



Universidad Autónoma de Querétaro
Facultad de Ingeniería
Doctorado en Ingeniería

CONTROL EXPERTO PARA LA OBTENCIÓN DE LA MÁXIMA POTENCIA EN UN GENERADOR EÓLICO

Tesis

Que como parte de los requisitos para obtener el Grado de
Doctor en Ingeniería

Presenta:

M.C y T. Ernesto Chavero Navarrete

Dirigido por:

Dr. Mario Trejo Perea

Sinodales:

Dr. Mario Trejo Perea
Presidente

Dr. José Gabriel Ríos Moreno
Secretario

Dr. Roberto Valentín Carrillo Serrano
Vocal

Dr. Juan Carlos Jáuregui Correa
Suplente

Dra. Rosalía Virginia Ocampo Velázquez
Suplente

Centro Universitario, Querétaro, Qro.
Febrero 2020
México



Centro Universitario, febrero 28, 2020.
Oficio Núm.: 598

C. Chavero Navarrete Ernesto
Exp.:103333
Facultad de Ingeniería
Presente.

Para los efectos académicos que tengan lugar, me permito hacer de su conocimiento que el H. Consejo Universitario, reunido en su Sesión Ordinaria del 27 de febrero de 2020, con apoyo en el dictamen emitido por el H. Consejo de Investigación y Posgrado, tuvo a bien autorizar que sustente su Examen para que pueda obtener el grado de Doctor en Ingeniería.

Por la opción de: Presentación de Tesis y Examen de Grado.

Atentamente
"Educo en la Verdad y en el Honor"

Dr. Aurelio Domínguez González
Secretario del H. Consejo Universitario

Cc Facultad de Ingeniería
Dirección de Investigación y Posgrado
Dirección de Servicios Académicos
Archivo
ADG/rfo



Dirección General de Bibliotecas UAQ

A mi amada esposa, Arely.

AGRADECIMIENTOS

Gracias Dios por todas las bendiciones recibidas que me permiten vivir día con día, ya que en cada momento estas a mi lado ofreciendo lo mejor para mi persona. Gracias Dios, porque este trabajo de investigación ha sido una gran bendición en todo sentido, cada oportunidad por aprender, de corregir un error y por las extraordinarias personas que pusiste en mi camino durante este proyecto, por lo tanto, no tengo más que decir que gracias a ti es que esta meta está cumplida.

Gracias a mi esposa Arely y a mi nena Valeria por compartir conmigo este reto, por invertir conmigo de su tiempo para lograr juntos esta meta, gracias por su comprensión y su amor. Las amo infinitamente.

Agradezco al Centro de Tecnología Avanzada CIATEQ AC, centro de investigación del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por el apoyo recibido con el financiamiento para la realización de este trabajo de Doctorado. De igual manera se hace un agradecimiento a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Querétaro por su apoyo académico y el uso de las instalaciones y equipo para la realización de este trabajo de investigación.

Igualmente, agradezco el apoyo incondicional de mi director de tesis el Dr. Mario Trejo Perea, que con su experiencia contribuyó enormemente para el desarrollo de este trabajo, así como también a mis sinodales Dra. Rosalía Virginia Ocampo Velázquez, Dr. José Gabriel Rios Moreno, Dr. Roberto Valentín Carrillo Serrano y Dr. Juan Carlos Jauregui Correa por su importante contribución académica y compartir sus consejos y su experiencia.

Mención aparte, mi agradecimiento al Dr. Irineo Torres Pacheco, coordinador de este doctorado, por estar siempre atento al desarrollo de mi trabajo, gracias por compartir su vasta experiencia y alentar con sus sabios consejos.

Finalmente quiero agradecer a todos los buenos amigos, por su apoyo, sus buenos deseos y por estar siempre con una palabra de ánimo cuando los he necesitado.

RESUMEN

Aprovechar las condiciones del medio ambiente para la generación de energía es clave para cumplir con la demanda energética creciente, una opción es el uso de la energía eólica. El principal desafío es generar la máxima potencia en una amplia gama de velocidades de viento. Para mitigar los efectos de los cambios en la velocidad de viento y garantizar la velocidad de rotación deseable, el ángulo de incidencia entre el perfil aerodinámico de la pala y la dirección del viento debe ser ajustable. Para ello, las palas giran alrededor de su eje longitudinal, lo que se conoce como control de pitch. Un controlador clásico del tipo Proporcional-Integral-Derivativo (PID), o cualquiera de sus variantes, funciona correctamente cuando la dinámica del sistema es estable, pero no cuando hay transitorios en el sistema. Estas perturbaciones son ocasionadas por vientos atípicos como ráfagas o turbulencias debidas a obstáculos en la trayectoria del viento como edificios o árboles. Por tanto, se requiere de un controlador adaptable a las condiciones inestables del viento. Para resolver este problema de control no lineal, el presente trabajo de tesis tiene como objetivo desarrollar un sistema experto de control, análogo al sistema de aprendizaje humano, donde, a través de los datos históricos que caracterizan el viento local, el modelo dinámico del objeto de prueba y una medición anticipada de la velocidad del viento, proporcione soluciones que ofrezcan un mejor desempeño. Como objeto de prueba se utilizó el modelo de un aerogenerador horizontal tripala de 14 KW, un área de barrido de 65 m² y una velocidad de viento nominal de 8 m/s, instalado en la Universidad Autónoma de Querétaro. Se desarrollaron dos estrategias de control experto. La primera, desarrollada con lógica difusa, se logró un incremento del 10 % de la energía eléctrica generada. La segunda, utilizando un algoritmo de optimización, se redujeron las cargas mecánicas que ponen en riesgo la funcionalidad de la turbina en un 2 %. Se concluyó que una turbina eólica controlada mediante un sistema experto tiene mejor rendimiento que un sistema manipulado mediante un controlador PID bajo las mismas condiciones de viento atípico.

Palabras clave: aerogenerador, energía eólica, control de pitch, sistema experto de control, modelo dinámico.

SUMMARY

Taking advantage of environmental conditions for power generation is key to meeting the growing energy demand, one option is the use of wind energy. The main challenge is to generate maximum power over a wide range of wind speeds. To mitigate the effects of changes in wind speed and ensure the desired rotation speed, the angle of incidence between the aerodynamic profile of the blade and the wind direction must be adjustable. To do this, the blades are rotated around their longitudinal axis, which is known as pitch control. A classic controller of the Proportional Integral-Derivative (PID) type, or any of its variants, works correctly when the system dynamics are stable, but not when there are transients in the system. These disturbances are caused by atypical winds such as gusts or turbulence due to obstacles in the wind path such as buildings or trees. Therefore, an adaptive controller is required for unstable wind conditions. To solve this non-linear control problem, the present thesis work aims at developing an expert control system, analogous to the human learning system, where, through the historical data characterizing the local wind, the dynamic model of the test object and an anticipated measurement of the wind speed, it provides solutions that offer a better performance. As a test object, the model of a three-bladed horizontal wind turbine of 14 KW, a swept area of 65 m² and a nominal wind speed of 8 m/s, installed at the Universidad Autónoma de Querétaro, was used. Two expert control strategies were developed. The first, developed with fuzzy logic, achieved a 10% increase in the electrical energy generated. The second, using an optimization algorithm, reduced the mechanical loads that put the functionality of the turbine at risk by 2%. It was concluded that a wind turbine controlled by an expert system has better performance than a system manipulated by a PID controller under the same atypical wind conditions.

Key words: wind turbine, wind energy, pitch control, expert control system, dynamic model.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Planteamiento del problema	2
1.2 Justificación.....	3
2. ANTECEDENTES.....	5
2.1 Sistema de inferencia difusos	5
2.2 Algoritmos de búsqueda inteligente	11
2.3 Redes neuronales artificiales	14
3. HIPÓTESIS	20
4. OBJETIVOS.....	21
4.1 Objetivo general	21
4.2 Objetivos específicos.....	21
5. METODOLOGÍA	22
5.1 Caracterización del comportamiento del viento donde se encuentra situado el sistema de prueba.....	24
5.1.1 Descriptores del entorno para la instalación de un aerogenerador	24
5.1.2 Análisis estadístico de la aleatoriedad del viento.....	27
5.2 Determinación del punto de instalación del sistema de medición de velocidad de viento.....	29
5.3 Modelo matemático del sistema de prueba.....	35
5.3.1 Sistema aerodinámico.....	37
5.3.2 Sistema mecánico	42
5.3.1 Sistema de generación eléctrica.....	45
5.4 Instrumentar la electrónica para el funcionamiento del controlador en el sistema de prueba.	48
5.4.1 Modos de operación	49
5.4.2 Equipo periférico.....	51
5.4.3 Electrónica de control.....	54

5.5	Sistema experto de control.	57
5.5.1	Control de Pitch.....	57
5.5.2	Controlador PI.....	60
5.5.3	Controlador de lógica difusa	61
5.5.4	Ajuste inteligente de las ganancias de un controlador PI mediante un algoritmo de búsqueda.	65
6.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	70
6.1	Especificaciones de funcionamiento mediante el Modelo Matemático	70
6.2	Controlador PI	76
6.3	Controlador de lógica difusa.....	79
6.4	Ajuste inteligente de las ganancias de un controlador PI mediante un algoritmo de búsqueda.	82
7.	CONCLUSIONES.....	86
8.	BIBLIOGRAFÍA.....	89
9.	ANEXOS: DIAGRAMAS ELÉCTRICOS DE INSTALACIÓN.....	98

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1	Esquema básico de FLC para ángulo de pitch.	7
FIGURA 2.2	Esquema básico de FLC para cambio de ganancias en un controlador PID. ...	8
FIGURA 2.3	Estrategia de control con diferentes bucles de control para cada variable, cada señal de control se agrega para obtener un punto de ajuste equivalente.	8
FIGURA 2.4	El método de control PID o FLC se selecciona de acuerdo con la magnitud del error de la variable controlable, la selección del controlador depende de un FLC adicional.....	9
FIGURA 2.5	Selección de un controlador (PID) mediante un FLC para obtener una respuesta de estado estable en diferentes rangos operativos del sistema.	9
FIGURA 2.6	Controlador del tipo jerárquico PI-FLC-PI.	10
FIGURA 2.7	Modelo de control de pitch individual para cada pala lo que reduce las cargas por fatiga, y un control de pitch colectivo para controlar la rotación de la turbina.	10
FIGURA 2.8	Ciclo básico de los algoritmos genéticos.	11
FIGURA 2.9	Algoritmos ISO se utilizan para buscar los mejores valores de ganancia que proporcionen estabilidad a un controlador PID.	13
FIGURA 2.10	Arquitectura de una red neuronal artificial multicapa.	15
FIGURA 2.11	Modelo de una neurona artificial.	15
FIGURA 2.12	Un controlador PID regula el ángulo de pitch y se utiliza un ANN para adaptar las ganancias PID en cualquier estado del sistema.	16
FIGURA 2.13	Un controlador ANN regula el ángulo de pitch y controla el torque del generador para estabilizar la potencia eléctrica generada.	18
FIGURA 2.14	Mediante una ANN se controla el ángulo de pitch teniendo como variable de entrada el error de la velocidad del generador y la velocidad de viento medida mediante LIDAR.	18
FIGURA 2.15	La velocidad del viento medida y la velocidad de rotación del generador son las variables de entrada en una ANN para controlar el ángulo de pitch y el torque del generador.	19
FIGURA 5.1	Partes de un aerogenerador.	22
FIGURA 5.2	Efectos de un obstáculo en el flujo del viento.....	25

FIGURA 5.3 Variación de la velocidad del viento con la altura.	26
FIGURA 5.4 Frecuencia relativa de la velocidad de viento registrado.	28
FIGURA 5.5 Distribución de la dirección del viento.	29
FIGURA 5.6 Sistema mecánico de movimiento del ángulo de pitch. a) Diseño asistido por computadora. b) Ensamble físico en rotor de la turbina.	30
FIGURA 5.7 Área de instalación de la turbina eólica y el anemómetro.	31
FIGURA 5.8 Vistas a escala de la turbina eólica y los edificios circundantes. a) Lateral, b) Frontal.	31
FIGURA 5.9 Modelo CFD para análisis de turbulencias. a) volumen total del, b) sección transversal de la malla cambiante alrededor del edificio.	32
FIGURA 5.10 Análisis dinámico del viento para una dirección predominante de 90° y velocidades de a) 4.9 m/s, b) 8 m/s.	33
FIGURA 5.11 Análisis dinámico del viento para una dirección recurrente de 75° y velocidades de: a) 4.9 m/s y b) 8 m/s.	34
FIGURA 5.12 Aerogenerador tripala de 14 KW ubicado en la UAQ, campus aeropuerto.	35
FIGURA 5.13 Perfil aerodinámico de las aspas, NACA 6812.	36
FIGURA 5.14. Se considera una superficie límite que separe el flujo afectado del no afectado, la cual forma un tubo de corriente de sección circular, y flujo constante.	37
FIGURA 5.15. Comportamiento de aerogeneradores con distinto número de palas.	40
FIGURA 5.16. Modelo aerodinámico propuesto para el control del aerogenerador UAQ 14KW.	41
FIGURA 5.17 Modelos mecánicos propuestos. a) modelo de seis masas, b) modelo de tres masas.	42
FIGURA 5.18. Modelo de dos masas para un Aerogenerador.	43
FIGURA 5.19. Modelo mecánico propuesto para la transmisión de movimiento en un aerogenerador.	44
FIGURA 5.20 Modelo propuesto para un generador de imán permanente.	48
FIGURA 5.21 Esquema básico del sistema de control de una turbina eólica.	49
FIGURA 5.22 Secuencia de control del modo de operación AUTOMATICO.	50
FIGURA 5.23 Tableros de Control.	52

FIGURA 5.24 Sistema de control instalado en gabinete TTB2. a) Diseño asistido por computadora. b) Montaje físico de los elementos de control	52
FIGURA 5.25 Equipo de Control en góndola.....	53
FIGURA 5.26 Equipo de Control en rotor.....	54
FIGURA 5.27 Diagrama del circuito eléctrico de control integrado en la PCB.....	55
FIGURA 5.28 Diseño de la PCB para el circuito eléctrico de control.	56
FIGURA 5.29 PCB para el control de operación de la turbina eólica. a) Diseño asistido por computadora. b) Tarjeta física con los elementos electrónicos instalados.	56
FIGURA 5.30 Sistema de control de pitch. a) Sistema activo de paso constante b) Sistema activo de paso variable.....	58
FIGURA 5.31. Regiones de operación en una turbina eólica.....	59
FIGURA 5.32. Curva características de la potencia de la turbina frente a la velocidad de la turbina para diferentes velocidades del viento.....	59
FIGURA 5.33 Algoritmo de Control PI.....	61
FIGURA 5.34. Modelo del control basado en Lógica Difusa propuesto.....	62
FIGURA 5.35. Función de membresía para la velocidad de viento.	62
FIGURA 5.36 Función de membresía para los cambios de magnitud de la velocidad de viento.	63
FIGURA 5.37 Funciones de membresía para: a) error en la velocidad del eje del generador, b) magnitud de los cambios del error.	64
FIGURA 5.38 Función de membresía para la señal de salida de control en términos de voltaje.	64
FIGURA 5.39 Modelo de control PI-TLBO para el control de Pitch.....	67
FIGURA 5.40 Valores de ganancia obtenidos para un sistema estable, un sistema con sobre-impulso y un sistema sobre-amortiguado.	68
FIGURA 5.41 Movimiento de ángulo de inclinación con diferentes ganancias del controlador PI.....	69
FIGURA 6.1 Evolución de C_p respecto a la velocidad de viento.	71
FIGURA 6.2 Gráfica de C_p respecto a la velocidad lineal en la punta de pala.....	71
FIGURA 6.3 Curva de potencia eólica de la turbina eólica de prueba.	72

FIGURA 6.4 Curva de velocidad radial en el eje rápido.	72
FIGURA 6.5 Potencia eléctrica generada en el sistema de prueba sin control de pitch.	73
FIGURA 6.6 Velocidad de viento máxima donde la velocidad de rotación del generador puede ser controlable con el ángulo de pitch.	73
FIGURA 6.7 Gráfico de utilización del sistema de prueba de acuerdo con los datos históricos meteorológicos.	74
FIGURA 6.8 Mediciones de velocidad de viento tomadas desde la góndola, justo en el área de barrido del rotor.	75
FIGURA 6.9 Gráfica comparativa de la potencia eléctrica generada con y sin controlador.	76
FIGURA 6.10 Velocidades de viento generadas para simular condiciones reales de viento.	77
FIGURA 6.11 Comparación de la potencia eléctrica generada, con control y sin control de pitch.	77
FIGURA 6.12 Movimiento del ángulo de pitch para reducir el excedente de potencia eólica y regular la generación de potencia eléctrica.	78
FIGURA 6.13 Valores de velocidad de viento usados para simulación.	79
FIGURA 6.14 Velocidad de rotación del eje del generador.	80
FIGURA 6.15 Movimiento del ángulo de Pitch.	80
FIGURA 6.16 Condiciones reales de operación del algoritmo.	81
FIGURA 6.17 Velocidad del viento registrada en el experimento con el algoritmo.	82
FIGURA 6.18 Desarrollo del algoritmo TLBO. a) disminución del valor de error de la variable controlada, b) evolución del ajuste del valor de k_p , y c) evolución del ajuste del valor de k_i	83
FIGURA 6.19 Comparación entre el rendimiento del controlador PI y el controlador PI-TLBO.	84
FIGURA 6.20 Evolución de las ganancias a) K_p y b) K_i	85
FIGURA 6.21 Repetitividad del algoritmo de control PI-TLBO.	85

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 5-1 Coeficiente de fricción del viento α	26
TABLA 5-2 Análisis estadístico de 7 años de registros de variables meteorológicas.....	27
TABLA 5-3 Especificaciones del generador de imán permanente	36
TABLA 5-4 Constantes para cálculo de C_p	39
TABLA 5-5 Reglas de inferencia tipo Mamdani.....	65
TABLA 6-1 Mediciones físicas de las velocidad de viento.....	75

NOMENCLATURA

A	área de barrido	m^2
C_p	coeficiente de potencia	
C_t	coeficiente de torque	
H_{gen}	constante de inercia del generador	
H_{rotor}	constante de inercia del rotor	
I_d	corriente en eje-d	A
I_q	corriente en eje-q	A
J_{gen}	momento de inercia del generador	$kg\ m^2$
J_{rotor}	momento de inercia del rotor	$kg\ m^2$
L_d	inductancia en eje-d	H
L_q	inductancia en eje-q	H
P_{gen}	potencia eléctrica generada	W
P_{nom}	potencia eléctrica nominal	W
P_{ref}	potencia eléctrica de referencia	W
P_p	par de polos eléctricos del generador	
P_{rotor}	potencia mecánica extraída del viento	W
R	radio de la turbina (largo de pala)	m
R_d	resistencia del eje-d	Ω
R_q	resistencia del eje-q	Ω
T_{gen}	torque del generador	Nm
T_{rotor}	torque del rotor	Nm
V_d	voltaje del eje-d	V
V_q	voltaje del eje-q	V
d_{tg}	coeficiente de amortiguación	Nm/(rad/s)
h	altura de medición de velocidad de viento	m
k	número de muestra	
k_d	ganancia derivativa	
k_i	ganancia integral	
k_p	ganancia proporcional	

k_{sim}	número total de muestras	
k_{tg}	coeficiente de rigidez	Nm/(rad/s)
m_r	masa del rotor	kg
v	velocidad de viento antes de rotor	m/s
v_b	velocidad de viento cruzando el rotor	m/s
v_d	velocidad de viento después de rotor	m/s
v_h	velocidad de viento a h metros de altura	m/s
v_{10}	velocidad de viento a 10m de altura	m/s
w_{gen}	velocidad de rotación del generador	rad/s
w_{rotor}	velocidad de rotación del rotor	rad/s
w_{ref}	velocidad de rotación de referencia	rad/s
$eP_{gen}(t)$	error de la potencia generada en el tiempo	W
$eT_{gen}(t)$	error del torque en el generador en el tiempo	Nm
$ew_{gen}(t)$	error de la velocidad de rotación del generador	rad/s
$u(t)$	señal de control en el tiempo de un PID general	
α	coeficiente de fricción del viento	
β	ángulo de pitch	°
β_{ref}	ángulo de pitch de referencia (punto de ajuste)	°
γ	relación de velocidad de viento	
ΔeP_{gen}	diferencial del error de la potencia generada	W
ΔeT_{gen}	diferencial del error del torque en el generador	Nm
Δew_{gen}	diferencial del error de la velocidad de rotación	rad/s
Δv	diferencial del error de la velocidad de viento	m/s
θ_m	posición angular del reductor	rad
λ	relación de velocidad de punta	
λ_i	relación de velocidad de punta para cálculo de C_p	
ρ	densidad del aire	kg/m ³
τ_c	constante de tiempo para muestreo	
φ_f	flujo magnético permanente	Wb

1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es una condición necesaria para el crecimiento económico de un país por su contribución directa e indirecta a la generación de empleo y el crecimiento del Producto Interno Bruto, por lo tanto, un déficit energético derivaría en un obstáculo para el desarrollo de la economía por lo que es esencial satisfacer la creciente demanda. Es intrínseco aprovechar los recursos naturales para reducir los costos de producción, pero principalmente contribuir con el medio ambiente al evitar emisiones de dióxido de carbono CO₂ generadas por la quema de combustibles fósiles. La energía eólica es una alternativa, usar la fuerza del viento para convertirlo en electricidad a través de una turbina eólica (Court, 2018).

Actualmente los desarrollos tecnológicos en el tema se orientan hacia el control de turbinas cada vez más grandes, cuanto mayor es la longitud de las palas más energía se produce, por lo que la capacidad y el tamaño de las turbinas eólicas han aumentado exponencialmente en la última década; en concordancia, el tamaño actual de las turbinas comerciales tiene un diámetro del área de barrido de 125 m capaz de producir hasta 7,5 MW (Wang *et al.*, 2016). Sin embargo, a partir de 2016 se emplean cada vez más aerogeneradores con un diámetro del área de barrido de 174 m y una producción de 9,5 MW (González *et al.*, 2018). El más reciente lanzamiento al mercado es el aerogenerador de la empresa *Mitsubishi Heavy Industries* (HMI) modelo Vestas V164-10 con un diámetro del área de barrido de 164 m y 10 MW de producción, disponible para la venta ahora y listo para instalarse hasta 2021 (HMI Vestas Offshore Wind A/S, 2018). De acuerdo con las especificaciones de estos grandes aerogeneradores, la altura al eje del rotor es de 110 m y requiere de una velocidad de viento de referencia entre 10 y 25 m/s (González *et al.*, 2018; HMI Vestas Offshore Wind A/S, 2018) con un flujo de aire sin obstrucciones. No obstante, en lugares donde se tiene un menor recurso eólico es necesario instalar “aerogeneradores pequeños”. La *International Electrotechnical Commission* (IEC) define como aerogeneradores pequeños a aquellos con un área de barrido del rotor menor o igual a 200 m² (16 m de diámetro) y un voltaje de generación menor que 1000 V en corriente alterna o 1500 V en corriente continua, con una velocidad de viento nominal entre 6 y 10 m/s (IEC 61400-2, 2013).

De acuerdo con el atlas eólico mundial, al menos el 34% del territorio nacional tiene un promedio de velocidad de viento mayor a 6.04 m/s a 30 m de altura, lo que significa un

área de más de 600,000 m², una superficie mayor al territorio español, por lo que se cuenta con un potencial eólico significativo (Global Wind Atlas V2.3, 2019). Estas áreas incluyen zonas urbanas con edificios altos, tejados, bosques, acantilados o montañas que sugieren un comportamiento de viento atípico con turbulencias intensas, ráfagas y cambios extremos en la dirección del viento que dependen directamente de los obstáculos (IEC 61400-2, 2013).

Es necesario que los aerogeneradores funcionen con diferentes velocidades de viento para aprovechar al máximo este recurso natural, por lo que se deduce que para cada velocidad del viento hay una velocidad de rotación ideal, esto se llama la relación óptima de velocidad de punta (TSR), y es diferente para cada turbina eólica según su tamaño y modelo aerodinámico (Bibave y Kulkarni, 2018). El ángulo de inclinación de la pala debe controlarse en una turbina eólica para regular la velocidad de rotación del rotor con lo que se mitigan las cargas dinámicas y se garantiza un suministro continuo de energía a la red (Novaes-Menezes *et al.*, 2018). El ángulo utilizado con la velocidad del viento por debajo del valor nominal es cero, y luego el ángulo aumenta cuando la velocidad del viento es mayor que la velocidad nominal para reducir los efectos del viento en el rotor y disminuir la velocidad (Menon y Ponta, 2017). Por tanto, el sistema de conversión de energía eólica tiene que realizar un seguimiento de las condiciones de operación en todo momento (Balasubramanian *et al.*, 2018).

1.1 Planteamiento del problema

La principal desventaja de la energía eólica es nuestra incapacidad para controlar el viento. Los últimos avances meteorológicos para la predicción del viento han mejorado, pero aún sigue siendo un problema. La aleatoriedad del viento añade una dificultad intrínseca para poder planificar la energía eólica disponible con antelación. Demasiado viento tampoco ayuda. Si el viento supera las especificaciones del aerogenerador, es obligatorio desconectar ese circuito de la red o cambiar la inclinación de las aspas para que dejen de girar, ya que con viento de altas velocidades la estructura puede resultar dañada (Njiri y Söffker, 2016).

A pesar de los diferentes algoritmos y técnicas de control empleados actualmente, en zonas con vientos aleatorios o turbulencias originadas por el entorno, no es posible generar

un algoritmo que responda ante estas condiciones. El método de control para el ángulo de inclinación clásico es el controlador con retroalimentación Proporcional-Integral-Derivativo (PID) o cualquiera de sus variantes (Behera *et al.*, 2016; Kumar y Chatterjee, 2016). Sin embargo, esta estrategia de control funciona correctamente cuando la dinámica del sistema es estable, ya que la sensibilidad de la velocidad de rotación del generador al ángulo de inclinación varía de manera diferente. Si la velocidad del viento está cerca de la velocidad nominal, la sensibilidad de la velocidad del eje del generador al ángulo de inclinación es muy pequeña. Por lo tanto, se requiere una velocidad de respuesta más rápida que a velocidades de viento más altas, porque un pequeño cambio en el ángulo puede tener un gran efecto en la velocidad del eje del generador. La variación no lineal del ángulo de inclinación versus la velocidad del viento implica la necesidad de un control no lineal, por lo que se requiere un cambio constante en la velocidad de respuesta del controlador de acuerdo con la velocidad del viento y el valor del cambio en la velocidad del viento (Amulya *et al.*, 2017). Por lo anterior, el modelo de control en condiciones de viento estándar ya no es útil para su uso y actualmente no ha sido resuelto el problema que plantea controlar una turbina eólica pequeña.

1.2 Justificación

La generación de energías limpias y renovables es clave para cumplir con la demanda energética que el país requiere. En 2019 la Global Wind Energy Council (GWEC), reportó que la energía eólica genera aproximadamente el 12.6% del consumo de electricidad mundial, con una capacidad instalada de 591 GW a finales de 2018, que comprende más de 90 países, 30 de los cuales tiene más de 1,000 MW instalados, y 9 con más de 10,000 (Dyrholm, 2019). México cuenta con un potencial eólico de más de 50,000 MW eólicos y se requieren utilizar tan sólo alrededor de 17,000 MW para alcanzar el objetivo de generar el 25% de la energía eléctrica necesaria para el año 2024 (Rodríguez, 2018). Actualmente solo se generan 4,935 MW con 2,447 aerogeneradores instalados (Rodríguez, 2019).

La oportunidad de fortalecer la generación de energía mediante la utilización de aerogeneradores de menor capacidad y tamaño para ser utilizados en áreas con menor capacidad eólica nos permite contribuir en la generación de energía viable a diferentes

sectores sociales y de difícil acceso geológico. En estos lugares la aleatoriedad del viento es muy dispersa, obstáculos en el paso del viento generan turbulencias y ponen en riesgo la generación de energía y la seguridad del sistema. Se requiere entonces de un controlador que sea capaz de resolver las no linealidades del sistema originadas por perturbaciones externas, debe minimizar la inercia que generan los cambios drásticos en la velocidad del viento, debe de ser inmune a las ráfagas y a las turbulencias, en otras palabras, debe de mantenerse en una velocidad estable independientemente de los cambios en la velocidad del viento.

Un sistema experto de control (ECS) se define como un instrumento basado en un algoritmo informático que utiliza procedimientos de adquisición de conocimiento e inferencia para resolver problemas multivariables, donde es complicado e inexacto obtener un modelo matemático. Se considera como una analogía de la experiencia humana, como el vasto cumulo de conocimiento para resolver problemas específicos transferido de un humano a una computadora. La computadora puede hacer inferencias y llegar a una conclusión específica a través de cualquier formalidad (Feigenbaum, 1980).

Los ECS poseen información de calidad, teoría de probabilidad, teoría de conjuntos difusos y una serie de reglas aritméticas y lógicas, basadas en expectativas heurísticas. Al utilizar el conocimiento adquirido, un ECS puede analizar la información de entrada y tomar decisiones de salida más flexibles, que generalmente son óptimas (Mohorko *et al.*, 2011). Al contrario de los programas de computadora convencionales que usan algoritmos, los ECS seleccionan una solución de un vasto espacio de búsqueda de la manera más eficiente posible. Para lograr esto, utilizan el conocimiento para abortar ramas no prometedoras y se centran en datos útiles. Proporcionan una solución perfectamente válida en la mayoría de los casos, dentro de la aplicación específica para la que fueron diseñados (Tzafestas *et al.*, 1993). Una ventaja importante de los ECS es la facilidad con que se pueden modificar las bases de conocimiento a medida que se conocen nuevas reglas y hechos. Esto es por su arquitectura que separa la base de conocimiento del motor de inferencia (Astuti *et al.*, 2017). Se pueden utilizar varias técnicas como base para el desarrollo de un control experto, lógica difusa, red neuronal y algoritmos de búsqueda inteligente (Liu, 2018). Debido a lo señalado anteriormente, una solución factible para controlar una turbina eólica pequeña es implementar un ECS.

2. ANTECEDENTES

Existe en la literatura una extensa variedad de investigaciones llevadas a cabo sobre diversos enfoques para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia en turbinas eólicas (MPPT). Los algoritmos MPPT se clasifican en términos generales en el controlador indirecto de energía (IPC) y el controlador de potencia directa (DPC). El IPC maximiza la potencia mecánica capturada del viento, mientras que el DPC maximiza directamente la potencia eléctrica (Kumar y Chatterjee, 2016).

Los principales algoritmos MPPT que se utilizan ampliamente son la relación de velocidad de punta (TSR), el control de realimentación de señal de potencia (PSF), el par óptimo (OPC), la búsqueda de ascenso de pendiente (HCS), el método de perturbación y observación (P&O), la conductancia incremental y relación de base óptima (ORB) (Tiwari y Babu, 2016), todos estos métodos tienen en común la utilización de modelos matemáticos para la elaboración del algoritmo de control, generalizan un tipo de aerogenerador comercial de grandes dimensiones y consideran solo condiciones ideales de viento.

Para la realización de este trabajo de investigación, en Chavero *et al.*, (2019a), se elaboró un análisis bibliográfico sobre metodologías MPPT en un aerogenerador, con algoritmos donde se implementan ECS para resolver problemas donde no es posible tener un modelo matemático desarrollado del sistema. En Chavero *et al.*, (2019b), se presenta una revisión bibliográfica enfocada en IPC, específicamente sobre el control de pitch en un aerogenerador. Se documentó que los controladores de lógica difusa, algoritmos de búsqueda inteligente y redes neuronales artificiales se consideran las técnicas más desarrolladas.

2.1 Sistema de inferencia difusos

Un controlador lógico difuso (FLC) transforma el conocimiento lingüístico en reglas de control utilizando teoría de conjuntos para la toma de decisiones por lo que funciona sin un modelo matemático. Por lo tanto, un FLC puede compensar los efectos negativos por no linealidad, incertidumbres y parámetros desconocidos (Chamorro *et al.*, 2019). Según algunos autores, hay tres etapas en el FLC (Ayriri *et al.*, 2018; Elfergani *et al.*, 2018; Mazouz *et al.*, 2018).

1) Fuzzificación, consiste en tomar las entradas y convertirlas en un conjunto difuso utilizando términos lingüísticos y funciones de membresía.

Intuición: capacidad de los humanos para desarrollar funciones de membresía a través de su propio entendimiento.

Inferencia: Utiliza el conocimiento para deducir una conclusión, dado un conjunto de hechos y conocimientos.

Clasificación de rango: asigna valores de membresía a una variable difusa mediante la evaluación realizada por un experto, un comité, una encuesta y otros métodos de opinión.

Razonamiento deductivo: funciones de membresía que pueden derivar de un consenso a un particular (deriva lo genérico de lo específico).

2) Reglas difusas, consisten en una base de datos a lo largo de las reglas de acción de desarrollo que gobiernan un controlador difuso; se puede describir usando palabras u oraciones simples en lenguaje natural en oposición a las declaraciones formales de cálculo de predicados. Normalmente, la base de reglas se compone de una lista de reglas descritas en dos métodos:

Mamdani:

$$\text{if } (X_1 = A_1 // X_2 = A_2) \text{ then } Y = B \quad (1)$$

Takagi-Sugeno-Kang (TSK):

$$\text{if } (X_1 = A_1 // X_2 = A_2) \text{ then } Y = f(Z_1, Z_2) \quad (2)$$

Al evaluar las variables de entrada X_1 y X_2 con valores constantes A_1 y A_2 generan la variable de salida Y con un valor constante B o un valor en función de las variables Z_1 y Z_2 .

La diferencia entre ambos métodos es que en TSK no es necesario realizar un proceso de defuzzificación, ya que no se obtiene ningún conjunto difuso sino un conjunto de funciones lineales. Por lo tanto, en el método TSK podemos obtener directamente el valor de salida de sistema.

3) Defuzzificación consiste en la conversión del conjunto difuso agregado en una acción precisa con valor real. Hay varios métodos para hacer esto, consisten en satisfacer expresiones matemáticas, las más comunes son: Centroide, Centroide de Área, Bisector, Media del Máximo, Altura, Centro de Sumas.

Se han desarrollado ECS basados en FLC con aplicación en aerogeneradores para MPPT y reducir los efectos de la variación en la velocidad del viento. El desarrollo de estos controladores consta de dos señales de entrada y una señal de salida, como se muestra en la Figura 2.1. Diferentes autores como Kesraoui *et al.*, (2015), Ben-Smida y Sakly (2016), Al-Toma *et al.*, (2017) y Slimen *et al.*, (2017) utilizan como entradas el error (eP_{gen}) entre la potencia de referencia a determinada velocidad de viento (eP_{ref}) y la potencia medida en el generador (P_{gen}), además, la diferencia del error (ΔeP_{gen}) en un determinado tiempo t .

$$eP_{gen}(t) = P_{gen}(t) - P_{ref}(t) \quad (3)$$

$$\Delta(eP_{gen}) = eP_{gen}(t) - eP_{gen}(t - 1) \quad (4)$$

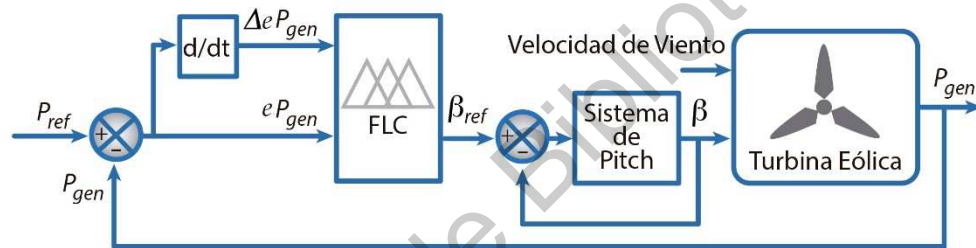


FIGURA 2.1 Esquema básico de FLC para ángulo de pitch.
Fuente: Elaboración propia.

