOWLEDGMENTS

This research work has been developed under partial financing from the MCI/AEI/FEDER RTI2018-094902-B-C21 Project, by the Ministry of Science, Innovation and Universities.

## REFERENCES

- [1] The European Wind Energy Association, "EWEA," 2020. [Online]. Available: <https://www.ewea.org/wind-energy-basics/faq>. [Accessed 12 December 2020].
- [2] F. A. A. Essam Abdulhakeem , "Modelling & Simulation of a Wind Turbine with Doubly-Fed Induction Generator (DFIG)," Beijing, China, Nov. 2020, pp. 10,35.
- [3] M. Mikati, M. Santos and C. Armenta, "Electric grid dependence on the configuration of a small-scale wind and solar power hybrid system," *Renewable Energy*, vol. 57, pp. 587-593, 2013.
- [4] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial and G. Scott, "Definition of a 5 MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development," National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 2009.
- [5] U. Fernandez-Gamiz, E. Zuleta, A. Boyano, I. Ansoategui and I. Uriarte, "Five Megawatt Wind Turbine Power Output Improvements by Passive Flow Control Devices," Basque Country, Spain, May. 2017, pp. 1, 6.
- [6] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins and E. Bossanyi, *Wind energy handbook*, West Sussex, England : Wiley, 2001, pp. 42-46.
- [7] P. A. Galvani, F. Sun and K. Turkoglu, "Aerodynamic Modeling of NREL 5-MW Wind Turbine for Nonlinear Control System Design: A Case Study Based on Real-Time Nonlinear Receding Horizon Control," *aerospace*, vol. 3, 27, pp. 1-20, 2016.
- [8] J. Peet, P. Fischer, G. Conzelmann and V. Kotamarthi, "Actuator Line Aerodynamics Model with Spectral Elements," *Aerospace Science Meeting Including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*, Texas, USA, Jan. 10, 2013, p. 3.
- [9] E. Muljadi and C. Butterfield, "Pitch-Controlled Variable-Speed," *National Renewable Energy Laboratory*, Phoenix, USA, Feb. 2000, pp. 1-10.
- [10] E. Loth, A. Steele, C. Qin, B. Ichter, M. S. Selig and P. Moriarty, "Downwind pre-aligned rotors for extreme-scale wind turbines," *Wind Energy*, Virginia, USA, Jan. 2017, p. 14.
- [11] H. Siegfried, *Grid Integration of Wind Energy*, Kassel, Germany: Wiley, 2014, pp. 62-67.
- [12] A. Rolán, Á. Luna, G. Vázquez, D. Aguilar and G. Azevedo, "Modeling of a Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator," *International Symposium of Industrial Electronics*, Seoul, Korea, Jan. 2009, pp. 1-6.
- [13] F. Cuzzola, S. Aubrun and B. Leitl, "Characterization of a wind turbine model for wake," *Journal of Physics: Conference Series*, Hamburg, Germany, Oct. 2012, pp. 6-7.
- [14] J. Khan and T. Iqbal, "Analysis of a small wind-hydrogen stand-alone hybrid energy system," *Applied Energy*, vol. 86, pp. 2429-2442, 2009.
- [15] National Wind Technology Center, "National Wind Technology Center Forum," 1 March 2012. [Online]. Available: <https://wind.nrel.gov/forum/wind/viewtopic.php?t=582>. [Accessed 2020 December 2020].
- [16] Z. Lubosny, *Wind turbine Operation in Electric Power Systems*, Gdansk: Springer, 2003, p. 88.
- [17] L. Trilla Romero, "Power converter optimal control for wind energy conversion systems," *Universitat Politècnica de Catalunya*, Barcelona, Spain, Sep. 2013, pp. 31-32.
- [18] Wind turbine models, [Online]. Available: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1182-hyosung-hs139>.

# Improved harmony search algorithm-based airflow control for an oscillating water column equipped with a Wells turbine

Fares M'zoughi

Automatic Control Group - ACG,  
Department of Automatic Control and Systems Engineering  
University of the Basque Country - UPV/EHU  
Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain  
ORCID: 0000-0003-2935-3830

Aitor J. Garrido, *Senior Member, IEEE*

Automatic Control Group - ACG,  
Department of Automatic Control and Systems Engineering  
University of the Basque Country - UPV/EHU  
Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain  
ORCID: 0000-0002-3016-4976

Izaskun Garrido, *Senior Member, IEEE*

Automatic Control Group - ACG,  
Department of Automatic Control and Systems Engineering  
University of the Basque Country - UPV/EHU  
Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain  
ORCID: 0000-0002-9801-4130

Manuel De La Sen

Automatic Control Group - ACG,  
Department of Electricity and Electronics  
University of the Basque Country - UPV/EHU  
Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain  
ORCID: 0000-0001-9320-9433

**Abstract**—In this paper, the Harmony Search (HS) algorithm and the Improved Harmony Search (IHS) algorithm were implemented and tested to optimize the control design of the Proportional-Integral-Derivative (PID) controller in an airflow control scheme. The airflow control strategy has been proposed to deal with the undesired stalling phenomenon of the Wells turbine in an Oscillating Water Column (OWC). To showcase the effectiveness of the IHS algorithm over traditional tuning methods, a comparative study has been carried out between the optimized PID, the traditionally tuned PID and the uncontrolled OWC system. The results of optimization showed that the IHS algorithm adapted the best to the problem of the airflow control within the wave energy converter. Moreover, the OWC performance is superior when using the IHS-tuned PID.

**Keywords**—airflow control, harmony search algorithm, oscillating water column, stalling behavior, Wells turbine

## I. INTRODUCTION

Wave energy is considered the most exploited resource of Marine Renewable Energy thanks to its availability and predictability. Many Wave Energy Converters were developed yet no particular concept has reached the commercial maturity [1]. The three major obstacles of the industrialization of WECs are associated with reliability, efficiency, and economic viability but extensive efforts are being spent on the improvement of these aspects [2]. Reliability is achieved by refining the WEC designs and optimizing control strategies [3-4], while economic viability and efficiency require the optimal selection of the site, the system and materials to reduce costs and environmental impact while guarantying maximum energy absorption [5-6].

Many ideas were investigated in order to conquer some of the obstacles such as WEC integration in ongoing projects of maritime structure and breakwaters [7-9]. Other ideas proposed the multiple-use of offshore platforms by combining different energies such as the wind and wave energy converters in [10] or by combining converters such as the Overtopping device and Oscillating Water Column in [11].

This paper discusses the airflow control of the NEREIDA Multiple OWC [12]. This facility is installed in the breakwater of Mutriku, Spain and it's an OWC system based on Wells turbine for wave energy conversion. The main drawback of Power-Take Off (PTO) systems using Wells turbine is the power-limitation due to the occurrence of the stall [13-14]

effect. In this context, an airflow control based on a PID controller has been proposed and recourse to the Improved Harmony Search algorithm has been proposed to help select the optimal parameters of the PID.

The remainder of the article has been arranged as follows; Section II presents the theoretical consideration describing all parts of the OWC system. Section III presents the materials and methods used for the proposed airflow control including two variants of the Harmony Search algorithm. Section IV describes the simulations carried out to demonstrate the efficiency of the IHS algorithm then the performance of the proposed IHS-PID airflow control in two different wave conditions versus the uncontrolled case. Finally, we finished the article with some concluding remarks in Section V.

## II. THEORETICAL CONSIDERATIONS

This section describes the modelling of the different subsystems of the OWC as shown in Fig.1.

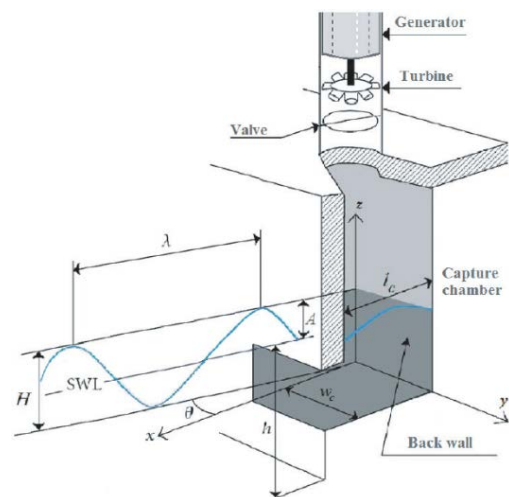


FIGURE 1. Oscillating Water Column and Wave parameters.

### A. Wave Surface Elevation

The Airy wave theory has been adopted because it is the simplest description and most used thanks to neglecting turbulence, friction losses and other energy losses [15].

The wave parameters from Fig.1 are SWL is the Still-Water-Level,  $h$  is the sea depth that marks the distance from the sea floor to SWL. Wave height  $H$  is the distance from wave

This work was supported in part by the Basque Government, through project IT1207-19 and by the MCIU/MINECO through RTI2018-094902-B-C21 and RTI2018-094902-B-C22 (MCIU/AEI/FEDER, UE).



trough to wave crest.  $A$  is the wave amplitude measuring the distance from  $SWL$  to the wave crest and  $\lambda$  is the wavelength marking the distance between successive crests [15-16].

Therefore, the surface elevation for a sea wave is given as:

$$z(x, t) = A \sin(\omega t - kx\theta) = H / 2 \sin(\omega t - kx\theta) \quad (1)$$

where  $\omega$  is the wave frequency,  $x$  is the wave horizontal coordinate,  $\theta$  is the angular opening from the  $x$ -axis to waves' direction and  $k$  is the wave number related to  $\omega$  as:

$$k \tanh(kh) = \omega^2 / g \quad (2)$$

where  $g$  represents the acceleration gravity.

### B. Capture Chamber Model

The capture chamber converts the oscillating waves into aerodynamic energy, which drives the Wells turbine. Equations (3) to (5) describe the air volume, volume flow rate and airflow speed, respectively, as given in [16,17].

$$V(t) = V_c + \frac{Hw_c}{k} \sin\left(\frac{kl_c}{2}\right) \sin(\omega t) \quad (3)$$

$$Q(t) = cHw_c \sin\left(\frac{kl_c}{2}\right) \cos(\omega t) \quad (4)$$

$$v_x(t) = \frac{8cAw_c}{\pi D^2} \sin\left(\frac{\pi l_c}{cT_w}\right) \sin\left(\frac{2\pi}{T_w}t\right) \quad (5)$$

where  $V_c$ ,  $w_c$  and  $l_c$  are the chamber's volume, inner width and length,  $T_w$  is wave period and  $D$  is duct diameter and  $c = \omega/k$ .

### C. Wells turbine Model

The Wells turbine under study is a self-rectifying axial-flow air turbine which possess blades with special geometry allowing a unidirectional rotating motion regardless of the airflow direction [18].

The Wells turbine under study can be mathematically defined by the expressions (6)-(10) given in [14,19]:

$$dp = C_a K (1/a) \left[ v_x^2 + (r\omega_r)^2 \right] \quad (6)$$

$$K = \rho l b n / 2 \quad (7)$$

$$T_t = r C_t K \left[ v_x^2 + (r\omega_r)^2 \right] \quad (8)$$

$$\phi = v_x / (r\omega_r) \quad (9)$$

$$Q = a v_x \quad (10)$$

where  $dp$  is the pressure drop,  $C_a$  and  $C_t$  are the power and torque coefficients,  $\phi$  is the flow coefficient,  $T_t$ ,  $K$ ,  $r$  are the turbine's torque, constant and mean radius,  $l$ ,  $b$ ,  $n$  are the blade's chord length, height and number,  $\omega_r$  is the angular velocity,  $a$  is the cross-sectional area and  $\rho$  is the air density.

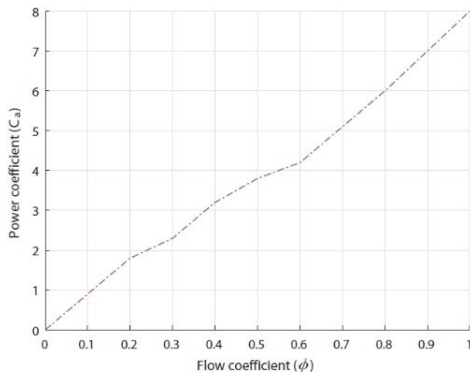


FIGURE 2. Wells turbine's power coefficient vs. flow coefficient.

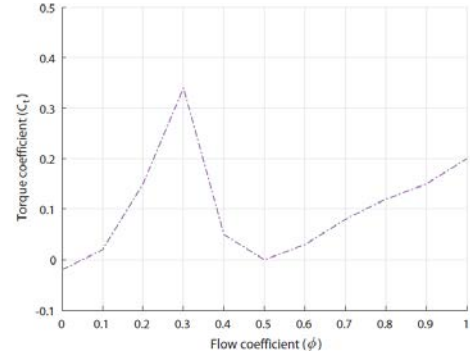


FIGURE 3. Wells turbine's torque coefficient vs. flow coefficient.

The characteristic curves of the Wells turbine are formed by the power coefficient  $C_a$  and the torque coefficient  $C_t$  versus the flow coefficient are shown in Fig.2. and Fig.3.

### D. DFIG Model

The template is used to format your paper and style the text. All margins, column widths, line spaces, and text fonts are prescribed; please do not alter them.

The rotation of the Wells turbine helps drive a DFIG. The DFIG model may be described by the equations given in [20].