Otros autores como Zheng *et al.* (2015) y el trabajo de Narasimalu y Chellaiah (2017), utilizan la misma lógica de retroalimentación de control para MPPT, pero utilizan como variable de control el error de la velocidad del eje del generador ($e\omega_{gen}$) y la diferencia del mismo error ($\Delta e\omega_{gen}$). Sin embargo, en Habibi *et al.* (2017), se combina el control de pitch con el control de torque, para mantener la potencia generada en su valor nominal. En Slah *et al.* (2016), se utiliza como variable de control el error del torque (eT_{gen}) y la diferencia de error (ΔeT_{gen}). En Tiwari *et al.* (2017), se investiga el rendimiento de las estrategias de control en términos de par aerodinámico, velocidad del generador y la potencia del generador, se utilizan como variables de control el error de la Potencia generada (eP_{gen}) y la velocidad del eje del generador ($e\omega_{gen}$). En Van *et al.*, (2015) se agrega una tercera variable a un FLC, se usa el error de la potencia (eP_{gen}), la variación del error de potencia (ΔeP_{gen}) y el error de velocidad generado ($e\omega_{gen}$).

Otros autores integra un control PID junto con un FLC para dar mayor estabilidad a su controlador MPPT. En Civelek *et al.* (2015), se combina un FLC con control PID. FLC es el medio para cambiar los valores de ganancias de PID calculadas previamente de acuerdo con el error de la variable de proceso, si el error es negativo o positivo o el valor medido excede en gran medida. En Baburajan (2018), se propone un PID adaptable difuso, el FLC ha sido propuesto para calcular las ganancias de control para el PID. En Xiao *et al.* (2015), un FLC se integra para acelerar la respuesta del control de pitch cuando hay incrementos en el cambio de velocidad del viento y luego se agrega al valor de salida del controlador FLC-PID. Estos controladores se representan en el esquema de la Figura 2.2.

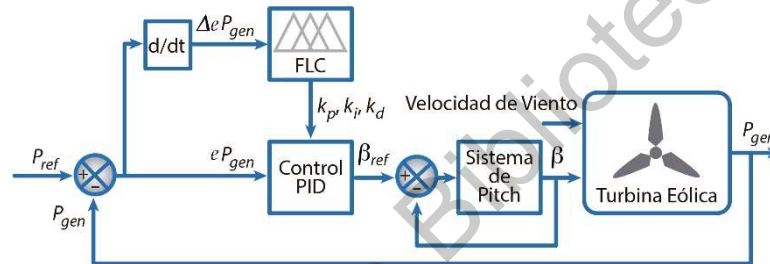


FIGURA 2.2 Esquema básico de FLC para cambio de ganancias en un controlador PID.
Fuente: Elaboración propia modificado de (Baburajan, 2018).

En Yang *et al.* (2015), los autores trabajan con un controlador PD1 para control de torque y pitch con dos módulos en paralelo FLC1 y FLC2 flexibles, ya que la respuesta de control puede sumarse a PD1 antes o después. FLC3 trabaja en paralelo con PD2 y puede sumarse antes, después o para ajustar los parámetros de ganancia. Los controladores funcionan en paralelo para ajustar la velocidad de viento a la referencia. El esquema de control se representa en la Figura 2.3.

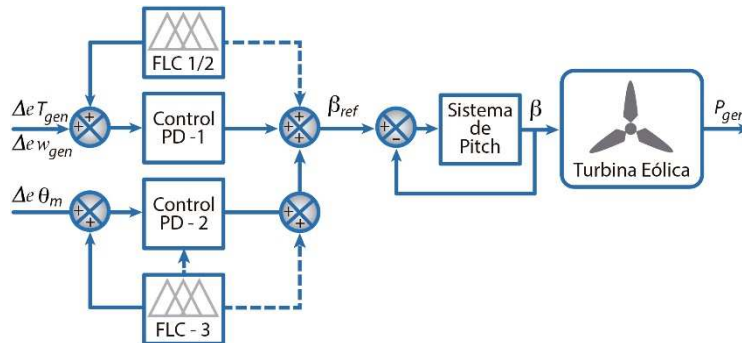


FIGURA 2.3 Estrategia de control con diferentes bucles de control para cada variable, cada señal de control se agrega para obtener un punto de ajuste equivalente.
Fuente: Elaboración propia, modificado de (Yang *et al.*, 2015).

Sin embargo, en Vega *et al.* (2015), los autores usan dos controladores independientes, un controlador proporcional-integral (PI) cuando el sistema es estable y FLC cuando la variación de energía es muy grande. Las acciones de control se combinan utilizando un factor de correlación definido por el error y la derivada del error. Cuando los valores de error y la derivada de error son pequeños, esto pone más peso en la acción de control PI. De lo contrario, si los valores de error y la derivada del error son grandes, se le otorga mayor peso al FLC, este modelo de control se representa en la Figura 2.4. En Huang *et al.* (2017), se usa una técnica similar pero también se agrega a FLC para compensar el ángulo de inclinación para inhibir la perturbación de la velocidad del viento.

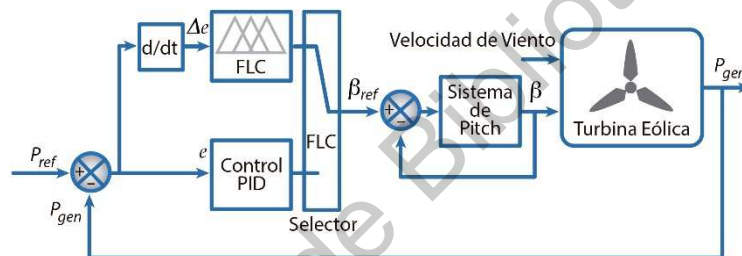


FIGURA 2.4 El método de control PID o FLC se selecciona de acuerdo con la magnitud del error de la variable controlable, la selección del controlador depende de un FLC adicional.

Fuente: Elaboración propia, modificado de (Vega *et al.*, 2015).

En Alarcón *et al.* (2017), se propone un híbrido difuso, el autor se divide en 5 secciones de ángulo de pitch donde se observa estabilidad, cada sección trabaja con un PID diferente. Se utiliza un FLC para seleccionar el controlador, de acuerdo con el ángulo de referencia requerido. La estrategia de control se ilustra en la Figura 2.5.

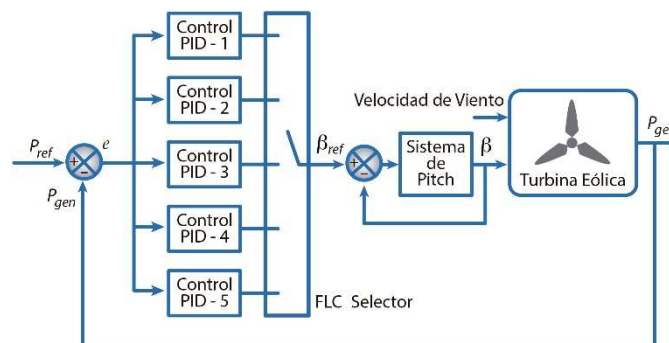


FIGURA 2.5 Selección de un controlador (PID) mediante un FLC para obtener una respuesta de estado estable en diferentes rangos operativos del sistema.

Fuente: Elaboración propia, modificado de (Alarcón *et al.*, 2017).

Finalmente, se han propuesto controladores del tipo jerárquico. En Elyaaoui *et al.* (2018), los autores proponen un controlador PI-Fuzzy-PI (PIFPI) para generar la referencia de potencia activa para el control de frecuencia de carga y el ángulo de inclinación para el control de pitch. El error de alimentación se multiplica por las ganancias de un primer PI y el resultado es la entrada a FLC. La salida FLC es la constante de integración de un segundo controlador PI. La representación esquemática de este modelo de control jerárquico se muestra en la Figura 2.6. En Ponce *et al.* (2017), se presenta un controlador con un esquema similar utilizando un controlador proporcional-derivativo (PD) y la combinación PD-PID-PI.

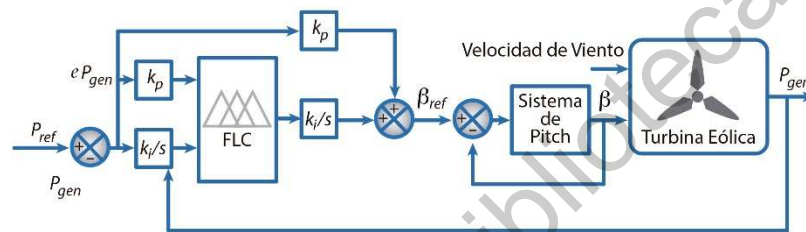


FIGURA 2.6 Controlador del tipo jerárquico PI-FLC-PI.
Fuente: Elaboración propia, modificado de (Elyaaoui *et al.*, 2018).

Han *et al.* (2016), Lasheen y Elshafei (2016) y Civelek *et al.* (2017) han desarrollado algoritmos MPPT para el control de pitch para palas independientes, proponen el uso de cuatro FLC. Tres FLC controlan el ángulo de pitch de cada una de las cuchillas, la inclinación de la cuchilla realiza la actividad dentro de un rango limitado para reducir la carga de fatiga. Un FLC controla el par del rotor por medio del ángulo de paso colectivo, es decir, proporciona el punto de consigna a partir de una referencia de par. La señal de ajuste colectiva se suma a la individual para obtener un punto de consigna de ángulo óptimo. El esquema de controlador de pitch individual se presenta en la Figura 2.7.

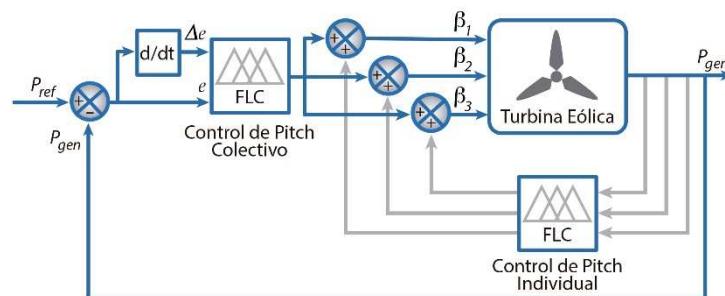


FIGURA 2.7 Modelo de control de pitch individual para cada pala lo que reduce las cargas por fatiga, y un control de pitch colectivo para controlar la rotación de la turbina.
Fuente: Elaboración propia, modificado de (Han *et al.*, 2016).

2.2 Algoritmos de búsqueda inteligente

Los algoritmos de búsqueda inteligente (ISA) son un método de búsqueda e intercambio de información entre individuos en una población y son útiles para resolver problemas complejos y no lineales. Los ISA clásicos incluyen Algoritmos genéticos (GA), Optimización de enjambre de partículas (PSO) y Evolución diferencial (DE), y se pueden utilizar para resolver problemas como la optimización y el aprendizaje automático (Liu, 2018).

Los GA es un método de optimización basado en los principios darwinianos de la evolución biológica: reproducción y supervivencia del más apto. Según Couceiro *et al.* (2016), el algoritmo consta de cuatro pasos básicos los cuales se muestran en la Figura 2.8. El proceso evolutivo comienza con una población de soluciones aleatorizadas inicializadas manualmente. Con el cruce entre diferentes soluciones se fusiona la información genética de individuos; buenas soluciones producirán una solución exitosa. La mutación alterará las soluciones para introducir nuevas características que no estaban presentes en ninguna solución de la población. Las mejores soluciones que se han generado de esta manera se seleccionan para la próxima generación. El reemplazo o inserción es el procedimiento para crear una nueva generación de soluciones que eliminan las soluciones originales. Finalmente, se examina si la condición de terminación con n generaciones se cumple para finalizar el algoritmo.

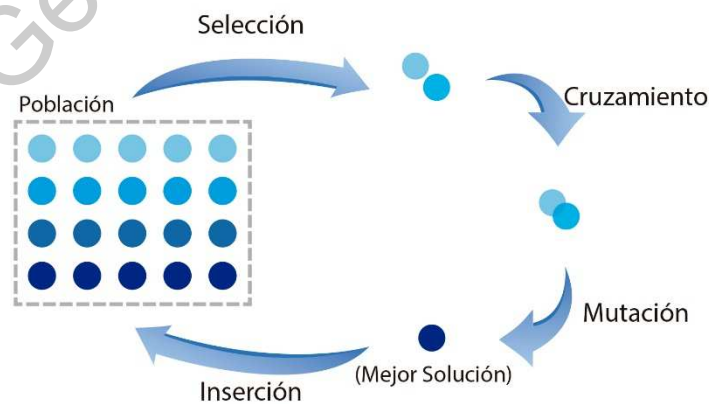


FIGURA 2.8 Ciclo básico de los algoritmos genéticos.
Fuente: Elaboración propia.

La idea básica de PSO proviene del grupo de animales en la naturaleza, como bandadas de aves, bancos de peces, colonias de hormigas y enjambres de abejas, que exhiben autoorganización y adaptabilidad. Estos animales están agrupados, aunque cada individuo parece moverse en una dirección aleatoria. Por lo tanto, el comportamiento de un individuo a menudo es insignificante, pero su comportamiento colectivo es importante, ya que la inteligencia del enjambre proviene de su adaptación a diferentes circunstancias en la naturaleza (Liu, 2018). Inicialmente, una población se genera aleatoriamente. Un gran número de individuos se mueven alrededor de un espacio de solución. Cada individuo tiene velocidad cero y posición cero y se ajusta dinámicamente de acuerdo con sus propias experiencias y las del resto de la población. Por lo tanto, cada individuo es conducido a un promedio ponderado. En cada paso del procedimiento, la mejor solución global se actualiza y representa una solución potencial al problema de optimización. Usando esta información, se determina el espacio de búsqueda donde se ubicó el éxito, y se guían por estos éxitos hasta que se encuentra una solución óptima (Couseiro *et al.*, 2016). Los parámetros que se ajustan para no exceder los recursos de procesamiento son el tamaño de la población y los criterios de detención (Ince *et al.*, 2014).

DE es un método que optimiza la solución a un problema, intenta iterativamente mejorar una solución candidata con respecto a una medida de calidad. DE busca la mejor solución dentro de una población y su selección se basa en la diferencia entre las mejores soluciones, también puede hacer mutaciones y cruces. A través de iteraciones, podemos mantener buenos individuos, eliminar individuos inferiores y guiar el proceso de búsqueda hacia la solución óptima (Liu, 2018). Las ventajas principales de un DE son pocos parámetros cuando se utiliza una mutación diferencial simple, la robustez, ya que no es fácil caer en el óptimo local y una tasa de convergencia más rápida (Chamorro *et al.*, 2019).

ISA es un método que adopta un mecanismo evolutivo natural para realizar un proceso de optimización complejo y puede resolver varios problemas difíciles de manera rápida y eficaz. Sin embargo, para las aplicaciones de control se utilizan regularmente como un complemento de búsqueda para los parámetros de control óptimos. En Taher *et al.* (2013), el enfoque de control de programación de ganancia (GSC) se utiliza para controlar el ángulo de pitch de una pala de turbina eólica utilizando un conjunto de controladores gaussianos

cuadráticos lineales para lograr una respuesta rápida y precisa en el rango operacional. Se seleccionan varios puntos de operación que representan una velocidad específica del viento. Posteriormente, se diseña un modelo de control lineal invariante en el tiempo PID, y se planifica un procedimiento de programación de ganancia utilizando el algoritmo de optimización DE para aplicar al controlador apropiado a medida que cambia el punto de operación, de modo que el controlador suprima las excursiones transitorias y logre una buena y rápida regulación en el funcionamiento del estado estable.

En Civelek *et al.* (2016), se ha sugerido un enfoque de algoritmo GA inteligente para la optimización de parámetros PID. El algoritmo organiza la tasa de mutación y el número del punto de cruce de acuerdo con el progreso del algoritmo. El algoritmo define un número de iteración para la convergencia a un valor de población óptimo, una vez que se pasa el número de iteración, el algoritmo acepta que existen mínimos locales o máximos. Dos criterios fueron tomados en consideración al determinar la función de aptitud. Primero, que el error total del sistema es tan pequeño como sea posible y, en segundo lugar, el máximo valor excedente aceptable. En Behera *et al.* (2016) y Hodzic y Tai (2016), los autores usan un controlador PI con ganancia k_p y k_i en el circuito de control del ángulo de pitch. Sin embargo, la ganancia proporcional k_p y la ganancia integral k_i se sintonizan a través del algoritmo PSO. En la Figura 2.9 se muestra un esquema general de este tipo de controladores ISA-PID.

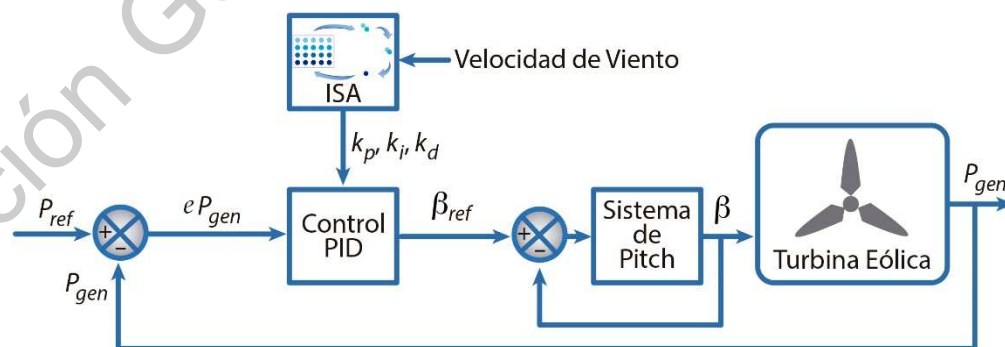


FIGURA 2.9 Algoritmos ISO se utilizan para buscar los mejores valores de ganancia que proporcionen estabilidad a un controlador PID.

Fuente: Elaboración propia.

En Ebrahim *et al.* (2018), se propone un controlador de tono basado en el algoritmo de optimización de polillas de fuego (luciérnagas) (MFO). La técnica MFO es un nuevo paradigma de optimización inspirado en la navegación de las luciérnagas en la naturaleza. Las luciérnagas vuelan por la noche manteniendo un ángulo fijo en la luna para viajar en línea recta por largas distancias. En la técnica de MFO propuesta, se asume que las soluciones candidatas son luciérnagas y los parámetros PID son la posición de las luciérnagas en el espacio de búsqueda. Por lo tanto, las luciérnagas pueden volar en un espacio 3D que representa los tres parámetros del controlador k_p , k_i y k_d con el cambio de sus vectores de posición.

En Kasiri *et al.* (2015), el autor propone un método basado en AG planeado para el surgimiento de estados *if-then* difusos. GA genera un conjunto de reglas *if-then* difusas y estima cada solución *if-then* difusa en los conjuntos de progresión. A continuación, el algoritmo genético da como resultado nuevas leyes difusas *if-then* para operaciones genéticas tales como: cruce, mutación, selección. El algoritmo restaura una parte de la progresión con reglas borrosas *if-then* recién generadas. Si un recurso compartido de detención pre-identificado no está contenido, regrese al segundo paso. Finalmente, el algoritmo reemplaza las peores reglas difusas *if-then* con los valores más pequeños de aptitud física con las nuevas reglas difusas *if-then* generadas con los mejores valores fitness. La cantidad de reglas difusas si se eliminan es generalmente la misma que las reglas agregadas en el algoritmo genético clásico.

2.3 Redes neuronales artificiales

Las redes neuronales artificiales (ANN) son modelos computacionales con unidades de procesamiento inspiradas en el cerebro humano (neuronas artificiales). Las neuronas están interconectadas en capas, como se muestra en la Figura 2.10. Cada capa tiene diferentes neuronas que operan en paralelo, las neuronas están conectadas a las neuronas de otras capas y cada conexión tiene un peso asociado (sinapsis artificial) que modula el efecto de las señales (Da-Silva *et al.*, 2017).

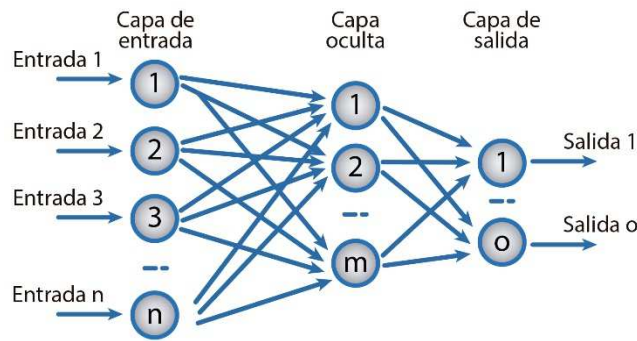


FIGURA 2.10 Arquitectura de una red neuronal artificial multicapa.
Fuente: Elaboración propia.

La característica no lineal de las neuronas está representada por un modelo matemático y puede representarse como en la Figura 2.11. Cada neurona j con entradas X_n se caracteriza por un valor numérico llamado estado de activación θ_j . En cada neurona, una función de salida f_j transforma el estado actual de activación en una señal de salida Y_j . Dicha señal se envía a través de los canales de comunicación unidireccionales a otra neurona de la red y se modifica de acuerdo con la sinapsis asociada (el peso, w_{ij}) (Liu, 2018).

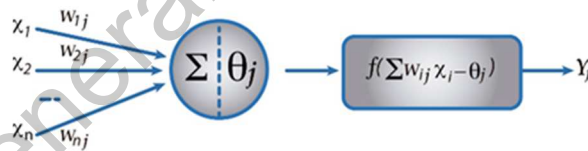


FIGURA 2.11 Modelo de una neurona artificial.
Fuente: Elaboración propia.

La capacidad de aprendizaje de una neurona artificial se logra ajustando los pesos de acuerdo con un algoritmo de aprendizaje para que la red intente producir un resultado deseado. Los pesos después del entrenamiento son significativos, mientras que antes del entrenamiento son aleatorios y no tienen significado (Zgurovsky y Zaychenko, 2017). Se pueden distinguir diferentes tipos de ANN según su topología, método de entrenamiento, tipo de datos de entrada-salida y la presentación de la información. Por ejemplo: perceptron multicapa (MLP); Red neuronal de función de base radial (RBFNN); Redes de propagación inversa (BPNN); Red neuronal Wavelet (Wavelet NN); mapa auto-organizado NN

(SOMNN); NN recurrente; Retardo de tiempo NN; Red Hopfield; NN auto-asociativo; NN convolucional; aprendizaje de redes de cuantificación vectorial; teoría de resonancia adaptativa (ART) NN; redes neuro-difusas; NN dinámicas, entre otras (Marugan *et al.*, 2018).

Los ANN son útiles para detectar patrones, similitudes o diferencias en un conjunto de datos; se pueden aplicar a problemas donde no se puede aplicar un modelo teórico. Pueden aproximar los datos de entrada a una función con un cierto grado de detalle. Con ANN se pueden encontrar soluciones que maximizan o minimizan una función sujeta a diferentes restricciones y pueden ser entrenadas para obtener una predicción de comportamiento futuro. La principal ventaja es que puede determinar y controlar las entradas que causarán el comportamiento deseado del sistema (Marugan *et al.*, 2018).

Los sistemas de control basados en ANN se han utilizado en energía eólica, estos sistemas funcionan en cualquier escenario, ya que pueden adaptarse al modo de operación en condiciones de viento específicas. En Kang *et al.* (2014), presentan un método de control de pitch basado en un PID adaptativo a partir del error en la potencia generada, los parámetros k_p , k_i y k_d del controlador PID se regulan automáticamente por una ANN teniendo como entradas la potencia eléctrica generada y la retroalimentación del ángulo de pitch. El método mejorado de descenso de gradiente se utiliza para optimizar los pesos de las redes y para evitar los pesos de la red neuronal. El esquema representativo para este modelo de control se muestra en la Figura 2.12.

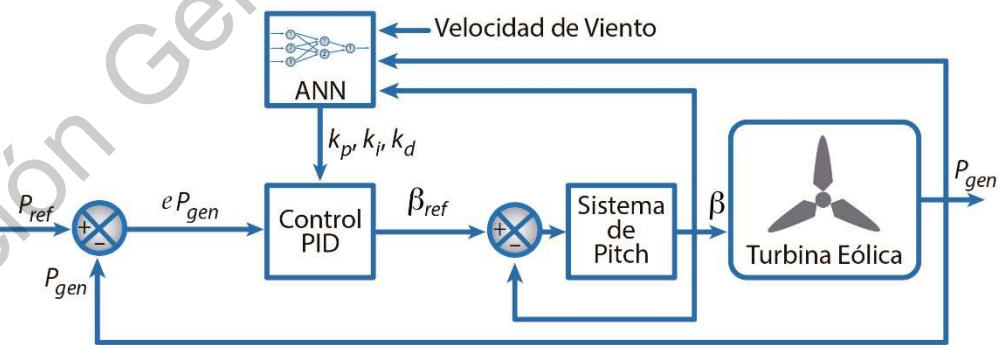


FIGURA 2.12 Un controlador PID regula el ángulo de pitch y se utiliza un ANN para adaptar las ganancias PID en cualquier estado del sistema.

Fuente: Elaboración propia, modificado de (Kang *et al.*, 2014).

En Bagheri y Sun (2016), para maximizar la captura de energía se propone una función de tipo Nussbaum para abordar la naturaleza no afín de las ecuaciones dinámicas y

un RBFNN adaptativo para aproximar las incertidumbres paramétricas de los controladores de velocidad y ángulo de pitch variables. La estrategia de control es aumentar la velocidad del rotor hasta la velocidad de corte, el par del generador se utiliza como entrada en esta fase. Sin embargo, a medida que la velocidad del rotor aumenta y se aproxima a su valor nominal, el par del generador también alcanza su valor nominal. Por lo tanto, ya no se puede utilizar como entrada y el ángulo de inclinación se adopta como entrada para mantener la velocidad del rotor en su valor nominal.

En Dahbi *et al.* (2016), los autores pretenden maximizar la generación de energía mediante el control del ángulo de pitch. El control del ángulo de pitch se desarrolla utilizando solo un circuito de bajo costo basado en ANN, que permite que el generador funcione a una velocidad óptima. El controlador de ángulo de pitch se basa en que el C_p de referencia es igual al C_p óptimo. Cuando la velocidad del viento es mayor que la velocidad nominal, C_p óptimo debe tomar un valor mínimo, por lo que ANN genera un valor alto de β_{ref} , sin embargo, cuando la velocidad del viento es menor que la velocidad nominal, C_p óptimo toma un valor más alto hasta su máximo, por lo que ANN genera un valor correspondiente al mínimo de β_{ref} . El proceso de entrenamiento se llevó a cabo utilizando el algoritmo de Levenberge Marquardt para buscar pesos sinápticos óptimos, es un algoritmo para la optimización de errores cuadráticos debido a sus propiedades de rápida convergencia y robustez.

En Mjabber *et al.* (2017), utilizan una RBFNN para estimar la parte no lineal de la turbina eólica, con una capa de entrada para el error de potencia eléctrica, una capa oculta con 25 neuronas y una capa de salida con la parte aproximada no lineal. El algoritmo de entrenamiento es un gradiente descendiente. Esta estrategia de control regula la velocidad del rotor mediante un controlador de pitch, además controla el torque del generador para estabilizar la potencia eléctrica producida. La tarea clave del controlador de pitch es limitar el par aerodinámico a velocidades de viento superiores a la nominal y mantener la velocidad de la turbina en un rango de operación limitado alrededor de la velocidad de viento nominal. El modelo de control se muestra en la Figura 2.13.

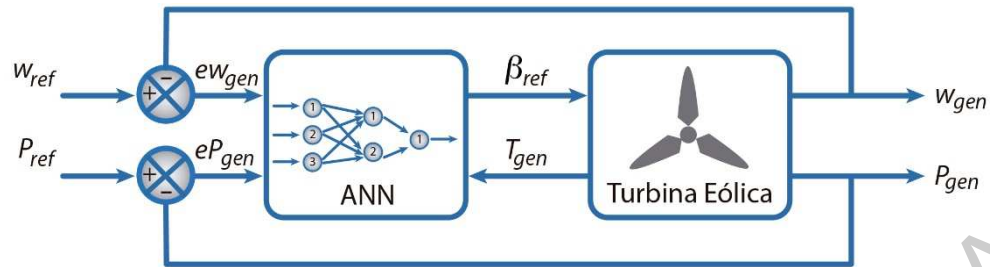


FIGURA 2.13 Un controlador ANN regula el ángulo de pitch y controla el torque del generador para estabilizar la potencia eléctrica generada.

Fuente: Elaboración propia, modificado de (Mjabber *et al.*, 2017).

En Han *et al.* (2018), los autores desarrollaron un control de pitch individual basado en un modelo RBFNN y un sistema de medición de la velocidad del viento con un rango de detección de luz (LIDAR). El controlador propuesto presenta como entrada el error en la velocidad del eje y la medición de la velocidad del viento con LIDAR. Se obtuvo un mejor rendimiento que un controlador PI, pero una vez que la velocidad del viento tiene mayores perturbaciones, el controlador RBFNN tiene un rendimiento pobre. La razón es que las mediciones de la velocidad del viento retrasan el controlador RBFNN, y el controlador RBFNN + LIDAR no puede anticipar la velocidad del viento. El esquema representativo de este modelo de control se muestra en la Figura 2.14.

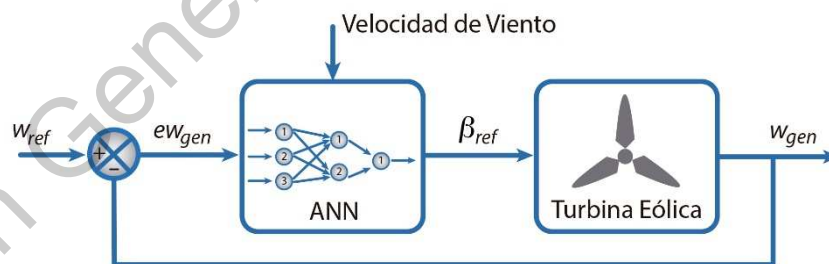


FIGURA 2.14 Mediante una ANN se controla el ángulo de pitch teniendo como variable de entrada el error de la velocidad del generador y la velocidad de viento medida mediante LIDAR.

Fuente: Elaboración propia, modificado de (Han *et al.*, 2017).

En Jiao *et al.* (2018), se propone una estrategia de control de ángulo de pitch neural adaptativa con una técnica de error de regulación filtrada para transformar un sistema complejo en uno simple. Luego, se utiliza un enfoque de aprendizaje en línea para estimar la aerodinámica no lineal desconocida y, por lo tanto, el controlador ANN propuesto está libre

de parámetros y se puede extender fácilmente a varios tipos de aerogeneradores. Además, se implementa un observador de alta ganancia para obtener una estimación de la aceleración del rotor, que rechaza la necesidad de sensores adicionales. El rígido análisis teórico garantiza el monitoreo de la velocidad del rotor y la potencia del generador y el límite de todas las demás señales del sistema de circuito cerrado.

En Tiwari *et al.* (2018), se proponen dos metodologías para generar el ángulo de inclinación, la red de función de base radial RBFNN y la red BPNN utilizan la velocidad del viento y la velocidad del generador como variables de entrada y genera un ángulo de inclinación para obtener el rendimiento deseado de la turbina. Las neuronas en la capa oculta realizan la función gaussiana, que se utiliza como una función de membresía en RBFNN. El modelo de control se ilustra en la Figura 2.15.

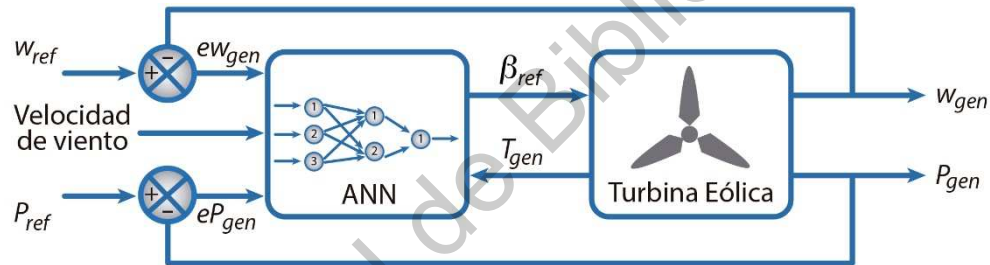


FIGURA 2.15 La velocidad del viento medida y la velocidad de rotación del generador son las variables de entrada en una ANN para controlar el ángulo de pitch y el torque del generador.

Fuente: Elaboración propia, modificado de (Tiwari *et al.*, 2018).

3. HIPÓTESIS

Un sistema de generación eólico con un área de barrido menor a 200 m² con una velocidad de viento nominal entre 6 y 10 m/s, manipulado mediante un control experto es capaz de adquirir conocimiento sobre el efecto del viento en las aspas y realizar las inferencias necesarias para una respuesta más rápida con base en la experiencia humana obtenida, genera más potencia eléctrica que un sistema bajo las mismas condiciones manipulado mediante un control diseñado mediante un modelo matemático. Esto debido a la mayor flexibilidad en la toma de decisiones producto del aprendizaje continuo y la predicción de las variables de entrada, además de que la medición de la dirección y velocidad del viento se realiza anticipadamente en un lugar estratégico.

4. OBJETIVOS

4.1 Objetivo general

Desarrollar e implementar un sistema de control experto, análogo al sistema de aprendizaje humano, en un aerogenerador con un área de barrido menor a 200 m², con una velocidad de viento nominal entre 3 y 10 m/s, que genere más potencia eléctrica que un sistema bajo las mismas condiciones, manipulado mediante un control diseñado utilizando un modelo matemático.

4.2 Objetivos específicos

1. Caracterizar el comportamiento del viento donde se encuentra situado el sistema de prueba para ubicar el punto adecuado del sistema de medición de velocidad de viento.
2. Establecer el modelo aerodinámico del sistema de prueba para determinar el ángulo de incidencia óptimo para diferentes velocidades de viento.
3. Instrumentar la electrónica para el funcionamiento del controlador en el sistema de prueba.
4. Desarrollar el algoritmo de control experto.
5. Comparar el potencial energético entre un sistema de control convencional y el sistema experto de control propuesto, para establecer la bondad de ajuste.

5. METODOLOGÍA

Renovable, ecológica y respetuosa con el medio ambiente. Así es la energía eólica, la cual se está convirtiendo en uno de los métodos más extendidos y productivos para generar energía eléctrica a nivel mundial. Hoy en día, esta fuente de energía se aplica tanto a gran escala, como en pequeñas instalaciones. La energía eólica es la que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. Para ello se hace uso de los aerogeneradores, los cuales mueven una turbina y consiguen transformar la energía cinética del viento por energía mecánica. La cantidad de energía que se puede obtener está en función de la longitud de las palas, a mayor longitud se obtiene más potencia y por lo tanto más energía. (Wang *et al.*, 2016).

En un aerogenerador la energía cinética del aire en movimiento proporciona energía mecánica a un rotor. Las palas están diseñadas aerodinámicamente y giran impulsadas por la fuerza del viento alrededor de un cubo o nariz montado en un eje horizontal, este sistema se denomina colectivamente como rotor. A través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, convirtiéndola en energía eléctrica. La torre de la turbina está construida sobre una base de hormigón. La góndola, que se encuentra en la parte superior de la torre, contiene los principales componentes mecánicos de la turbina eólica (Hansen, 2017). La Figura 5.1 muestra un esquema con las partes de un aerogenerador.

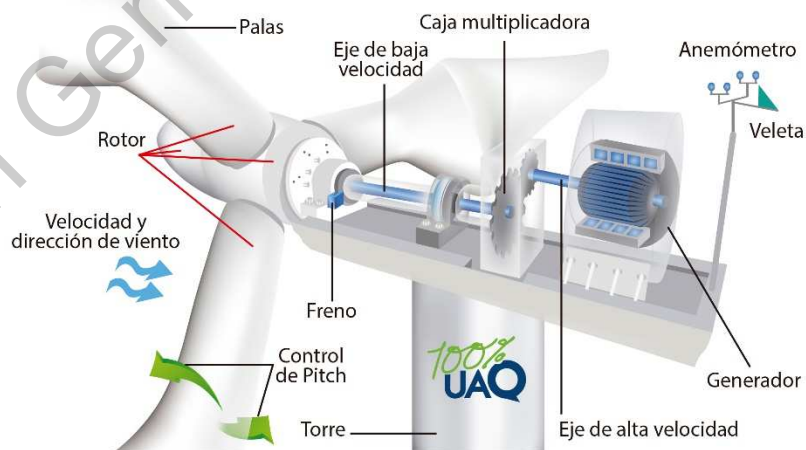


FIGURA 5.1 Partes de un aerogenerador.
Fuente: Elaboración propia.

El eje del rotor o de baja velocidad gira entre 20 y 60 rpm, está unido al eje de alta velocidad o el eje del generador a través de una caja de engranajes donde aumenta la velocidad de rotación alrededor de 1800 rpm. La rotación de una turbina eólica está controlada por un sistema de embrague y freno. Los frenos se utilizan para controlar la sobrecarga, la parada normal y de emergencia. El generador produce corriente alterna, algunos convierten corriente alterna a corriente directa usando un rectificador y convierten la corriente nuevamente a alterna para que coincida con la frecuencia y fase de la red. La góndola también alberga sensores que monitorean continuamente las variables de viento y el estado general de la turbina (Staggs *et al.*, 2017).

Los vientos atípicos en áreas específicas como turbulencias, ráfagas y cambios extremos en la dirección del viento necesitan ser descritos formalmente para conocer la incidencia que estos pudieran tener sobre las aspas de una turbina eólica (Chavero *et al.*, 2019a). Existen varios descriptores del viento que por sí solos podrían dar una variabilidad a su comportamiento, por lo que es necesario discriminar los descriptores y la combinación de todos ellos que realmente afectan al aerogenerador (Chavero *et al.*, 2019b). Es necesario entonces, una base de datos que registre las características del viento y el efecto que causo en la turbina.

Una vez que se tienen determinados los vientos incidentes en el aerogenerador, se implementará un algoritmo de lógica difusa para determinar la consigna del ángulo de incidencia. Un controlador que utiliza lógica difusa funciona sin un modelo matemático, por lo tanto, un controlador de este tipo puede compensar los efectos negativos por no linealidad, incertidumbres y perturbaciones desconocidas; las reglas de inferencia difusas se ajustan de acuerdo con la experiencia humana y estas pueden ser con base en la experimentación, intuición, clasificación de rangos y el razonamiento deductivo (Ayrir *et al.*, 2018; Elfergani *et al.*, 2018; Mazouz *et al.*, 2018). Por lo tanto, un sistema experto de control podrá realizar las inferencias necesarias con base en la experiencia obtenida sobre el efecto del viento en las aspas, así como incrementar su conocimiento mediante el aprendizaje continuo.

5.1 Caracterización del comportamiento del viento donde se encuentra situado el sistema de prueba.

Realizar mediciones de la velocidad y dirección del viento a una distancia específica requiere de la caracterización del viento en el lugar donde se encuentra instalado el aerogenerador. Se han desarrollado diversas metodologías para realizar este tipo de caracterizaciones (Lei *et al.*, 2009). La estrategia por seguir se divide en dos vertientes que convergerán en una única base de información. Primero se determinarán los descriptores del comportamiento de las variables que constituyen el aire y los fenómenos que inciden para que un volumen de aire se traslade en corrientes de viento. En la atmósfera terrestre, el viento es el movimiento en masa del aire de acuerdo con las diferencias de presión atmosférica, por lo que se define como la compensación de las diferencias de presión atmosférica entre dos puntos (Günter, 2003). Segundo, se realizará un análisis de la información recopilada por la estación meteorológica # 76628 SMN-CONAGUA ubicada en el sitio de la instalación del sistema de prueba. Esta investigación incorporará información con datos almacenados en los últimos 7 años, a una altura de 10 m sobre el nivel del suelo. Con esta información se obtendrán datos estadísticos sobre la aleatoriedad del viento.

5.1.1 Descriptores del entorno para la instalación de un aerogenerador

Para un buen rendimiento de los aerogeneradores es necesario hacer un estudio previo del emplazamiento donde estará ubicado considerando algunos aspectos relacionados con el entorno, en este sentido, se debe de respetar la avifauna del entorno, mantener la lejanía con los núcleos urbanos para evitar la contaminación acústica de los parques eólicos, instalar los aerogeneradores en suelo no urbanizable, así como evitar la interferencia con señales electromagnéticas como torres de telefonía, radio o televisión (Juárez y León, 2014).

El flujo de velocidad del viento es la propiedad más importante en cualquier lugar, ya sea un terreno complejo o no complejo, obstáculos tales como edificios y árboles causan una disminución en el viento y un aumento en la turbulencia. La turbulencia provoca la reducción en la generación de energía eólica, aumenta la carga dinámica en las palas y también aumenta el desgaste y, por lo tanto, acorta aún más la vida útil de la turbina. En la Figura 5.2, se muestra el efecto de un edificio en el flujo del viento y se observa la turbulencia que se forma

a su alrededor. El área de turbulencia puede alcanzar 2 a 3 veces la altura del obstáculo, mientras que en el contacto frontal puede alcanzar entre 2 y 5 veces y hasta 10 a 20 veces en la parte trasera. La porosidad es también un factor en la disminución de la velocidad del viento. La porosidad es la relación entre el área libre y el paso del viento que permite el obstáculo y el área de la sección transversal que presenta el obstáculo a la dirección del viento. Los edificios tienen una porosidad del 0 %, mientras que en los bosques depende de la densidad o cantidad de árboles, bosques densos con una porosidad del 30 %, bosques con una porosidad densa del 50 % y árboles aislados con una porosidad del 70 % (Villarrubia, 2012).

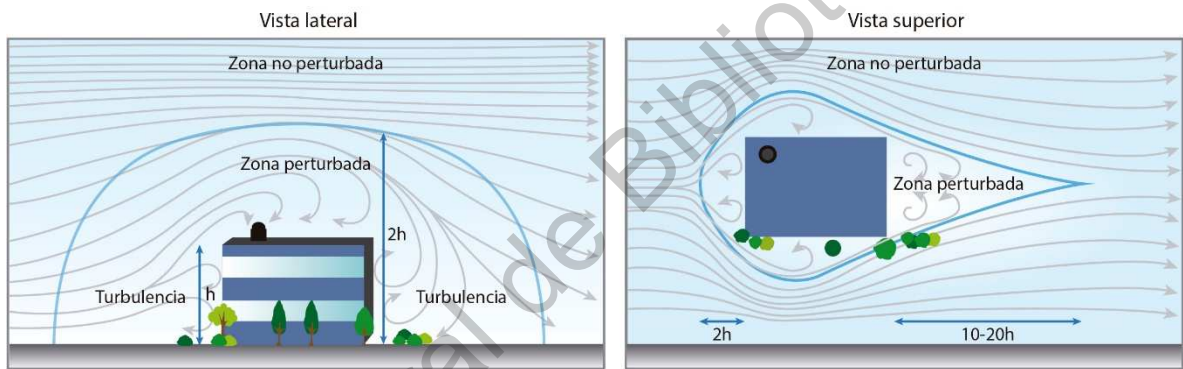


FIGURA 5.2 Efectos de un obstáculo en el flujo del viento.

Fuente: Elaboración propia.

La velocidad del viento también varía con la altura y la topología del terreno, ya que la fricción con la superficie terrestre frena la velocidad hasta ser cero a nivel del suelo. Superficies planas, tales como el mar en calma, ofrecen poca resistencia y la velocidad con la altura es lenta. En el otro extremo, se obtienen incrementos importantes por terrenos irregulares, arbolados o con edificaciones (Günter, 2003).

La velocidad del viento se calcula con una ecuación de tipo estadístico, conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

$$v_h = v_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^\alpha \quad (5)$$

v_h es la velocidad del viento a la altura h , v_{10} es la velocidad del viento a 10 metros de altura y α es el exponente de Hellmann llamado coeficiente de fricción del viento.

En general, α es muy variable en función del horario del día o la estación del año, aumenta con la rugosidad del terreno y disminuye con el grado de estabilidad atmosférica. Los valores de α se indican en la Tabla 5.1.

TABLA 5-1 Coeficiente de fricción del viento α

Características del terreno	Coefficiente de fricción
Suelo duro y liso. Aguas tranquilas	0.10
Hierba alta en el nivel del suelo	0.15
Cultivos y arbustos altos	0.20
Zona boscosa de muchos arboles	0.25
Pequeño pueblo con árboles y arbustos	0.30
Ciudades grandes con edificios altos	0.35

Fuente: Extraída de (Villarrubia, 2012).

En la Figura 5.3, se indican las variaciones de la velocidad del viento con la altura según la ley exponencial de Hellmann. En los sitios de viento bajo, los criterios de diseño sugieren una sobredimensión de la turbina eólica para generar una potencia eléctrica adecuada incluso a baja velocidad del viento. De esta manera, no sólo se podrá conocer cuál será la mejor posición para colocar los aerogeneradores, sino también servirá para corroborar que la ubicación es adecuada para instalar un parque eólico (Giallanza *et al.*, 2017).

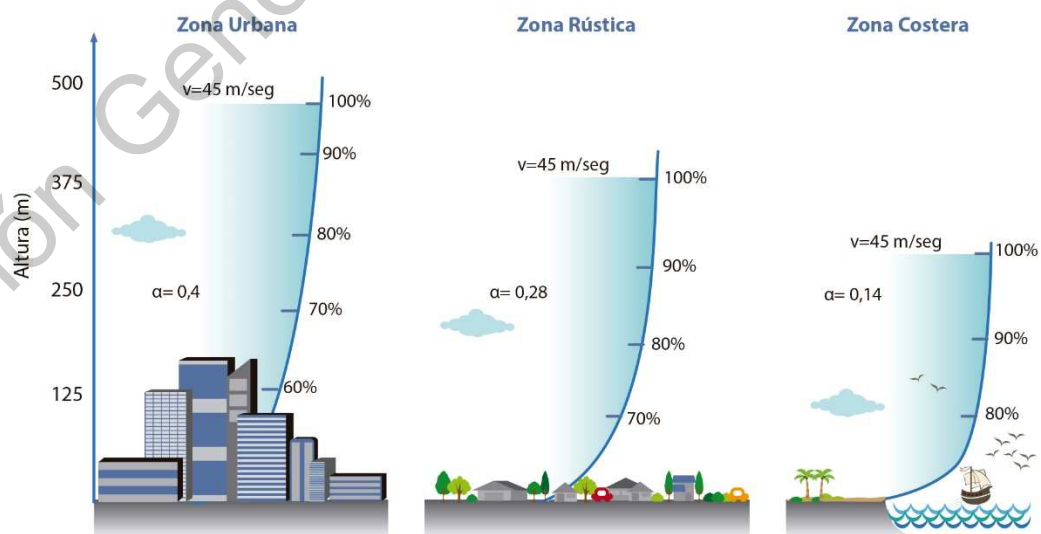


FIGURA 5.3 Variación de la velocidad del viento con la altura.

Fuente: Elaboración propia.

5.1.2 Análisis estadístico de la aleatoriedad del viento

Una vez que se ha hecho el estudio sobre el flujo del viento con los obstáculos, se debe hacer una medición del viento y determinar su dirección y su velocidad, este primer paso deberá de durar como mínimo un año, requiriendo una velocidad media anual mínima del viento de 6,5 m/s a una altura de 80 m sobre el nivel del suelo para calificar como posible sitio de ubicación de un parque eólico (Yañez *et al.*, 2014).

El aerogenerador utilizado como modelo experimental para este trabajo está ubicado en la Universidad Autónoma de Querétaro (UAQ), Campus Aeropuerto, con dirección en Carretera a Chichimequillas s/n, Ejido Bolaños, Querétaro, Qro. C.P. 76140. La ubicación geográfica es 20 ° 37'24.1 "Norte y 100 ° 22'06.0" Oeste a una altitud de 1969 msnm.

El registro de información meteorológica incorpora datos almacenados en los últimos 7 años obtenidos en la estación meteorológica # 76628 SMN-CONAGUA ubicada en el lugar de la instalación. Las mediciones fueron tomadas a una altura de 10 m sobre el nivel del suelo, se utilizó la ecuación de Helman para ajustar las mediciones a 18m de altura, a la cual se encuentra el eje del rotor de la turbina. En la Tabla 5.2, se registran los resultados estadísticos de 7 años de registro de las variables meteorológicas involucradas en el estudio.

TABLA 5-2 Análisis estadístico de 7 años de registros de variables meteorológicas.

<i>Variable meteorológica</i>	<i>Velocidad de viento (m/s) a 18 m altura</i>	<i>Temperatura (°C)</i>	<i>Humedad relativa (%)</i>	<i>Presión atmosférica (mbar)</i>
Promedio	4.44	17.72	58.26	806.99
Error estándar	0.01	0.03	0.13	0.01
Mediana	4.24	16.88	57.00	807.05
Moda	3.62	14.25	98.67	807.27
Desviación estándar	1.98	6.27	26.20	2.27
Varianza	2.72	39.52	688.25	5.15
Rango	15.00	37.57	95.50	15.70
Mínimo	0.00	0.23	4.50	798.85
Máximo	15.00	37.80	100.00	814.55

Fuente: Elaboración propia.

Como resultado del análisis estadístico del viento, se documentó que la velocidad máxima del viento que se ha producido en el sitio es de 15 m/s, sin embargo, las velocidades del viento superiores a 10 m/s solo se han presentado en el 1 % del tiempo en 7 años, por lo que la velocidad de corte del viento se establece en 10 m/s. Las velocidades del viento superiores a 10 m/s se considerarán ráfagas de viento.

Las velocidades entre 3 y 4 m/s tienen una mayor recurrencia con el 19.44 % del tiempo, pero la velocidad promedio es de 4.44 m/s, lo que indica que hay una distribución de datos sesgada positiva. La desviación estándar es 1.98 m/s, por lo tanto, las velocidades del viento entre un rango de 2.46 y 6.42 m/s se considerarán vientos estables para la operación de la turbina eólica. La Figura 5.4, muestra un histograma con la frecuencia relativa para cada unidad de velocidad de viento.

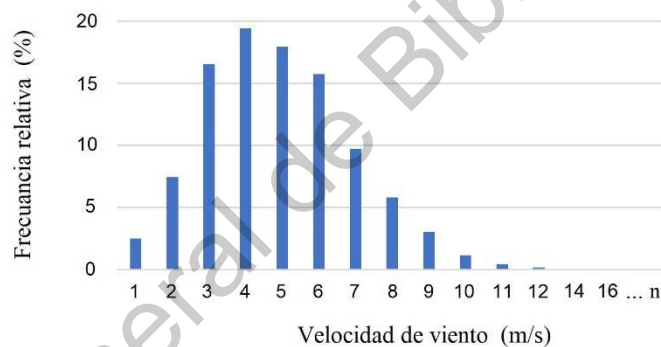


FIGURA 5.4 Frecuencia relativa de la velocidad de viento registrado.
Fuente: Elaboración propia.

La velocidad media del aire se calculó como un promedio de cada 10 minutos, para caracterizar un comportamiento de la aleatoriedad del viento. Con este análisis se evaluaron los cambios que realiza el viento en determinadas horas del día y se revisó la influencia de la temperatura ambiente. Con esto se determinaron las acciones a seguir por el controlador de acuerdo con las condiciones climáticas.

Los vientos predominantes se registran en una dirección de 83.3 ° con 25 % (Este a Oeste), el rango entre 70 ° y 115 ° representa el 72% de la recurrencia en la dirección del viento. El reporte de los datos de la dirección del viento se representa en la Figura 5.5.

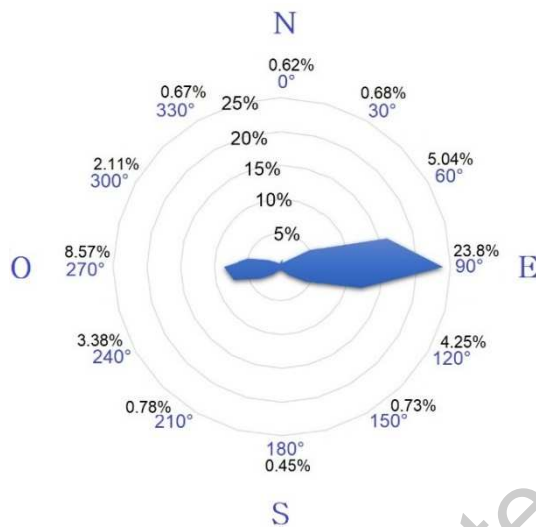


FIGURA 5.5 Distribución de la dirección del viento.
Fuente: Elaboración propia.

5.2 Determinación del punto de instalación del sistema de medición de velocidad de viento.

Conocer el lugar ideal para la instalación del sistema de medición de velocidad de viento implica realizar un levantamiento dimensional de los obstáculos que incidan en el flujo y dirección del viento, para este propósito se utilizará un software de diseño Mecánico *SolidWork* v.2015 el cual realiza modelos tridimensionales con base en diseño de vectores (Dassault, 2015). Con este software se representará en un entorno gráfico, el espacio tridimensional del lugar donde se encuentra instalado el sistema de prueba. Se utilizará un software de simulación usando dinámica de fluido computacional (CFD) de *Ansys Fluid* basado en álgebra vectorial y dinámica de fluidos en fracciones de tiempo ajustables, para obtener una caracterización de las cargas y fuerzas de los vientos y la incidencia de los obstáculos para generar ráfagas o turbulencias que posteriormente afecten a la turbina eólica (Ansys Fluid, 2019). Con esta información se propondrá la ubicación ideal de uno o más anemómetros para tener certeza de la medición de la velocidad y dirección del viento que incidirá en el funcionamiento de la turbina eólica, así, la información recabada puede ser integrada directamente al algoritmo de control para evitar la incertidumbre que genera una lectura errónea en las variables de entrada.

Para definir la instalación del sistema de medición de la velocidad del viento, es necesario realizar un análisis del sistema mecánico del Pitch, conocer la velocidad de respuesta del actuador y calcular el recorrido máximo del ángulo para anticipar una ráfaga de viento y que el actuador anticipe la respuesta, asegurando la operación segura del sistema. Conocer anticipadamente los cambios drásticos en la magnitud de la velocidad del viento, permite ajustar la respuesta de cualquier controlador que permita obtener una respuesta óptima del sistema con vientos atípicos.

En el modelo de prueba utilizado, el ángulo de pitch es actuado por un motor de corriente continua de 0.5 hp a 1750 rpm acoplado a una caja de engranajes con relación de transmisión 60:1, la salida de la caja de engranes transmite el movimiento a cada pala por un tornillo sin fin y un sistema de engranaje cónico. La Figura 5.6, muestra el diseño del mecanismo para el movimiento del ángulo de pitch y el sistema ensamblado.



FIGURA 5.6 Sistema mecánico de movimiento del ángulo de pitch. a) Diseño asistido por computadora. b) Ensamble físico en rotor de la turbina.

Fuente: Área de diseño mecánico, Facultad de Ingeniería, UAQ.

El diseño mecánico del movimiento del ángulo de pitch aumenta el par para contrarrestar los efectos del viento en el giro de las palas y pueda rotar sin restricciones, sin embargo, la velocidad de rotación se reduce considerablemente limitando a una velocidad máxima de 3 °/s. El tiempo para que el ángulo de pitch gire de 0 ° a 90 ° es de 30 s. La distancia calculada para detectar una velocidad de viento de 15 m/s con 30 s de anticipación es 450 m.

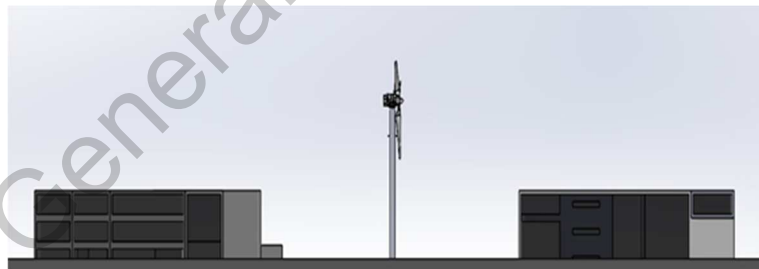
La Figura 5.7, muestra la ubicación de la turbina eólica y el lugar propuesto para la instalación del anemómetro. En A se encuentra instala la turbina eólica y en B se propone instalar la torre del anemómetro a una distancia de 450 m, ambos lugares ubicados dentro de las instalaciones donde se lleva a cabo la investigación.



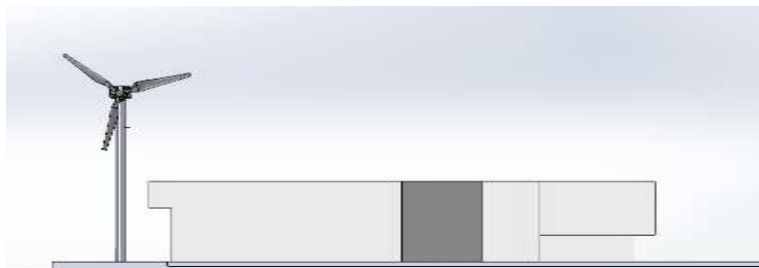
FIGURA 5.7 Área de instalación de la turbina eólica y el anemómetro.

Fuente: Elaboración propia.

Para validar la instalación de la turbina eólica y el anemómetro en el lugar propuesto, primero se realizó un análisis dimensional de los edificios cercanos a la turbina eólica. La Figura 5.8, es un esquema a escala de la turbina eólica y los edificios, se muestran las diferencias de altura entre los edificios y la turbina eólica.



a)



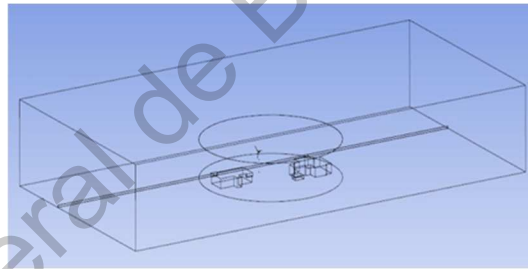
b)

FIGURA 5.8 Vistas a escala de la turbina eólica y los edificios circundantes. a) Lateral, b) Frontal.

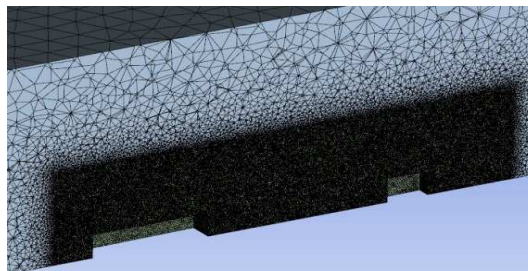
Fuente: Elaboración propia.

El análisis dimensional es utilizado para determinar el volumen a utilizar en el análisis de dinámica de fluidos. El volumen evaluado en el modelo CFD es de 500 m de largo, hasta la ubicación del anemómetro, 275 m de ancho y 140 m de alto. La Figura 5.9, muestra el modelo de volumen. Este volumen se divide en dos regiones, la primera región cubre el edificio y la turbina eólica, y la segunda región representa el complemento del volumen total. El volumen total se divide en 31,262,736 celdas, pero el tamaño de la malla cambia de 8 m en los límites exteriores del volumen a 0.6 m en las paredes del edificio y la turbina eólica. El tamaño de la malla es 0.1 m. La condición límite en el modelo es el vector de velocidad.

El análisis se lleva a cabo bajo una condición de flujo de viento alrededor de los edificios en estado estable, se utilizan las ecuaciones de Navier Stokes promediadas por Reynolds o ecuación RANS se resuelve en combinación con el modelo de turbulencia realizable Kepsilon. Este modelo se selecciona como modelo de turbulencia en este estudio por su buen desempeño en la predicción del flujo alrededor de los objetos (Hau, 2013).



a)

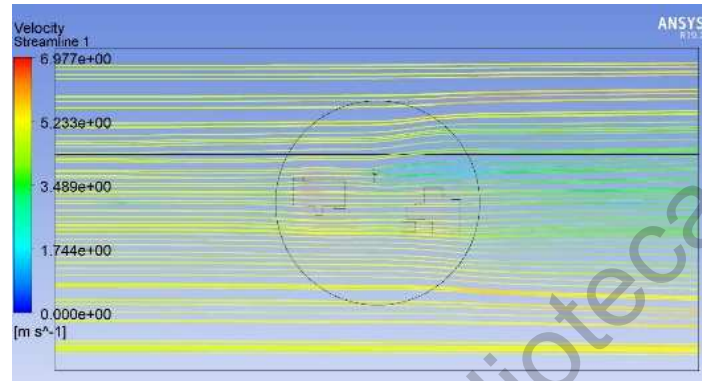


b)

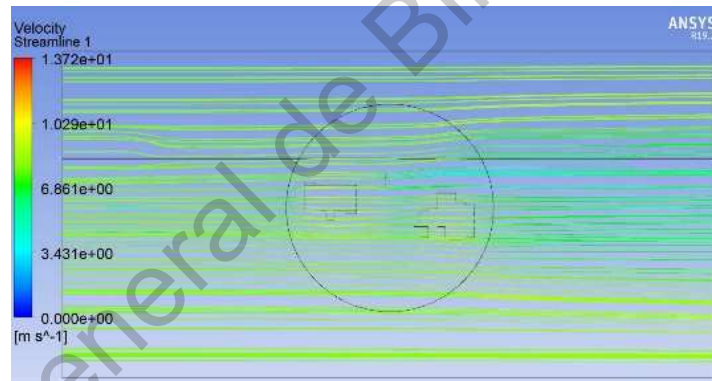
FIGURA 5.9 Modelo CFD para análisis de turbulencias. a) volumen total del, b) sección transversal de la malla cambiante alrededor del edificio.

Fuente: Elaboración propia.

El análisis dinámico se realizó para velocidades típicas del viento de 4.9 y 8 m/s, con la dirección predominante del viento de 83.3 °. La Figura 5.10, muestra los resultados de este análisis, se presenta una vista superior del sitio de instalación, se realizó un corte en las líneas de flujo del análisis a una altura de 18 m.



a)



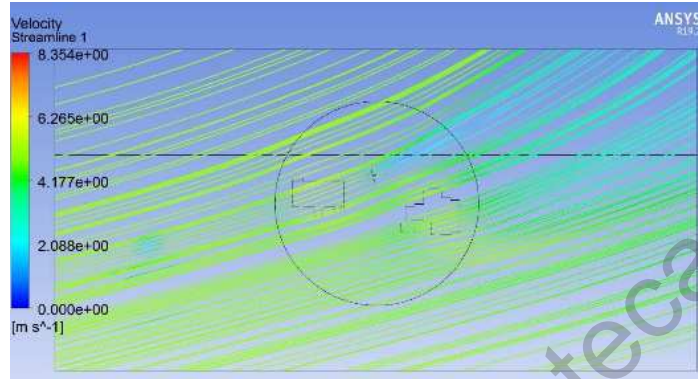
b)

FIGURA 5.10 Análisis dinámico del viento para una dirección predominante de 90° y velocidades de a) 4.9 m/s, b) 8 m/s.

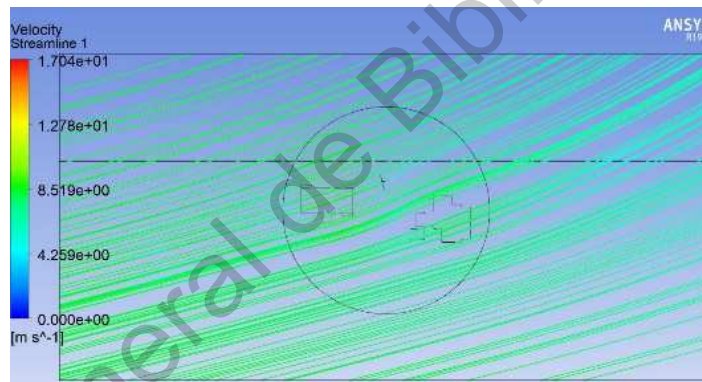
Fuente: Elaboración propia.

Se puede concluir que, entre la torre de medición de la velocidad del viento y la turbina eólica, los edificios no son un obstáculo para el flujo libre del viento, no generan turbulencias y que a mayor velocidad del viento su comportamiento es cada vez más estable, por lo que es factible la inflación de la torre de medición en el lugar propuesto.

Se realizó un segundo análisis con velocidades de viento similares, pero con una dirección del viento de 75° , es la segunda dirección con mayor repetibilidad de ocurrencia y que pasa por arriba de los edificios. La Figura 5.11, muestra los resultados de este análisis.



a)



b)

FIGURA 5.11 Análisis dinámico del viento para una dirección recurrente de 75° y velocidades de:
a) 4.9 m/s y b) 8 m/s.

Fuente: Elaboración propia.

Igualmente se observa de este segundo análisis que los edificios no son un obstáculo para el funcionamiento de la turbina ya que en ningún momento el flujo del viento presenta turbulencias a la altura del rotor.

5.3 Modelo matemático del sistema de prueba.

Para determinar el modelo matemático del sistema de prueba es necesario describirlo físicamente ya que el valor de potencia extraída no puede ser independiente de las características de su diseño y principio de funcionamiento. Se tiene un aerogenerador tripala de 14 KW con un área de barrido de 134 m^2 y una altura de la torre es de 18 m del suelo al eje del rotor. Se tiene una caja multiplicadora con una relación de engranaje 1:2.1 que transmite el movimiento del eje del rotor al eje del generador. La figura 5.12 muestra el aerogenerador instalado en terrenos de la UAQ, campus aeropuerto.



FIGURA 5.12 Aerogenerador tripala de 14 KW ubicado en la UAQ, campus aeropuerto.
Fuente: Elaboración propia.

Cada pala está fabricada en fibra de vidrio y resina de poliéster, con un peso de 260 kg cada una. Cada pala mide 6.4 m de longitud y 1.2 m en su punto más ancho y el diseño del perfil aerodinámico se clasifica como NACA 6812 de acuerdo con el Comité Nacional Asesor de Aeronáutica (NACA). La Figura 5.13, ilustra el perfil aerodinámico de las palas.

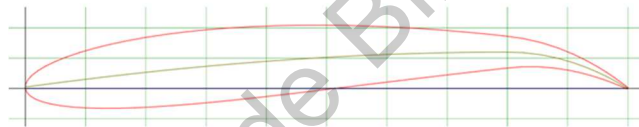


FIGURA 5.13 Perfil aerodinámico de las aspas, NACA 6812.
Fuente: Elaboración propia.

La turbina eólica cuenta con un generador de imán permanente con una capacidad de 14 KW a una velocidad nominal de 135 rpm. En la Tabla 5.3 se muestran las especificaciones eléctricas proporcionadas por el fabricante.

TABLA 5-3 Especificaciones del generador de imán permanente

Potencia activa	14 KW	Potencia aparente	14.30 KVA
Fases	3	Frecuencia	20.30 Hz
Voltaje	385 V	F.P.	0.94
Corriente	22.20 A	Aislamiento	H
Velocidad nominal	135 rpm	Servicio	Continuo
Carcasa	TCSV	Temperatura	80 °C
Protección	IP32	Peso	650 Kg

Fuente: Potencia Industrial, S.A.

5.3.1 Sistema aerodinámico

Todos los cuerpos expuestos a una corriente de aire experimentan una fuerza aerodinámica que puede descomponerse en una fuerza de arrastre en la dirección del viento y una fuerza de sustentación perpendicular a la dirección del viento que es la fuerza que originara el giro del rotor (Hau, 2013). La potencia extraída por las palas es igual a la diferencia de energía cinética entre los caudales de viento, antes y después del área de barrido del rotor (Jamieson, 2018).

Una vez que se tiene información sobre las variables independientes de entrada como la turbulencia, la velocidad, dirección del viento, y la temperatura ambiente, determinados en el objetivo previo, además de las características físicas del sistema de prueba, se modela el desempeño aerodinámico para determinar la potencia eólica que hará girar el rotor de la turbina.

El análisis para extraer la potencia máxima de una turbina inicia con el viento que pasa a través de una turbina. El viento no perturbado v se hace lento cuando una parte de su energía cinética es extraída por la turbina. El viento que atraviesa la turbina es v_d , tiene una velocidad más baja y su presión se reduce. La velocidad del viento a través del plano de las palas del rotor es v_b . El esquema de distribución del viento se representa en la Figura 5.14.

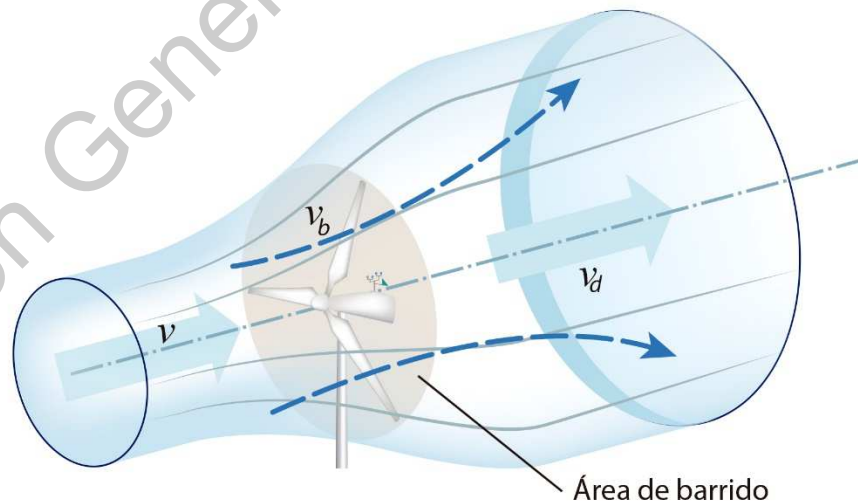


FIGURA 5.14. Se considera una superficie límite que separe el flujo afectado del no afectado, la cual forma un tubo de corriente de sección circular, y flujo constante.

Fuente: Elaboración propia.

El caudal másico de aire representado por m , dentro del tubo de flujo es igual en todas partes. La potencia extraída por las palas P_{rotor} es igual a la diferencia de energía cinética entre los caudales de aire ascendente y descendente (Jamieson, 2018). Esto se describe en la ecuación (6).

$$P_{rotor} = \frac{1}{2}m(v^2 - v_d^2) \quad (6)$$

El punto para determinar el caudal másico m , es el plano del rotor o área de barrido A y la densidad del viento ρ .

$$m = \rho A v_b \quad (7)$$

Si la velocidad del viento a través del plano del rotor v_b es el promedio de v y v_d entonces:

$$P_{rotor} = \frac{1}{2}\rho A \left(\frac{v+v_d}{2}\right) (v^2 - v_d^2) \quad (8)$$

Definiendo la relación entre el viento no perturbado v y el viento que atraviesa la turbina v_d como, γ .

$$\gamma = \frac{v_d}{v} \quad (9)$$

La potencia del rotor se expresa entonces como:

$$P_{rotor} = \frac{1}{2}\rho A v^3 * \frac{1}{2} (1 + \gamma)(1 - \gamma^2) \quad (10)$$

El coeficiente de potencia C_p está dado por:

$$C_p = \frac{1}{2}(1 + \gamma)(1 - \gamma^2) \quad (11)$$

Por tanto, la expresión para la potencia del rotor es:

$$P_{rotor} = \frac{1}{2}\rho A v^3 C_p \quad (12)$$

La condición de máxima potencia se determina a partir de la ecuación (8) es:

$$\frac{dP_{rotor}}{dv} = 0 \quad (13)$$

lo que conduce que la máxima potencia se alcanza para una velocidad

$$v_d = \frac{v}{3} \quad (14)$$

Este valor se sustituye en (8) para obtener la máxima potencia del rotor

$$P_{rotor} = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v + \frac{v}{3}}{2} \right) \left(v^2 - \left(\frac{v}{3} \right)^2 \right) = \frac{1}{2} \rho A (0.593 v^3) \quad (15)$$

Al obtener el límite máximo de la energía cinética se constituye el teorema del límite de Batz, en la cual la energía máxima teóricamente puede ser aprovechada por el viento es solo el 59.3%. Esta teoría es aproximada ya que no tiene presente aspectos como la resistencia aerodinámica de las palas, la pérdida de energía por turbulencia, la compresibilidad del aire y la interferencia entre las palas. En la práctica puede alcanzarse el 80% de este límite, situando el rango de funcionamiento de C_p alrededor del 0.45 – 0.50 (Villarrubia, 2012).