The stator and rotor voltages in  $dq$  frame are defined as:

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_s \psi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_s \psi_{ds} \end{cases} \quad \begin{cases} v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} - \omega_r \psi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + \omega_r \psi_{dr} \end{cases} \quad (11)$$

where  $R_s$ ,  $R_r$  are the stator and rotor resistances,  $\omega_s$ ,  $\omega_r$  are the stator and rotor angular velocity,  $i_{ds}$ ,  $i_{qs}$ ,  $i_{dr}$  and  $i_{qr}$  are the  $dq$  stator and rotor currents.

The stator and rotor flux linkage can be described by:

$$\begin{cases} \psi_{ds} = L_{ss} i_{ds} + L_m i_{dr} \\ \psi_{qs} = L_{ss} i_{qs} + L_m i_{qr} \end{cases} \quad \begin{cases} \psi_{dr} = L_{rr} i_{dr} + L_m i_{ds} \\ \psi_{qr} = L_{rr} i_{qr} + L_m i_{qs} \end{cases} \quad (12)$$

where  $L_{ss}$ ,  $L_{rr}$  and  $L_m$  are stator, rotor and magnetizing inductances, respectively.

The generated electromagnetic torque and its interaction with the turbine may be expressed as:

$$T_e = \frac{3}{2} p (\psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds}) \quad (13)$$

$$\frac{J}{p} \frac{d\omega_r}{dt} = T_e - T_t \quad (14)$$

where  $p$  is the pair pole number and  $J$  is the inertia.

## III. MATERILAS AND METHODS

The Wells turbine's stalling behavior can be evaded if the flow coefficient is constantly regulated [17]. From the expression (9), the flow coefficient relies on the airflow velocity in the turbine duct. Thus adjusting the airflow speed  $v_x$  will aid evade the stall effect, therefore, an airflow control strategy has been suggested.

The implementation of the airflow control puts to use the air valve set within the capture chamber, this device can be used to vary the pressure and airflow in the OWC system. The actuator of the air valve is controlled using a PID controller as explained by the scheme of Fig.4.



Tuning the PID controller in a complex system such as the OWC often are hard and tedious when using conventional methods and lacking an appropriate systematic design approach. In order to tune the PID controller the use of optimization theory has been suggested as a promising recourse to easily calculate and optimize all PID gains [17].

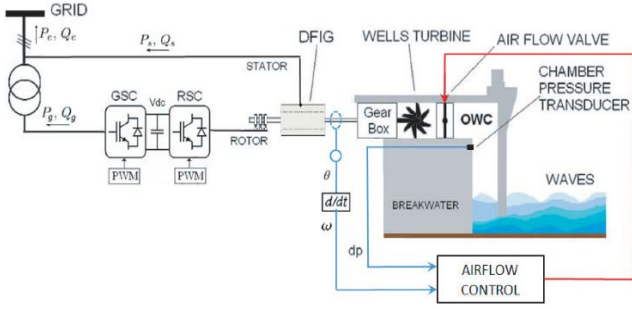


FIGURE 4. Airflow control strategy for Wells turbine-based OWC system.

### A. Airflow Control Problem Formulation

The PID tuning optimization problem for the airflow control scheme's objective is to compute the best control design parameters  $X_B = \{x_B(1), x_B(2), x_B(3)\} \in \mathbb{R}^3$  which are PID controller gains, i.e.,  $X = \{K_p, K_i, K_d\} \in \mathbb{R}_+^3$ . This is achieved while minimizing the cost function. The Integral of Absolute Error (IAE) has been chosen as the cost function for this problem [17].

$$f_{IAE}(X) = \int_0^{+\infty} |e(X, t)| dt \quad (15)$$

where  $e(\cdot)$  is the error between the reference and the controlled variable, as detailed in Fig.5.

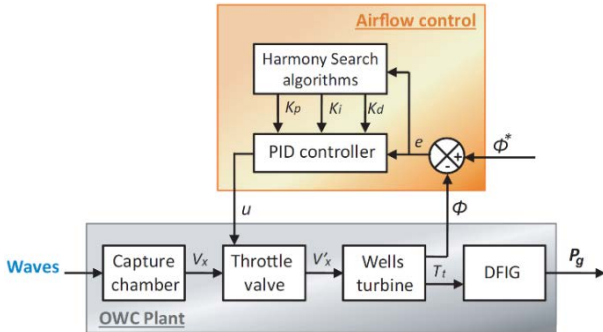


FIGURE 5. Airflow control for OWC using Harmony Search algorithms.

The IAE cost function is minimized by considering some time-domain constraints, associated to the rise and settling times ( $t_r$  and  $t_s$ ), the steady-state error  $E_{ss}$  and the overshoot  $\delta\%$  criteria of the closed-loop step response [17].

The PID tuning problem formulation for the airflow control has been formulated as a constrained and nonlinear optimization problem with expression (16).

$$\begin{cases} \minimize f(X) \\ X = (K_p, K_i, K_d) \in S \subseteq \mathbb{R}_+^3 \\ \text{subject to:} \\ g_1(X) = E_{ss} - E_{ss}^{\max} \leq 0 \\ g_2(X) = t_r - t_r^{\max} \leq 0 \\ g_3(X) = t_s - t_s^{\max} \leq 0 \end{cases} \quad (16)$$

where  $f: \mathbb{R}^3 \rightarrow \mathbb{R}$  represents the cost function, the bounded search space is  $S = \{X \in \mathbb{R}^3, LB \leq X \leq UB\}$  and  $g_i: \mathbb{R}^3 \rightarrow \mathbb{R}$ , ( $i=1,2,3$ ) are the constraints.

### B. Harmony Search Algorithm

Z. Geem et al. in [21] first introduced the Harmony Search (HS) algorithm in early 2000. HS algorithm is inspired by the musical process of musicians in the search for a fantastic harmony by aesthetic estimation. The variables  $x(j)$  are represented by musical instruments and the fantastic harmony is the desired solution, where  $x(j) \in [LB(j), UB(j)]$ ,  $j=1,2,\dots,n$  and  $n$  is the number of variables. Every musical practice represents another iteration limited to a maximum Number of Improvisations ( $NI$ ) and the quality of the results are evaluated based on the pitches of the instruments.

First an initial group of harmony vectors  $X_i = \{x_i(1), x_i(2), \dots, x_i(n)\}$  are randomly generated as:

$$x_i(j) = LB(j) + (UB(j) - LB(j)) \times r \quad (17)$$

where  $UB(j)$  and  $LB(j)$  are the upper and lower bonds for the  $j^{\text{th}}$  variable and  $r$  is a random uniform number between  $[0, 1]$ .

The harmony vectors are then combined to form the Harmony Memory ( $HM$ ) with a total of  $HMS$  vectors to store the best harmony improvisation vectors based on their cost function which is stored in  $HM$  as well as:

$$HM = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_i \\ \vdots \\ X_{HMS} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1(1) & x_1(2) & \dots & x_1(j) & \dots & x_1(n) \\ x_2(1) & x_2(2) & \dots & x_2(j) & \dots & x_2(n) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_i(1) & x_i(2) & \dots & x_i(j) & \dots & x_i(n) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{HMS}(1) & x_{HMS}(2) & \dots & x_{HMS}(j) & \dots & x_{HMS}(n) \end{bmatrix} \quad (18)$$

where  $HMS$  is the Harmony Memory Size.

To improvise new harmony vectors  $X_{new}$  three rules are considered; memory consideration, pitch adjustment and random selection. The new vector could be selected from the vectors of the  $HM$  by testing a random number  $r_1$  for memory consideration based on the Memory consideration Rate ( $HMCR$ ) and further will be pitch adjusted using a predefined Bandwidth ( $BW$ ) based on the Pitch Adjustment Rate ( $PAR$ ) otherwise it is randomly selected as explained in Fig.6.

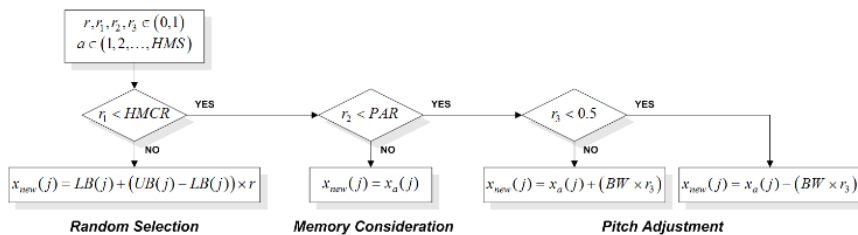


FIGURE 6. Improvisation process of a new harmony vector in the Harmony Search algorithm.

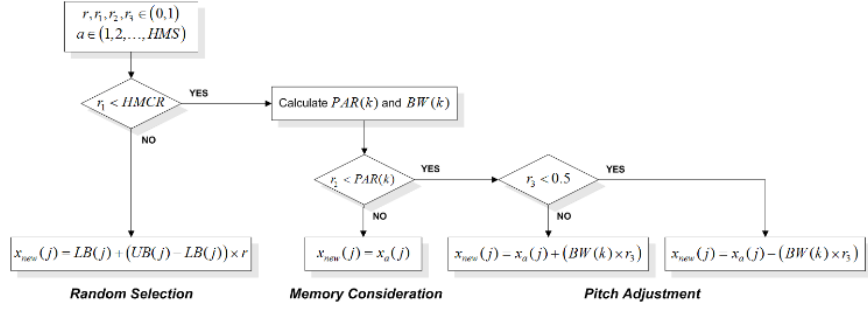


FIGURE 7. Improvisation process of a new harmony vector in the Improved Harmony Search algorithm.

Once the new harmony vector  $\mathbf{X}_{new}$  is generated, the harmony memory  $HM$  will be updated based on the fitness of the new vector and the worst existing vector  $\mathbf{X}_w$ . The new vector  $\mathbf{X}_{new}$  will then replace the worst vector  $\mathbf{X}_w$  in  $HM$  if its fitness value is better.

Finally the HS algorithm can be summarized by the steps detailed in pseudocode of Table I.

TABLE I. HARMONY SEARCH ALGORITHM PSEUDOCODE

Steps	Instructions
1	Define parameters of HS algorithm: $n$ , $HMS$ , $HMCR$ , $PAR$ , $BW$ , $NI$ .
2	Initialize HM with random harmony vectors using (17) and calculate the cost function of each vector.
3	Improvise a new Harmony vector $\mathbf{X}_{new}$ based on the three rules of Fig.6.
4	Update the HM with $\mathbf{X}_{new}$ if $f(\mathbf{X}_{new}) < f(\mathbf{X}_w)$ as $\mathbf{X}_w = \mathbf{X}_{new}$ .
5	If the maximum number of improvisations $NI$ is reached then stop the program and return the best harmony vector $\mathbf{X}_B$ . Otherwise, go back to step 3.

$HMCR$  maintains the balance between the exploration and exploitation on the other hand  $PAR$  is responsible for the refinement of the solutions by a distance  $BW$ . Therefore, the setting of these three parameters influences greatly the efficiency of the algorithm.

### C. Improved Harmony Search Algorithm

The Improved Harmony Search (IHS) algorithm has been introduced in 2007 by M. Mahdavi et al. in [22]. IHS has been developed in an effort to improve the convergence of the solutions by dynamically varying  $PAR$  and  $BW$  at every new improvisation  $k$  as explained by Fig.7.

The probability of pitch adjustment is increased by increasing  $PAR$  linearly as:

$$PAR(k) = PAR_{min} + \left( \frac{PAR_{max} - PAR_{min}}{NI} \times k \right) \quad (19)$$

where  $k$  is the iteration or the current improvisation and  $PAR_{max}$  and  $PAR_{min}$  are the maximum and minimum adjustment rate, respectively.

On the same time the degree of adjustment is decreased by decreasing  $BW$  exponentially as:

$$BW(k) = BW_{max} \exp \left( \frac{1}{NI} \times \ln \left( \frac{BW_{min}}{BW_{max}} \right) \times k \right) \quad (20)$$

where  $BW_{max}$  and  $BW_{min}$  are the maximum and minimum bandwidth, respectively.

Similarly to the HS algorithm IHS algorithm follows the same steps with the inclusion of the calculation of  $PAR(k)$  and  $BW(k)$  as detailed in pseudocode of Table II.

TABLE II. IMPROVED HARMONY SEARCH ALGORITHM PSEUDOCODE

Steps	Instructions
1	Define parameters of IHS algorithm: $n$ , $HMS$ , $HMCR$ , $PAR_{max}$ , $PAR_{min}$ , $BW_{max}$ , $BW_{min}$ , $NI$ .
2	Initialize HM with random harmony vectors using (17) and calculate the cost function of each vector.
3	Calculate the $k^{th}$ pitch adjustment rate $PAR(k)$ and bandwidth distance $BW(k)$ .
4	Improvise a new harmony vector $\mathbf{X}_{new}$ based on the three rules of Fig.7.
5	Update the HM with $\mathbf{X}_{new}$ if $f(\mathbf{X}_{new}) < f(\mathbf{X}_w)$ as $\mathbf{X}_w = \mathbf{X}_{new}$ .
6	If the maximum number of improvisations $NI$ is reached then stop the program and return the best harmony vector $\mathbf{X}_B$ . Otherwise, go back to step 3.