Es usual seleccionar un aerogenerador de acuerdo con el rendimiento del rotor como función de la velocidad específica, λ , definida como el coeficiente de la velocidad tangencial en la punta de pala y velocidad del viento TSR .

$$\lambda = \frac{\omega_{rotor} R}{v} \quad (16)$$

dónde ω es la velocidad de rotación del rotor, R es el radio del rotor .

Es posible calcular C_p utilizando un método de valores aproximados que depende de la relación de velocidad de la punta λ y el ángulo de la pala β (Yang *et al.*, 2018).

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \beta^{C_5} - C_6 \right) e^{-\frac{C_7}{\lambda_i}} \quad (17)$$

donde:

$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + C_8 \beta} \right) - \left(\frac{C_9}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (18)$$

Los valores de las constantes C_1 a C_9 se muestran en la Tabla 5.4.

TABLA 5-4 Constantes para cálculo de C_p

Tipo de turbina	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9
Velocidad Constante	0.440	125	0	0	0	6.940	16.500	0	-0.002
Velocidad Variable	0.730	151	0.580	0.002	2.140	13.200	18.400	-0.020	-0.003

Fuente: (Yang *et al.*, 2018).

Es así, que se puede determinar el ángulo de incidencia óptimo para cada velocidad de viento, de manera que se obtenga una relación entre la velocidad de viento y la velocidad de rotación del rotor.

En la Figura 5.15, se muestra curvas de rendimiento ideal. Si se cambia el número de palas, cambiara el valor de λ . Al disminuir el número de palas, aumenta el valor de λ . Por tanto, suben las pérdidas por resistencia aerodinámica, lo cual genera una curva más plana. Si aumenta el número de palas, disminuye el valor de λ . Por tanto, bajan las pérdidas por resistencia y pasan a ser dominantes las pérdidas por rozamiento, a lo cual hay que determinar el valor óptimo para λ (Hau, 2013).

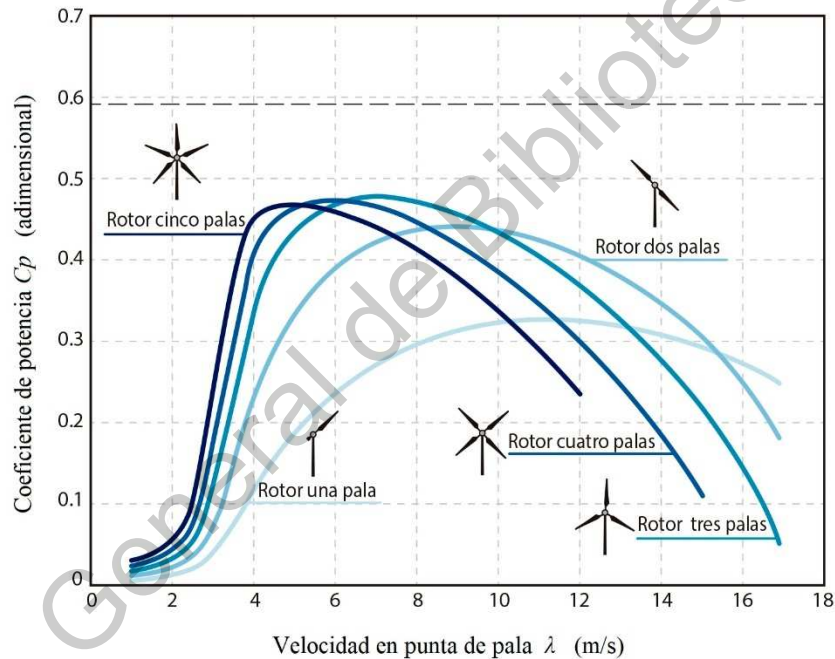


FIGURA 5.15. Comportamiento de aerogeneradores con distinto número de palas. Fuente: Elaboración propia.

Una vez que C_p ha sido calculado, es posible también determinar el torque del rotor con la siguiente ecuación (Taoufik *et al.*, 2017; Giannakis *et al.*, 2018):

$$T_{rotor} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 C_t \quad (19)$$

Donde el coeficiente de torque C_t , se define como:

$$C_t = \frac{C_p}{\lambda} \quad (20)$$

Para la simulación del modelo mecánico se utiliza Simulink de Matlab v. 2018b (MathWorks, 2019), en el modelo dinámico se tiene como datos de entrada:

- Velocidad del viento: se genera con una función en el espacio de frecuencia que simula las aleatoriedades en las magnitudes de un viento real a partir de un promedio de velocidad deseado.
- Velocidad de rotación del eje lento: es una retroalimentación del modelo mecánico.
- Ángulo de pitch; es una variable que se origina en el módulo del controlador del sistema.
- Longitud de la pala: Es un valor constante.
- Densidad del aire: se calcula en un módulo dedicado para este propósito donde se consideran aspectos meteorológicos de temperatura, presión atmosférica y humedad relativa.

Como resultado del modelo aerodinámico se obtiene el valor del par mecánico en el eje de baja velocidad. La Figura 5.16, muestra el modelo aerodinámico en Simulink de MatLab para simulación.

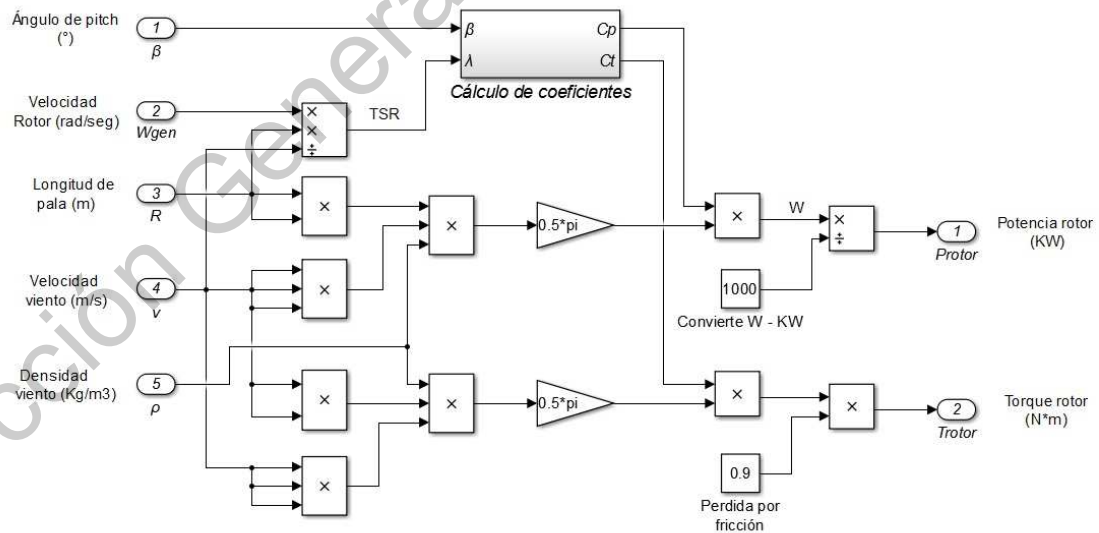


FIGURA 5.16. Modelo aerodinámico propuesto para el control del aerogenerador UAQ 14KW.
Fuente: Elaboración propia.

5.3.2 Sistema mecánico

El sistema de transmisión mecánica o tren de potencia está compuesto de todos los elementos que transmiten par mecánico al eje de giro, estos son el conjunto de masas rotativas y los ejes que conectan dichas masas. Adicionalmente se suelen encontrar cajas multiplicadoras, que son cajas de engranajes de relación variable debido a la diferencia existente entre las velocidades del eje de baja velocidad unido al rotor eólico y el eje de alta velocidad unido al generador eléctrico. Además, se incluyen los apoyos del sistema de giro, el chasis de la góndola y el freno mecánico (Fan *et al.*, 2016).

En la bibliografía se pueden encontrar una diversidad de modelos mecánicos, desde aquellos que simplifican todo el sistema en una sola masa a los más complejos que emplean hasta seis masas. La Figura 5.17, muestra algunos de estos modelos propuestos por (Muyeen *et al.*, 2007).

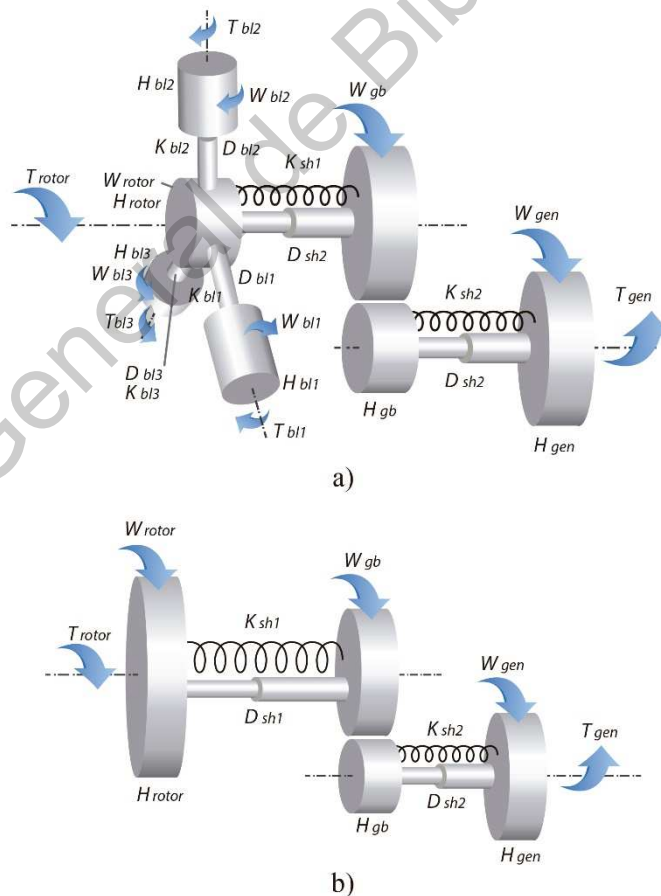


FIGURA 5.17 Modelos mecánicos propuestos. a) modelo de seis masas, b) modelo de tres masas. Fuente: Elaboración propia, modificada de (Muyeen *et al.*, 2007).

Sin embargo, el modelo propuesto para este trabajo es de dos masas que es el más comúnmente utilizado y se puede emplear sin perder precisión. Este modelo de dos masas se muestra en la Figura 5.18, el cual agrupa todo el sistema de transmisión en dos masas unidas por un eje, todo ello referido a un mismo lado de la caja multiplicadora. El modelo mecánico de dos masas corresponde a las ecuaciones (21) y (22) (Hamida y El-Hawary, 2016).

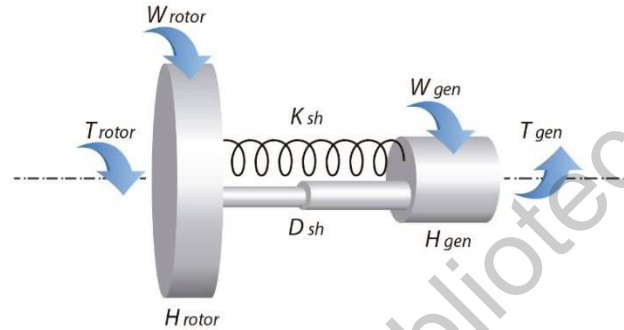


FIGURA 5.18. Modelo de dos masas para un Aerogenerador.
Fuente: Elaboración propia, modificada de (Muyeen *et al.*, 2007).

$$2H_{rotor} \frac{d\omega_{rotor}}{dt} = T_{rotor} - d_{sh}(\omega_{rotor} - \omega_{gen}) - k_{sh}(\theta_{rotor} - \theta_{gen}) \quad (21)$$

$$2H_{gen} \frac{d\omega_{gen}}{dt} = d_{sh}(\omega_{rotor} - \omega_{gen}) + k_{sh}(\theta_{rotor} - \theta_{gen}) - T_{gen} \quad (22)$$

k_{sh} y d_{sh} son las constantes de elasticidad y amortiguación respectivamente, θ es la posición angular y T_{gen} el torque electromecánico del generador.

La constante de inercia H se obtiene a partir de los momentos de inercia J , estos momentos de inercia dependen exclusivamente de la geometría y distribución de la masa del elemento. En el caso del rotor eólico, J_{rotor} se puede aproximar de acuerdo con:

$$J_{rotor} = \frac{1}{9} m_r R^2 \quad (23)$$

donde m_r representa la masa del rotor (incluye las tres palas) y R es el radio del rotor. El momento de inercia del generador usualmente es proporcionado por el fabricante.

Las constantes de inercia se calculan de acuerdo con:

$$H_{rotor} = \frac{J_{rotor} \omega_{rotor}^2}{2 P_{nom}} \quad \text{ó} \quad H_{gen} = \frac{J_{gen} \omega_{gen}^2}{2 P_{nom}} \quad (24)$$

donde P_{nom} es la potencia nominal de generación eléctrica.

El movimiento de rotación del rotor de la turbina se transmite al generador eléctrico por medio de una transmisión mecánica llamada tren de accionamiento. Su estructura depende en gran medida del generador utilizado, por ejemplo, las turbinas que emplean generadores síncronos multi polo utilizan la relación de transmisión directa (el generador y el rotor están acoplados en el mismo eje). Pero la mayoría de los sistemas emplean multiplicadores de velocidad. Para este caso de estudio la transmisión utilizada cuenta con una relación de transmisión 1:2.1. El generador experimentará una velocidad de rotación incrementada y un par electromagnético reducido. El multiplicador de velocidad disocia la transmisión en dos partes: el eje de baja velocidad (LSS) en el que se acopla el rotor y el eje de alta velocidad (HSS) en el que se basa el generador eléctrico.

El objeto de prueba cuenta con un acoplamiento entre los dos ejes de forma rígida, por lo que no cuenta con sistema que amortigüe los esfuerzos mecánicos generados por la velocidad del viento o por variaciones electromagnéticas del par. Sin embargo, debido al tamaño del aerogenerador, resulta ser un sistema confiable, ya que es menos afectado por los vientos severos y, por lo tanto, por la fatiga mecánica. La Figura 5.19, muestra el modelo en Simulink de MatLab del tren impulsor que utiliza la representación de una masa simple convencional. Este modelo agrupa todas las masas rotativas del sistema de transmisión en dos masas.

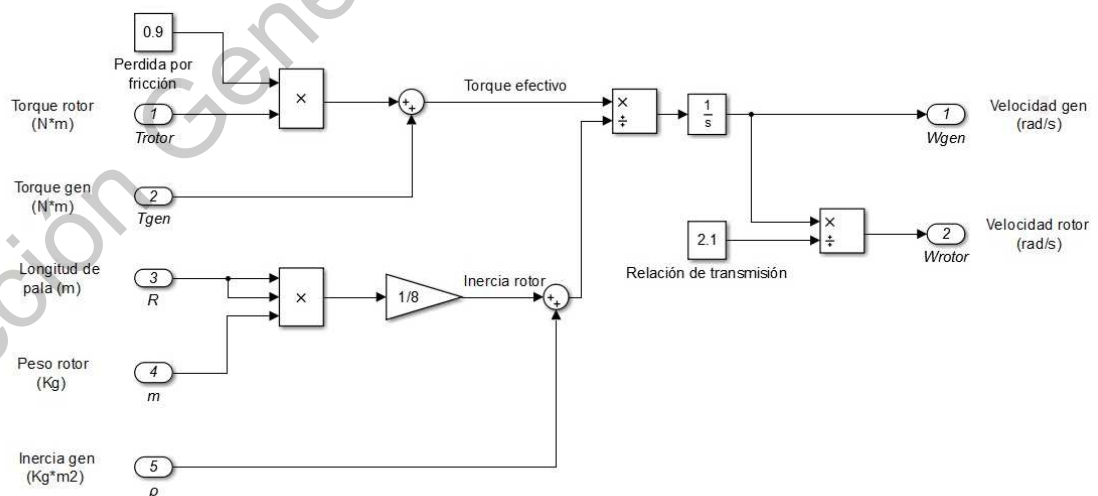


FIGURA 5.19. Modelo mecánico propuesto para la transmisión de movimiento en un aerogenerador.

Fuente: Elaboración propia.

5.3.1 Sistema de generación eléctrica

El generador es un componente electromecánico que convierte la potencia mecánica en potencia eléctrica, consta de un estator y un rotor. El estator es una carcasa con bobinas montadas en su interior. El rotor es la parte giratoria y su función es producir un campo magnético. El rotor puede ser un imán permanente o un electroimán. Al rotar, su campo magnético se induce a los devanados del estator causando un voltaje en los terminales del estator. Los dos tipos de generadores utilizados en la industria son los Generadores Síncronos (SG), cuando el campo magnético del estator está siguiendo el campo magnético del rotor; por otra parte, Generador Asíncrono (AG), cuando no hay seguimiento entre campos magnéticos (Hansen, 2017).

En turbinas eólicas se utilizan dos tipos de SG. Generador síncrono de rotor bobinado (WRSG) donde los devanados del estator están conectados directamente a la red, por lo tanto, la velocidad de rotación se establece por la frecuencia de la red de suministro. En el rotor bobinado, la corriente continua fluye y genera el campo magnético del excitador, que gira a una velocidad síncrona. El generador síncrono de imán permanente (PMSG) con un estator bobinado y un rotor de imán permanente. Tiene una alta eficiencia ya que su excitación se proporciona sin ninguna fuente de alimentación. Requiere el uso de un convertidor de potencia de CA / CC / CA para ajustar la red de suministro de voltaje y frecuencia (Salih *et al.*, 2016).

Los AG necesitan una corriente de magnetización reactiva en el estator que es suministrada directamente por la red para obtener su excitación, esto causa pérdidas de transmisión y, en algunas situaciones, puede hacer que la red sea inestable. Para evitar esto, se utilizan bancos de condensadores o convertidores de potencia electrónicos (Taoufik *et al.*, 2017). La interacción del campo magnético asociado del rotor con el campo del estator da como resultado un par que actúa sobre el rotor de la turbina eólica (Hansen, 2017). El rotor de los AG puede diseñarse como un rotor de cortocircuito o jaula de ardilla (SCIG) o como un rotor bobinado (WRIG). El rotor de un SCIG no puede ser controlado desde el exterior; su velocidad puede cambiar solo en un pequeño porcentaje, ya que su deslizamiento varía con los cambios en la velocidad del viento, de modo que las fluctuaciones en la energía eólica se transmiten directamente a la red. Estos transitorios son especialmente críticos durante la

conexión a la red, por lo que se requiere equipar con un mecanismo de arranque suave. En un WRIG, los bobinados del rotor están conectados a través de anillos deslizantes a equipos electrónicos de potencia. Se utilizan dos tipos de configuraciones WRIG. Los generadores de inducción OptiSlip o FlexiSlip (OSIG o FSIG) conectan los devanados del rotor con una resistencia externa variable. El rango del control de velocidad dinámico depende del tamaño de la resistencia, normalmente, el deslizamiento para OSIG es del 10 %, mientras que para FSIG es aproximadamente del 16 % (Taoufik *et al.*, 2017).

Los generadores de inducción de doble alimentación (DFIG), contiene un estator donde los devanados están conectados directamente a la red de frecuencia constante, mientras que el rotor está conectado a la red a través de un convertidor de potencia de respaldo. El tamaño de este convertidor está relacionado con el rango de velocidad seleccionado, generalmente, solo se usa una fracción de hasta el 70 % del rango de velocidad (Rezaei, 2018).

De acuerdo con las necesidades del mercado y los diferentes generadores, se han identificado cuatro topologías diferentes: velocidad fija Tipo I, SCIG o WRSG conectadas directamente a la red, velocidad de operación fija con un deslizamiento de 1-2 %. Velocidad limitada Tipo II, OSIG o FISIG directamente conectado a la red, velocidad de operación fija con un 10 % de deslizamiento. Velocidad parcialmente variable Tipo III, DFIG conectado a conversión de frecuencia, velocidad de operación variable con deslizamiento de -30 % a + 40 %. Finalmente, velocidad variable de Tipo IV, PMSG conectado a un convertidor de frecuencia de tamaño completo, velocidad de operación totalmente variable (Honrubia *et al.*, 2018).

El objeto de prueba cuenta con un PMSG. Para el modelado eléctrico, las tres fases se transforman en un equivalente de dos ejes, esto se debe a que cada uno actúa en un espacio geométrico definido del espacio de aire. Con el eje directo (d) en fase con el devanado del campo del rotor y el eje cuadrático o de desplazamiento (q), 90 grados eléctricos hacia adelante en un marco de referencia d-q giratorio síncrono. Las ondas de flujo magnético debidas al devanado del estator se presentan en dos ondas sinusoidales distribuidas que giran con velocidad síncrona, de modo que uno es el punto máximo en el eje d y el otro es el punto

máximo en el eje q (Gong y Xie, 2015). Los voltajes de salida del estator d - q de este generador están dados respectivamente por las ecuaciones (23) y (24).

$$V_d = R_d I + L_d \frac{dI_d}{dt} - \omega_{gen} L_q I_q \quad (25)$$

$$V_q = R_q I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} + \omega_{gen} (L_d I_d + \varphi_f) \quad (26)$$

donde L es la inductancia del generador, R es la resistencia e I es la corriente en los ejes d y q respectivamente. φ_f es el flujo magnético y ω_{gen} es la velocidad de rotación.

$$\omega_{gen} = P_p \omega_{ref} \quad (27)$$

P_p es el número de par de polos.

El torque electromecánico T_{gen} puede expresarse como en (26).

$$T_{gen} = \frac{3}{2} P_p \omega_{ref} \left((L_q - L_d) i_d i_q + \varphi_f i_q \right) \quad (28)$$

En este modelo se describe el diseño de un generador síncrono trifásico de imanes permanentes. Se consideran los valores de inductancia y reactancia entre el estator y rotor, considerando la saturación de los materiales ferromagnéticos, además se suponen pérdidas insignificantes de hierro y cobre. La eficiencia obtenida por este diseño es del 94.5 %, que es una característica de este tipo de dispositivos ya que las pérdidas de cobre y de hierro se reducen debido a que el rotor del generador está compuesto por imanes permanentes.

Para la obtención del modelo, se consideran también las características eléctricas del generador, las cuales también fueron proporcionadas por el fabricante como el número de polos, el flujo magnético, la impedancia y la resistencia.

La Figura 5.20, muestra el modelo propuesto, que otorga como datos de salida la potencia eléctrica, la corriente y voltaje entre fases. Esta potencia se obtiene a la frecuencia de diseño del generador. La potencia obtenida deberá ser convertida por un inversor el cual deberá proporcionar la energía generada a la frecuencia de red de suministro. El modelo o control del inversor no se incluye en los alcances de este trabajo, ya que solo se tiene la intención de mostrar los resultados del control de pitch.

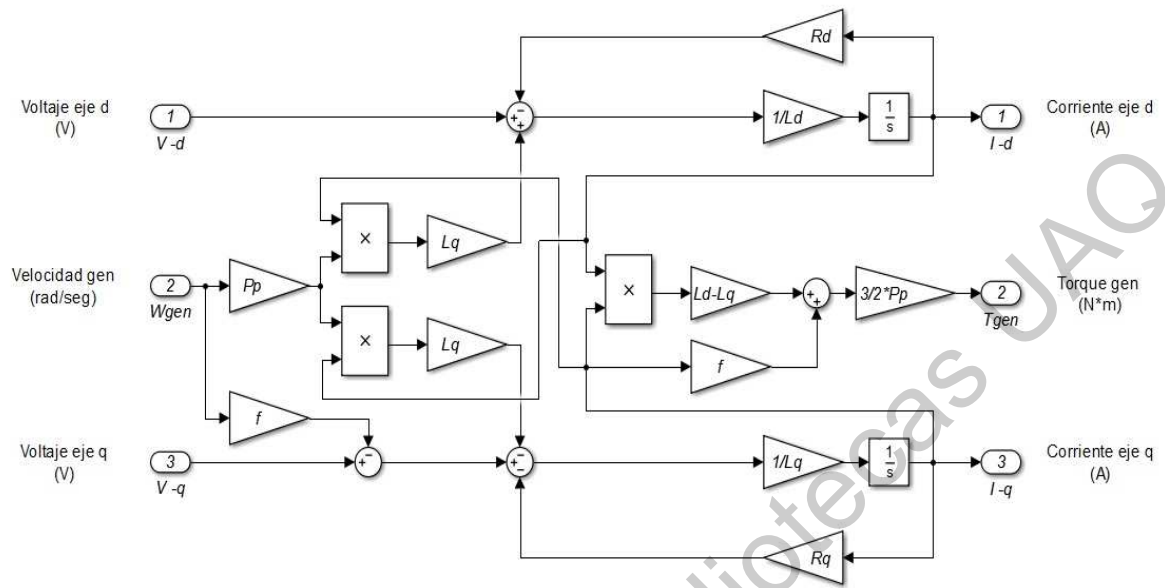


FIGURA 5.20 Modelo propuesto para un generador de imán permanente.
Fuente: Elaboración propia.

5.4 Instrumentar la electrónica para el funcionamiento del controlador en el sistema de prueba.

Para desarrollar el hardware que se utilizara en el sistema de control, tanto de la parte electrónica como la selección de los equipos periféricos, es necesario establecer las especificaciones de operación de la turbina eólica. La filosofía de operación se basa en dos objetivos, la seguridad del sistema y la secuencia de control. Ambas tareas deben realizarse de forma totalmente automática.

El sistema de seguridad recibe los datos operativos para reconocer las fallas técnicas y riesgos medioambientales, con esa información debe activar los mecanismos de seguridad previstos, si se produce un mal funcionamiento, tiene que frenar el aerogenerador. Por lo tanto, este sistema tiene que ser simple y robusto, preferiblemente basado en hardware. En caso de fallos, el sistema debe poner la turbina en un estado seguro de forma automática y sin utilizar energía externa. Esto debe asegurarse en cualquier parte de la secuencia de control (Gasch y Twele, 2012).

El objetivo de la secuencia de control es maximizar la producción de energía, mitigar las cargas mecánicas dinámicas y estáticas y garantizar un suministro continuo de energía a la red (Novaes-Menezes *et al.*, 2018). La Figura 5.21, propone un esquema general de control de una turbina eólica. En la jerarquía de los sistemas, el sistema de supervisión está por encima de los sistemas de control.

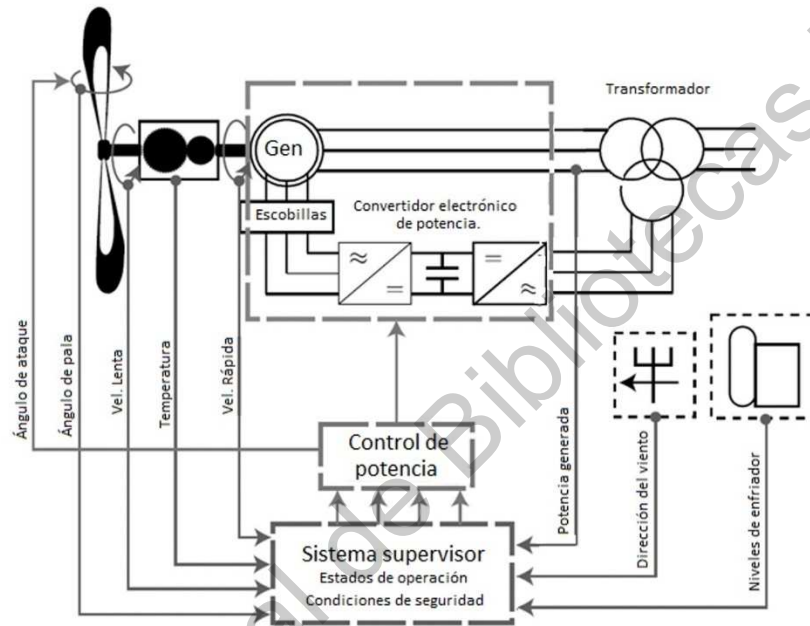


FIGURA 5.21 Esquema básico del sistema de control de una turbina eólica.
Fuente: Elaboración propia.

5.4.1 Modos de operación

El sistema debe contar con una selección del modo de operación de la turbina eólica, es indispensable que la máquina sea manipulada tanto de forma automática, es decir, que se gobierne a sí misma, igualmente de forma manual donde el operador manipula la actuación de la máquina (Ogata, 2010). Se proponen tres modos de operación para el funcionamiento de la turbina eólica.

Modo de operación APAGADO: En todo momento las aspas de las turbinas deben estar en un ángulo inicial, donde la fuerza de viento no incida sobre la rotación de la turbina, además de tener activo el freno mecánico (Sun Force Products, 2013).

Modo de operación MANUAL: El operador podrá manipular el ángulo de las aspas libremente y sin ninguna restricción.

Modo de operación AUTOMÁTICO: El controlador diseñado realiza las consignas del ángulo de las aspas (Boltun Corporation, 2015). De acuerdo con la norma IEC 61400-2, en este modo de operación, el sistema debe verificar las condiciones necesarias para permitir que las aspas giren. Estas condiciones iniciales son, contar con una velocidad de viento superior a la velocidad de operación y menor a la velocidad de corte, freno mecánico liberado, y las palas en posición de ángulo inicial (IEC 61400-2, 2013). Mientras las condiciones de operación sean favorables, se trabajará en modo controlado de acuerdo con el algoritmo de control de pitch programado en el PIC, para controlar la velocidad de rotación del rotor, el control de pitch se realizará con un sistema electrónico PWM. En caso de algún paro en el sistema, las aspas regresaran a su posición origen fuera del efecto del viento. Si después de un tiempo especificado, las aspas no han llegado a su posición de inicio, se activará nuevamente el controlador trabajando en condiciones inseguras, generando una alarma para que el operador ejecute las acciones necesarias de seguridad. La figura 5.22, muestra la secuencia de control en el modo de operación AUTOMÁTICO.

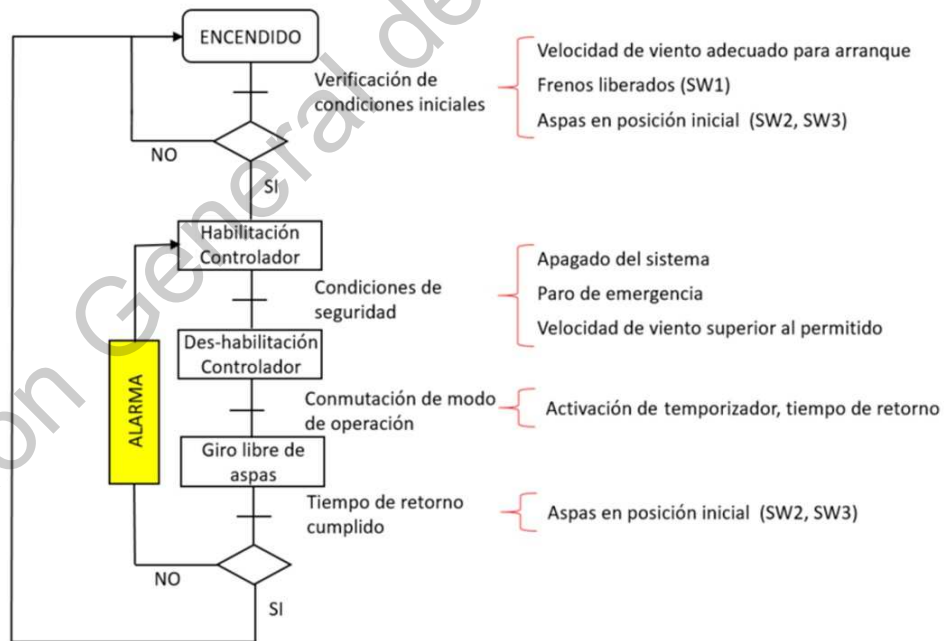


FIGURA 5.22 Secuencia de control del modo de operación AUTOMÁTICO.
Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con normas internacionales de seguridad en máquinas mecánicas, la turbina eólica debe contar con un dispositivo de parada de emergencia que permita evitar o limitar un eventual peligro. Cuando se dispara la orden de parada de emergencia, el dispositivo de mando de parada de emergencia se enclava. El enclavamiento ha de permanecer activo hasta que se desbloquee manualmente (UNE-EN-ISO 13850, 2016). Se instalarán dos dispositivos de parada de emergencia, uno en la góndola y otro más al pie de la torre, con el paro de emergencia las aspas del rotor se deberán posicionar en el ángulo inicial.

5.4.2 Equipo periférico

El equipo periférico está dedicado recopilar la información del entorno para realizar el control de operación y la seguridad del aerogenerador. Se instalará una estación meteorológica para medir las variables de velocidad y dirección del viento, temperatura y presión atmosférica. Los instrumentos de medición serán calibrados de acuerdo con procedimientos estandarizados para el recurso eólico (Flores *et al.*, 2009). Para la mediación de la posición del ángulo de la pala y la velocidad de rotación del eje del generador se instalarán ecoders incrementales, los cuales deben ser certificados en su calibración de acuerdo con (ISO/IEC 17025, 2017). En cuanto a la detección del ángulo de inicio y el accionamiento del freno mecánico, se posicionarán interruptores de final de carrera para hacer la detección de manera mecánica, la instalación de estos interruptores se realizará de acuerdo con las normas oficiales de instalaciones eléctricas (NOM-001-SEDE, 2012). Para la seguridad y resguardo en campo de los componentes de control, se requerirá de dos gabinetes de mando, que, al estar a campo abierto, se seleccionaran de acuerdo con la norma IEC60529, con un grado de aislamiento IP66, resistente a polvos y a chorro de agua (ANSI/IEC 60529, 2018). Estos gabinetes se instalarán, uno al pie de la torre con la selección del modo de control y el equipo de protección eléctrica y el segundo en la góndola con el equipo electrónico de control y adquisición de datos de variables medibles. La Figura 5.23, ilustra la ubicación de los tableros de control TTB1 al pie de la torre y TTB2 arriba en la góndola.



FIGURA 5.23 Tableros de Control.
Fuente: Elaboración propia.

TTB1: Es el tablero de control inferior donde se alojarán los elementos de encendido/apagado y de protección eléctrica del sistema.

TTB2: En el tablero de control superior se instalan los componentes de control, como la tarjeta controladora, fuentes de alimentación, relevadores de aislamiento y el controlador del motor actuador del ángulo de pitch. La Figura 5.24, ilustra el montaje del sistema de control del gabinete TTB2.



a)



b)

FIGURA 5.24 Sistema de control instalado en gabinete TTB2. a) Diseño asistido por computadora.
b) Montaje físico de los elementos de control
Fuente: Elaboración propia.

El equipo periférico se describe a continuación.

Encoder EC1: Se encuentra en la punta del rotor, con éste encoder se ubica la posición del ángulo de pitch.

Encoder EC2: Mide la velocidad de rotación del eje del generador.

Estación meteorológica EM1: Con ella se obtienen datos de la velocidad y dirección del viento, proporciona información de humedad y temperatura para realizar un cálculo de la densidad del aire.

Micro-interruptor SW1: Se emplea para asegurar que los frenos mecánicos no estén activados.

Micro-interruptores SW2 y SW3: Se encuentran en el sistema de movimiento del ángulo de pitch, ubican la posición segura de las palas del aerogenerador donde salgan de la afectación del aire. Por seguridad la detección de este punto debe ser redundante en al menos dos de las palas. Estos interruptores deben ser mecánicos y alámbricos ya que la pérdida de esta posición provocaría un giro continuo en las aspas.

En la Figura 5.25, se muestra una distribución de los elementos de control instalados en la góndola, EC1, EC2, EM1 y SW1.

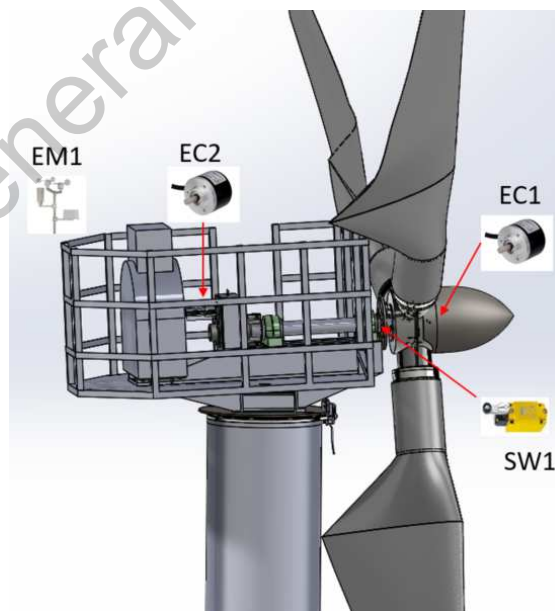


FIGURA 5.25 Equipo de Control en góndola.
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 5.26, se muestran los interruptores SW2 y SW3 al interior de la punta del rotor. Los diagramas eléctricos de control de operación se encuentran en el Anexo 7.1.

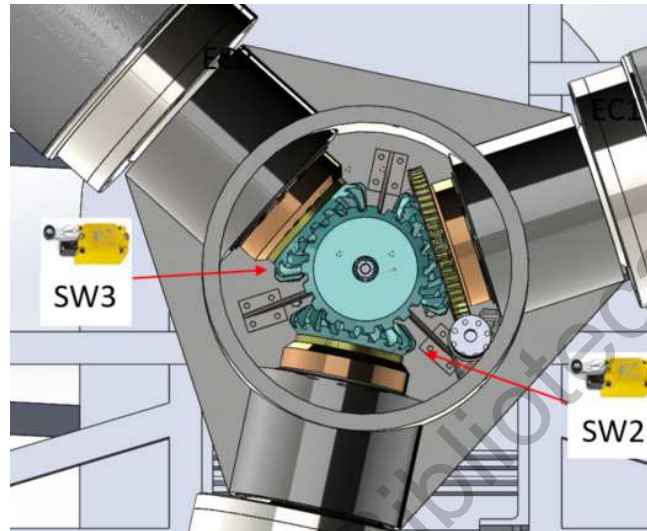


FIGURA 5.26 Equipo de Control en rotor.
Fuente: Elaboración propia.

5.4.3 Electrónica de control

El algoritmo de control se ejecutará con un procesador PIC16F877A ubicado en una Placa de Circuito Impreso (PCB) diseñada para tal propósito, de acuerdo con las normas internacionales de diseño electrónico (IPC-A-600, 2018). Para realizar el diseño electrónico, la simulación de prueba de funcionamiento del circuito y el diseño de la PCB, se utilizó el software *Proteus design suite V8.7 SP3* (Labcenter Electronics Ltd, 2019).

El circuito de control es alimentado por una fuente externa de 5V CD para el funcionamiento de la electrónica y una alimentación de 24V CD para la alimentación de los equipos periféricos. Se habilitaron dos entradas de alta frecuencia para la lectura de los encoders de posición de ángulo y de velocidad de giro del generador. El circuito fue diseñado con cuatro entradas analógicas para los valores de velocidad y dirección de viento, temperatura y humedad, estas entradas se adecuan mediante potenciómetros de precisión. Se tienen también seis entradas y tres salidas digitales. Las entradas digitales son las tres posiciones del selector de modo de operación (apagado, manual y automático), el interruptor

de freno mecánico activo, el interruptor de posición de ángulo y el paro de emergencia, las entradas están protegidas electrónicamente para no dañar el circuito. Las salidas son auto acopladas para evitar daños al circuito, se consideran dos para habilitar el giro del motor, sentido horario y sentido antihorario, y la tercera salida para la activación de la alarma. Finalmente se considera también una conexión serial para la programación del procesador. La Figura 5.27, muestra el diagrama del circuito de control integrado en la PCB.

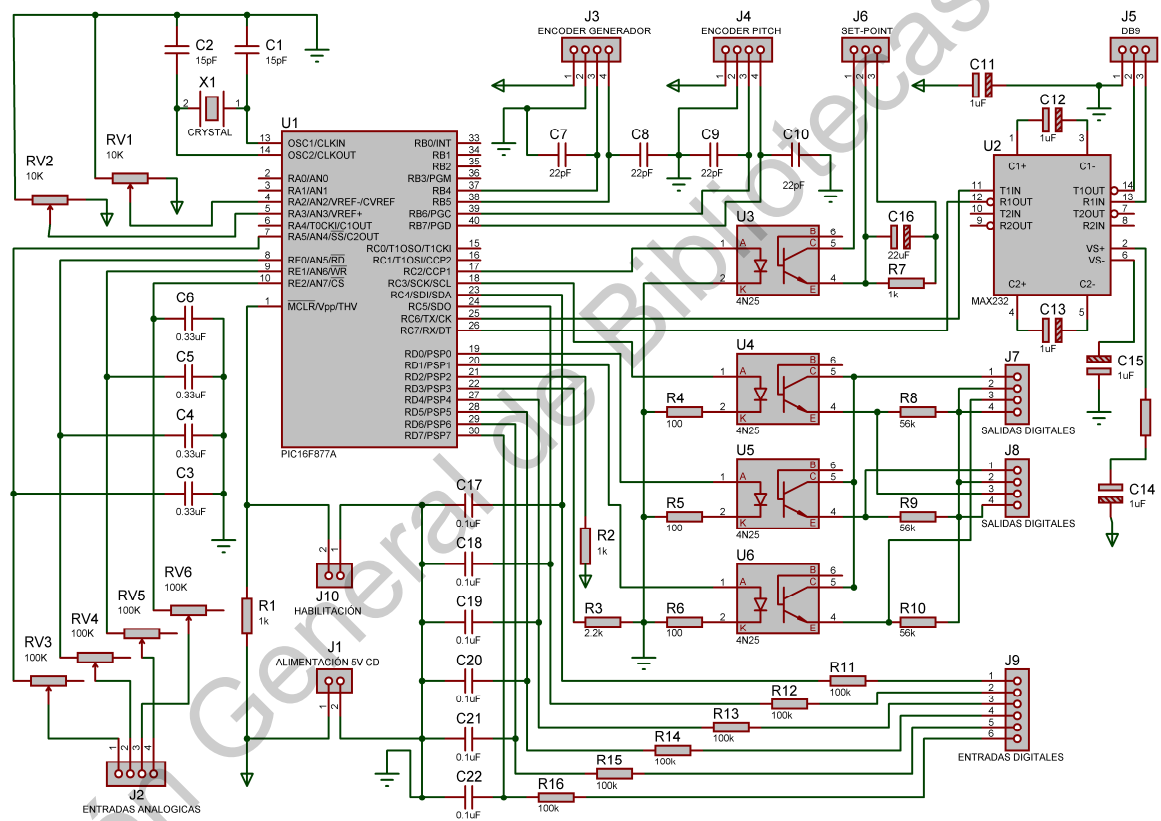


FIGURA 5.27 Diagrama del circuito eléctrico de control integrado en la PCB.
Fuente: Elaboración propia.

La simulación con el software *Proteus* del circuito eléctrico mostro ser efectivo por lo que se realizó el diseño de la PBC. La tarjeta con los componentes del circuito eléctrico fue diseñada en un tamaño de 90 x 133 mm. El enrutamiento fue realizado de manera manual para satisfacer los requerimientos de instalación de acuerdo con la distribución de equipos en la caja de control, y fue validado por el mismo software para evitar los cortocircuitos. El

diseño de la PCB se muestra en la Figura 5.28. Finalmente, el diseño fue dimensionado físicamente con un diseño 3D generado por el software *Proteus* y que es visualizado en *Solidworks*. La Figura 5.29 muestra la PCB en su diseño físico en 3D y el producto terminado.

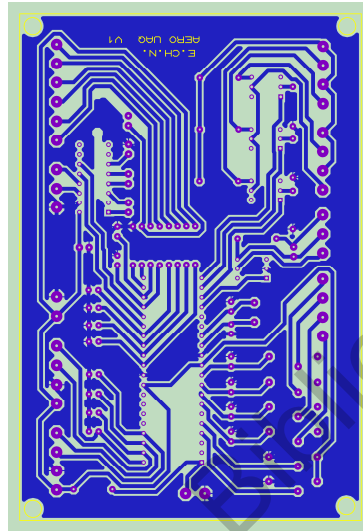
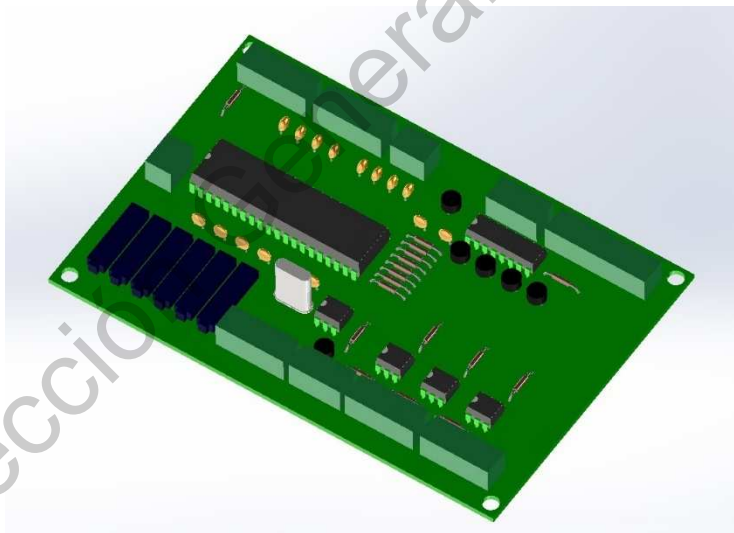
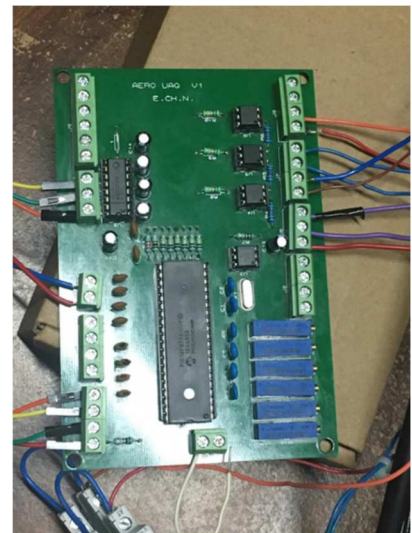


FIGURA 5.28 Diseño de la PCB para el circuito eléctrico de control.
Fuente: Elaboración propia.



a)



b)

FIGURA 5.29 PCB para el control de operación de la turbina eólica. a) Diseño asistido por computadora. b) Tarjeta física con los elementos electrónicos instalados.

Fuente: Elaboración propia.

5.5 Sistema experto de control.

Un sistema experto (ES) es un programa informático inteligente que utiliza el conocimiento y las habilidades de los seres humanos, y se puede definir como la experiencia transferida de un ser humano a una computadora. La computadora puede hacer inferencias y llegar a una conclusión específica a través de cualquier formalidad (Mohorko *et al.*, 2011). Los ES proporcionan medios poderosos y flexibles para obtener soluciones a una variedad de problemas que a menudo no pueden abordarse con otros métodos más tradicionales. A diferencia del software convencional que utiliza algoritmos, un ES selecciona una solución de un vasto espacio de búsqueda de la manera más eficiente posible. Para lograr esto, utiliza el conocimiento para abortar ramas no prometedoras y se centran en datos útiles (Astuti *et al.*, 2017).

5.5.1 Control de Pitch

Un aspecto clave del control es el comportamiento aerodinámico variable con el ángulo de incidencia el cual se forma entre la línea de dirección del aire y línea que marca el costado de la pala. El ángulo de incidencia se incrementa para aprovechar la velocidad de viento y se reduce cuando aumenta la velocidad de rotación y es necesario disminuirla, igualmente es posible reducir la carga en el tren de transmisión y la estructura de la torre. El ángulo de incidencia cambia con el ángulo de pitch, que es el ángulo de rotación de las palas respecto a su eje longitudinal con un accionamiento independiente o compartido (Slah *et al.*, 2016; Amulya *et al.*, 2017).

Los sistemas de regulación del ángulo de pitch se clasifican en control activo de paso constante donde solo gira la mitad de la pala cuando aumenta la velocidad de viento, este movimiento se realiza por si solo debido a su diseño aerodinámico; y control activo de paso variable donde gira la pala completa mediante un actuador mecánico (Villarrubia, 2012). Ambos sistemas se muestran en la Figura 5.30.

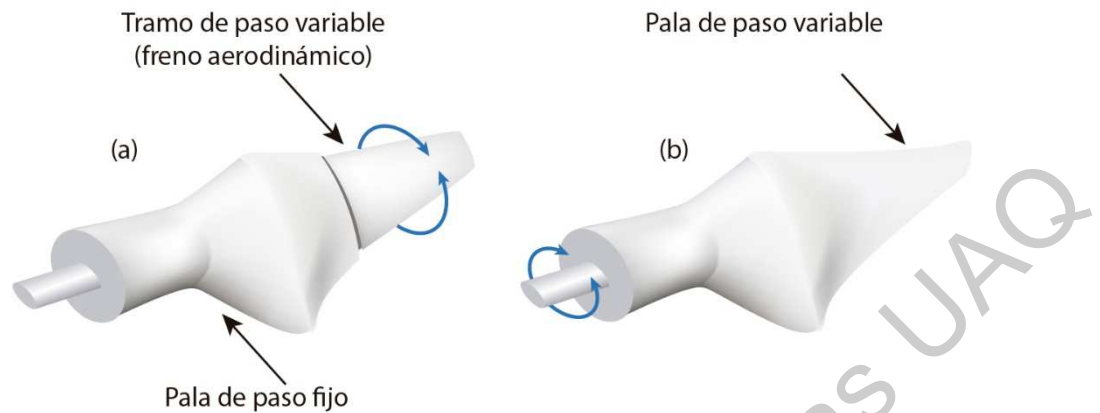


FIGURA 5.30 Sistema de control de pitch. a) Sistema activo de paso constante b) Sistema activo de paso variable.

Fuente: Elaboración propia, modificado de (Villarrubia, 2012).

La definición de los objetivos de control depende de las regiones operativas del aerogenerador las cuales están relacionadas con la velocidad del viento, se identifican cuatro regiones operativas. La región I representa la velocidad del viento que no es suficiente para mover el rotor, por lo que la velocidad de rotación es cero. Cuando el rotor comienza a girar ingresa a la región II, esta región está limitada por la velocidad de inicio y la velocidad del viento donde el generador gira a su velocidad nominal. El objetivo del control en esta región es maximizar la producción de energía a través de MPPT. La Región III comienza desde la velocidad nominal hasta la velocidad de parada, que es el límite de velocidad de diseño y donde se requiere detener la rotación por seguridad. Para mantener la velocidad de rotación nominal constante en esta región de operación, se utiliza el control de pitch. Sin embargo, el control MPPT también se usa en esta región para suavizar los cambios bruscos en la velocidad del viento, donde las restricciones mecánicas del sistema de inclinación no permiten una respuesta rápida. Finalmente, la región IV, donde se debe detener la turbina eólica incluso con un freno mecánico (Soued *et al.*, 2017; Asghar y Liu, 2017). La Figura 5.31, describe las regiones de operación.

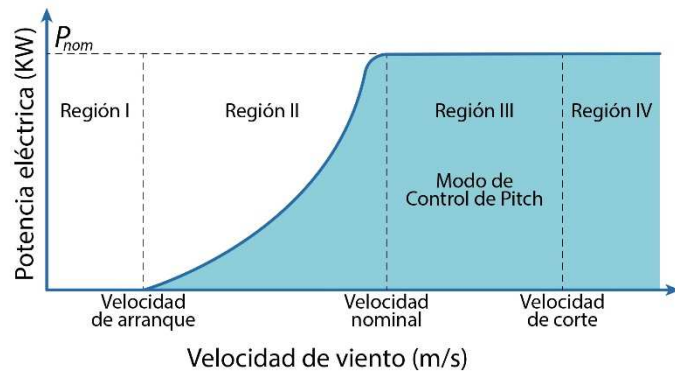


FIGURA 5.31. Regiones de operación en una turbina eólica.
Fuente: Elaboración propia.

El control de par del generador permite variar la velocidad del rotor de la turbina aplicando la estrategia MPPT, para extraer la mayor cantidad de energía posible del flujo del viento. El controlador debe ajustar el par del generador para acelerar o desacelerar la turbina. La turbina se puede modelar como un sistema sujeto tanto al par del viento como al par del generador, con inercia, amortiguación y rigidez. A medida que cambia la velocidad del viento, el par del viento aumenta o disminuye y el par del generador debe ser el actuador para llevar el sistema dinámico al punto de operación óptimo (Novaes-Menezes *et al.*, 2018). En la Figura 5.32, se muestra una curva no-lineal característica del seguimiento del punto de máxima potencia, de acuerdo con la velocidad de rotación del rotor y la velocidad de viento.

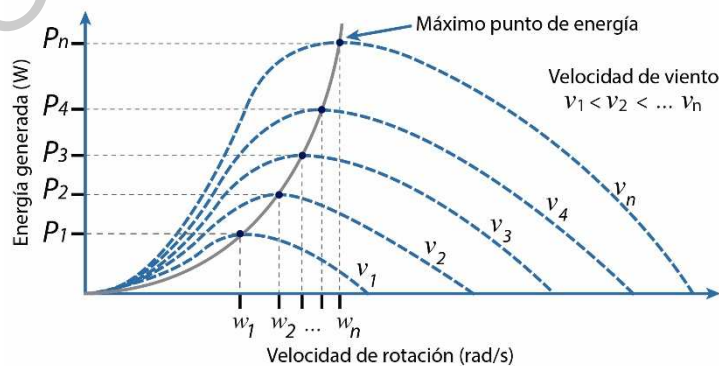


FIGURA 5.32. Curva características de la potencia de la turbina frente a la velocidad de la turbina para diferentes velocidades del viento.
Fuente: Elaboración propia.

5.5.2 Controlador PI

Se utiliza un control PI convencional para el control de pitch, la referencia del ángulo de inclinación, β_{ref} , se controla mediante la retroalimentación del valor de la velocidad de rotación del generador, que se compara el valor de velocidad de rotación de referencia MPPT para cada velocidad del viento. El propósito del sistema de control de retroalimentación es reducir el error $e(t)$ a cero tan pronto como sea posible, entre cualquier variable y su valor establecido. El error se expresa como:

$$e\omega_{gen}(t) = \omega_{ref} - \omega_{gen} \quad (29)$$

La señal de control $u(t)$ es igual a la ganancia proporcional k_p por la magnitud del error más la ganancia integral k_i por la suma de los errores de las muestras, k es el número de muestra de un total de muestras de k_{sim} (Behera *et al.* 2016).

$$u(t) = k_p e\omega_{gen}(t) + k_i \sum_{k=1}^{k_{sim}} e\omega_{gen}(t) \quad (30)$$

Esta señal de error se envía al controlador PI y produce el valor de referencia del ángulo de pitch. El actuador de pitch se modela como un integrador o un sistema de retardo de primer orden con una constante de tiempo (τ_c) y se expresa como (Van *et al.*, 2015)

$$\frac{d\beta}{dt} = -\frac{1}{\tau_c}\beta + 1\frac{1}{\tau_c}\beta_{ref} \quad (31)$$

Que está sujeto a:

$$\beta_{min} \leq \beta \leq \beta_{max}$$
$$\left(\frac{d\beta}{dt}\right)_{min} \leq \frac{d\beta}{dt} \leq \left(\frac{d\beta}{dt}\right)_{max}$$

Donde β_{min} y β_{max} son los ángulos de pitch mínimo y máximo, respectivamente.

El proceso de selección de los parámetros k_p y k_i del controlador que cumplen con las especificaciones de comportamiento dadas se conoce como sintonización del controlador. Para este modelo se utilizaron las reglas de Ziegler y Nichols basadas en la respuesta a un impulso escalón unitario experimental y en el valor de k_p que produce estabilidad marginal. No obstante, el sistema resultante presentó un sobre-amortiguamiento en su respuesta por lo que se requirió una serie de ajustes finos hasta que se obtuvo el resultado deseado (Ogata, 2010).

El modelo de control PI que describe el funcionamiento de la turbina eólica se describe en la Figura 5.33.

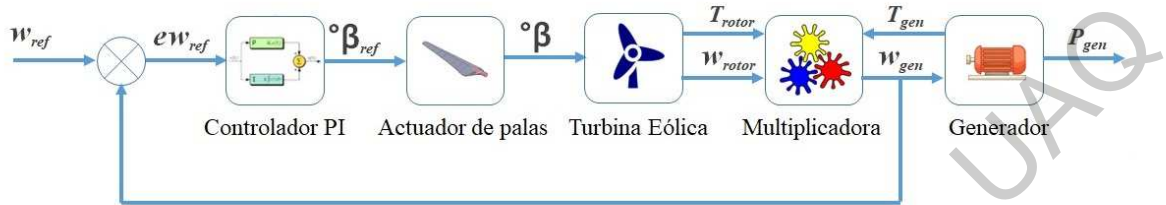


FIGURA 5.33 Algoritmo de Control PI.
Fuente: Elaboración propia.

5.5.3 Controlador de lógica difusa

Con un FLC obtenemos el comando de ángulo de paso, en esta propuesta se consideran como variables de entrada al controlador el valor de la velocidad del viento, el valor del cambio de la velocidad del viento, el error entre la velocidad del generador y la velocidad de rotación de referencia MPPT y la variación del error de la velocidad de rotación del generador.

$$\Delta v = v(t) - v(t - 1) \quad (32)$$

$$e\omega_{gen}(t) = \omega_{ref} - \omega_{gen} \quad (33)$$

$$\Delta e\omega_{gen}(t) = e\omega_{gen}(t) - e\omega_{gen}(t - 1) \quad (34)$$

La Figura 5.34, muestra el esquema de control propuesto para el ángulo de pitch, el circuito cerrado de la velocidad del eje del rotor determina el valor del ángulo, pero a su vez, la velocidad del viento es decisiva para obtener un punto de ajuste del ángulo de inclinación, ya que cuando el anemómetro detecta un viento velocidad mayor que la nominal, o un cambio significativo en la velocidad del viento, el controlador anticipa la posición del ángulo, de modo que los fuertes vientos no dañen el funcionamiento de la turbina.

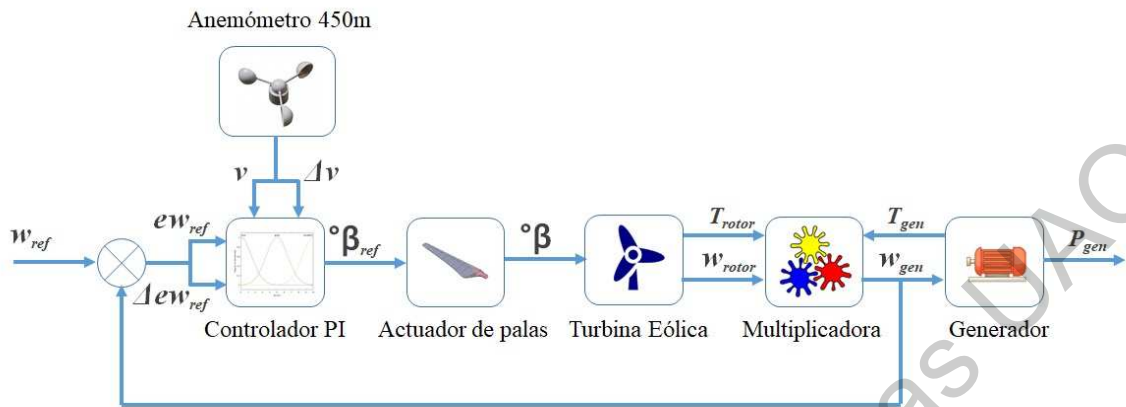


FIGURA 5.34. Modelo del control basado en Lógica Difusa propuesto.
Fuente: Elaboración propia.

Se proponen cuatro niveles de control para desarrollar las funciones de membresía que determinaran el valor de referencia del ángulo de pitch.

Primer nivel. Según la velocidad del viento, se ubica la región de operación de la turbina. Una vez que la turbina eólica está habilitada para operar, en la región 1, el ángulo de inclinación está a 0° esperando las condiciones mínimas de viento para operar. En las regiones 2 y 3, los siguientes niveles de control están habilitados para la regulación del ángulo de inclinación en condiciones normales de operación. En la región 4, las palas deben colocarse a 90° , donde la fuerza del viento no afecta la rotación de la turbina eólica. Se asignan tres niveles lingüísticos para cada región de operación con los siguientes nombres: Región 1 (R_1), Región 2 y 3 (R_23) y Región 4 (R_4). La Figura 5.35, muestra las funciones de membresía para la velocidad del viento.

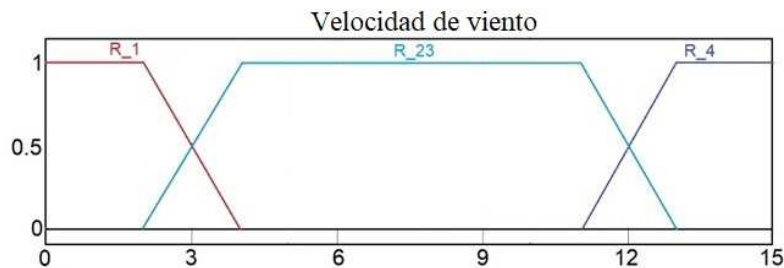


FIGURA 5.35. Función de membresía para la velocidad de viento.
Fuente: Elaboración propia.

Segundo nivel. Según la magnitud del cambio en la velocidad del viento. En las regiones 2 y 3, es importante considerar los cambios en la velocidad del viento, ya que un cambio brusco puede acelerar el rotor y causar picos de corriente, saturar el generador o dañar físicamente la turbina eólica. Cuando se detecta el cambio en la velocidad del viento, el ángulo de inclinación se mueve en una dirección dependiendo del valor de la magnitud del cambio. Se asignan cinco niveles lingüísticos para cada magnitud del cambio con los siguientes nombres: negativo grande (NB_C), negativo pequeño (NS_C), cero (ZE_C), positivo pequeño (PS_C) y positivo grande (PB_C). La Figura 5.36 muestra las funciones de membresía para los cambios en el valor de la velocidad del viento.

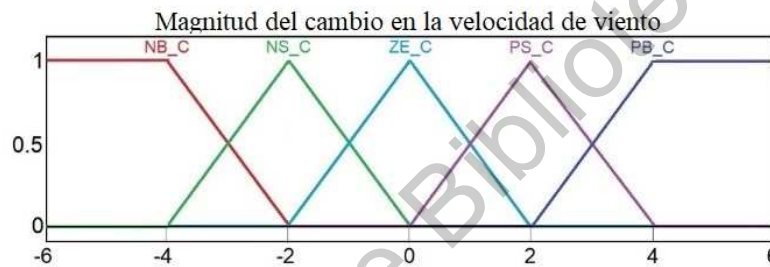
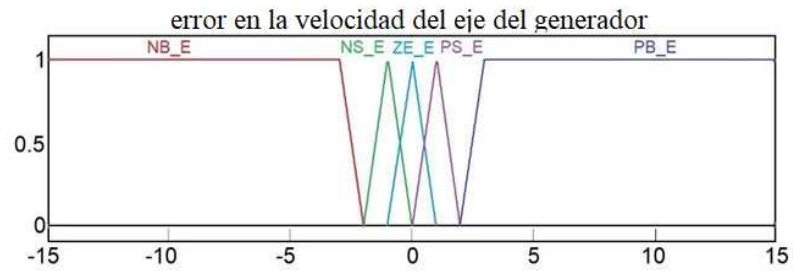
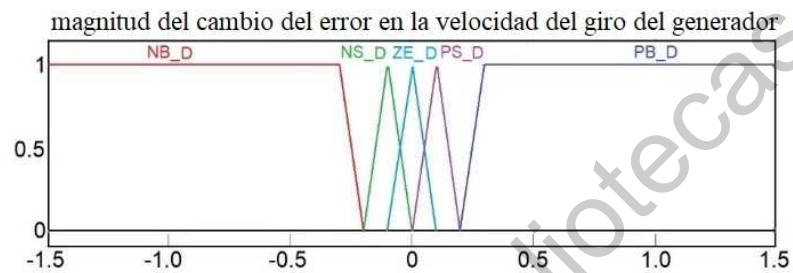


FIGURA 5.36 Función de membresía para los cambios de magnitud de la velocidad de viento.
Fuente: Elaboración propia.

Tercer nivel. Cuando no hay cambios significativos en la velocidad del viento, el nivel de control se basa en encontrar el ángulo óptimo para generar tanta energía como sea posible, para lo cual considera el error de velocidad de rotación entre la velocidad del generador y la velocidad de referencia MPPT, así como la magnitud de la variación del mismo error. Se asignan cinco niveles lingüísticos según la magnitud del error con los siguientes nombres: grande negativo (NB_E), pequeño negativo (NS_E), cero (ZE_E), pequeño positivo (PS_E) y grande positivo (PB_E). Además, se asignan cinco niveles lingüísticos según la magnitud del cambio en el valor de error con los siguientes nombres: negativo grande (NB_D), negativo pequeño (NS_D), cero (ZE_D), positivo pequeño (PS_D) y positivo grande (PB_D). La Figura 5.37 muestra las funciones de membresía para el error de la velocidad de cambio del generador y la magnitud de los cambios por error.



a)



b)

FIGURA 5.37 Funciones de membresía para: a) error en la velocidad del eje del generador, b) magnitud de los cambios del error.

Fuente: Elaboración propia.

El valor de salida tiene cinco niveles lingüísticos con los siguientes nombres: negativo grande (NB_O), negativo pequeño (NS_O), cero (ZE_O), positivo pequeño (PS_O) y positivo grande (PB_O). La Figura 5.38 muestra las funciones de membresía para la salida en términos de voltaje.

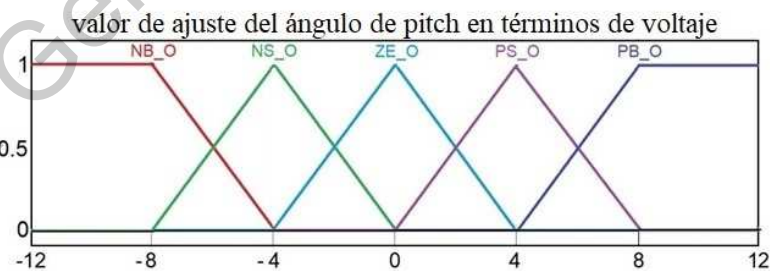


FIGURA 5.38 Función de membresía para la señal de salida de control en términos de voltaje.

Fuente: Elaboración propia.

La relación entre las variables de entrada y salida de un FLC se define describiendo todas las situaciones posibles evaluadas por los diferentes valores asignados a las variables

de entrada. Las reglas se establecen para cada tipo de comportamiento del proceso, estas reglas se definen utilizando las variables lingüísticas.

Se proponen 34 reglas de control para el FLC que fueron definidas por la experiencia y conocimiento del experto. Se propone el sistema de inferencia de tipo Mamdani, las variables de entrada y salida se generan utilizando la función de membresía triangular. El método del centroide se utiliza para el proceso de defuzzificación. Las reglas del control de niveles se muestran en la Tabla 5.5.

TABLA 5-5 Reglas de inferencia tipo Mamdani.

R_1		V						R_23		R_4			
NB_O		ΔV		ZE_C						PS_C		PB_C	
NB_O		NS_C		ew						PS_O		PB_O	
NB_O		NS_O		Δew						PS_O		PB_O	
NB_O		NS_O		ew						PS_O		PB_O	
				NB_E	NS_E	ZE_E	PS_E	PB_E					
				NB_D	NB_O	NB_O	NB_O	PS_O	PB_O				
				NS_D	NB_O	NS_O	NS_O	ZE_O	PB_O				
				ZE_D	NB_O	NS_O	ZE_O	PS_O	PB_O				
				PS_D	NB_O	PS_O	PS_O	PB_O	PB_O				
				PB_D	NB_O	PB_O	PB_O	PB_O	PB_O				

Fuente: Elaboración propia.

5.5.4 Ajuste inteligente de las ganancias de un controlador PI mediante un algoritmo de búsqueda.

En esta propuesta de control, un algoritmo de búsqueda inteligente selecciona los mejores valores de ganancias k_p y k_i de un controlador PI, con la finalidad de ajustar la respuesta del controlador de acuerdo con la velocidad de viento y los cambios de magnitud de esta velocidad. El algoritmo de Optimización Basado en la Enseñanza-Aprendizaje (TLBO) (Simon, 2013) se basa en el proceso de enseñanza y aprendizaje en un aula. En cada generación, la mejor solución candidata en la población se considera el maestro y las otras soluciones candidatas se consideran aprendices. La mayoría de los alumnos aceptan la instrucción del maestro, pero también aprenden unos de otros; El puntaje de una materia académica es análogo al valor de una variable independiente o una función de solución candidata. Los pasos del algoritmo se describen a continuación.

Paso 1: Se determina el espacio de búsqueda.

- Tamaño de la población (P_n).
- Número de generaciones (G_n).
- Número de variables de diseño (D_n).
- Límites de las variables de diseño (L_U, L_L).
- Función objetivo $f(x)$
- Definir el problema: Minimizar la diferencia entre variable medida y estimada.
- X es un vector de variables de diseño tal que:

$$L_{L,i} \leq x_i \leq L_{U,i} \quad : \quad x_i \in i = 1, 2, \dots, D_n \quad (35)$$

Paso 2: Inicializar la población.

Generar una población aleatoria de acuerdo con el tamaño de la población y el número de variables de diseño. Para TLBO, el tamaño de la población indica el número de estudiantes y las variables de diseño indican los temas que se ofrecen. Esta población se expresa como:

$$Población = \begin{bmatrix} x_{1,1} & x_{1,2} & \dots & x_{1,D} \\ x_{2,1} & x_{2,2} & \dots & x_{2,D} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{P_n,1} & x_{P_n,2} & \dots & x_{P_n,D} \end{bmatrix} \quad (36)$$

Paso 3: Fase del maestro.

Se calcula el promedio de la población en columnas, lo que dará el promedio para el tema en particular como:

$$M_D = [m_1, m_2, m_3, \dots, m_D] \quad (37)$$

La mejor solución actuará como maestro para esa iteración.

$$T_{maestro} = T_{f(x)=max} \quad (38)$$

El profesor intentará cambiar la media de M_D a $X_{profesor}$, que actuará como un nuevo promedio para la iteración.

$$M_{nuevo,D} = X_{profesor,D} \quad (39)$$

La diferencia entre dos medias se expresa como:

$$Diferencia_D = r(M_{nuevo,D} - T_F M_D) \quad (40)$$

r es un número aleatorio entre $[0,1]$. El valor de T_F se selecciona como:

$$T_F = \text{round}[1 + \text{rand}(0,1)\{2 - 1\}] \quad (41)$$

La diferencia obtenida se agrega a la solución actual para actualizar sus valores utilizando:

$$X_{nuevo,D} = X_{anterior,D} + \text{Diferencia}_D \quad (42)$$

Se acepta una X_{nueva} si es mejor solución que la anterior.