This method strongly enhances the capabilities of the IHS algorithm in terms of precision once the algorithm has converged to an interesting region of the search space.

## IV. RESULTS AND DISCUSSIONS

The performance evaluation of the suggested optimization for the airflow control in the OWC has been carried out by simulations using a wave-to-wire model on Matlab/Simulink.

### A. Optimization Results

Due to the stochastic nature of optimization algorithms, validating their performance is supposed to be based on statistical analysis of several trials. Thus, both HS and IHS algorithms have been simulated 20 times with a maximum  $NI=100$  and  $HMS=20$ . Feasible solutions have been obtained in 80% of trials and in acceptable CPU calculation time.

Figure 8 shows the box-and-whisker plot of the results of the optimization of HS and IHS algorithms for problem (16).

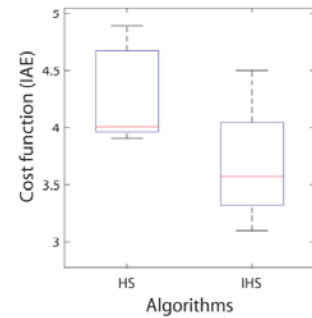


FIGURE 8. Box plot of optimization results of HS and IHS algorithms.

The figure shows that the obtained solutions from both algorithms are in the same region of the search space. From a statistical point of view, we focus on the average values,

which are 4.015 and 3.575 for HS and IHS, respectively. However, it is obvious that, in terms of average value (red line) and of minimum value (bottom whisker), among 20 trials of every algorithm, the IHS presents superiority over the HS. Moreover, the box of IHS is narrower thanks to its pitch adjustment rules that favors exploitation and precision.

To further understand the performance of HS and IHS, Fig.9 shows the most typical convergence curves.

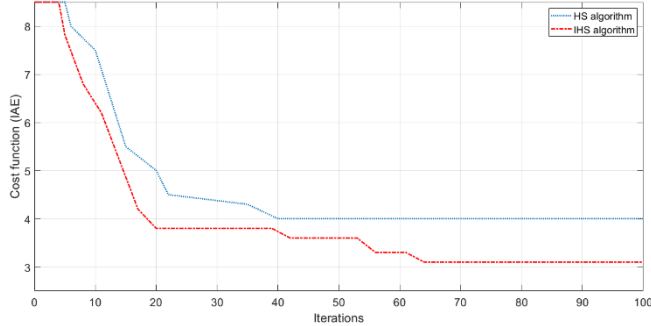


FIGURE. 9. Convergence curves of HS and IHS for Problem (16).

From the convergence histories, it can be noticed that both algorithms successfully converge to the same region of the search space (between 3 and 4) but the optimal is for IHS. In the case of the IHS algorithm, the precision has been improved thanks to the increase of the exploitation with the new pitch adjustment rules (19) and (20).

### B. OWC Performance Asessment

We compared the performance of the uncontrolled OWC, the OWC using a traditionally tuned PID using the well-known Ziegler-Nichols method (ZN-PID) and the OWC using the optimized PID with IHS algorithm (IHS-PID).

During the simulations, two regular wave conditions were considered the first wave is weak with a wave period  $T_w=10s$  and a wave amplitude  $A=0.8m$  from  $0s$  to  $22.5s$ . From  $22.5s$  to  $50s$ , we considered a stronger wave with a wave period  $T_w=10s$  and a wave amplitude  $A=1.3m$  as depicted in Fig.10.

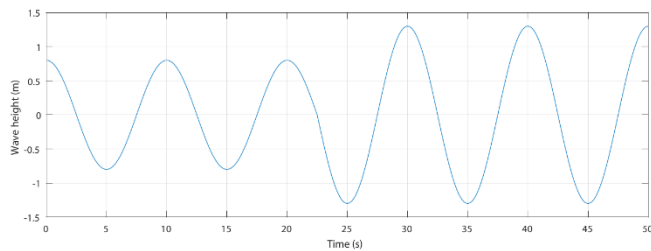


FIGURE. 10. Considered waves as input to the wave-to-wire model.

The flow coefficients of the OWC in the uncontrolled case, with the airflow control using the traditionally tuned PID (ZN-PID) and the optimized PID (IHS-PID) are shown in Fig.11.

In the uncontrolled case, the flow coefficient exceeds the threshold value 0.3 that will provoke the stall effect, but in both controlled cases, it was below 0.3 thanks to ZN-PID and IHS-PID controllers. However, when zooming into the curves it is clear that the IHS-PID provides a closer flow coefficient to the threshold value than that of the ZN-PID.

The obtained turbine torques of the PTO in the uncontrolled case, ZN-PID controller and IHS-PID controller are shown in Fig.12.(a), Fig.12.(b) and Fig.12.(c), respectively. Also, the generated powers are shown in

Fig.13.(a), Fig.13.(b) and Fig.13.(c), respectively. During the uncontrolled case, the torque is affected by the stall effect which reduced it, in terms of average value, to  $61.16Nm$  but the airflow control avoids the stall effect and increase the torques' average values to  $64.22Nm$  and  $65.38Nm$  for ZN-PID and IHS-PID, respectively.

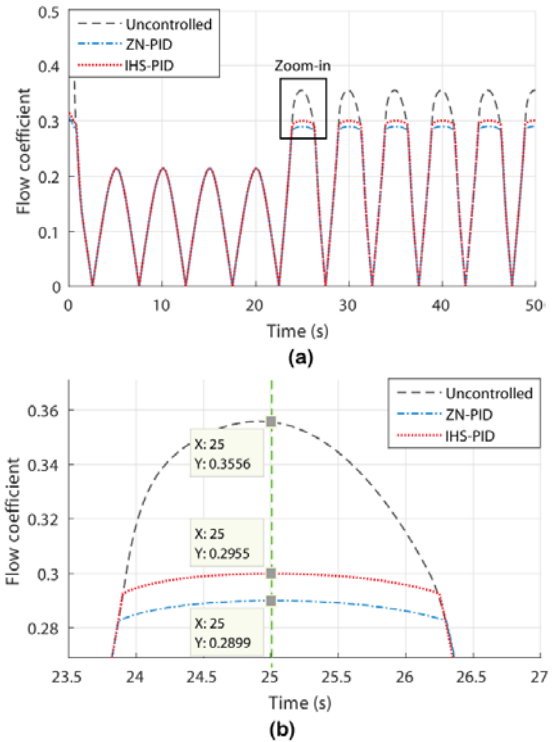


FIGURE. 11. Flow coefficients of the OWC in uncontrolled and controlled cases. (a) Flow coefficients vs. time. (b) Zoom-in of the flow coefficients.

As a result from the obtained torques, the generated powers in the uncontrolled case is the lowest with  $-15.52kW$  and the highest power is generated when using the IHS-PID with  $-17.38kW$  followed by  $-18.16kW$  when using a ZN-PID in the proposed airflow control scheme.

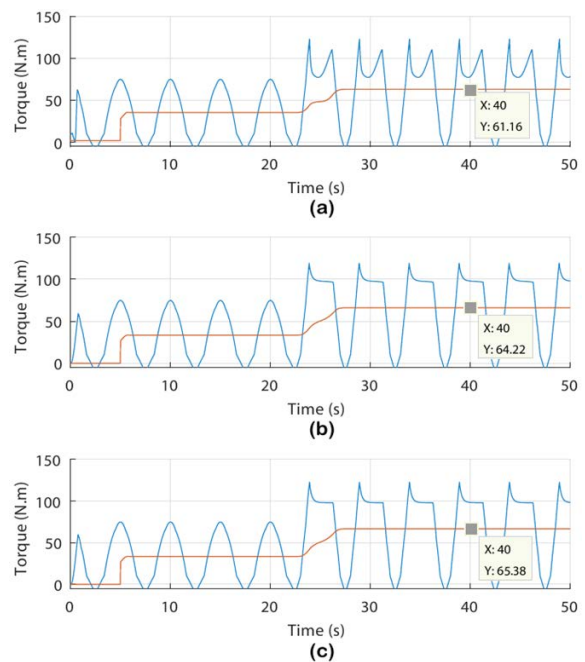


FIGURE. 12. Turbine torque vs. time. (a) Uncontrolled OWC. (b) Controlled OWC with ZN-PID. (c) Controlled OWC with IHS-PID.

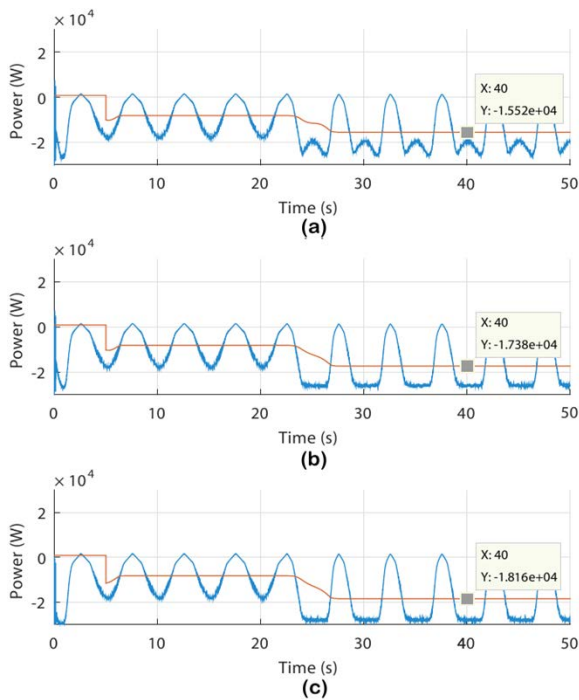


FIGURE 13. Generated power vs. time. (a) Uncontrolled OWC. (b) Controlled OWC with ZN-PID. (c) Controlled OWC with IHS-PID.

## V. CONCLUSIONS

The paper proposes an airflow control strategy to deal with the undesired stalling phenomenon of the Wells turbine. The proposed strategy uses a PID controller to govern an air valve in the capture chamber of the OWC. To efficiently tune the parameters of the PID, a recourse to the Harmony Search algorithm and Improved Harmony Search algorithm. The algorithms were implemented and tested where IHS showed superiority over HS. The parameters obtained by IHS were then used in the PID controller to simulate the OWC model with the proposed airflow control.

Finally, to show the effectiveness of the proposed strategy and tuning technique, a comparative study cases have been performed between the uncontrolled OWC and the controlled OWC using the airflow control with a Zeigler-Nichols-tuned PID and a IHS algorithm-tuned PID. Results demonstrate successful avoidance of the stall effect with both airflow controls however, the control using the IHS shows superior performance to the traditional tuning method.

## REFERENCES

- [1] T.H. Soukissian, D. Denaxa, F. Karathanasi, A. Prospathopoulos, K. Sarantakos, A. Iona, K. Georgantas, and S. Mavrakos, "Marine renewable energy in the Mediterranean Sea: status and perspectives," *Energies*, vol.10, no. 10, p.1512, 2017.
- [2] T. Aderinto, and H. Li, "Review on power performance and efficiency of wave energy converters," *Energies*, vol. 12, no. 22, p.4329, 2019.
- [3] V.S.Neary, S. Ahn, B.E. Seng, M.N. Allahdadi, T. Wang, Z. Yang, and R. He, "Characterization of Extreme Wave Conditions for Wave Energy Converter Design and Project Risk Assessment," *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 8, no. 4, p.289, 2020.
- [4] S.A. Sirigu, M. Bonfanti, E. Begovic, C. Bertorello, P. Dafnakis, G. Giorgi, G. Bracco, and G. Mattiazzo, "Experimental Investigation of the Mooring System of a Wave Energy Converter in Operating and