Paso 4: Fase de enseñanza.

Un estudiante interactúa al azar con otros estudiantes. Un estudiante aprende algo nuevo si el otro estudiante tiene más conocimiento que él. Se selecciona al azar dos estudiantes x_i y x_j , donde $i \neq j$. El conocimiento de ambos estudiantes se compara

$$\text{SI } f(X_i) < f(X_j) \rightarrow X_{nuevo,i} = X_{anterior,i} + r_i(X_i - X_j) \quad (43)$$

$$\text{SI } f(X_i) > f(X_j) \rightarrow X_{nuevo,i} = X_{anterior,i} + r_i(X_j - X_i) \quad (44)$$

Cuando todos los estudiantes hayan interactuado, acepte X_{nuevo} si le da un mejor valor a la función.

Paso 5: Fase de cierre.

El algoritmo se detiene si se alcanza el número máximo de generaciones, de lo contrario se repite desde el paso 3. O bien, cuando el error entre la velocidad de viento medida y la estimada se aproxima a cero y no cambia después de un número de generaciones.

El modelo de control propuesto con el algoritmo TLBO se muestra en la Figura 5.39.

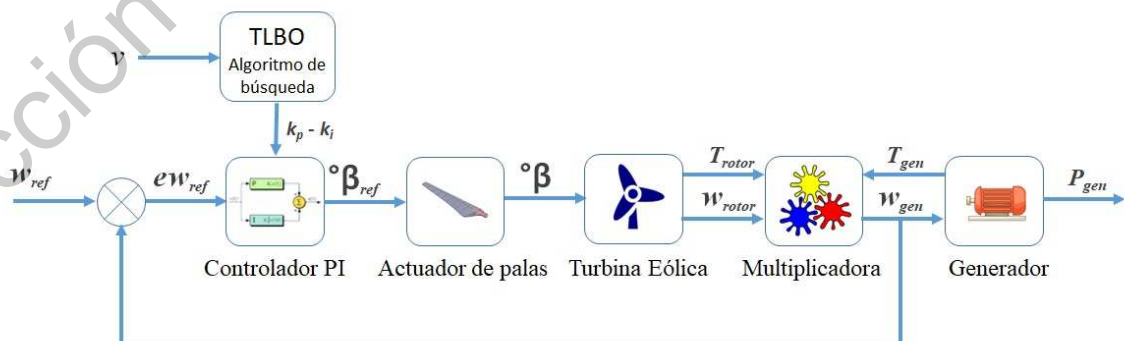


FIGURA 5.39 Modelo de control PI-TLBO para el control de Pitch.

Fuente: Elaboración propia.

El sistema está limitado a una velocidad del viento entre la velocidad de arranque y la velocidad de corte, dentro de estos límites, el sistema debe ser estable. La sintonización de las ganancias k_p y k_i se realizó aplicando el método de Ziegler-Nichols utilizando una entrada tipo escalón con el valor de la velocidad nominal del viento, lo que significa el valor máximo de una perturbación aceptada. Con respecto a la sensibilidad del sistema a diferentes velocidades del viento, el sistema no debe tener un sobre-impulso superior al 20%, por lo que se obtuvo un rango de ganancias de PI del controlador que estaban dentro de los límites de esta condición. Por lo tanto, el controlador puede minimizar el error de la variable controlada en estas condiciones de perturbación y garantizar que el sistema sea estable. Los valores de ganancia obtenidos para un sistema estable son $k_p = 2.2$ y $k_i = 0.1$, los valores de ganancia para un sistema con sobre-impulso son $k_p = 10$ y $k_i = 0.01$ y valores de $k_p = 1$ y $k_i = 1$ para un sistema sobre-amortiguado.

La Figura 5.40, muestra el comportamiento de la velocidad del eje del generador con los valores de ganancia obtenidos para un sistema estable, un sistema con sobre-impulso y un sistema sobre-amortiguado. La Figura 5.41, contiene el movimiento del ángulo de pitch para todos los casos.

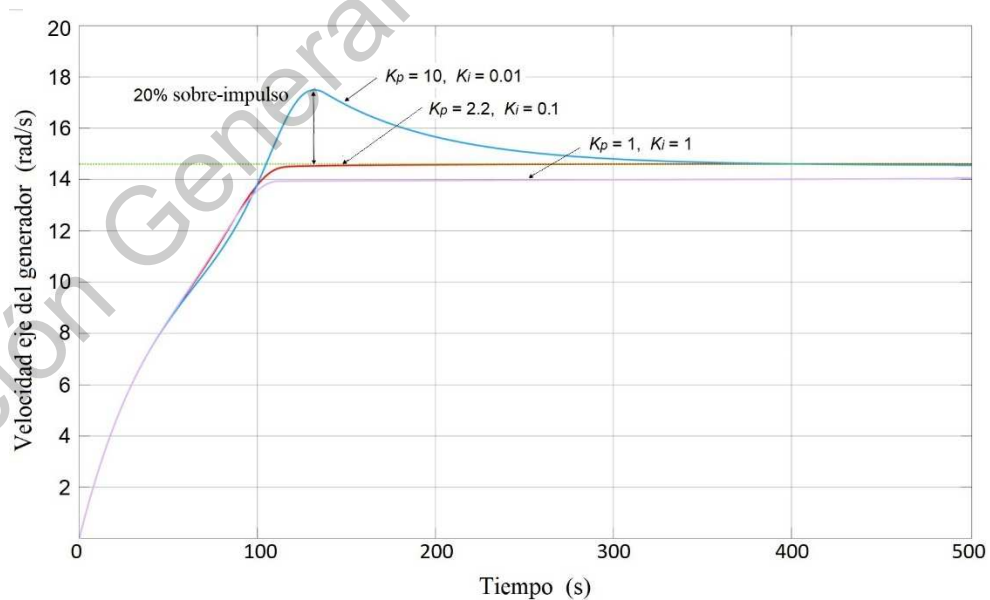


FIGURA 5.40 Valores de ganancia obtenidos para un sistema estable, un sistema con sobre-impulso y un sistema sobre-amortiguado.

Fuente: Elaboración propia.

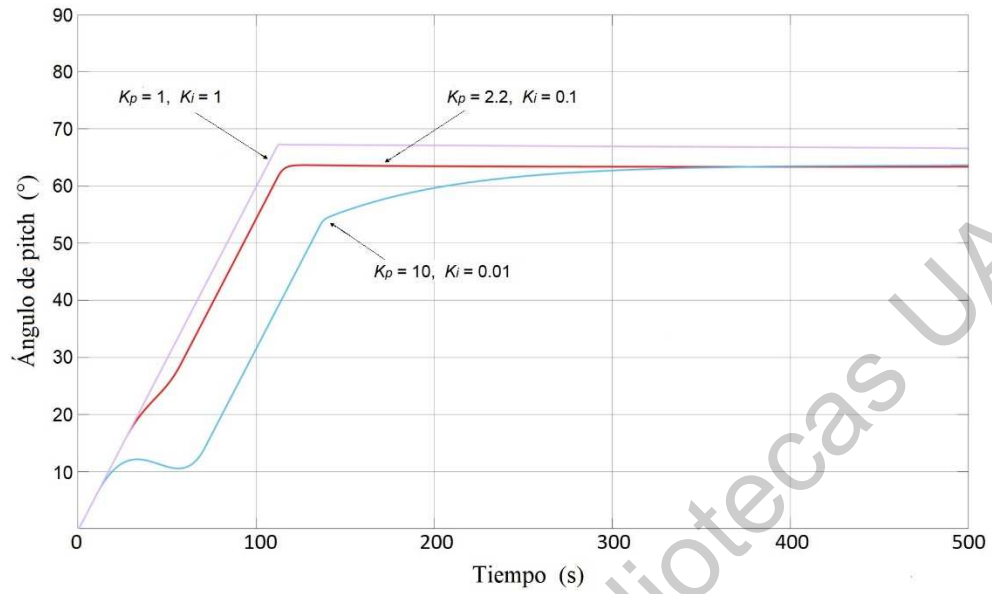


FIGURA 5.41 Movimiento de ángulo de inclinación con diferentes ganancias del controlador PI.
Fuente: Elaboración propia.

6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados experimentales presentan el desempeño de una turbina eólica con un área de barrido menor a 200 m^2 manipulado mediante un control experto. Primero se presentan los resultados obtenidos por el modelo matemático que determinan las limitantes operativas y técnicas del aerogenerador. En seguida, se presenta el rendimiento el modelo de prueba controlado mediante un controlador convencional PI, el cual servirá de parámetro para comparar su rendimiento contra el rendimiento del mismo modelo de prueba manipulado mediante un sistema experto de control. Finalmente, se presentan los modelos de control propuestos para un sistema experto de control donde se determina si estos modelos de control presentan un mejor rendimiento bajo las mismas condiciones de operación debido a la flexibilidad en la toma de decisiones y la medición anticipada de la velocidad del viento.

6.1 Especificaciones de funcionamiento mediante el Modelo Matemático

Los resultados obtenidos por el modelo matemático del sistema aerodinámico son la curva de rendimiento del coeficiente de potencia C_p . Esta curva proporciona información sobre la eficiencia energética de la turbina eólica. En la Figura 6.1, se presenta el desempeño del coeficiente de potencia respecto a la velocidad de viento, se observa un pico del valor de C_p igual a 0.441. Si consideramos el valor del límite de Betz de 0.593 como el 100% de eficiencia, se puede concluir que la turbina eólica utilizada como elemento de prueba tiene una eficiencia del 74.43 %, estas pérdidas son ocasionadas por la resistencia aerodinámica de las palas, la turbulencia que genera la estela de aire entre las palas y la compresibilidad del aire

Para fines de control, la información útil que surge de la curva de rendimiento de C_p es el hecho de que la eficiencia de conversión de potencia tiene un máximo bien determinado para una relación de velocidad de viento optima de 6 m/s. De igual manera con el modelo aerodinámico se puede obtener la curva de C_p respecto a la velocidad ideal de la punta de pala TSR, como se muestra en la Figura 6.2. El valor máximo de C_p se alcanza a una velocidad de $\lambda = 7.78 \text{ m/s}$. De acuerdo con la ecuación (16) se puede determinar la velocidad nominal del rotor la cual se establece en 7.3 rad/s.

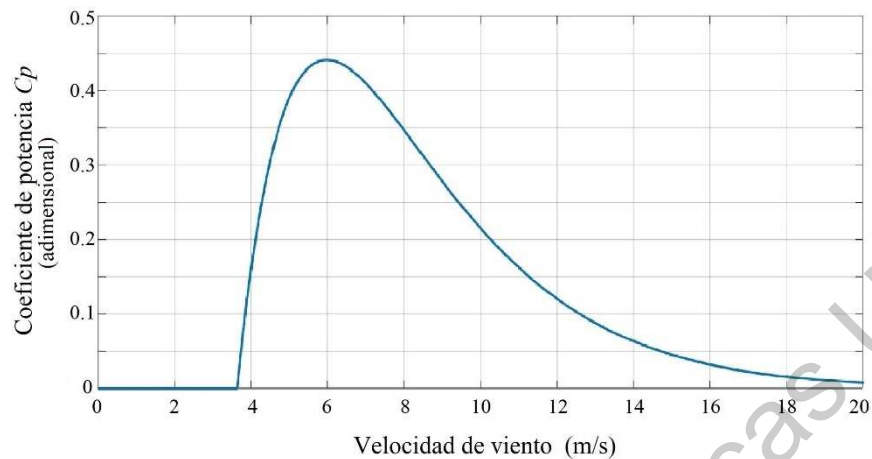


FIGURA 6.1 Evolución de C_p respecto a la velocidad de viento.
Fuente: Elaboración propia.

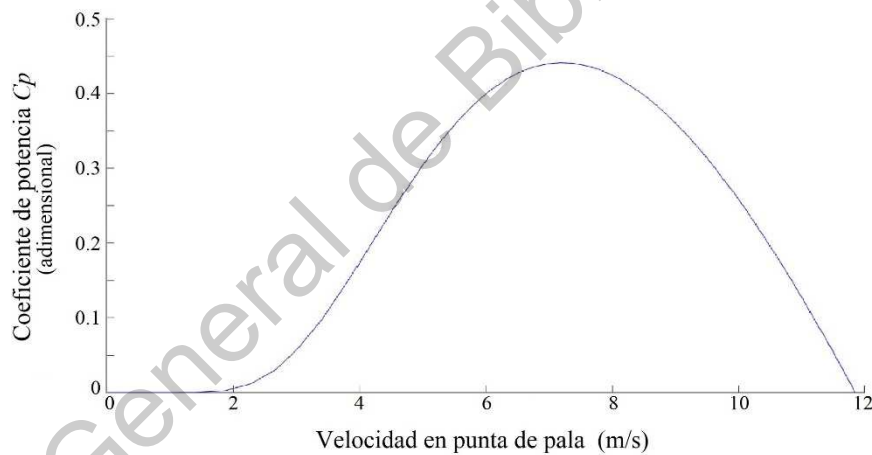


FIGURA 6.2 Gráfica de C_p respecto a la velocidad lineal en la punta de pala.
Fuente: Elaboración propia.

Con el modelo matemático del sistema aerodinámico también es posible cuantificar la potencia eólica, el modelo registra una potencia eólica máxima de 131 KW, sin embargo, aplicando el coeficiente de potencia de 0.441, la potencia máxima útil proporcionada por el rotor alcanza solo 57.8 KW. Este dato es importante ya que permite conocer los alcances del aerogenerador si se implementa un control de pitch adecuado. La Figura 6.3, muestra la curva de potencia eólica máxima y la potencia eólica útil del rotor de sistema de prueba.

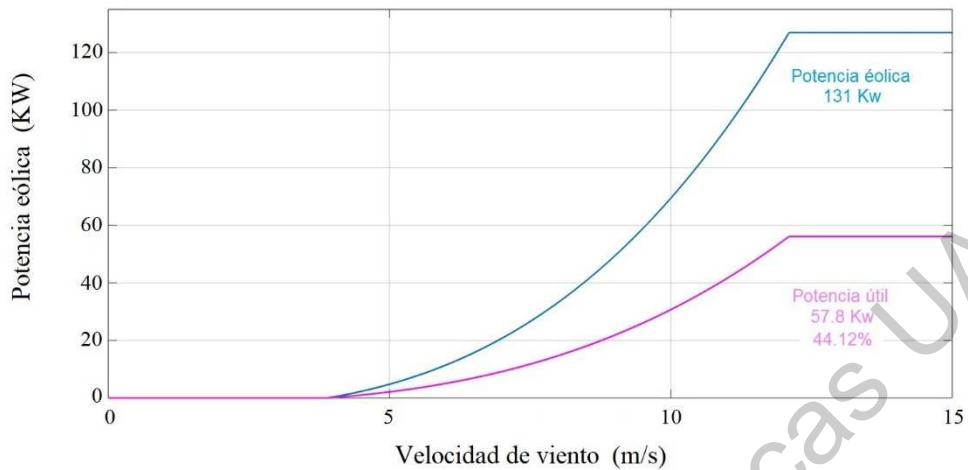


FIGURA 6.3 Curva de potencia eólica de la turbina eólica de prueba.
Fuente: Elaboración propia.

También es posible obtener los valores de torque máximo del rotor de acuerdo con la ecuación (19), el valor se determina en 1,047 Nm.

La información obtenida del modelo matemático del sistema mecánico es la velocidad del eje de rotación a la salida de la caja multiplicadora. En la Figura 6.4, observamos que cuando el viento se mueve a una velocidad de 3.81 m/s, se tiene el torque necesario para que comience a girar el generador a una velocidad de rotación de 6.85 rad/s e incrementa la velocidad conforme aumenta la velocidad del viento.

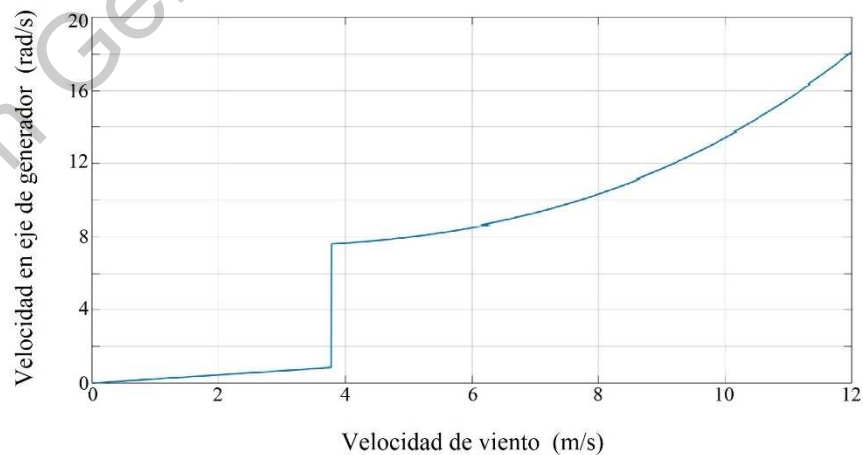


FIGURA 6.4 Curva de velocidad radial en el eje rápido.
Fuente: Elaboración propia.

El modelo matemático del sistema de generación muestra el comportamiento dinámico de la potencia eléctrica generada. La Figura 6.5, muestra que la potencia nominal de 14 KW se alcanza cuando la velocidad del viento supera los 8.65 m/s.

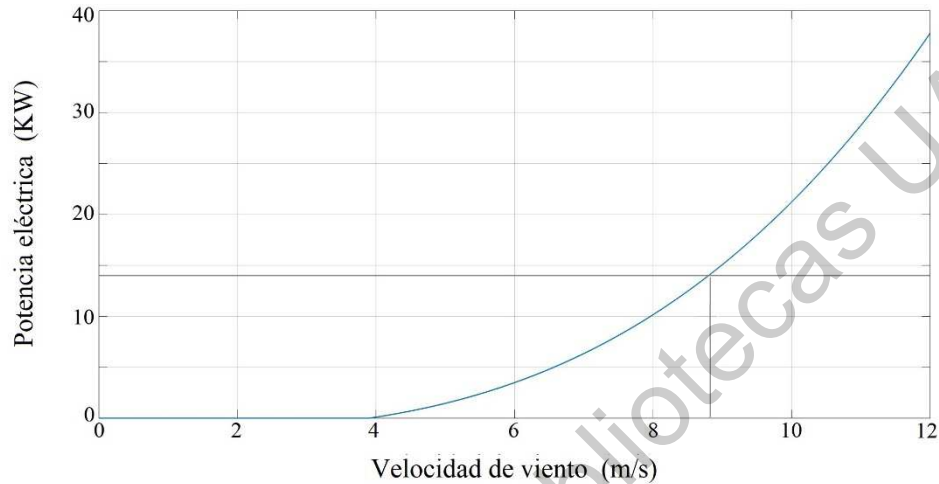


FIGURA 6.5 Potencia eléctrica generada en el sistema de prueba sin control de pitch.
Fuente: Elaboración propia.

Con un desplazamiento del ángulo de inclinación hasta 60° se obtiene el límite máximo de velocidad de rotación de la turbina eólica donde puede ser controlado. En la Figura 6.6 se muestra que con una velocidad del viento superior a 11.83 m/s se supera la velocidad nominal en el eje del generador, esta velocidad del viento se considera la velocidad de corte.

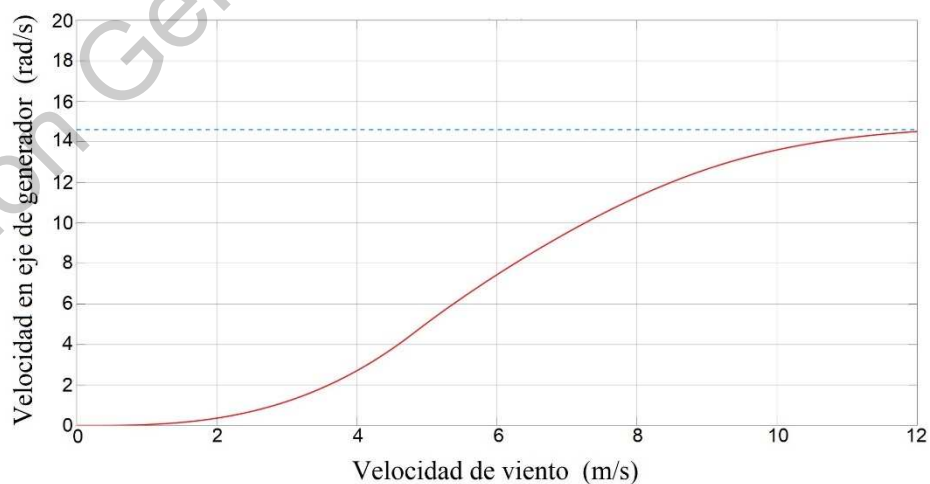


FIGURA 6.6 Velocidad de viento máxima donde la velocidad de rotación del generador puede ser controlable con el ángulo de pitch.
Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con los datos obtenidos del análisis de registros meteorológicos de los últimos 7 años y las especificaciones del modelo de prueba resultadas del modelo matemático se establecen las siguientes conclusiones:

- El aerogenerador rotará con velocidades de viento superiores a 3.81 m/s de viento, lo que establece el límite entre las regiones de operación I y II.

- La potencia nominal de 14 kW se genera cuando la velocidad del viento es 8.65 m/s, lo que indica el límite entre las regiones de operación II y III.

- La velocidad de viento máxima donde la velocidad de rotación del generador puede ser controlable con el ángulo de pitch es de 11.83 m/s, la cual limita las regiones de operación III y IV.

- Velocidades de viento entre 3.81 y 11.83 m/s, lo que corresponde a las regiones de operación II y III donde la turbina eólica es controlable, equivale al 70.34% del tiempo al año.

- El ángulo de pitch con el objetivo de mantener la velocidad nominal será controlable en la región de operación III entre velocidades de viento de 8.6 y 11.83 m/s, lo que equivale al 9.6% del tiempo al año.

La Figura 6.7 muestra el resumen de los datos obtenidos, mostrando el porcentaje de tiempo en el que el aerogenerador operara bajo diferentes condiciones.

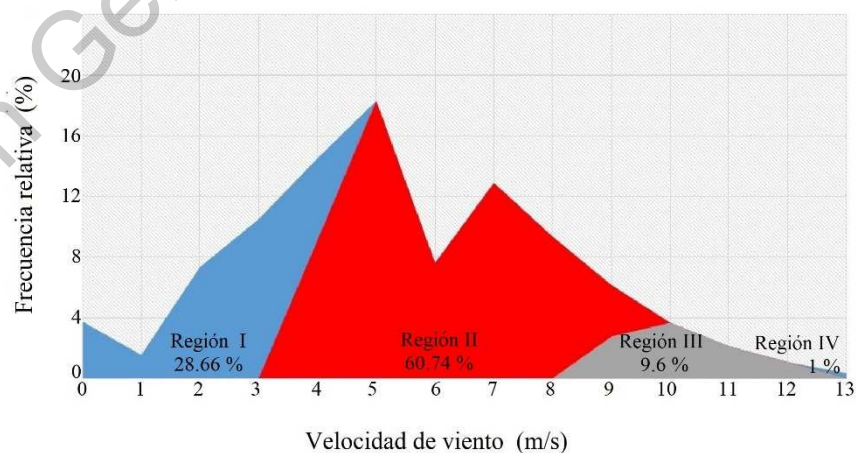


FIGURA 6.7 Gráfico de utilización del sistema de prueba de acuerdo con los datos históricos meteorológicos.

Fuente: Elaboración propia.

Para la validar los resultados teóricos obtenidos, se realizaron mediciones en campo en diferentes sesiones del mes de mayo de 2018, con la intención de tener la mayor cantidad posible de velocidades de viento. Se liberó el rotor del freno mecánico para no tener restricciones de movimiento y se documentaron las velocidades de viento para inicio de giro y velocidad de rotación nominal. El equipo utilizado fue de la marca ExTech, Termo Anemómetro modelo HD300 y tacómetro estroboscópico modelo 461825. Debido a las condiciones de medición, se clasificaron los datos en rangos documentados en la Tabla 6-1.

TABLA 6-1 Mediciones físicas de las velocidad de viento.

<i>Región</i>	<i>Rango de velocidad de viento (m/s)</i>
Velocidad de inicio de giro	3.5 – 4.0
Velocidad nominal	8.3 – 9.0

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se puede considerar como valido el modelo matemático para simulación, ya que no se registraron variaciones en la velocidad de viento mayores al 15 % y no se presentaron picos en la velocidad de rotación, por lo que las mediciones fueron tomadas en condiciones de estabilidad. La Figura 6.8 muestra el proceso de toma de valores de medición para validar la información obtenida por simulación.



FIGURA 6.8 Mediciones de velocidad de viento tomadas desde la góndola, justo en el área de barrido del rotor.

Fuente: Elaboración propia.

6.2 Controlador PI

Para validar el correcto funcionamiento del controlador PI, es necesario verificar la adecuada sintonización de las ganancias de control k_p y k_i . Se utilizó una rampa de velocidad de viento para evaluar el comportamiento del movimiento del ángulo de pitch. En la Figura 6.9 se observa como el ángulo de pitch se incrementa cuando la potencia del generador excede el valor nominal.

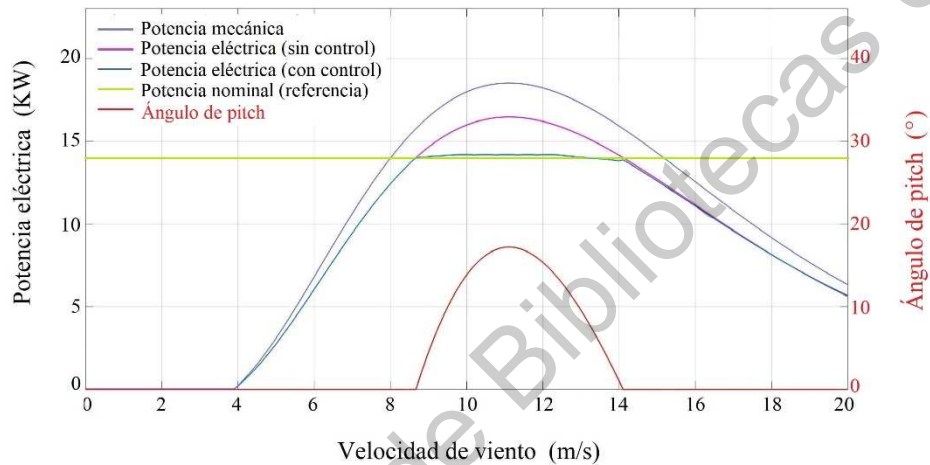


FIGURA 6.9 Gráfica comparativa de la potencia eléctrica generada con y sin controlador.
Fuente: Elaboración propia.

Podemos comparar la potencia eléctrica generada sin el uso de un controlador, donde se obtienen valores de potencia mayores al nominal, y la potencia eléctrica generada utilizando el controlador PI, se observa como la energía eléctrica generada se mantiene con un desvío de solo el 2.5 % el valor nominal.

Una vez validada la velocidad de respuesta adecuada del controlador, el controlador PI es probado en condiciones reales de operación. Para realizar la simulación, el modelo matemático tiene como variable de entrada la velocidad del viento, se emplea el emulador desarrollado para generar velocidad de aire aleatorio. En la Figura 6.10, se muestra el aire obtenido del emulador, se consideró una velocidad promedio de 10 m/s lo que nos produjo velocidades de viento aleatorias entre 7 m/s y 12 m/s.

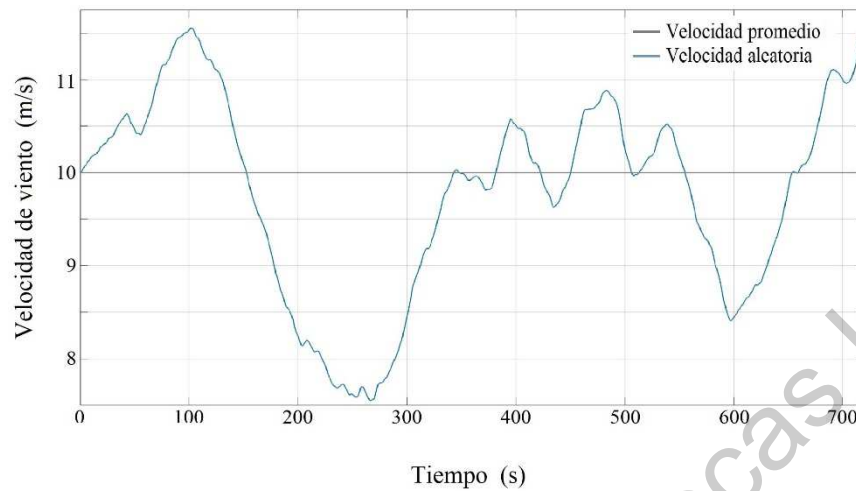


FIGURA 6.10 Velocidades de viento generadas para simular condiciones reales de viento.
Fuente: Elaboración propia.

Para verificar el comportamiento del controlador de pitch en condiciones reales de operación, en la Figura 6.11, se muestra la potencia generada nominal como referencia, la potencia generada sin utilizar un controlador de ángulo pitch y la potencia generada como resultado de controlar el ángulo de pitch.

Como resultado de este análisis se observa que, debido a las no linealidades del sistema como las provocadas por la inercia del rotor, el controlador reacciona lentamente a los cambios en la velocidad de viento, se observa un sobre impulso o excedente de potencia eléctrica generada hasta un 30 % con referencia a la potencia nominal.

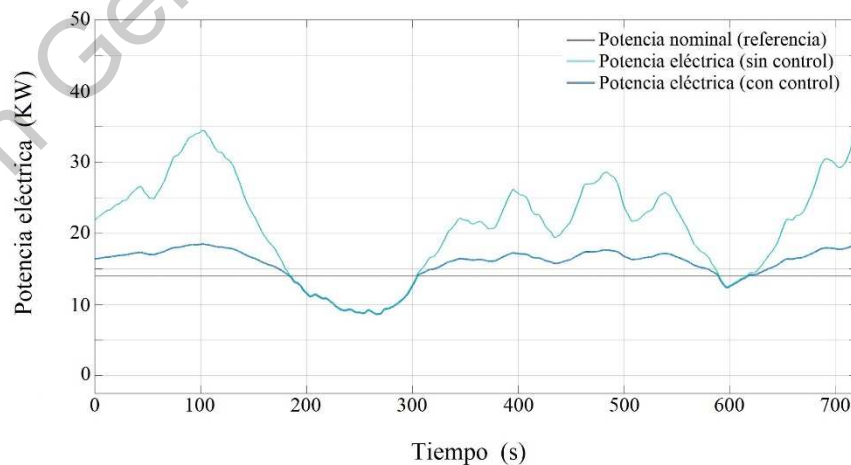


FIGURA 6.11 Comparación de la potencia eléctrica generada, con control y sin control de pitch.
Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en la Figura 6.12, se presenta la actuación del ángulo de pitch, observemos de acuerdo con la Figura 6.11, que cuándo la potencia generada excede el valor nominal, el actuador del pitch genera un movimiento para incrementar ángulo y reducir la velocidad de rotación del generador.

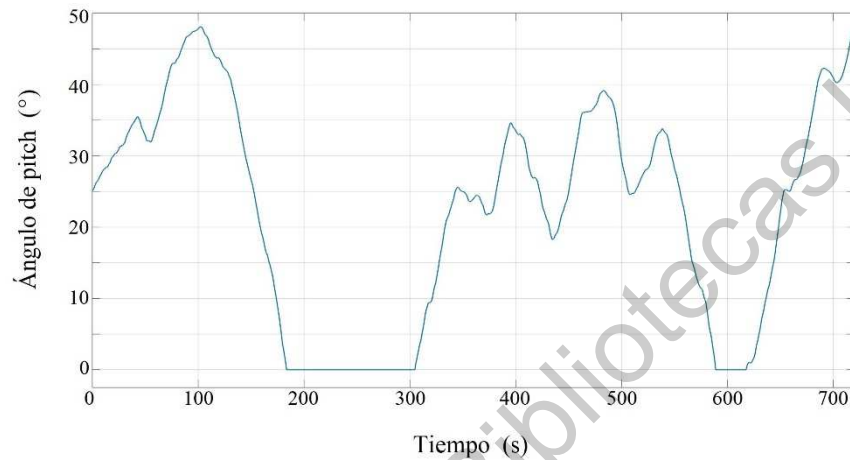


FIGURA 6.12 Movimiento del ángulo de pitch para reducir el excedente de potencia eólica y regular la generación de potencia eléctrica.
Fuente: Elaboración propia.

Estos controladores son aceptados en la industria debido a que los aerogeneradores de gran tamaño por la altura en la que operan, los vientos son estables y no presentan cambios abruptos en la velocidad de viento que lleven al controlador a un estado transitorio, además, el excedente en la velocidad de rotación del generador respecto a la velocidad de rotación nominal es absorbido por el generador, ya que de acuerdo con el diseño de fabricación de los aerogeneradores estos son capaces de trabajar con un margen de seguridad antes de su saturación magnética.

6.3 Controlador de lógica difusa

La validación de la velocidad de respuesta del sistema de control se realiza con el uso de una simulación con diferentes valores de velocidad del viento, se usaron formas escalonadas para representar los cambios drásticos en la velocidad del viento. La Figura 6.13 muestra el modelo de velocidad del viento utilizado. En los primeros 100 s hay vientos correspondientes a la región I de control donde el rotor no gira, el resto del tiempo corresponde a las regiones de control II y III. Entre los 100 y 450 s, la turbina eólica se mantiene en la región II con valores inferiores a la velocidad nominal. Después de los 450 s, la turbina eólica está en la región III, que es la región de operatividad del control de pitch. Solo entre los 600 y 650 s hay valores de la región IV.

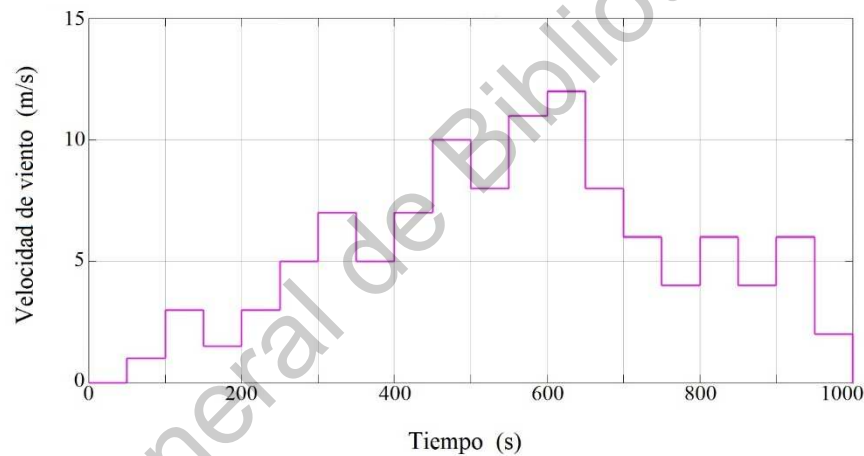


FIGURA 6.13 Valores de velocidad de viento usados para simulación.
Fuente: Elaboración propia.

Los resultados obtenidos reflejados en la velocidad de rotación del eje del generador se muestran en la Figura 6.14. Se observa que antes de 450 s los valores de velocidad del eje del generador son inferiores al valor nominal. Después de 450 s, la velocidad de rotación se mantiene alrededor de la velocidad nominal de 14.6 rad/s, se observa que el FLC detecta cambios en la magnitud de error y ejecuta una acción de respuesta con un valor seleccionado por el programador que responde tan rápido como sea conveniente de acuerdo con diferentes circunstancias. Por el contrario, el controlador PI basado en el modelo matemático tiene una respuesta de control proporcional a la magnitud del error en cualquier circunstancia.

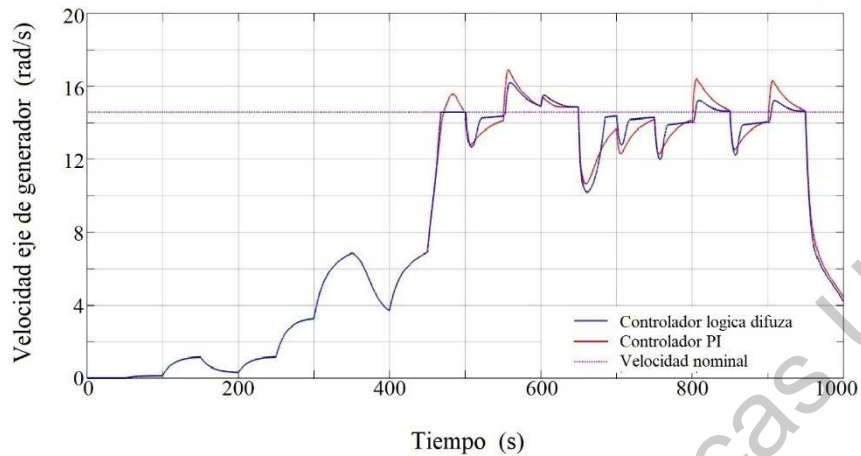


FIGURA 6.14 Velocidad de rotación del eje del generador.
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 6.15, se documenta el movimiento del ángulo de pitch, se observa a los 450 s que el controlador detecta un cambio drástico en la velocidad del viento, el movimiento del ángulo de cabeceo comienza de inmediato, mientras que el controlador PI comienza el movimiento 20 s después, esto es resultado de la medición anticipada de la velocidad de viento. También se observa que, con el FLC, los movimientos del ángulo son más prolongados hasta reducir el error en la velocidad de rotación del eje del generador, mientras que con el controlador PI los desplazamientos del ángulo de pitch se amortiguan a medida que se reduce el error, por lo que la velocidad de respuesta del controlador es más lenta.

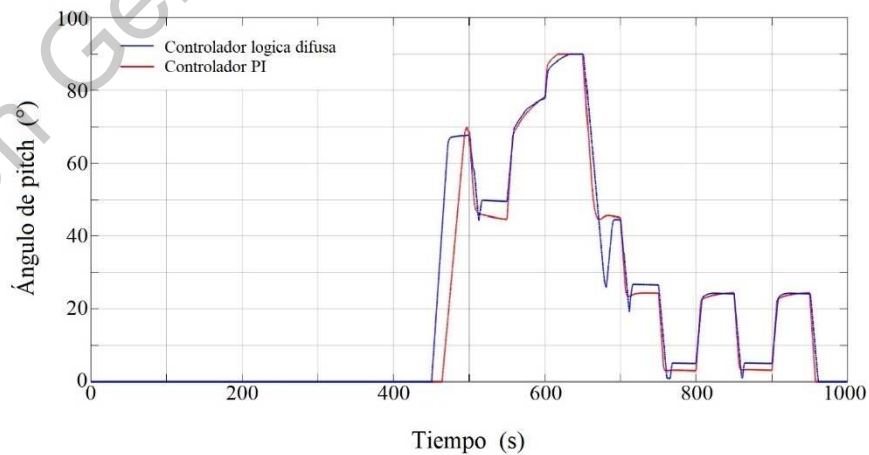


FIGURA 6.15 Movimiento del ángulo de Pitch.
Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, la Figura 6.16, se muestra el desarrollo del algoritmo en condiciones reales de operación. En la primera parte, se muestra el viento documentado en la simulación entre un rango de 2.5 y 10.5 m/s. La gráfica de la velocidad de rotación del eje del generador hace evidente que el FLC obtiene mejores prestaciones que el controlador PI, ya que la potencia generada se mantiene en valores más cercanos al nominal. Mediante un modelo de integración se obtuvo que, en el tiempo de la experimentación, la potencia generada utilizando un sistema experto de control FLC obtuvo 10.71 % más energía que la generada utilizando un controlador de pitch convencional PI. La tercera parte del gráfico muestra la actividad del ángulo de pitch, se observan que, con FLC, el ángulo se mantiene por mayor tiempo en valores superiores y los cambios de ángulo se realizan de manera más abrupta, lo que genera mayores aceleraciones y desaceleraciones en la velocidad de rotación del rotor con lo que es capaz de mantener por más tiempo valores de generación nominales, contrario a las prestaciones de un controlador PI, donde los desplazamientos del ángulo son más suaves pero tarda más en reducir el error de velocidad del eje del rotor y por tanto el error respecto a valores nominales de generación tardan más en corregirse.

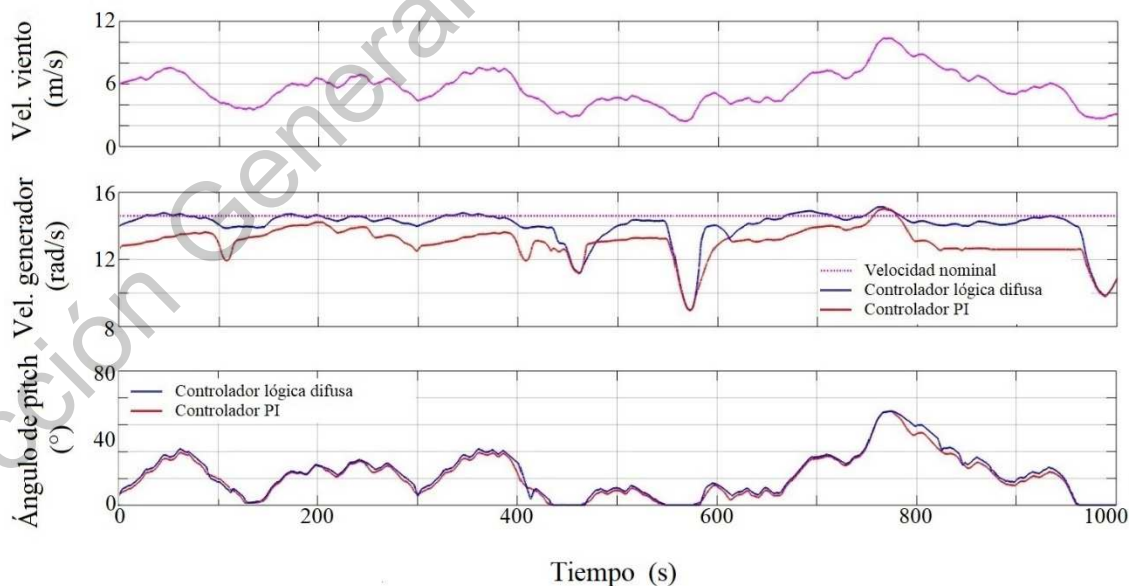


FIGURA 6.16 Condiciones reales de operación del algoritmo.

Fuente: Elaboración propia.

6.4 Ajuste inteligente de las ganancias de un controlador PI mediante un algoritmo de búsqueda.

La eficacia de un control de tono utilizando el algoritmo PI-TLBO se examina en condiciones reales de operación. Los valores de velocidad del viento registrados se muestran en la Figura 6.17.

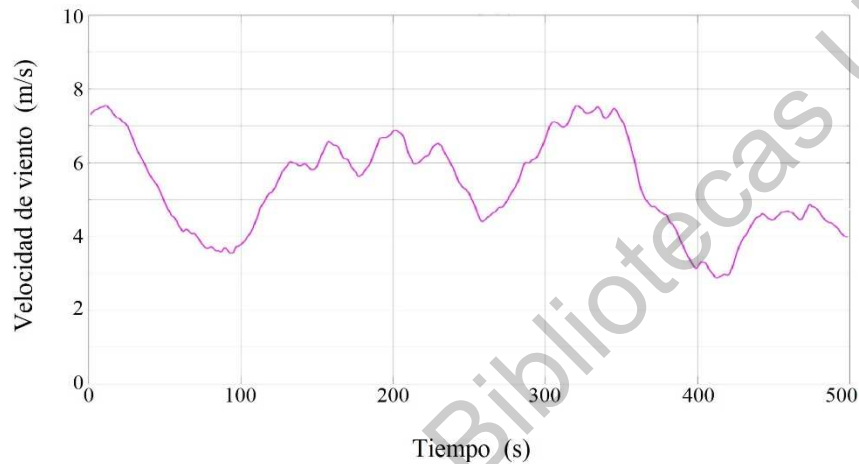


FIGURA 6.17 Velocidad del viento registrada en el experimento con el algoritmo.

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con la sintonización realizada se obtuvieron valores de estabilidad de ganancias $k_p = 2.2$ y $k_i = 0.1$, los valores de ganancia para un sistema con sobre-impulsos son $k_p = 10$ y $k_i = 0.01$ y valores de $k_p = 1$ y $k_i = 1$ para un sistema sobre-amortiguado. Por lo tanto, el algoritmo debe hacer una búsqueda entre el rango de valores de ganancia establecidos, que ofrezcan una mejor velocidad de respuesta al controlador al presentarse cambios bruscos en la velocidad de viento.

El tiempo de búsqueda para cada valor de k_p y k_i resulto determinado entre un rango de 0.4 y 0.75 s, dependiendo si el algoritmo realiza todas las interacciones o generaciones sugeridas por el programador o si la repetitividad en la solución termino el algoritmo anticipadamente, por lo que se realiza un ajuste de ganancias de controlador cada segundo. Con este resultado, se puede resaltar la velocidad de convergencia del algoritmo, donde a diferencia de otros algoritmos de optimización, utiliza la mejor solución de iteración para actualizar el valor de la solución existente, además de reducir el tiempo de procesamiento ya que solo se utilizan operaciones aritméticas simples tales como sumas y divisiones.

La Figura 6.18, muestra el desarrollo del algoritmo en a) el valor absoluto del error de la variable controlada disminuye según los mejores valores de solución para k_p y k_i , en b) y c) observamos cómo cambian los valores de k_p y k_i respectivamente hasta que el valor solución es repetitivo, lo que asegura obtener la mejor propuesta de solución para determinado evento de velocidad de viento.

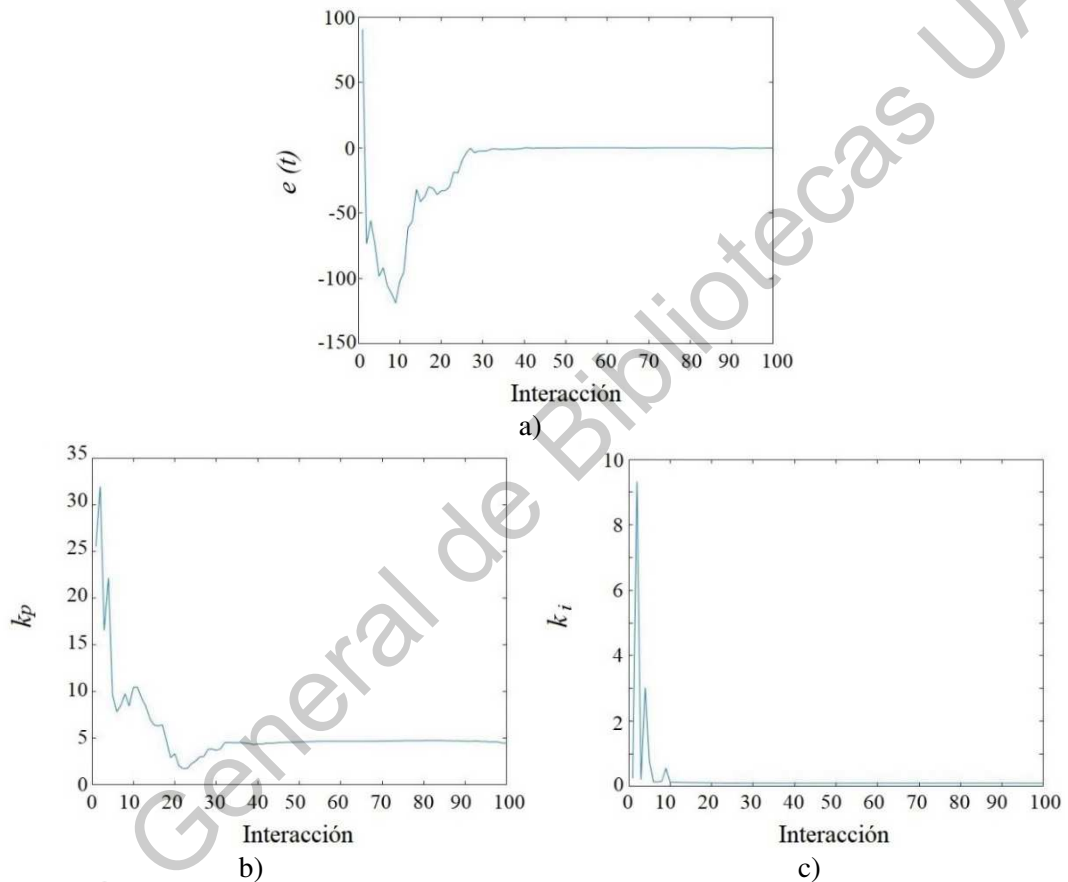


FIGURA 6.18 Desarrollo del algoritmo TLBO. a) disminución del valor de error de la variable controlada, b) evolución del ajuste del valor de k_p , y c) evolución del ajuste del valor de k_i .

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 6.19 se hace una comparación entre la respuesta de un controlador PI y un controlador PI-TLBO. La velocidad obtenida del eje del generador con la propuesta PI-TLBO se comporta de manera más suave y cercana a la velocidad nominal, lo que representa una reducción de la fatiga en la estructura de la turbina eólica y menor saturación magnética en el generador.

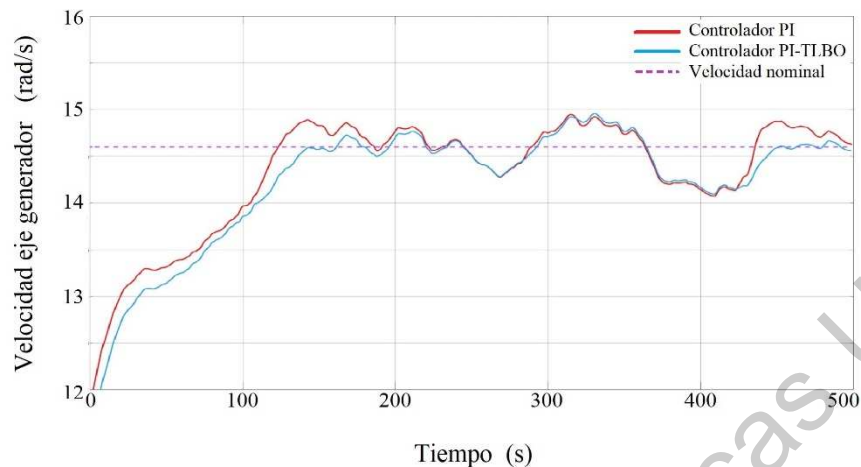


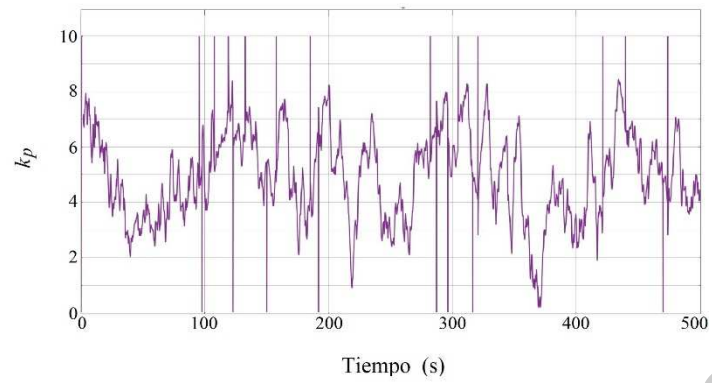
FIGURA 6.19 Comparación entre el rendimiento del controlador PI y el controlador PI-TLBO.
Fuente: Elaboración propia.

En términos cuantitativos, de acuerdo con un procedimiento de integración, el algoritmo PI-TLBO obtuvo un sobre paso de la velocidad nominal de rotación del generador del 2 % menor al desarrollado por un controlador convencional PI.

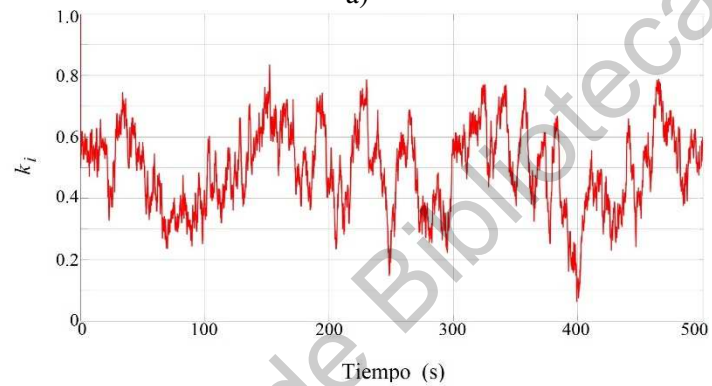
También se observa que la respuesta del controlador PI_TBLO tiene un sobreimpulso menor en el rango de optimización, el período de estabilización también se reduce cuando ocurre una perturbación importante. Por lo tanto, se puede sugerir que después del proceso de optimización TBLO para calcular las ganancias del controlador PI, se espera que el modelo de control propuesto controle el ángulo de inclinación bajo diversas perturbaciones. La Figura 6.20, muestra el movimiento de las ganancias de k_p y k_i a lo largo de la experimentación.

Se realizaron una serie de simulaciones para validar la repetibilidad del algoritmo TLBO encontrando pequeñas variaciones en la respuesta del controlador, esto se debe a la aleatoriedad de los datos para generar nuevas respuestas en la fase docente. Sin embargo, cualquiera de las respuestas del controlador PI-TLBO desarrollada obtuvo un mejor rendimiento que el del controlador PI, esto demuestra la efectividad de la propuesta de control presentada. La repetitividad de algoritmo se puede apreciar en la Figura 6.21.

Los resultados de la experimentación muestran que el algoritmo de optimización de ganancias k_p y k_i PI-TLBO genera un mejor rendimiento de un controlador convencional PI.



a)



b)

FIGURA 6.20 Evolución de las ganancias a) K_p y b) K_i .
Fuente: Elaboración propia.

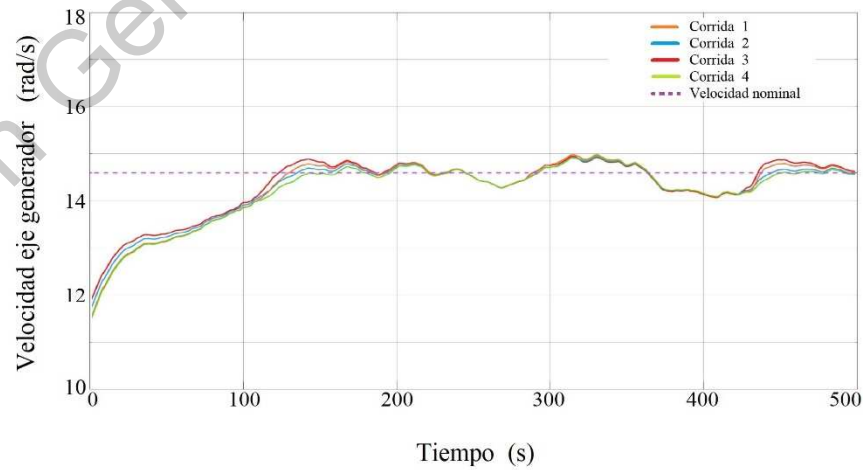


FIGURA 6.21 Repetitividad del algoritmo de control PI-TLBO
Fuente: Elaboración propia.

7. CONCLUSIONES

El uso de energía eólica en lugares donde este recurso natural está disponible, debería ser una alternativa para la generación de energía eléctrica, ya que no daña el medio ambiente y el viento no se termina. En Mexico, el 34 % del territorio cuenta con velocidades de viento mayores a 6 m/s, característica necesaria para la utilización de aerogeneradores con un tamaño menor a 200 m² de área de barrido. Estos aerogeneradores, por su tamaño, podrían ser utilizados en lugares de difícil acceso geográfico, zonas rurales y hasta para el suministro de energía en empresas o universidades en zonas urbanas. La limitante hoy en día es el viento atípico, con turbulencias y cambios bruscos en la velocidad de viento, ya que, a la altura de la turbina de estos aerogeneradores, la trayectoria del viento es obstruida por montañas, áreas boscosas o edificios.

Una pequeña desviación en la velocidad del viento provoca una gran desviación en la potencia de salida del rotor de la turbina eólica debido a la asociación del enlace cúbico entre estos dos parámetros. Vientos atípicos se traducen en vibraciones del sistema, fatiga mecánica y una aceleración en la velocidad de rotación que excede la velocidad de rotación nominal del generador.

El control de inclinación es el movimiento de las palas para recibir energía eólica, un control convencional basado en modelos matemáticos es eficiente en un estado estable, pero no en cambios repentinos en la velocidad del viento. El método propuesto en este trabajo para resolver este problema demostró efectividad y mejoras frente a un controlador convencional.

Esta estrategia de control presentó mejores rendimientos debido a que no solo considera el modelo matemático del sistema de prueba, sino que también involucra aspectos del entorno como los obstáculos que existen alrededor de la turbina eólica, los datos estadísticos meteorológicos del lugar documentados en los últimos siete años. Todas estas características en su conjunto nos sugirieron la ubicación del sistema de medición de velocidad de viento que nos permitirá anticipar las repuestas del controlador con la existencia de ráfagas de viento que puedan acelerar espontáneamente el rotor y provocar un sobre giro del generador provocando la saturación magnética y por consecuencia sacar de la red de generación el aerogenerador, lo que representa pérdidas económicas sustanciales.

Igualmente, la anticipación de la respuesta del controlador permite minimizar los riesgos de daños a la turbina por un impacto del viento en las palas lo que generaría vibración en el rotor y daños de fatiga en la torre.

Este trabajo de investigación plantea el uso de dos diferentes controladores basados en sistemas expertos de control, el primero de ellos desarrollado con lógica difusa. Su característica principal fue llevar al límite al sistema mecánico de giro del ángulo de pitch, la medición anticipada de la velocidad de viento y una adecuada selección de funciones de membresía y reglas de inferencia propuestas por el experto en aerogeneradores, permitieron realizar los cambios repentinos en la dirección de giro del ángulo de pitch en el momento adecuado para aprovechar al máximo el recurso eólico y la inercia en el sistema, sin embargo, esta estrategia de control demandó un sistema mecánico robusto que permitiera absorber las fatigas generadas por el golpeteo de los cambios en la dirección de giro. La ventaja considerable es el incremento de la energía eléctrica generada hasta un 10 %.

El segundo sistema experto de control propuesto plantea la utilización de un controlador convencional PI, pero con ganancias de control adaptables a las circunstancias del viento. Se emplea un algoritmo de búsqueda inteligente que propone, en base a una lectura anticipada de la velocidad de viento, los valores ideales para las ganancias de controlador dentro de un rango de valores previamente definido que no permiten un sobre impulso mayor al 20%, el algoritmo de búsqueda define las ganancias para que la respuesta del controlador sea estable y preciso a las condiciones de viento que se presenten en el lugar de instalación. El algoritmo mostró ser adaptable, el controlador PI es suave en su respuesta, pero el ajuste de ganancias muestra estabilidad a cualquier valor de velocidad de viento. La característica principal de este controlador es entonces, poder reducir considerablemente las cargas mecánicas que ponen en riesgo la funcionalidad de la turbina, por lo que podemos concluir que una turbina eólica con un sistema experto de control en el sistema de pitch es funcional en condiciones de viento atípico.

Con todo este análisis podemos concluir la hipótesis propuesta en esta investigación y afirmar que un sistema de generación eólico con un área de barrido menor a 200 m² con una velocidad de viento nominal entre 6 y 10 m/s, manipulado mediante un control experto es capaz de adquirir conocimiento sobre el efecto del viento en las aspas y realizar las inferencias necesarias para una respuesta más rápida con base en la experiencia humana obtenida, genera más potencia eléctrica que un sistema bajo las mismas condiciones manipulado mediante un control diseñado mediante un modelo matemático. Esto debido a la mayor flexibilidad en la toma de decisiones producto del aprendizaje continuo y la predicción de las variables de entrada, además de que la medición de la dirección y velocidad del viento se realiza anticipadamente en un lugar estratégico.

El uso de sistemas expertos de control que hacen eficiente el uso de turbinas eólicas es clave para impulsar el uso de la energía eólica con turbinas eólicas pequeñas donde el viento no es estable, y el uso de grandes turbinas eólicas comerciales no es posible o rentable.

Es conveniente utilizar nuevas formas de control inteligente, como lo son los sistemas difusos, redes neuronales o algoritmos de búsqueda inteligente, con estos sistemas expertos de control se lograría un modelo predictivo para el clima esperado y con ello anticiparse a una respuesta de control, con lo que se reducirían los paros del sistema, ya que estos algoritmos se programan de acuerdo con el conocimiento y las experiencias que un humano experto en el ramo tendría. Esto es muy útil ya que no se puede tener un modelo matemático exacto de las variables meteorológicas, además de que no es posible resolver las no linealidades del sistema.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Al-Toma, A.S.; Taylor, G.A.; Abbod, M. 2017.* Intelligent pitch angle control scheme for variable speed wind generator systems. IEEE 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Creta, Grecia, 28-31 Agosto 2017. 1-6.
- Alarcon, O.F.; Velasquez, B.I.; Hunter, A.R.; Pavez, L.B.; Moncada, R. 2017.* Hybrid PID-fuzzy pitch control for wind turbines. IEEE Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), Pucon, Chile, 18-20 Octubre 2017.
- Amulya, M.; Prashanth, C.; Vijaya, M. 2017.* Controlling flicker caused due to power fluctuations by using individual pitch control for a variable speed DFIG based wind turbine. International Research Journal of Engineering and Technology, 4(3), 286-293.
- ANSI/IEC 60529. 2018.* Degrees of Protection Provided by Enclosures (IP Code).
- ANSYS Fluids. 2019.* En línea <https://www.ansys.com/products/fluids> Consultado en octubre de 2019.
- Asgar, A. B.; Liu, X. 2017.* Estimation of Wind Turbine Power Coefficient by Adaptive Neuro-fuzzy Methodology. Neurocomputing, 238, 227–233.
- Astuti, N.; Yusmiarti, K.; Tinus, F.; Robbi, R. 2017.* Expert systems with genetics probability. International Journal of Research in Science and Engineering, 3(2), 112-116.
- Ayriri, W.; Ourahou, M.; El-Hassouni, B.; Haddi, A. 2018.* Direct torque control improvement of a variable speed DFIG based on a fuzzy inference system. Mathematics and Computers in Simulation, 167, 308-324.
- Baburajan, S. 2018.* Improving the efficiency of a wind turbine system using a fuzzy-pid controller. IEEE Advances in Science and Engineering Technology International Conferences (ASET), United Arab Emirates, 6 Febrero – 5 Abril 2018.
- Bagheri, P.; Sun, Q. 2016.* Adaptive robust control of a class of non-affine variable-speed variable-pitch wind turbines with un-modeled dynamics. ISA Transactions, 63, 233-241.

- Balasubramanian, S.; Mekalathur, H.K.; Padmanaban, S., Blaabjerg, F. 2018.** Review on control techniques and methodologies for maximum power extraction from wind energy systems. *IET Renewable Power Generation*, 12, 14, 1609-1622.
- Behera, S.; Subudhi, B.; Bhusan, B. 2016.** Design of PI controller in pitch control of wind turbine: A Comparison of PSO and PS algorithm. *International journal of renewable energy research*, 6(1), 271-281.
- Ben-Smida, M.; Sakly, A. 2016.** Fuzzy pitch angle control for grid connected variable-speed wind turbine system. *IEEE 7th International Renewable Energy Congress (IREC)*, Hammamet, Tunes, 22-24 Marzo 2016.
- Bibave, R.; Kulkarni, V. 2018.** A novel maximum power point tracking method for wind energy conversion system: A review. *International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC)*, Chennai, India, 28-29 Marzo 2018.
- Boltun Corporation. 2015.** Bowind-0300 wind turbine owner's manual, installation, operation and maintenance. Taiwan 2015.
- Chamorro, H.R.; Riaño, I.; Gerndt, R.; Zelinka, I.; Gonzalez-Longatt, F.; Sood, V.K. 2019.** Synthetic inertia control based on fuzzy adaptive differential evolution. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 105, 803–813.
- Chavero-Navarrete, E.; Perea-Trejo, M.; Jáuregui-Correa, J. C.; Carrillo-Serrano, R. V.; Rios-Moreno, G. 2019a.** Expert control systems for maximum power point tracking in a wind turbine with PMSG: State of the art. *Applied Sciences*, 9, 2469.
- Chavero-Navarrete, E.; Perea-Trejo, M.; Jáuregui-Correa, J. C.; Carrillo-Serrano, R. V.; Rios-Moreno, G. 2019b.** Expert control systems implemented in a pitch control of wind turbine: A review. *IEEE Access*, 7, 13241–13259.
- Civelek, Z.; Lüy, M.; Çam, E.; Barışçı, N. 2015.** Control of pitch angle of wind turbine by fuzzy PID controller. *Intelligent Automation & Soft Computing*, 22(3), 463–471.
- Civelek, Z.; Çam, E.; Lüy, M.; Mamur, H. 2016.** Proportional integral derivative parameter optimization of blade pitch controller in wind turbines by a new intelligent genetic algorithm. *IET Renewable Power Generation*, 10(8), 1220–1228.

- Civelek, Z.; Lüy, M.; Çam, E.; Mamur, H. 2017.** A new fuzzy logic proportional controller approach applied to individual pitch angle for wind turbine load mitigation. *Renewable Energy*, 111, 708–717.
- Court, V. 2018.** Energy capture, technological change, and economic growth: An evolutionary perspective. *BioPhysical Economics and Resource Quality*, 3(12), 1-27.
- Couceiro, M.; Ghamisi, P. 2016.** Fractional order darwinian Particle Swarm Optimization, Applications and evaluation of an evolutionary algorithm. 1st. Ed. Cham Suiza: Springer.
- Da-Silva, I. N.; Spatti, D.; Andrade, R.; Bartocci, L.H.; Dos-Reis, S.F. 2017.** Artificial Neural Networks: A practical course. 1st. Ed. Cham Suiza: Springer.
- Dahbi, A.; Nait-Said, N.; Nait-Said, M.S. 2016.** A novel combined MPPT-pitch angle control for wide range variable speed wind turbine based on neural network. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(22), 9427-9442.
- Dassault, S. 2015.** Introducing Solidworks Overview. Manual. Dassault Systèmes SolidWorks Corp. Waltham, MA.
- Dyrholm, M. 2019.** Global wind report annual market update 2018. GWEC Global Wind Energy Council. Brussels, Belgium.
- Ebrahim, M.A.; Becherif, M.; Abdelaziz, A.Y. 2018.** Dynamic performance enhancement for wind energy conversion system using Moth-Flame Optimization based blade pitch controller. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 27, 206–212.
- Elfergani, A.; Elsharif, M.A.A.; Hamd, R.H.A.; Saad, S.M.; Naily, N.E.; Mohamed, F.A. 2018.** Advanced self-tuned pitch angle control based on fuzzy logic for grid connected variable-speed wind turbine system. *IEEE 9th International Renewable Energy Congress (IREC)*, Hammamet, Tunes, 20-22 Marzo 2018. 1-9.
- Elyalaoui, K.; Ouassaid, M.; Cherkaoui, M. 2018.** Primary frequency control using hierarchal fuzzy logic for a wind farm based on SCIG connected to electrical network. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 16, 188–195.
- Fan, Y.; Mua, A.; Ma, T. 2016.** Study on the application of energy storage system in offshore wind turbine with hydraulic transmission. *Energy Conversion and Management*, 110, 338-346.

- Feigenbaum, E.A. 1980.** Expert systems in the 1980s. Stanford University CA.
- Flores, M.F.; Yam, G.O.; Cuevas, D.J.; Acosta, O.R. 2009.** La calibración anemométrica para el recurso eólico. Revista: Caos con Ciencia, 4, 5-11.
- Gasch, R.; Twele, J. 2012.** Wind power plants: Fundamentals, design, construction and operation. 2da ed. Berlin: Springer.
- Giallanza, A.; Porretto, M.; Cannizzaro, L.; Marannano, G. 2017.** Analysis of the maximization of wind turbine energy yield using a continuously variable transmission system. Renewable Energy, 102, 481-486.
- Giannakis, A.; Karlis, A.; Karnavas, Y. L. 2018.** A combined control strategy of a DFIG based on a sensorless power control through modified phase-locked loop and fuzzy logic controllers. Renewable Energy, 121, 489–501.
- Global Wind Atlas V2.3 2019.** En línea <https://globalwindatlas.info/area/Mexico> Consultado en octubre 2019.
- Gong, J.; Xie, R. 2015.** MPPT control by using a U-P curve for PMSG based small wind turbines. Journal of Energy Engineering of ASCE, 142, 04015030.
- González-González, A.; Jimenez-Cortadi, A.; Galar, D.; Ciani, L. 2018.** Condition monitoring of wind turbine pitch controller: A maintenance approach. Measurement, 123, 80–93.
- Günter, D. R. 2003.** Meteorología. Formaciones nubosas y otros fenómenos meteorológicos. Situaciones meteorológicas generales. Pronósticos del tiempo. Barcelona: Ediciones Omega, (edición original alemana: Múnich, 2002).
- Habibi, H.; Rahimi, H.; Howard, I. 2017.** Power maximization of variable-speed variable-pitch wind turbines using passive adaptive neural fault tolerant control. Frontiers of Mechanical Engineering, 12(3), 377–388.
- Hamida, A.; El-Hawary, M. E. 2016.** Evaluation of wind turbine characteristics built-in model in Matlab simulink. IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), Ottawa, Canada, 12–14 Octubre 2016. 1-4.
- Han, B.; Yang, F.; Xiang, Z.; Zhou, L. 2016.** Individual pitch controller based on fuzzy logic control for wind turbine load mitigation. IET Renewable Power Generation, 10(5), 687–693.

- Han, B.; Zhou, L.; Zhang, Z. 2018.** LIDAR-assisted radial basis function neural network optimization for wind turbines. *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 13(2), 195–200.
- Hansen, A.D. 2017.** Wind turbine technologies. In *wind energy engineering*, 1st. ed. Roskilde, Denmark: Elsevier, 145–160.
- Hau, E. 2013.** Wind turbines: Fundamentals, technologies, application, economics. 3er. ed. Cham Suiza: Springer.
- HMI Vestas Offshore Wind A/S. 2018.** Dusager 4, 8200 Aarhus N, Denmark Aarhus. En línea <http://www.mhivestasoffshore.com/mhi-vestas-launches-the-first-10-mw-wind-turbine-in-history>. Consultado en octubre 2019.
- Hodzic, M.; Tai, L.C. 2016.** Grey predictor reference model for assisting particle swarm optimization for wind turbine control. *Renewable Energy*, 86, 251–256.
- Honrubia, E.A.; Gómez-Lázaro, E.; Fortmann, J.; Sørensen P.; Martín-Martínez, S. 2018.** Generic dynamic wind turbine models for power system stability analysis: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 1939–1952.
- Huang, J.; Jia, H.; Cheng, G. 2017.** Fuzzy-PI and fuzzy feedforward compound control of variable pitch system. 36th Chinese Control Conference (CCC). Dalian, China, 26-28 Julio 2017. 4251-4254.
- IEC 61400-2. 2013.** Small wind turbines. International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.
- Ince, T.; Kiranyaz, S.; Gabbouj, M. 2014.** Multidimensional particle swarm optimization for machine learning and pattern recognition. 1st. ed. New York, USA: Springer.
- IPC-A-600. 2018.** Acceptability of printed boards training and certification program.
- ISO/IEC 17025. 2017.** General requirements for the competence of testing and calibration laboratories.
- Jamieson, P. 2018.** Innovation in wind turbine design. 3er. ed. Garrad Hassan, UK: John Wiley & Sons Ltd.
- Jiao, X.; Meng, W.; Yang, Q.; Fu, L.; Chen, Q. 2018.** Adaptive Continuous Neural Pitch Angle Control for Variable-Speed Wind Turbines. *Asian Journal of Control*, 21(2), 1-14.