- Extreme Wave Conditions," *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 8, no. 3, p.180, 2020.
- [5] L. Castro-Santos, A.R. Bento, and C. Guedes Soares, "The Economic Feasibility of Floating Offshore Wave Energy Farms in the North of Spain," *Energies*, vol. 13, no. 4, p.806, 2020.
- [6] D. Kısacık, V. Stratigaki, M. Wu, L. Cappiotti, I. Simonetti, P. Troch, A. Crespo, C. Altomare, J. Domínguez, M. Hall, and M. Gómez-Gesteira, "Efficiency and Survivability of a Floating Oscillating Water Column Wave Energy Converter Moored to the Seabed: An Overview of the EsfIOWC MaRINET2 Database," *Water*, vol. 12, no. 4, p.992, 2020.
- [7] M.A. Mustapa, O.B. Yaakob, Y.M. Ahmed, C.K. Rheem, K.K. Koh, and F.A. Adnan, "Wave energy device and breakwater integration: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 77, pp.43-58, 2017.
- [8] C. Wan, C. Yang, Q. Fang, Z. You, J. Geng, and Y. Wang, "Hydrodynamic Investigation of a Dual-Cylindrical OWC Wave Energy Converter Integrated into a Fixed Caisson Breakwater," *Energies*, vol. 13, no. 4, p.896, 2020.
- [9] J. Xu, Y. Yang, Y. Hu, T. Xu, and Y. Zhan, "MPPT Control of Hydraulic Power Take-Off for Wave Energy Converter on Artificial Breakwater," *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 8, no. 5, p.304, 2020.
- [10] Y. Wang, L. Zhang, C. Michailides, L. Wan, and W. Shi, "Hydrodynamic Response of a Combined Wind-Wave Marine Energy Structure," *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 8, no. 4, p.253, 2020.
- [11] T. Cabral, D. Clemente, P. Rosa-Santos, F. Taveira-Pinto, T. Morais, F. Belga, and H. Cestaro, "Performance Assessment of a Hybrid Wave Energy Converter Integrated into a Harbor Breakwater," *Energies*, vol. 13, no. 1, p.236, 2020.
- [12] T.V. Heath, "A review of oscillating water columns," *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, vol. 370, no. 1959, pp.235-245, 2012.
- [13] S.R. aghunathan, C.P. Tan, and O.O. Ombaka, "Performance of the Wells self-rectifying air turbine," *The Aeronautical Journal*, vol. 89, no. 890, pp.369-379, 1985.
- [14] S. Raghunathan, "The Wells air turbine for wave energy conversion," *Progress in Aerospace Sciences*, vol. 31, no. 4, pp.335-386, 1995.
- [15] J.P. Le Roux, "An extension of the Airy theory for linear waves into shallow water," *Coastal Engineering*, vol. 55, no. 4, pp.295-301, 2008.
- [16] A.J. Garrido, E. Otaola, I. Garrido, J. Lekube, F.J. Maseda, P. Liria, and J. Mader, "Mathematical modeling of oscillating water columns wave-structure interaction in ocean energy plants," *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2015, pp. 1-11, 2015.
- [17] F. M'zoughi, S. Bouallegue, A.J. Garrido, I. Garrido, and M. Ayadi, "Stalling-free control strategies for oscillating-water-column-based wave power generation plants," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 33, no. 1, pp.209-222, 2017.
- [18] T. Setoguchi, and M. Takao, "Current status of self rectifying air turbines for wave energy conversion," *Energy conversion and management*, vol. 47, no. 15-16, pp.2382-2396, 2006.
- [19] M. Alberdi, M. Amundarain, A.J. Garrido, I. Garrido, O. Casquero, and M. De la Sen, "Complementary control of oscillating water column-based wave energy conversion plants to improve the instantaneous power output," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, no. 4, pp.1021-1032, 2011.
- [20] P. Ledesma, and J. Usaola, "Doubly fed induction generator model for transient stability analysis," *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 20, no. 2, pp.388-397, 2005.
- [21] Z.W. Geem, J.H. Kim, and G.V. Loganathan, "A new heuristic optimization algorithm: harmony search," *Simulation*, vol. 76, no. 2, pp.60-68, 2001.
- [22] M. Mahdavi, M. Fesanghary, and E. Damangir, An improved harmony search algorithm for solving optimization problems. *Applied mathematics and computation*, vol. 188, no. 2, pp.1567-1579, 2007.



# ANN oinarritutako Wells turbina aire-fluxuaren estimazioa, oszilazio ur zutabeen aire-fluxua kontrolatzeko

Fares M'zoughi

Automatic Control Group - ACG,  
Department of Automatic Control and Systems Engineering  
University of the Basque Country - UPV/EHU  
Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain  
ORCID: 0000-0003-2935-3830

Matilde Santos

Department of Computer Architecture and Automatic Control  
Institute of Knowledge Technology  
Complutense University of Madrid - UCM  
José García Santesmasas 9, Madrid, Spain  
ORCID: 0000-0003-1993-8368

Izaskun Garrido, Senior Member, IEEE

Automatic Control Group - ACG,  
Department of Automatic Control and Systems Engineering  
University of the Basque Country - UPV/EHU  
Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain  
ORCID: 0000-0002-9801-4130

Aitor J. Garrido, Senior Member, IEEE

Automatic Control Group - ACG,  
Department of Automatic Control and Systems Engineering  
University of the Basque Country - UPV/EHU  
Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain  
ORCID: 0000-0002-3016-4976

**Abstract**—This paper presents the design and development of an Artificial Neural Network (ANN) capable of estimating the required airflow speed for an airflow control strategy used to prevent the stalling phenomenon in Oscillating Water Columns. The ANN is trained to recognize incoming waves susceptible to provoke the stalling behavior. The proposed control scheme governs a valve in the duct to regulate the airflow. Performance of the designed ANN has been analyzed to select the best model. The implemented airflow control has been tested with different wave conditions and results prove the effectiveness of avoiding the stall effect, which enhanced power generation.

**Keywords**—Airflow control; ANN; DFIG; OWC; stall effect; wave energy; Wells turbine

**Laburpena**—Artikulu honek sare neuronal artifizial (ANN) baten diseinua eta garapena aurkezten ditu, aire fluxuaren abiadura estimatzeko. Abiadura honek beharrezkoa da Ur Zutabe Oszilatzailetan stalling deritzon gertakizuna saihesteko erabiltzen den aire fluxuaren kontrol estrategiarentzat. ANN trebatu da stalling jokabidea eragiteko gai diren sarrerako uhinak aitortzeko. Proposatutako kontrol eskemak aire fluxua zuzentzen duen hodiko balbulak erregulatzen du. Diseinatutako ANNren errendimendua aztertu da eredu onena hautatzeko. Ezarritako aire-fluxuaren kontrola olatuen baldintza desberdinekin probatu da, eta emaitzek frogatzen dute stalling saihestearen eraginkortasuna, energi sorkuntza hobitzen.

**Hitz gakoak**—Aire fluxuaren kontrola; ANN; DFIG; OWC; stalling; olatuen energia; Wells turbina

## I. SARRERA

Erregai fosilen baliabideek herrialde eta hiri asko buktzatu dituzte azken bi mendeetan, baina gero eta kezka gehiago agertu dira hornidura mugak, klima aldaketa, airearen kutsadura, eta baliabide horiek eragindako berotegi efektuko gasen isurketen inguruan [1]. Kezka horiek bulsatu zieten politikariei eta mundu osoko komunitateari ekintzak egiten hasteko eta bide-orriak konfiguratzeko erregai alternatiboen irtenbideak garatzeko [2]. Nazio Batuen Gobernu Arteko Taldearen SR15 txostena

Klima Aldaketaren (IPCC), Seigarren Ebaluazio Txostenean (AR6) modeloaren bidez erakusten du, berotze globala 1,5°C-ra mugatzeko, CO2 emisio globalek 2010eko maila baino %45 gutxiago jaitsi beharko luketela 2030erako,

2050erako "zero" lortu arte [3]. Horrekin lotutako doikuntzak eta zailtasunak izan ziren ikuspuntuan, Polonian COP24ko arreta zentroan, Europarako, eta UNFCCCko alderdietarako, bide orriak finkatzen laguntzeko. Bide orri horietako askok gogora ekarri zuten ozeanoen papera Europako ahaleginen, Klima Aldaketari buruzko Parisiko Akordioa ezartzeko. Ozeano Energiaren Foroak Europarentzako ozeano energia eraikitzeko bide orri estratetikoa zerrendatu zuen, bide orri honek dioenez, 2050. urterako Europako energia beharren %10 olatuen eta mareen energiaren bidez eman daiteke [2]. Wave Energy Conversion proiektuen artean, Mutrikuko NEREIDA ur zutabe oszilagarrien (OWC) lehen olatuen zentrala da. Energiaren Euskal Erakundeak (EVE) 2011an instalatu zuen NEREIDA, olatuen energia erauztzeko teknologia garatzeko proba-plataforma bezala [4].

Lan honek OWC baten Wells turbinaren stalling fenomenoaren saihesteko aire-fluxuaren kontrola jorratzen du.

Artikulu honen gainerakoa honela dago antolatuta; 2. atalean aztergai dugun OWC planta eta bere eredu matematikoa aurkezten dira eta proposatutako ANN aire-fluxuaren kontrola azaltzen da. 3. atalak proposatutako ANN- aire fluxuaren kontrolaren eraginkortasuna bi uhin baldintza desberdinekin aztertuko azterketa kasu erakusgarria ezartzen du. Azkenean, 4. atalak papera amaitzen du amaierako ohar batzuekin

## II. MATERIALAK ETA METODOAK

Aztertutako OWC-ren energi sortzaile (PTO) Wells turbinaz osatuta dago, bi aldiz elikatutako indukzio-sorgailu batekin akoplatuta, 1. irudian agertzen den moduan.

### A. Uhin dinamika

Ozeano olatuen deskribapen errazena Airy wave teoria da; uhinak uhin sinusoidal gisa adierazten ditu turbulenzia, marruskadura galerak eta bestelako energia galerak alde batera utzita [5]. Ozeano olatu baten gainazaleko kota [6,7] honela idatz daiteke:

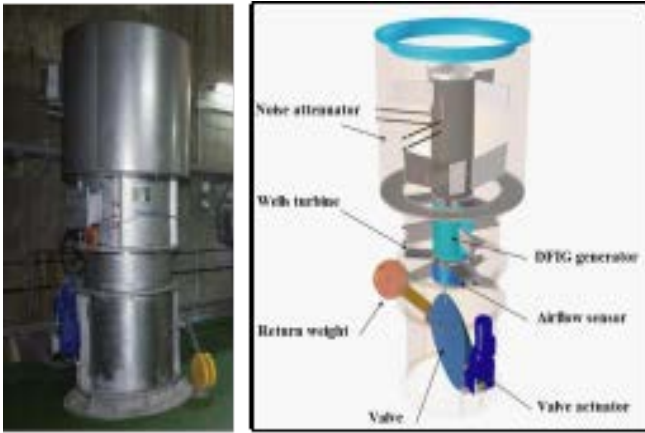
$$z(x, t) = A \sin(\omega t - kx\theta) = H/2 \sin(\omega t - kx\theta) \quad (1)$$

non  $x$  koordenatu horizontala da, zeinaren norabide positiboa uhinaren hedapenaren norabidea den,  $\theta$  x-ardatzaren eta

uhinaren aurrerapenaren arteko angelua, eta  $k$  dispersio erlazioarekin  $\omega$ -rekin erlazionatutako uhin kopurua da [7]

$$k \tanh(kh) = \omega^2 / g \quad (2)$$

non  $\omega$  uhin maiztasuna da eta  $g$  azelerazio grabitatekoa da.



1. IRUDI. Mutrikun instalatutako OWCren PTOa

### B. Harrapaketa ganbera

Ganberako aire bolumena honela kalkulatu daiteke [7,8]

$$V(t) = V_c + \frac{w_c H}{k} \sin(kl_c / 2) \sin(\omega t) \quad (3)$$

non  $V_c$ ,  $w_c$  eta  $l_c$  dira harrapaketa ganberaren bolumena, barne zabalera eta luzera. Bolumen-fluxua [7,8] honela deskribatu daiteke:

$$Q(t) = cw_c H \sin\left(\frac{kl_c}{2}\right) \cos(\omega t) \quad (4)$$

non  $c = \omega / k$ .

Gainera, (4) erabiliz eta ganberaren geometria kontuan hartuta, aire-fluxuaren abiadura [7,8] honela defini daiteke:

$$v_x(t) = \frac{Q(t)}{S} = \frac{8Acw_c}{\pi D^2} \sin\left(\frac{\pi l_c}{cT_w}\right) \cos\left(\frac{2\pi}{T_w}t\right) \quad (5)$$

non  $D$  hodiaren diametroa den,  $T_w$  uhin-aldia da.

### C. Wells turbina

Wells turbina berez zuzentzen den fluxu axialeko turbina da. Bere geometria bereziari esker, noranzko bakarrek biraketa-higidura eskaintzen du, airearen fluxuaren norabidearekiko independentea. Hau da, [9,10] deskribatzen dutena:

$$dp = C_a K (1/a) \left[ v_x^2 + (r\omega_r)^2 \right] \quad (6)$$

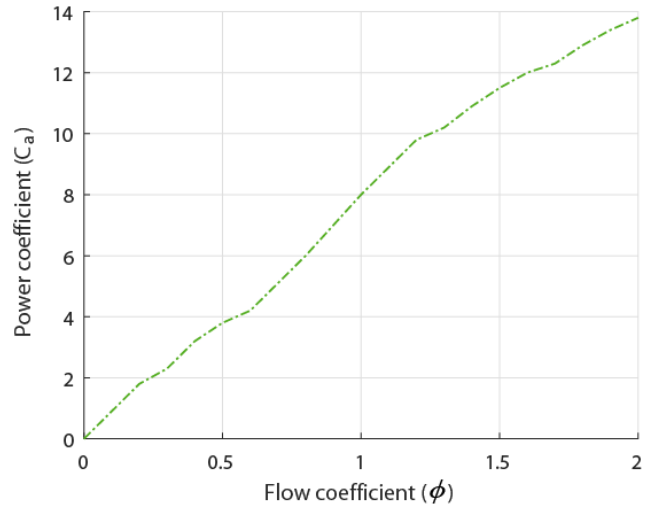
$$T_r = rC_r K \left[ v_x^2 + (r\omega_r)^2 \right] \quad (7)$$

$$\phi = v_x (r\omega_r)^{-1} \quad (8)$$

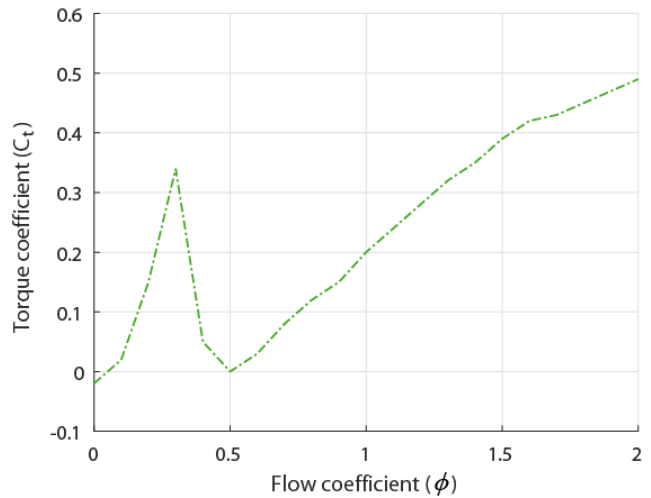
$$Q = av_x \quad (9)$$

non  $dp$  presio jaitsiera den,  $C_a$  eta  $C_t$  diren potentzia eta momentu koefizienteak;  $\phi$  fluxuaren koefizientea da;  $T_b$ ,  $K$ ,  $r$  dira turbinaren momentua, konstantea eta batez besteko erradioa;  $l$ ,  $b$ ,  $n$  dira palaren akordearen luzera, altuera eta kopurua;  $\omega_r$  abiadura angeluarra da,  $a$  sekzio gurutzatua da eta  $\rho$  airearen dentsitatea.