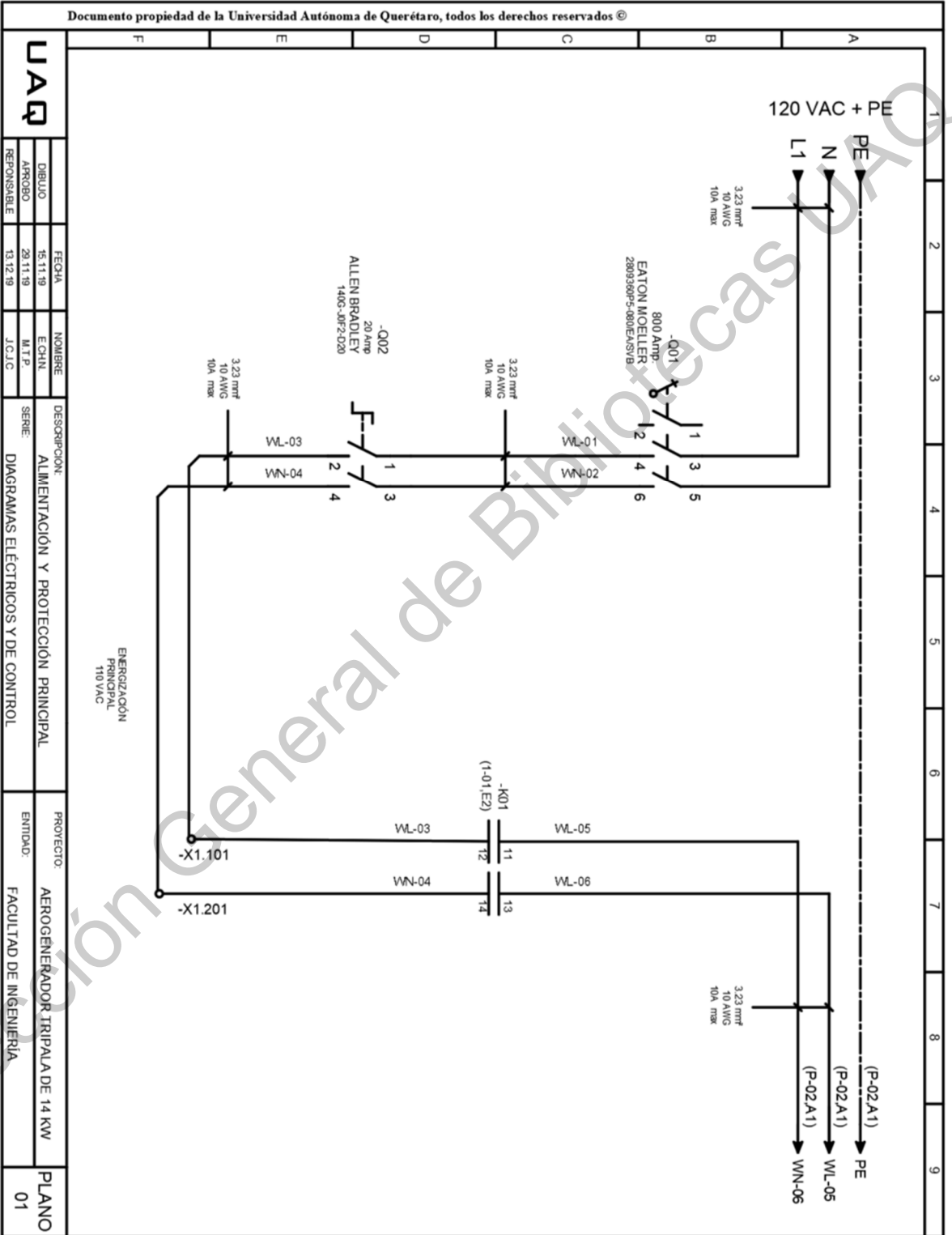
- Juárez, S., León, G. 2014.** Energía eólica en el Istmo de Tehuantepec: Desarrollo, actores y oposición social. *Problemas del Desarrollo*, 139-162.
- Kang, J.; Meng, W.; Abraham, A.; Liu, H. 2014.** An adaptive PID neural network for complex nonlinear system control. *Neurocomputing*, 135, 79–85.
- Kasiri, H.; Momeni, H.R.; Abadeh M.S. 2015.** Review and improvement of several optimal intelligent pitch controllers and estimator of WECS via artificial intelligent approaches. *Complex System Modelling and Control Through Intelligent Soft Computations*. 1st. ed. Cham, Suiza: Springer.
- Kesraoui, M.; Lagraf, S.A.; Chaib, A. 2015.** Aerodynamic power control of wind turbine using fuzzy logic. *IEEE 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*. Marrakech, Marruecos, 10-13 Diciembre 2015. 1-5.
- Kumar, D., Chatterjee, K. 2016.** A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 957–970.
- Labcenter Electronics Ltd. 2019.** Proteus Design Suite V8.7 SP3. En línea <https://www.labcenter.com/> Consultado en octubre 2019.
- Lasheen, A.; Elshafei, L. 2016.** Wind turbine collective pitch control via a fuzzy predictive algorithm. *Renewable Energy*, 87, 298–306.
- Lei, M.; Shiyang, L.; Chuanwen, J.; Hongling, L.; Yan, Z. 2009.** A review on the forecasting of wind speed and generated power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 915–920.
- Liu, J. 2018.** Intelligent control design and MatLab simulation. 1ra. ed. Tsinghua University Press, Beijing, China: Springer.
- Marugán, A.P.; Márquez, F.P.G.; Perez, J.M.P.; Ruiz-Hernández, D. 2018.** A survey of artificial neural network in wind energy systems. *Applied Energy*, 228, 1822–1836.
- Mathworks. 2019.** Simulink of MatLab overview. En línea https://la.mathworks.com/company.html?s_tid=hp_ff_a_company Consultado en octubre 2019.
- Mazouz, F.; Belkacem, S.; Ouchen, S.; Harbouche, Y.; Abdessemed, R. 2018.** Fuzzy control of a wind system based on the DFIG. *Lecture Notes in Networks and Systems*. Cham, Suiza: Springer. 173-181.

- Menon, M.; Ponta, F. 2017.** Dynamic aero elastic behavior of turbine rotors in rapid pitch-control actions. *Renewable Energy*, 107, 327-339.
- Mjabber, E.K.E.; Hajjaji, A.E.; Khamlichi, A. 2017.** Analysis of a RBF Neural Network based controller for pitch angle of variable-speed wind turbines. *Procedia Engineering*, 181, 552–559.
- Mohorko, J.; Klampfer, S.; Fras, M.; Crucej, Z. 2011.** Expert system for automatic analysis of results of network simulation. *Expert Systems for Human, Materials and Automation*. Rijeka, Croacia: InTech. 377-392.
- Muyeen, S.M.; Hasan-Ali M.; Takahashi, R.; Murata, T.; Tamura, J.; Tomaki, Y.; Sasano, E. 2007.** Comparative study on transient stability analysis of wind turbine generator system using different drive train models. *IET Renewable Power Generation*, 1(2), 131-141.
- Narasimalu, S.; Chellaiah, B. 2017.** Pitch angle control for horizontal axis wind turbine: A comparative study. *IEEE Asian Conference on Energy, Power and Transportation Electrification (ACEPT)*. Singapur, Singapur, 24-26 Octubre 2017. 1-6.
- Njiri, J.G.; Söffker, D. 2016.** State-of-the-art in wind turbine control: Trends and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 377–393.
- NOM-001-SEDE. 2012.** Instalaciones eléctricas (utilización). Secretaria de economía, México.
- Novaes-Menezes, E.J.; Araújo, A.M.; Bouchonneau da Silva, N.S. 2018.** A review on wind turbine control and its associated methods. *Journal of Cleaner Production*, 174, 945–953.
- Ogata, K. 2010.** Ingeniería de control moderna. 5st. ed. Madrid España: Pearson Education S.A.
- Ponce, P.; Ponce, H.; Molina, A. 2017.** Doubly fed induction generator DFIG wind turbine controlled by artificial organic networks. *Soft Computing*, 22, 2867–2879.
- Rezaei, M.M. 2018.** A nonlinear maximum power point tracking technique for DFIG-based wind energy conversion systems. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 21(5), 901-908.

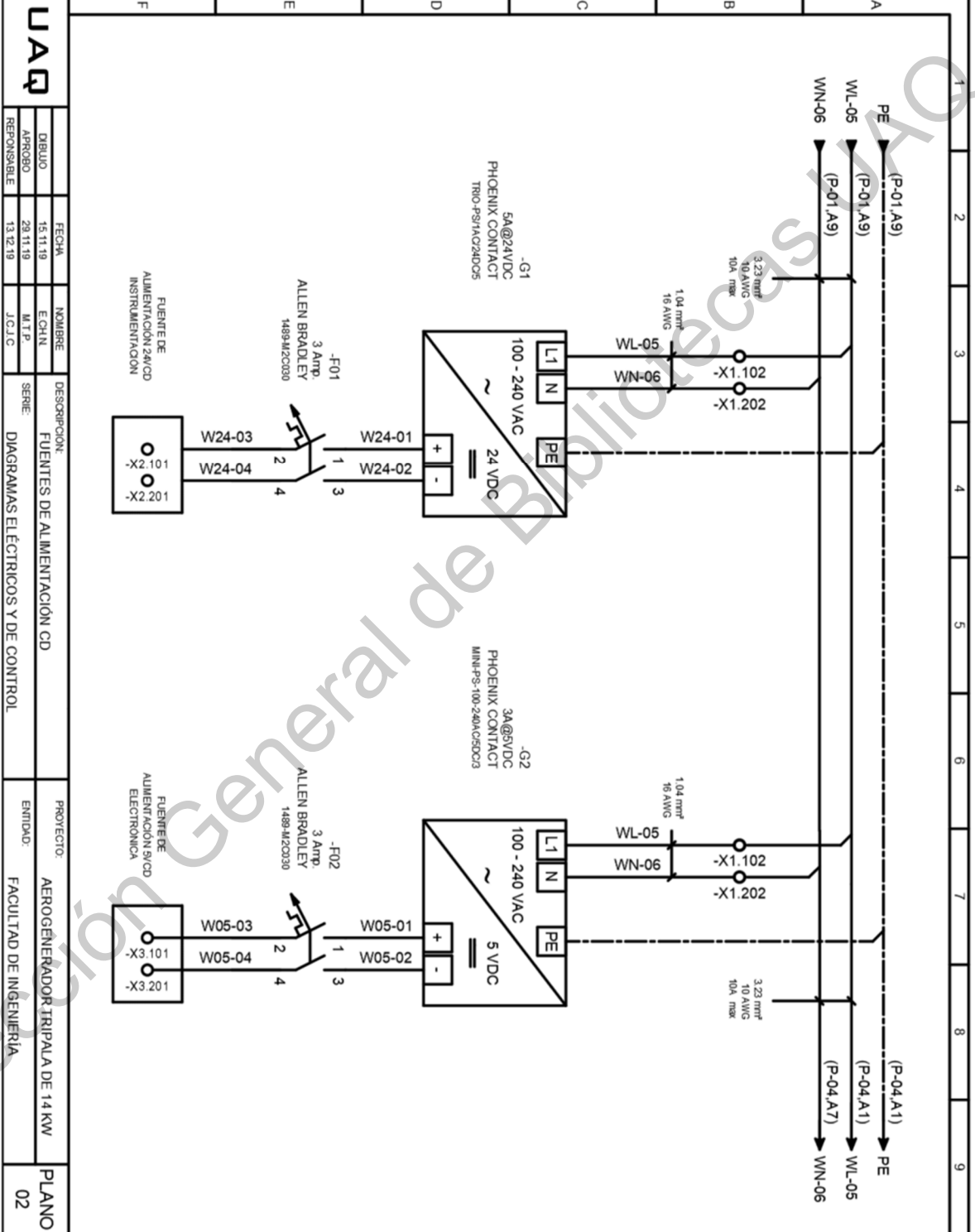
- Rodriguez, L. 2018.** Conferencia inaugural en Wind power congress 2018. Asociación Mexicana de Energía Eólica AMDEE. Ciudad de México, México. 28 de febrero.
- Rodriguez, L. 2019.** Asociación Mexicana de Energía Eólica AMDEE. En línea <https://www.amdee.org/el-viento-en-numeros>. Consultado el 29 de mayo 2019.
- Salih, H.W.; Wang, S.; Farhan, B.S.; Waqar, A. 2016.** PSO tuned fuzzy based pitch blade controller of grid-tied variable speed wind turbine. IEEE 11th Conference on Industrial Electronics and Applications. Hefei, China, 5-7 Junio 2016. 737-742.
- Simon, D. 2013.** Evolutionary optimization algorithms, Biologically-Inspired and Population-Based Approaches to computer intelligence, 1st. ed. Hoboken New Jersey: Jhon Wiley and Sons, Inc. 441-445.
- Slah, H.; Mehdi, D.; Lassaad, S. 2016.** Advanced control of a PMSG wind turbine. International Journal of Modern Nonlinear Theory and Application, 5(1), 1-10.
- Slimen, A.; Tlijani, H.; Dhaoui, M.; Younes, R.B. 2017.** Intelligent control of wind pump based on PMSG using pitch control. IEEE 14th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD). Marrakech, Marruecos, 28-31 Marzo 2017. 59-64.
- Staggs, J.; Ferlemann, D.; Shenoi, S. 2017.** Wind farm security: attack surface, targets, scenarios and mitigation. International Journal of Critical Infrastructure Protection, 17, 3-14.
- Sun Force Products. 2013.** 1500-Watt Wind Turbine, User's Manual, Ver. 2013.3.2.
- Taoufik, M.; Abdelhamid, B.; Lassad, S. 2017.** Stand-alone self-excited induction generator driven by a wind turbine. Alexandria Engineering Journal. 57, 781-786.
- Tiwari, R.; Babu, N. R. 2016.** Recent developments of control strategies for wind energy conversion system. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 66, 268-285.
- Tiwari, R.; Ramesh, N.; Sanjeevikumar, P. 2017.** Fuzzy logic-based pitch angle controller for PMSG-based wind energy conversion system. Advances in Smart Grid and Renewable Energy. Singapur, Singapur: Springer. 277-286.
- Tiwari, R.; Krishnamurthy, K.; Neelakandan, R.; Padmanaban, S.; Wheeler, P. 2018.** Neural network based maximum power point tracking control with quadratic boost converter for PMSG—Wind Energy Conversion System. Electronics, 7(2), 20.

- Tzafestas, S.G.; Kokkinaki, A.I. y Valavanis, K.P. 1993.** Expert systems in engineering applications. 1st. ed. Berlin Alemania: Springer-Verlag.
- UNE-EN-ISO 13850. 2016.** Seguridad de las máquinas. Función de parada de emergencia. Principios para el diseño.
- Van, T.L.; Nguyen, T.H.; Lee, D.C. 2015.** Advanced pitch angle control based on fuzzy logic for variable-speed wind turbine systems. IEEE Transactions on Energy Conversion, 30(2), 578–587.
- Vega, D.C.; Marin, J. A.; Sanchez, R. T. 2015.** Pitch angle controllers design for a horizontal axis wind turbine. IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC). Ixtapa Zihuatanejo, México. 4-6 Noviembre 2015.
- Villarrubia, L. M. 2012.** Ingeniería de la energía eólica. 1st. ed. Barcelona: Marcombo.
- Wang, L.; Liu, X.; Kolios, A. 2016.** State of the art in the aeroelasticity of wind turbine blades: Aeroelastic modelling. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 64, 195-210.
- Xiao, Y.; Huo, W.; Nan, G. 2015.** Study of variable pitch control for direct-drive permanent magnet wind turbines based on fuzzy logic algorithm. Journal of Information & Computational Science, 12(7), 2849-2856.
- Yang, J.; Song, D.; Han, H.; Tong, P.; Zhou, L. 2015.** The integrated control of fuzzy logic and model-based approach for variable-speed wind turbine. Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, 23(6), 1715-1734.
- Yang, B.; Yu, T.; Shu, H.; Zhang, Y.; Chen, J.; Sang, Y.; Jiang, L. 2018.** Passivity-based sliding-mode control design for optimal power extraction of a PMSG based variable speed wind turbine. Renewable Energy, 119, 577–589.
- Yañez, J. P.; Kunith, A.; Chavez-Arroyo, R.; Romo, A.; Probst, O. 2014.** Assessment of the capacity credit of wind power in Mexico. Renewable Energy, 72, 62-78.
- Zgurovsky, M.Z.; Zaychenko. Y.P. 2017.** The Fundamentals of Computational Intelligence: System Approach. 1st. ed. Cham, Suiza: Springer.
- Zheng, X.; Ding, D.; Li, P. 2015.** Power Stable Regulation of Direct-drive Permanent Magnet Wind. Power System Using Pitch and Torque Control. Electrical Engineering Department, Harbin Institute of Technology, Harbin, China.

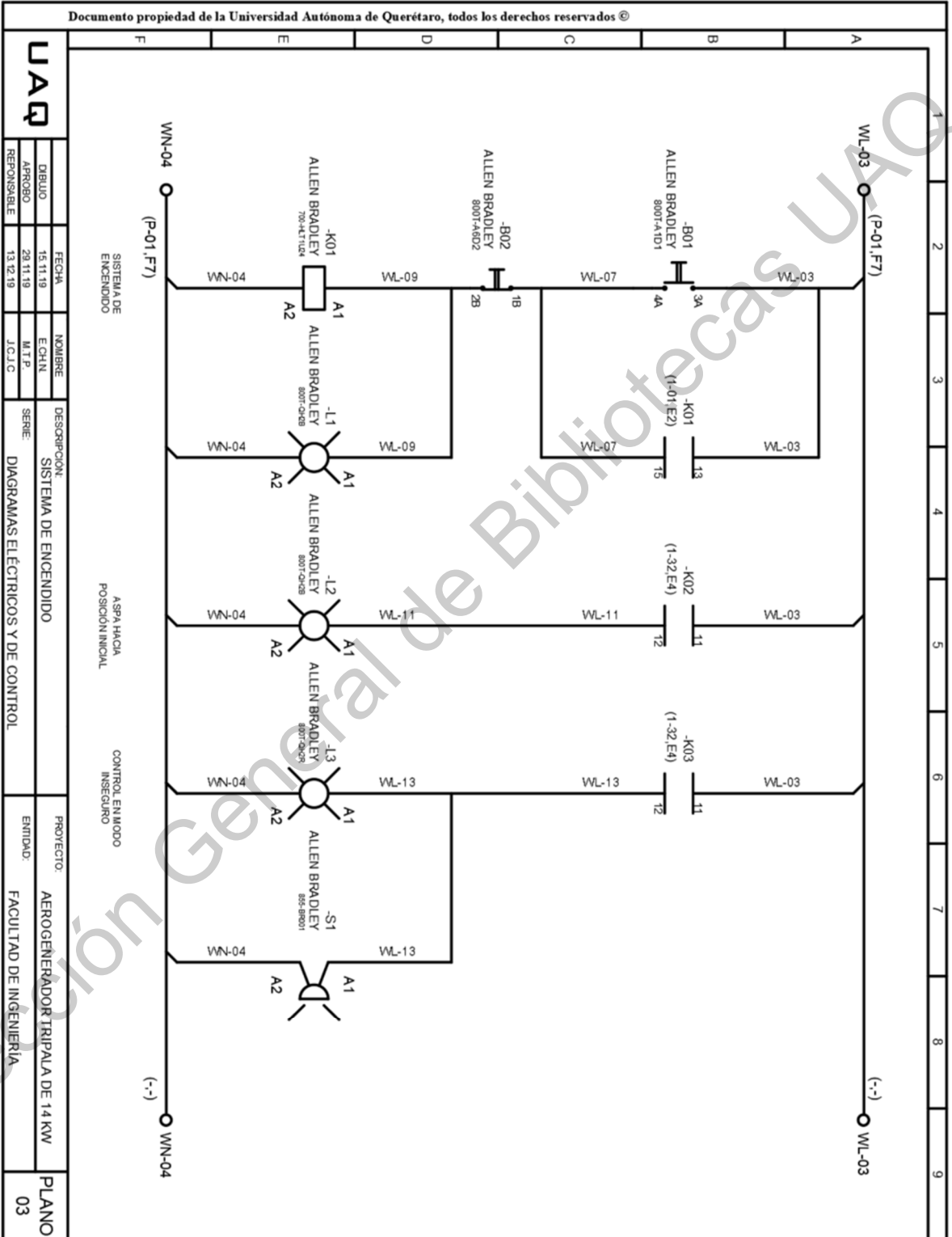
9. ANEXOS: DIAGRAMAS ELÉCTRICOS DE INSTALACIÓN.



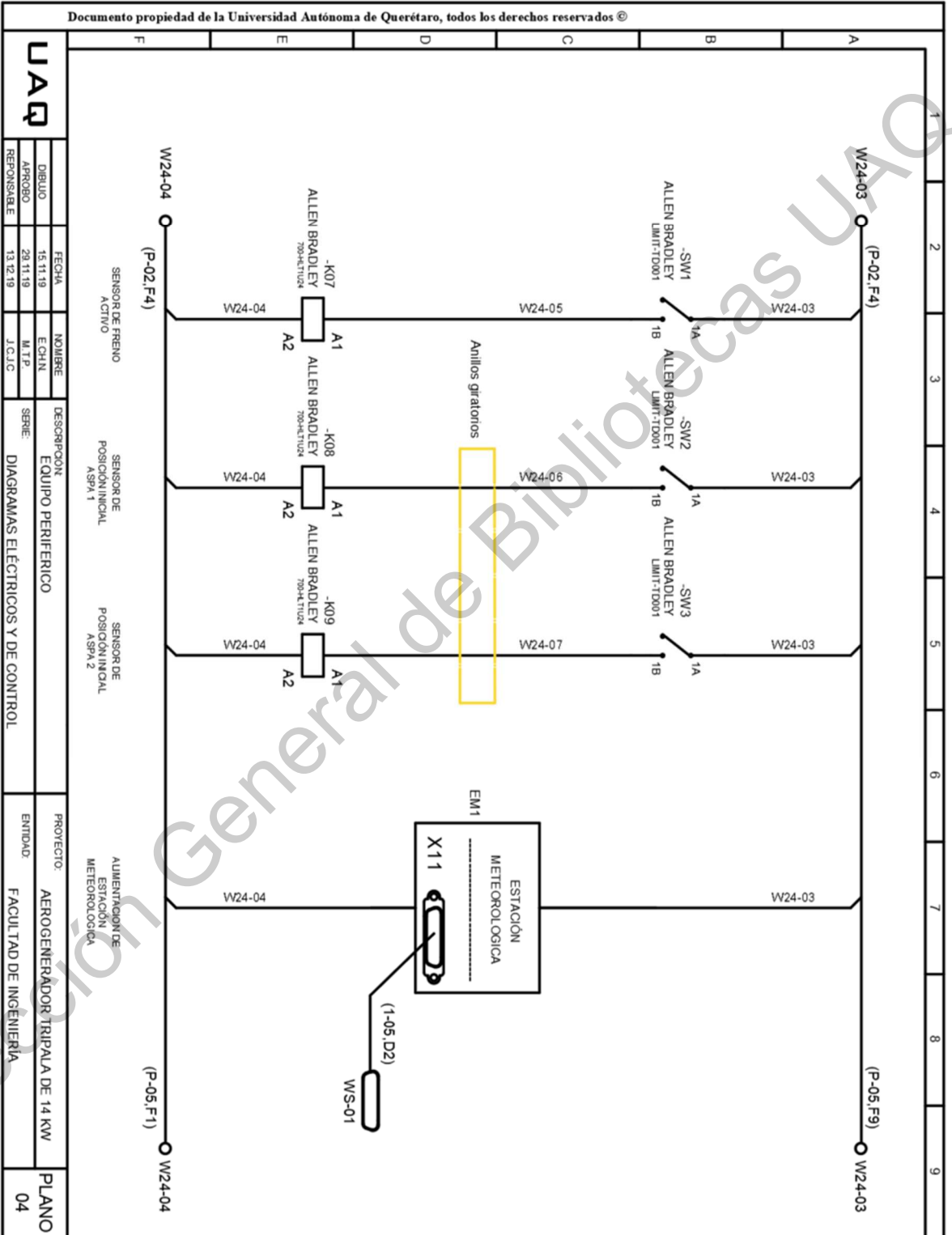
UAQ	FECHA:	NOMBRE:	DESCRIPCIÓN:	PROYECTO:	PLANO 01
	DIBUJO:	E.CHN.	ALIMENTACIÓN Y PROTECCIÓN PRINCIPAL	AEROGENERADOR TRIPALA DE 14 KW	
	ARRIBO:	M.T.P.	DIAGRAMAS ELÉCTRICOS Y DE CONTROL	ENTIDAD: FACULTAD DE INGENIERÍA	
	RESPONSABLE:	J.C.J.C.			



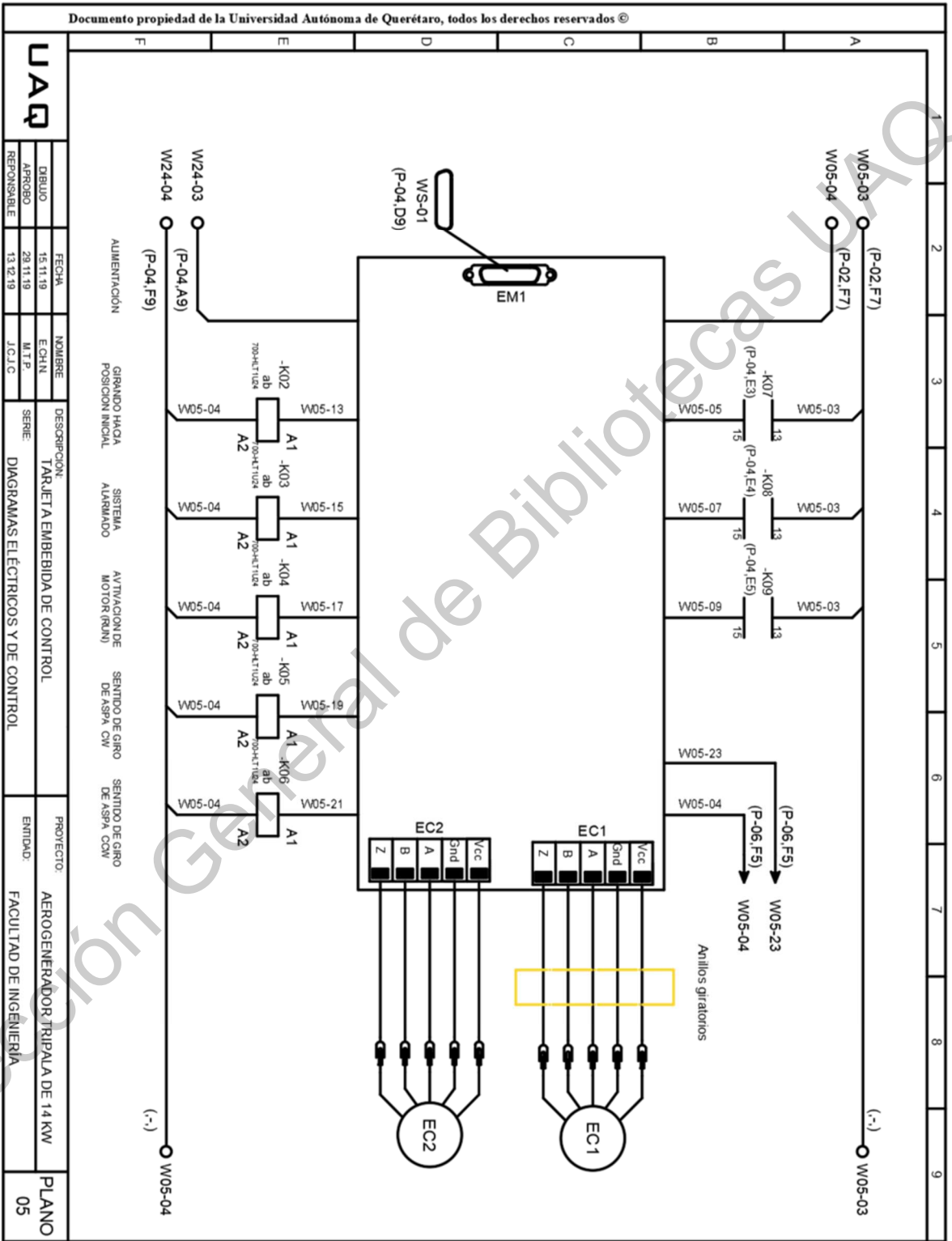
UAQ	DIBUJO	FECHA	NOMBRE	DESCRIPCIÓN	PROYECTO	PLANO 02
	APROBADO	15.11.19	ECHN	FUENTES DE ALIMENTACIÓN CD	AEROGENERADOR TRIPALA DE 14 KW	
	RESPONSABLE	29.11.19	M.T.F.	DIAGRAMAS ELÉCTRICOS Y DE CONTROL	FACULTAD DE INGENIERÍA	
		13.12.19	J.C.J.C.			



UAQ	DIBUJO	FECHA	NOMBRE	DESCRIPCION	PROYECTO	PLANO 03
	APROBADO	15.11.19	E.CHN	SISTEMA DE ENCENDIDO	AEROGENERADOR TRIPALFA DE 14 KW	
	RESPONSABLE	28.11.19	M.T.P.	ASPAHACA POSICION INDICAL	FACULTAD DE INGENIERIA	
		13.12.19	J.C.J.C	DIAGRAMAS ELECTRICOS Y DE CONTROL		

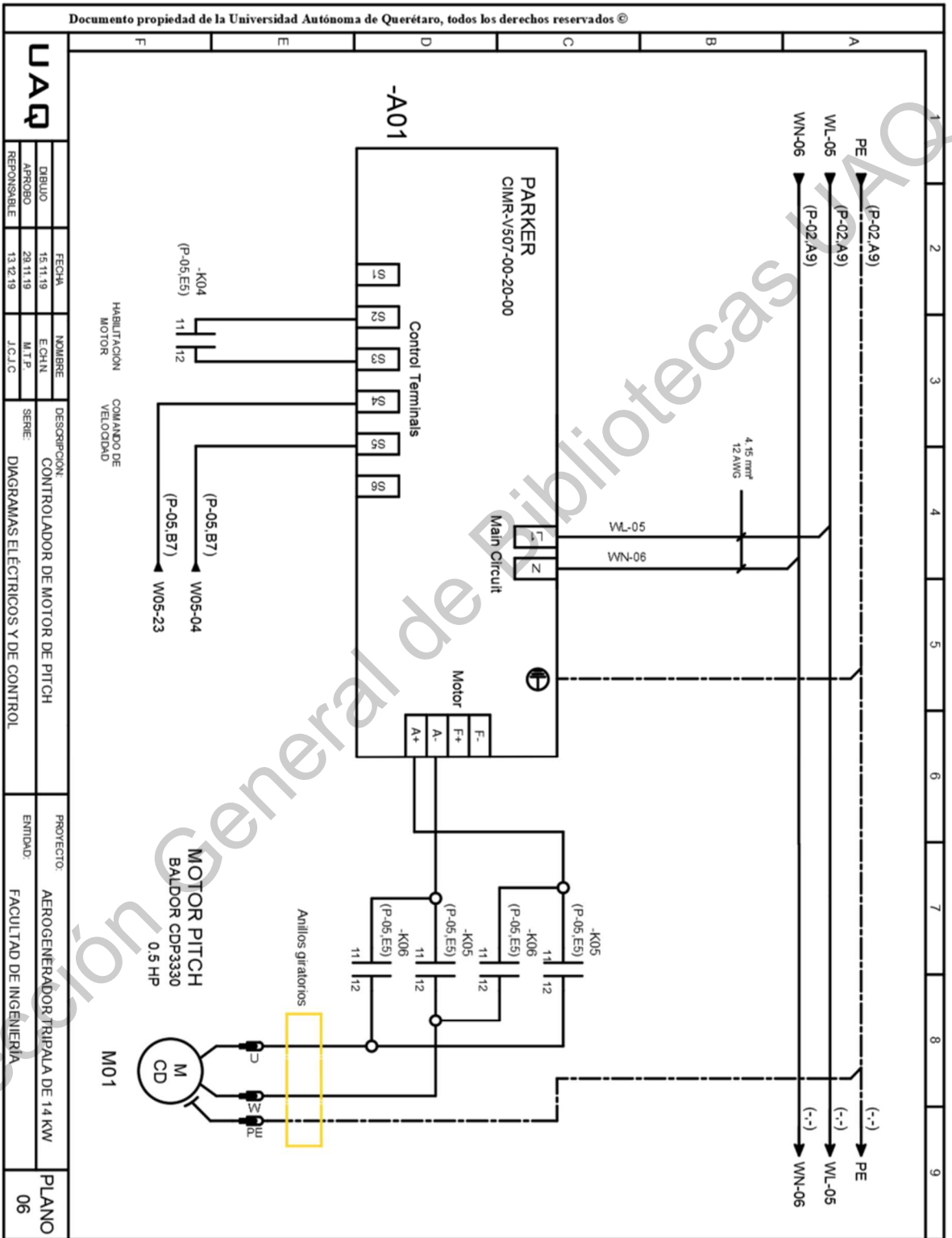


UAQ	FECHA	15.11.19	INDICAR		DESCRIPCION	EQUIPO PERIFERICO	PROYECTO:	AEROGENERADOR TRIPALA DE 14 KW	PLANO 04
	DIBUJO	28.11.19	ECHN		SERIE:	DIAGRAMAS ELECTRICOS Y DE CONTROL	ENTIDAD:	FACULTAD DE INGENIERIA	
	APROBADO	13.12.19	M.T.P.						
	RESPONSABLE		J.C.J.C						



UAQ	FECHA	15.11.19	NOMBRE	ECHIN	DESCRIPCION	PROYECTO:	AEROGENERADOR TRIPALA DE 14 KW	PLANO 05
	DIBUJO	29.11.19	ECHIN	M.T.P.	TARJETA EMBEBIDA DE CONTROL	EMITIDO:		
	APROBADO	13.12.19	J.C.J.C.		DIAGRAMAS ELÉCTRICOS Y DE CONTROL	FACULTAD DE INGENIERIA		
	RESPONSABLE							

ALIMENTACION
 GIRANDO HACIA
 POSICION INICIAL
 SISTEMA
 ALARMADO
 AVTIVACION DE
 MOTOR (RUN)
 SENTIDO DE GIRO
 DE ASPA CW
 SENTIDO DE GIRO
 DE ASPA CCW



UAQ	FECHA:	15.11.19	NOMBRE:	E.CH.N.	DESCRIPCIÓN:	CONTROLADOR DE MOTOR DE PITCH	PROYECTO:	AEROGENERADOR TRIPALA DE 14 KW	PLANO 06
	DIBUJO:	29.11.19	APROBADO:	M.T.P.	SERIE:	DIAGRAMAS ELÉCTRICOS Y DE CONTROL	ENTIDAD:	FACULTAD DE INGENIERÍA	
	REVISOR:	13.12.19	J.C.J.C.						
	RESPONSABLE:								

Dirección General de Bibliotecas