Wells turbinaren kurba bereizgarriak  $C_a$ , potentzia koefizientea, eta  $C_t$ , momentu koefizientea, 2. irudian eta 3. irudian aurkezten diren  $\phi$  fluxu koefizientearen aurka dira.



2. IRUDI. Potentzia-koefizientea vs. Wells turbinaren fluxu-koefizientea



3. IRUDI. Momentu-koefizientea vs. Wells turbinaren fluxu koefizientea

### D. Bi aldiz elikatutako indukzio sorgailua

DFIG modeloaren deskribapena [11,12] atalean aurki daiteke. dq deskonposaketaren estatorea eta errotoarearen tentsioak honela idatz daitezke

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_r \psi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_r \psi_{ds} \end{cases} \quad \begin{cases} v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} - \omega_r \psi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + \omega_r \psi_{dr} \end{cases} \quad (10)$$

non  $R_s$  eta  $R_r$  dira estator eta errotoare erresistentziak,  $\omega_s$  eta  $\omega_r$  estator eta errotoare angeluarren abiadura; eta  $i_{ds}$ ,  $i_{qs}$ ,  $i_{dr}$  eta  $i_{qr}$  dira estator eta errotoare korrenteak.

Estator eta errotoare fluxuaren lotura honela idatz daiteke

$$\begin{cases} \psi_{ds} = L_{ss} i_{ds} + L_m i_{dr} \\ \psi_{qs} = L_{ss} i_{qs} + L_m i_{qr} \end{cases} \quad \begin{cases} \psi_{dr} = L_{rr} i_{dr} + L_m i_{ds} \\ \psi_{qr} = L_{rr} i_{qr} + L_m i_{qs} \end{cases} \quad (11)$$

non  $L_{ss}$ ,  $L_{rr}$  eta  $L_m$  dira estatorea, errotoare eta magnetizazio induktantziak.

Sorgailuaren momentu elektromagnetikoa eta turbinekin duen elkarrenergina honela adieraz daitezke

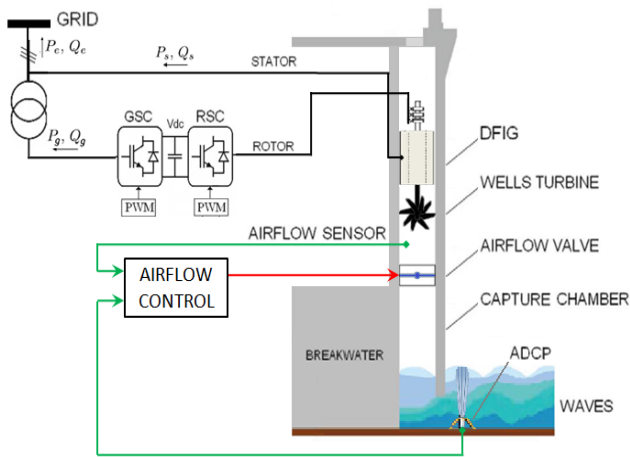
$$T_e = \frac{3}{2} p (\psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds}) \quad (12)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{p}{J} (T_e - T_l) \quad (13)$$

non  $p$  da bikotearen polo kopurua, eta  $J$  inertzia.

#### E. ANN aire-fluxuaren kontrola

Kontrol-estrategia honek aire balbula PI kontrolagailu baten bidez kontrolatzea du helburu. Turbinako hodiaren aire fluxuaren abiadura neurtuz eta erreferentziako abiadurarekin alderatuz lortzen da. Erreferentzia-abiadura ANN aire-fluxuaren abiaduraren erreferentziak ematen du 4. irudian azaltzen den moduan.

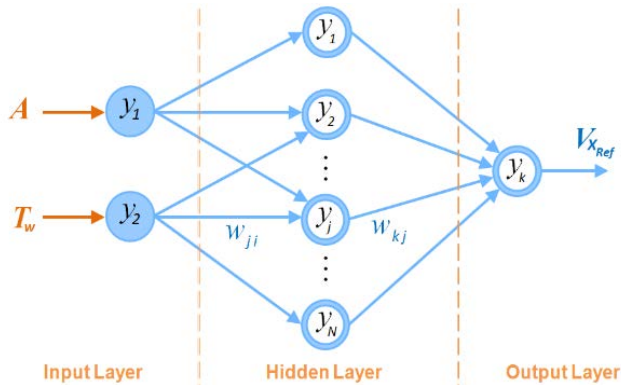


4. IRUDI. Proposatu ANN aire-fluxua kontrolatzeko egitura

#### F. ANN Erreferentzia Sorgailuen Diseinua

Garatutako ANN aurrerantz elikatutako sare kontroladore bat da, bi neuronako sarrera geruza batez osatua: bata  $A$  uhin anplitudearena eta bestea  $T_w$  periodoarena. Irteera geruza bat neurona batekin dauka, neurona horrek nahi den aire fluxuaren abiaduraren erreferentzia irudikatzen du, 5. irudian ikusten den moduan.

ANNa Doppler Akustikoko Korrante Profilatzaile batek bildutako uhin neurketak erabiliz trebatzen da. Levenberg-Marquardt algoritmoa erabili da ANNa entrenatzeko [13].



5. IRUDI. Proposatuta ANN egitura, sorgailu aire fluxuaren abiadurarako

#### G. ANN aire-fluxuaren kontrola

ANNren irteera hobetzeko algoritmo bat erabiliz trebatu behar da horrek neuronak lotzen dituzten pisuen eguneratzea ahalbidetuko du. Hori hurrengo ekuazioaren bidez kalkulatzen da

$$w_{ji}(p+1) = w_{ji}(p) + \Delta w_{ji}(p) \quad (14)$$

non  $w_{ji}(p+1)$  kalkulatutako pisu berria den,  $w_{ji}(p)$  uneko pisua eta  $\Delta w_{ji}(p+1)$  aukeratutako entrenamendu algoritmoak lortutako pisuaren zuzenketa.

Lan honetan Levenberg – Marquardt algoritmoa (LMA) kontuan hartu da prestakuntzarako [13]. LMA funtzio ez-linealen karratuen batuketak diren funtzioak minimizatzen diseinatu zen Newton-en metodoaren aldaera da [13]. Algoritmoak sareko pisuak eguneratzea du helburu, errendimendu indizea minimizatzen

$$\Delta W = \left[ \nabla^2 F(W) + \mu I \right]^{-1} \nabla F(W) \quad (15)$$

non  $W$  da pisuen bektorea,  $F(\cdot)$ ,  $\nabla F(\cdot)$  eta  $\nabla^2 F(\cdot)$  dira errendimendu indizea, gradientea eta Hessian matrizea,  $\mu$  ikaskuntza tasa da eta  $I$  identitate matrizea da.

Errendimendu indizea honela definitzen da:

$$F(W) = \sum_{i=1}^N E_i^2(W) = E^T(W) \cdot E(W) \quad (16)$$

non  $E(\cdot)$  da ANNren eta helburuko irteeren arteko akatsa.

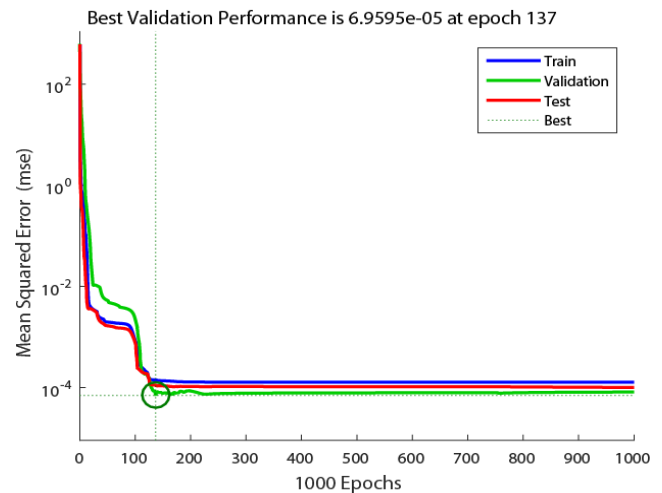
Errendimendu indizearen gradientea honela idatz daiteke

$$\nabla F(W) = 2J^T(W) \cdot E(W) \quad (17)$$

non  $J(W)$  da matrize jakobiarra.

#### III. EMAITZAK ETA EZTABAIDA

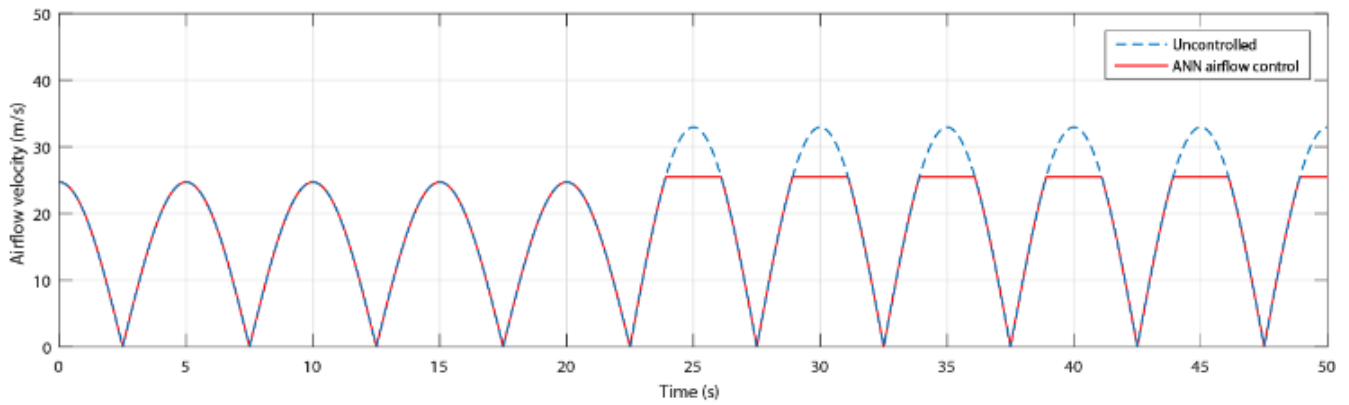
Batez besteko akats karratua (MSE) erabiliz hautatu da hobe prestatutako ANNa. Konbergentzia azkarra eta errendimendu ona erakusten dira 6. irudian.



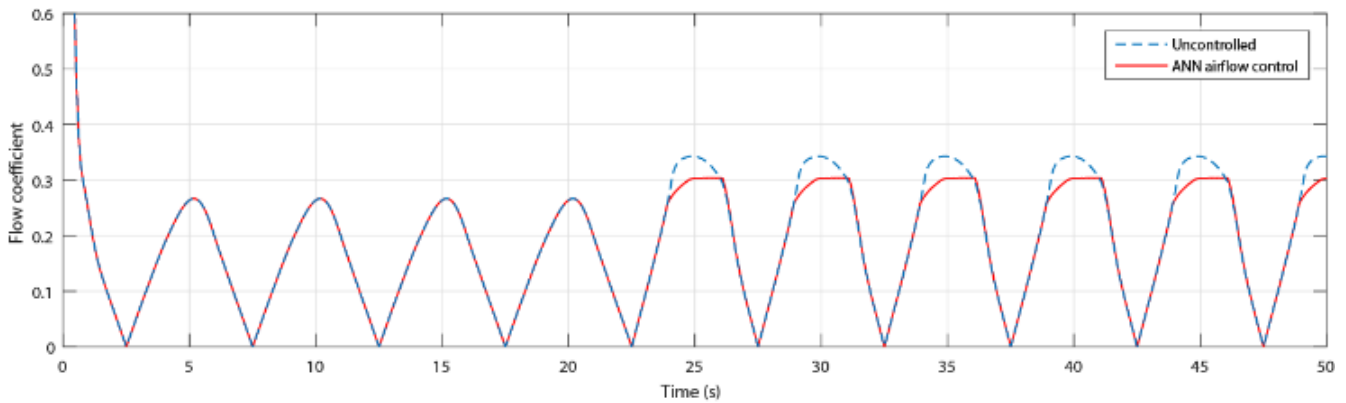
6. IRUDI. Proposatu den ANNren emaitzak

Aire-fluxua kontrolatzeko diseinatutako ANN erabiliz, kontrol-eskemak arrakasta izan du stalling saihesten eta potentzia handitzen.

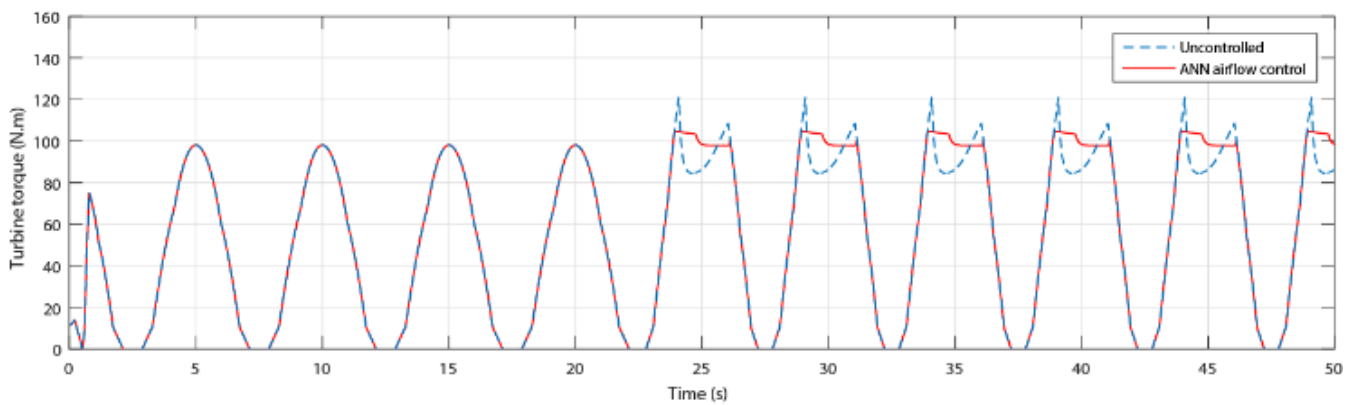




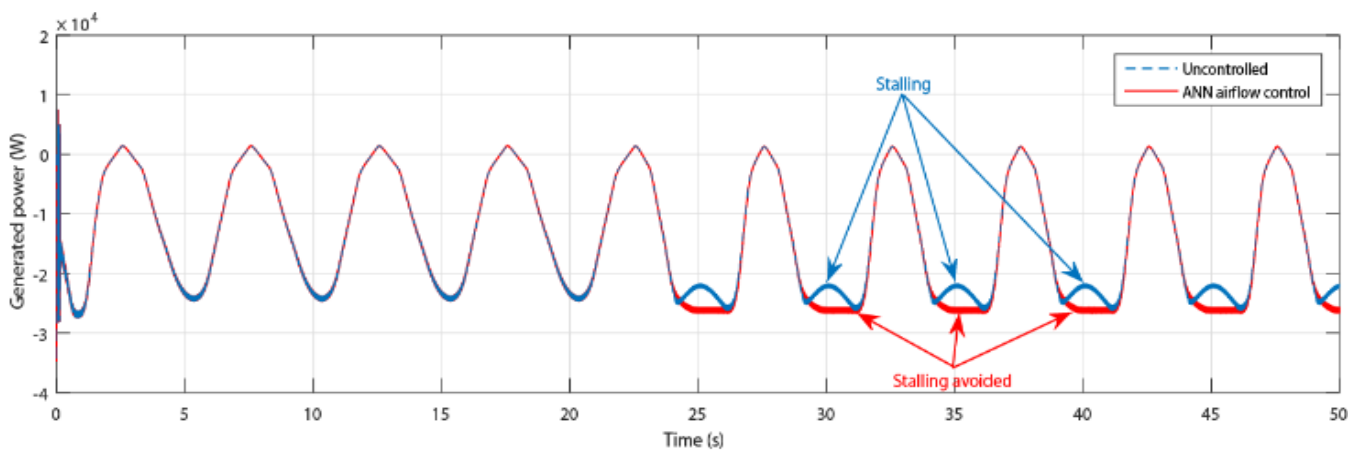
7. IRUDI. Aire-fluxuaren abiadura kontrolatu gabeko kasuetarako eta ANN aire-fluxuaren kontrolerako.



8. IRUDI. Kontrolik gabeko kasurako eta ANN aire-fluxuaren kontrolerako fluxu-koefizientek.



9. IRUDI. Torke kontrolatu gabeko kasuetarako eta ANN aire-fluxuaren kontrolerako.



10. IRUDI. OWC sistemaren potentzia sortua.

Sarrerako uhinek  $h=5m$  uraren sakonera eta  $T_w=10s$  uhinaldia dituzte ezaugarri. Lehenengo uhin anplitudea  $A=0,9m$  da  $0s$  eta  $20s$  artean eta bigarren uhina  $A=1.2m$   $20s$  eta  $50s$  artean.

7. irudian bi olatuen aire-fluxuaren abiadura erakusten da kontrolik gabeko eta kontrolatutako kasuetan. Grafikoek erakusten dute itsasoko lehen egoerarako aire-fluxuaren abiadura onargarria dela, baina bigarren olatuan ANN-k uhina geldiarazteko jokabidea eragingo du, beraz, kontrola aktibatu da eta airearen balbulak abiadura murriztu du.

Fluxu-koefizienteak 8. irudian aurkezten dira eta erakusten dute lehen olatuaren koefizienteak ez duela 0,3ko balioa gainditu kontrolik gabeko kasuan. Hala ere, bigarren olatuaren fluxuaren koefizientea 0,3 gainditu zen baina kontrolak arrakastaz doitzea lortu zuen.

Sortutako torkeak 9. irudian agertzen dira, non bigarren olatuarekin kontrolatu gabeko kasuaren momentuak gailur bakoitzean beharrezkoak duela eta torke batez besteko balioa murrizten duela ikusten da. Hala ere, ANN aire-fluxuaren kontrola erabiliz torkea balio maximoan mantendu da eta horrela batez besteko balio handiagoa mantendu da.

Sortutako potentziak ekidin du bigarren uhinaren potentzia jaistea, 10. irudian erakusten den moduan. Beraz, sortutako potentzia handiagoa da batez besteko balioari dagokionez, ANN oinarritutako aire fluxuaren kontrola erabiltzean.

#### IV. ONDORIOAK

Lan honek OWC baten aire-fluxuaren kontrola ANN erabiliz jorratzen du sarrerako uhinak antzemateko eta stalling portaera ekiditeko. Horrela, harrapaketa ganberako aire balbula kontrolatzeko PI kontroladorea erabiliz aire fluxua kontrolatzeko estrategia proposatu da. ANN trebatu da PI kontroladoreari beharrezko erreferentzia balioa emateko.

Emaitez erakusten dute diseinatutako ANN-ak errendimendu ona izaten duela, eta proposatutako kontrola erabiliz efektua saihestearren eraginkortasuna erakusten dute.

Lan hau neurri batean Eusko Jaurlaritzak, IT1207-19 proiektuaren bidez eta MCIU / MINECok RTI2018-094902-B-C21 eta RTI2018-094902-B-C22 (MCIU / AEI / FEDER, UE) bidez sustatuta dago.

#### ERREFERENTZIAK

- [1] A. Yousefi, R. Eslamloueyan, and N. M. Kazerooni, "Optimal conditions in direct dimethyl ether synthesis from syngas utilizing a dual-type fluidized bed reactor," *Energy*, vol. 125, pp. 275-286, 2017.
- [2] Ocean Energy Forum, "Ocean Energy Strategic Roadmap 2016, building ocean energy for Europe". Nov. 2016.
- [3] IPCC. "Special Report on Global Warming of 1.5°C (SR15)", Oct. 8, 2018. [Online] Available: <https://www.ipcc.ch/sr15/>.
- [4] Y. Torre-Enciso, I. Ortubia, L. L. De Aguilera, and J. Marqués, "Mutriku wave power plant: from the thinking out to the reality," In *Proceedings of the 8th European wave and tidal energy conference*, vol. 710, Uppsala, Sweden, Sep. 2009, pp. 319-329.
- [5] R.J. Sobey, P. Goodwin, R.J. Thieke, and Jr, R.J. Westberg, "Application of Stokes, Cnoidal, and Fourier wave theories", *Journal of waterway, port, coastal, and ocean engineering*, vol. 113, no. 6, pp.565-587, 1987.
- [6] J. P. Le Roux, "An extension of the Airy theory for linear waves into shallow water", *Coastal Engineering*, vol. 55, no. 4, pp. 295-301, 2008.
- [7] A.J. Garrido, E. Otaola, I. Garrido, J. Lekube, F.J. Maseda, P. Liria and J. Mader, "Mathematical Modeling of Oscillating Water Columns WaveStructure Interaction in Ocean Energy Plants", *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2015, pp. 1-11, 2015.
- [8] F. M'zoughi, S. Bouallègue, A.J. Garrido, I. Garrido and M. Ayadi, "Stalling-free Control Strategies for Oscillating-Water-Column-based Wave Power Generation Plants", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 33, no. 1, pp. 209-222, 2018.
- [9] S. Raghunathan, "The wells air turbine for wave energy conversion", *Progress in Aerospace Sciences*, vol. 31, no. 4, pp. 335-386, 1995.
- [10] I. López, J. Andreu, S. Ceballos, I.M. de Alegría, and I. Kortabarria, Review of wave energy technologies and the necessary power-equipment", *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 27, pp.413-434, 2013.
- [11] F. M'zoughi, S. Bouallègue, A. J. Garrido, I. Garrido and M. Ayadi, "Fuzzy gain scheduled PI-based airflow control of an oscillating water column in wave power generation plants", *IEEE Journal of Oceanic Engineering*, vol. 44, no. 4, pp. 1058-1076, 2019.
- [12] P. Ledesma and J. Usaola, "Doubly fed induction generator model for transient stability analysis", *IEEE Trans. Energy Convers*, vol.20, no. 2, pp. 388-397, 2005.
- [13] Y.C. Du and A. Stephanus, "Levenberg-Marquardt neural network algorithm for degree of arteriovenous fistula stenosis classification using a dual optical photoplethysmography sensor", *Sensors*, vol. 18, no. 7, p.2322, 2018.



# Stabilization of a floating offshore wind turbine using oscillating water columns

Payam Aboutaleb

Automatic Control Group - ACG,

Department of Automatic Control and Systems Engineering

University of the Basque Country - UPV/EHU

Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain

ORCID: 0000-0003-2716-1894

Aitor J. Garrido, *Senior Member, IEEE*

Automatic Control Group - ACG,

Department of Automatic Control and Systems Engineering

University of the Basque Country - UPV/EHU

Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain

ORCID: 0000-0002-3016-4976

Fares M'zoughi

Automatic Control Group - ACG,

Department of Automatic Control and Systems Engineering

University of the Basque Country - UPV/EHU

Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain

ORCID: 0000-0003-2935-3830

Izaskun Garrido, *Senior Member, IEEE*

Automatic Control Group - ACG,

Department of Automatic Control and Systems Engineering

University of the Basque Country - UPV/EHU

Rafael Moreno 3, 48013 Bilbao, Spain

ORCID: 0000-0002-9801-4130

**Abstract**— In this paper, a new barge platform structure for a Floating Offshore Wind Turbine (FOWT) has been proposed in an effort to increase its stability. The new barge structure aims to reduce the platform's rotational and translational moments and the tower displacements. This is achieved by installing Oscillating Water Columns (OWC) within the barge to oppose to the oscillatory motion of the waves. Simulations using numerical tools show the impact of the add OWCs on the system's stability.

**Keywords**—Floating offshore wind turbine, oscillating water column, wave energy, stabilization

## I. INTRODUCTION

Energy harvesting from floating wind and wave converters has been widespread in the recent decade because offshore wind and wave resources are considered as two clean and renewable energies with vast area for deployment. FOWT has been a hot topic in wind energy exploration during the past few years. It provides the opportunities of cheap and clean power supply for those highly populated countries with access to deep offshore area, such as coastal cities in the US, Spain, Japan, Korea, and Norway [1].

Platform motion is undesirable since it makes the system more complex with the rotor aerodynamics and control, and reduces aerodynamic efficiency [2]. Additionally, platform motion increments stresses on the blades, rotor shaft, yaw bearing, and tower base [3] and it can reduce the tower lifespan. The hypothesis of this paper [4] is that the formation of the OWCs can have a result in reducing the cost of offshore wind power. If these auxiliary machines stabilize the platform, then the platform steel, active ballast or taut mooring lines may be reduced [5].

In order to harness the most energy from FOWT, platform stabilization and vibration reduction on it are required. M. Tomás-Rodríguez *et al.* [6] used a Tuned Mass Damper in the nacelle for vibration reduction whilst in [7], an inerter between the tower and the barge is placed to deduct the vibration. In [8], the authors derived a nonlinear dynamic model for a TMD-based National Renewable Energy Laboratory (NREL) 5-MW FOWT controlled by sliding mode algorithm. In [9], the barge pitch and roll motions of floating hydrostatic wind turbine was mitigated by combining the advantages of the bidirectional tuned liquid column damper and the tuned mass damper.

The concept of the barge-type FOWT foundation can be used by installation of OWCs for the development of combined energy platforms. F. M'zoughi *et al.* in [10] controlled an air valve of an OWC in the capture chamber to adjust the airflow speed to harvest the maximum energy from waves.

Many papers are available using Wave Energy Converters (WEC) in order to make the system more stable. J. M. Kluger *et al.* [11] combined FOWT with WEC array for the OC3-Hywind floating wind turbine to reduce the FOWT motion. In [12], two combined wind turbine and WEC systems have been proposed based on the same semi-submersible type FOWT.

The aim of this work uses a nonlinear model provided by FAST. First, we describe an FOWT with a platform model in frequency domain. The model of a 5-MW NREL FOWT fully coupled aero-hydro-servo-elastic of the barge is used [13]. Then, we change the platform design to install two OWCs and finally we show the results of the new platform compared to the simple barge.

## II. MODEL STATEMENT

In this research, we use the equations of motion for 5-MW offshore wind turbine installed on a barge and two OWCs are installed on the barge.

The complete nonlinear time-domain equations of motion of the coupled floating wind turbine, support platform system and OWCs are of the general form:

$$M_{ij}(q, u, t)\ddot{q}_j = f_i(q, \dot{q}, u, t) \quad (1)$$

where  $M_{ij}$  is the  $(i, j)$  component of the inertia mass matrix,  $u$  is the control inputs,  $t$  is time,  $\ddot{q}_j$  is the second time derivative Of the  $j^{\text{th}}$  DOF and  $f_i$  is the component of the forcing function associated with DOF  $i$ .

$f_i$  is the generalized outside force, including the aerodynamic load on the blades and the nacelle, hydrodynamic force on the platform, elastic and servo forces.

This study does not consider wind and servo forces for yaw, pitch and generator control of the wind turbine. Hence, the total number of DOFs evaluated is ten consisting of surge,

sway, heave, roll, pitch, yaw, fore-aft and side-to-side displacements. The origin of the coordinate system is at still water line.

The system linear equations of motion in frequency domain is written as:

$$I_{FOWT}(\omega)\ddot{q} + B_{FOWT}(\omega)\dot{q} + C_{FOWT}q = \vec{f}_{FOWT}(\omega) \quad (2)$$

where  $I_{FOWT}$ ,  $B_{FOWT}$  and  $C_{FOWT}$  are inertia, damping and stiffness matrixes respectively. and  $q$  from equation (2) is defined as:

$$q = \begin{bmatrix} surge \\ sway \\ heave \\ roll \\ pitch \\ yaw \\ fore - aft \\ side - to - side \end{bmatrix} \quad (3)$$

The inertia matrix is defined by (4) as:

$$I_{FOWT}(\omega) = A_{Hydro}(\omega) + M_{Platform} + M_{Tower} \quad (4)$$

where  $M_{Platform}$  and  $M_{Tower}$  are platform and tower mass matrixes, respectively. The coupling of the elements of tower bending modes with the platform appears in the matrix  $M_{Tower} \cdot A_{Hydro}(\omega)$  is the platform's and OWC's added mass calculated by WAMIT from the panel radiation program and it is frequency-dependent. Equation (3) shows the modes of the system with the six first ones for the platform motions and the two last ones for the tower bending displacements.

The damping matrix is

$$B_{FOWT}(\omega) = B_{Hydro}(\omega) + B_{Tower} + B_{viscous} \quad (5)$$

$B_{Hydro}(\omega)$  is the floating platform's and OWC's damping matrix which is obtained by WAMIT from a panel radiation program.  $B_{Tower}$  is damping matrix of the flexible tower and  $B_{viscous}$  is the nonlinear viscous drag on the platform.

The stiffness matrix  $C_{FOWT}$  is defined as:

$$C_{FOWT} = C_{Hydro} + C_{Mooring} + C_{Tower} \quad (6)$$

where  $C_{Hydro}$  is the platform and OWCs hydrostatic restoring matrix obtained by WAMIT and  $C_{Mooring}$  contains the mooring lines spring stiffness coefficients and  $C_{Tower}$  is the tower stiffness matrix.

The term on the right-hand side of equation (2) is

$$\vec{f}_{FOWT}(\omega) = \vec{f}_{Hydro}(\omega) + \vec{f}_{viscus}(\omega) \quad (7)$$

where  $\vec{f}_{viscus}(\omega)$  is the viscous force and  $\vec{f}_{Hydro}(\omega)$  is the hydrodynamic force of the waves on the platform.  $\vec{f}_{Hydro}(\omega)$  can be obtained from the panel diffraction program of WAMIT.

### III. MATERIALS AND METHODS

All the computational simulations have been done by WAMIT and FAST and the results are indicated in section IV. In this work the modeling and design of the new proposed structure has been achieved using Multisurf. From this design advanced computations were carried out using WAMIT software to calculate the designed structure's Added mass, damping matrix, hydrostatic matrix and hydrodynamic forces. By incorporating the obtained parameters from WAMIT into the aforementioned model equations in FAST v8 we were able to perform numerous simulations.

We compare two different platforms with varied features. The first platform is a simple barge platform which can be seen in Fig. 1 while the second one belongs to a barge platform with consideration of two OWCs at the center showed in Fig. 2. The OWCs have a distance of 10 meters from each other with the dimensions 10m × 10m × 10m.

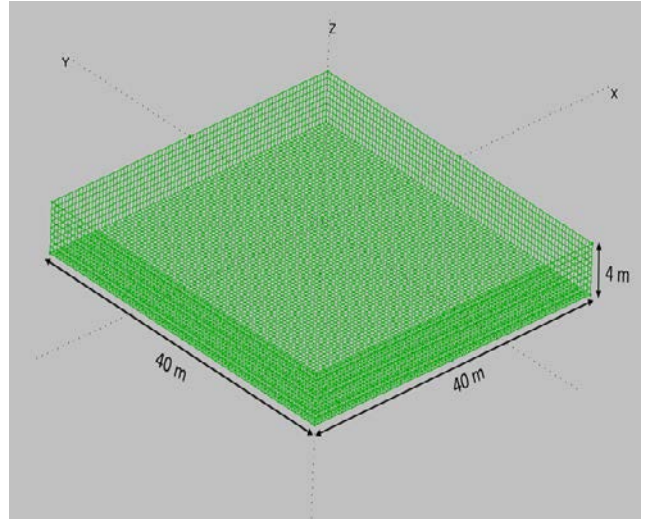


FIGURE 1. Geometry of the simple barge

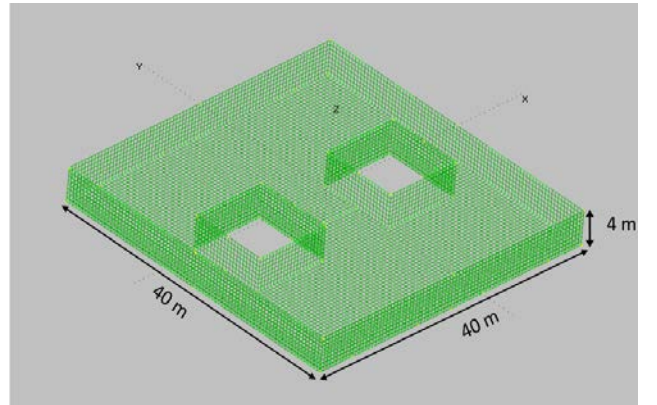


FIGURE 2. Geometry of the platform with one OWC

Table I details the characteristics of the simple platform and the platform with two OWC.

TABLE I: CHARACTERISTICS OF THE ITI BARGE

Parameter	Value
Size (W×L×H) for both platforms	40 m × 40 m × 10 m
Size (W×L×H) for each OWC	10 m × 10 m × 10 m
Draft, Free board for both platforms	4 m, 6m
Water displacement for the simple barge	6400 m <sup>3</sup>
Water displacement for the barge with OWC	5600 m <sup>3</sup>
Mass, Including Ballast	5,452,000 kg
CM Location below SWL	0.281768 m
Roll Inertia about CM	726,900,000 kg.m <sup>2</sup>
Pitch Inertia about CM	726,900,000 kg.m <sup>2</sup>
Yaw Inertia about CM	1,453,900,000 kg.m <sup>2</sup>
Anchor (Water) Depth	150 m
Separation between Opposing Anchors	773.8 m
Unstretched Line Length	473.3 m
Neutral Line Length Resting on Seabed	250 m
Line Diameter	0.0809 m
Line Mass Density	130.4 kg/m
Line Extensional Stiffness	589,000,000 N

In the next step, we incorporated offshore dynamic responses within FAST implementing nonlinear equations of motion for 5-MW offshore wind turbine. The properties of the offshore turbine are provided in Table II.

TABLE II. PROPERTIES OF 5-MW FLOATING WIND TURBINE

Parameter	Value
Hub height	90 m
Center of mass location	38.23
Rotor diameter	126 m
Number of blades	3
Initial rotational speed	12.1 rpm
Blades mass	53.22 kg
Nacelle mass	240,000 kg
Hub mass	56,780 kg
Tower mass	347,460 kg
Power output	5 MW
Cut-in, Rated, Cut-out wind speed	3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s

#### IV. RESULTS AND DISCUSSION

The wind turbine selected in this article is 5-MW floating wind turbine, which can be found in [14]. This floating wind turbine is installed on a barge platform. J. Jonkman *et al.* proposed a simple barge with a moonpool covered by a lid [13] and this moonpool can be used for installation of an OWC.

Our proposed model is a platform with two OWCs that is compared with a simple barge without any OWCs.

In order to have maximum energy production by FOWTs, we need to minimize the oscillations in the platform created by waves [15]. In this section, figures show how the new model can have significant impact on the reduction of oscillations in translational and rotational modes. In this work, rotational modes including roll, pitch and yaw are more important since we finally need to decrease the vibrations on two modes of the FOWT consisting of fore-aft and side-to-side displacements.

To indicate the performance of the proposed model, following conditions are considered:

- We didn't imposed wind on the system and there is still air
- Regular wave with a direction of 0 degree is imposed on the platform

Fig. 3 shows the regular wave elevation with amplitude of 2m and period of 10s and total simulation time for all the figures is 60s.

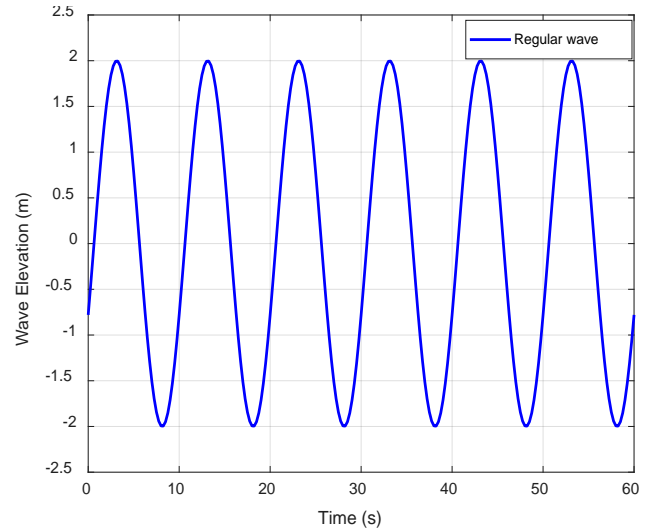


FIGURE 3. Wave elevation input.

Two cases are compared: the first case is a simple barge and the second case is the platform with two OWCs. Fig. 4 to Fig. 11 illustrate eight modes including three translational modes and three rotational modes for the platform and two modes for the flexible tower.

Curve of heave mode for both platforms are plotted in Fig.4. As it can be seen, the oscillations are reduced at the wave crests and wave throats.

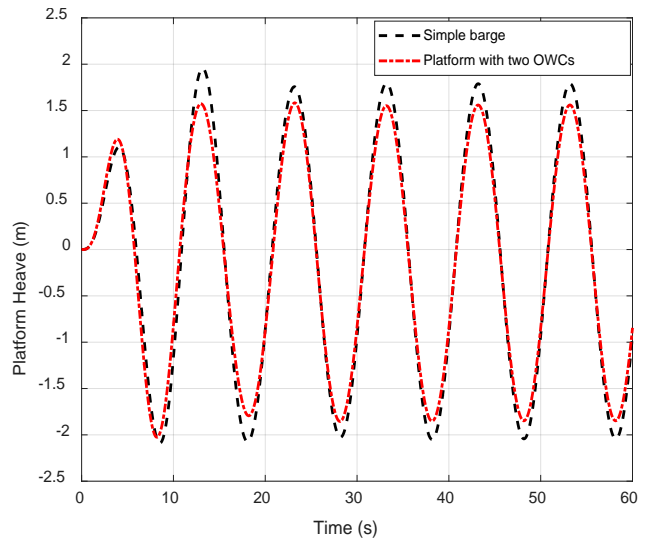


FIGURE 4. Platform Heave motion.

Figure 5 show the surge translational mode for both platforms where the oscillation reduction is noticeable.

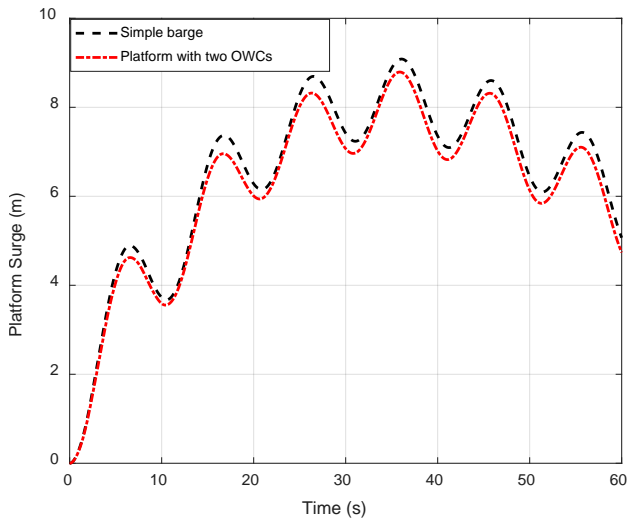


FIGURE 5. Platform surge motion.

Because the wave direction is 0 degree, Fig. 6 shows minor changes in two platforms sway mode.

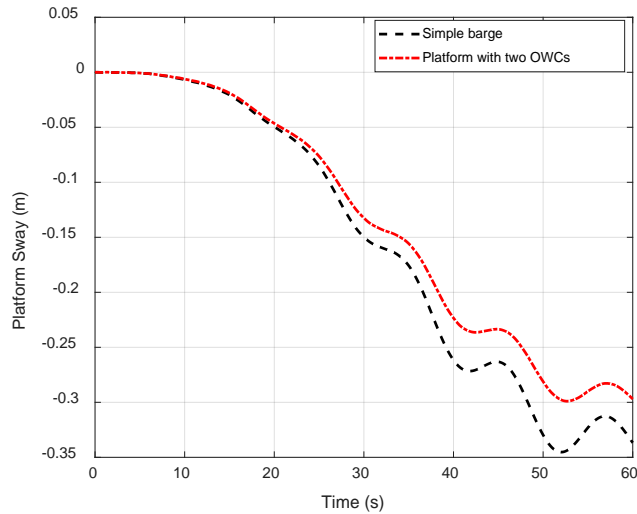


FIGURE 6. Platform sway motion

The purpose of this study is to focus on platform's rotational modes to alleviate the oscillations.

We do not see big changes in the roll mode as shown in Fig.7. As it is clear, the platforms start to roll from 20s and the platform with two OWC has less roll motion, compared to simple barge.

Platform's pitch mode is the most important case in this study illustrated in Fig. 8. Pitch angle is significantly reduced by about 1 degree, which has significant influence on top tower fore-aft displacement.

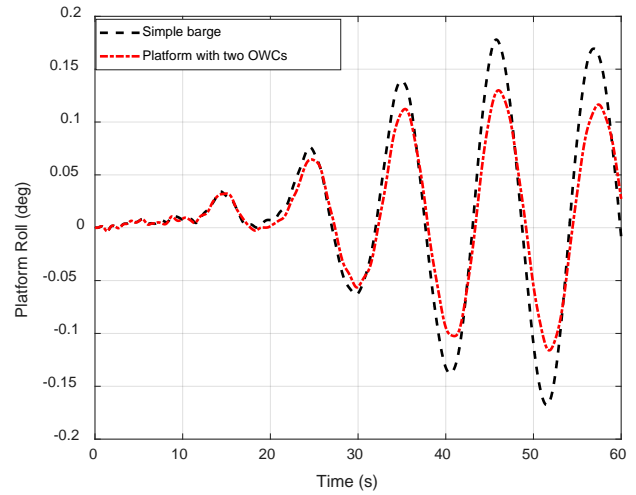


FIGURE 7. Platform roll motion

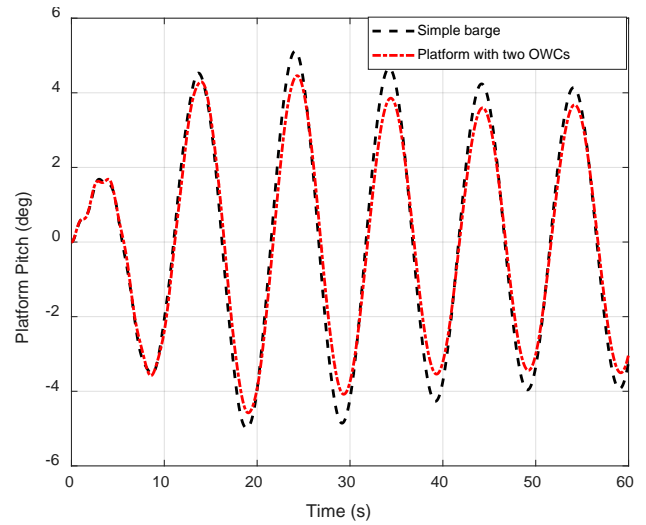


FIGURE 8. Platform pitch motion

The last mode of the platforms is yaw in Fig. 9 showing platform's yaw displacement. The reduction of oscillation can be seen in the figure.

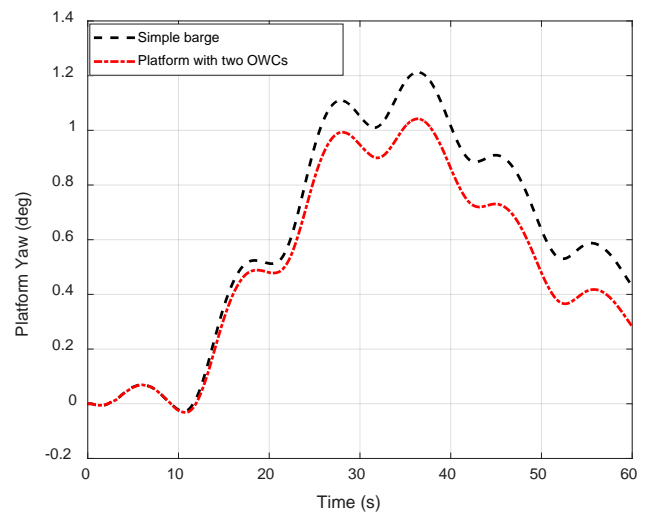


FIGURE 9. Platform yaw motion



Fig. 10 shows the tower top side-to-side displacement for two platforms. Since the wave direction is zero, this mode of tower has small changes and the side-to-side displacement difference between the platforms is negligible.

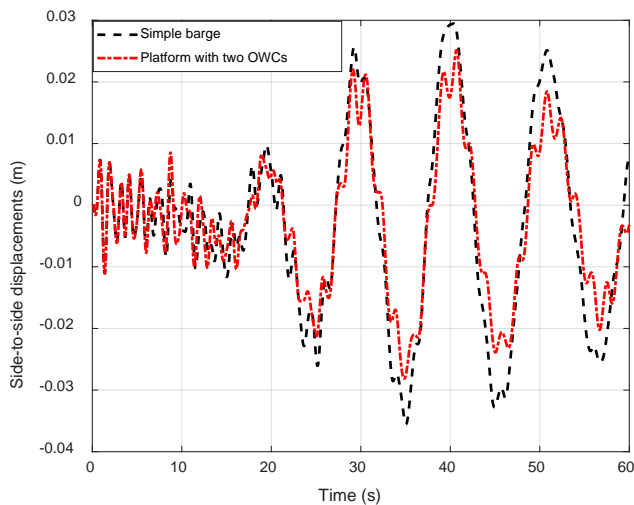


FIGURE 10. Top tower side-to-side displacement

Finally, Fig. 11 demonstrates the capability of our proposed design in reducing the fore-aft displacement, which can lead to higher wind power harvesting.

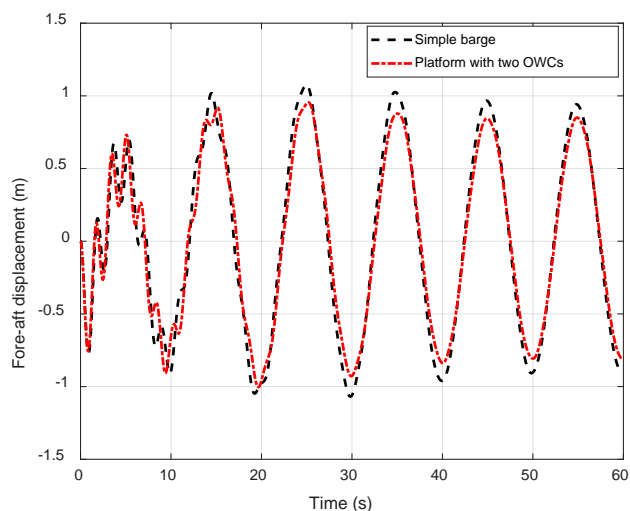


FIGURE 11. Top tower fore-aft displacement

## V. CONCLUSION

In this paper, a novel design introduced for a barge platform. In this model, two OWCs were used on the simple barge to alleviate the platform oscillations especially in its rotational modes. At the end, this proposed model was able to reduce the top tower displacements. The FAST simulation results showed that the proposed model could efficiently decrease the oscillations occurring in the platform by regular waves. Moreover, the ability of the new platform has been compared with a simple barge and the results show that our proposed model has a great performance in oscillation

deduction. This model can be used for harvesting more energy from wind. In addition, OWCs will harness wave energy and decrease platform oscillations for capturing maximum wind supply.

## ACKNOWLEDGMENT

This work was supported in part by the Basque Government, through project IT1207-19 and by the MCIU/MINECO through RTI2018-094902-B-C21/RTI2018-094902-B-C22 (MCIU/AEI/FEDER, UE).

## REFERENCES

- [1] Y. Si and H.R. Karimi. "Gain scheduling  $H_2/H_\infty$  structural control of a floating wind turbine," *IFAC Proceedings* vol. 47, no. 3, pp. 6788-6793, 2014.
- [2] T.T Tran and D.H. Kim. "The platform pitching motion of floating offshore wind turbine: A preliminary unsteady aerodynamic analysis," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 142, pp.65-81, 2015.
- [3] D. Matha. "Model development and loads analysis of an offshore wind turbine on a tension leg platform with a comparison to other floating turbine concepts," (No. NREL/SR-500-45891). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), April 2009.
- [4] A. Sharay, and G. Iglesias. "The economics of wave energy: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , vol. 45, pp. 397-408, 2015.
- [5] M. N. Haji, J. M. Kluger, T. P. Sapsis, and A. H. Slocum. "A symbiotic approach to the design of offshore wind turbines with other energy harvesting systems," *Ocean Engineering*, vol. 169, pp. 673-681, 2018.
- [6] M. Tomás-Rodríguez, and M. Santos. "Modeling and control of floating offshore wind turbines". *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial* , vol. 16, no.4 , pp. 381-390, 2019.
- [7] M. Tomas-Rodriguez, K. Feroz, and M. Santos. "Floating Offshore Wind Turbines Oscillations Damping". In *10th EUROSIM Congress on Modelling and Simulation Logroño*, La Rioja, Spain, July 1-5, 2019.
- [8] Y. Zhang, X. Zhao, and X. Wei. "Robust structural control of an underactuated floating wind turbine," *Wind Energy*, vol. 23, no. 12, pp. 2166-2185, 2020.
- [9] X. Wei, and X. Zhao. "Vibration suppression of a floating hydrostatic wind turbine model using bidirectional tuned liquid column mass damper." *Wind Energy*, vol. 23, no. 10, pp. 1887-1904, 2020.
- [10] F. M'zoughi, I. Garrido, A.J. Garrido, and M. De La Sen. "ANN-Based Airflow Control for an Oscillating Water Column Using Surface Elevation Measurements," *Sensors*, vol. 20, no. 5, p.1352, 2020.
- [11] J. M. Kluger, A. H. Slocum, and T. P. Sapsis. "A first-order dynamics and cost comparison of wave energy converters combined with floating wind turbines," 2017.
- [12] A. Aubault, M. Alves, A. Sarmiento, D. Roddier, and A. Pei. "Modeling of an oscillating water column on the floating foundation windfloat," In *Proceedings of the ASME 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*, Rotterdam, The Netherlands, 2011.
- [13] J. Jonkman. "Dynamics modeling and loads analysis of an offshore floating wind turbine," No. NREL/TP-500-41958. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2007.
- [14] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott. "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), 2009.
- [15] M. A. Lackner. "An investigation of variable power collective pitch control for load mitigation of floating offshore wind turbines," *Wind Energy*, vol.16, no. 3, pp. 435-444, 2013.

**Zabalduz**

Jardunaldi, kongresu, sinposio, hitzaldi  
eta omenaldien argitalpenak

Publicaciones de jornadas, congresos,  
simposiums, conferencias y homenajes

**INFORMAZIOA ETA ESKARIAK • INFORMACIÓN Y PEDIDOS**

UPV/EHUko Argitalpen Zerbitzua • Servicio Editorial de la UPV/EHU  
argitaletxea@ehu.eus • editorial@ehu.eus  
1397 Posta Kutxatila - 48080 Bilbo • Apartado 1397 - 48080 Bilbao  
Tfn.: 94 601 2227 • [www.ehu.eus/argitalpenak](http://www.ehu.eus/argitalpenak)

eman ta zabal zazu



Universidad  
del País Vasco

Euskal Herriko  
Unibertsitatea