

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



TESIS

**"CONTROL DEL SISTEMA GENERADOR DE INDUCCIÓN
AUTO EXCITADO - TURBINA EÓLICA, UTILIZANDO EL
MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN DE PERTURBAR Y OBSERVAR"**

**PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE DOCTOR EN CIENCIAS
CON MENCIÓN EN ENERGÉTICA**

**ELABORADO POR
MARIO GASTÓN BORJA BORJA**

ASESORES:

Dr. SERGIO ANDREE LESCANO ALVARADO

Dr. JAIME EULOGIO LUYO KUONG

LIMA - PERÚ

2022

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mi esposa y a mis hijas por el apoyo emocional que me brindaron durante todos estos años de trabajo para alcanzar esta importante meta.

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Sergio Lescano y al Dr. Jaime Luyo por la asesoría durante el desarrollo del presente trabajo de investigación, compartiendo su conocimiento y experiencia que me han permitido obtener novedosos resultados publicados en artículos científicos y una nueva línea de investigación en el campo de energías renovables.

Al Programa de Doctorado en Ciencias con mención en Energética - FONDECYT-UNI, coordinado acertadamente por el Dr. Jaime Luyo, quien integró un plana docente internacional que nos dieron un gran soporte en temas energéticos.

A la Universidad Nacional de Ingeniería por brindarme los beneficios como docente para realizar los estudios de doctorado.

Índice general

	Page
Agradecimientos	III
Contenido	IV
Lista de figuras	VII
Resumen	XIV
Abstract	XV
Introducción.	XV
1. Planteamiento del problema.	4
1.1. Antecedentes bibliográficos.	5
1.1.1. Sistema de conversión eólica.	5
1.1.2. Generador de inducción auto excitado.	7
1.1.3. Excitación capacitiva para generadores de inducción auto excitados.	8
1.1.4. Control del voltaje del enlace DC del sistema eólico.	9
1.1.5. Rastreo del punto de máxima potencia (<i>Maximun power point tracking, MPPT</i>) de sistemas de conversión de energía con GIAE.	11
1.2. Descripción de la realidad problemática y formulación del problema.	14
1.2.1. Descripción de la realidad problemática.	14
1.2.2. Formulación del problema.	15
1.3. Justificación e importancia de la investigación.	16
1.4. Objetivos.	17
1.4.1. Objetivo general.	17
1.4.2. Objetivos específicos.	17
1.5. Hipótesis	17
1.6. Variables e indicadores.	18

1.6.1. Variable independiente.	18
1.6.2. Variable dependiente	18
1.7. Unidad de análisis y periodo de análisis.	18
1.7.1. Unidad de análisis.	18
1.7.2. Periodo de análisis	19
1.8. Tipo y nivel de investigación.	19
1.8.1. Tipo de investigación.	19
1.8.2. Nivel de investigación.	19
1.9. Fuentes de información e instrumentos utilizados.	19
1.10. Técnicas de recolección y procesamiento de datos.	20
1.10.1. Técnicas de recolección.	20
1.10.2. Procesamiento de datos.	20
2. Fundamentos teóricos.	21
2.1. Modelo matemático de la turbina eólica horizontal.	22
2.2. Modelo matemático del GIAE.	23
2.3. Conclusiones.	28
3. Diseño del algoritmo de control del sistema GIAE - turbina eólica.	29
3.1. Análisis del comportamiento dinámico de GIAE aislado.	30
3.1.1. Modelo matemático dinámico del GIAE.	31
3.1.2. Modelo de simulación computacional del GIAE.	32
3.1.3. Pruebas de operación del GIAE en el modelo computacional.	34
3.1.4. Conclusiones sobre el comportamiento dinámico del GIAE aislado.	43
3.2. Análisis de comportamiento dinámico del sistema GIAE - turbina eólica.	44
3.2.1. Modelo matemático dinámico del sistema GIAE - turbina eólica.	44
3.2.2. Pruebas de la turbina eólica.	45
3.2.3. Prueba de operación del sistema GIAE - turbina eólica, con potencias equivalentes de la turbina eólica y del GIAE.	46
3.2.4. Prueba de operación del sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE.	53
3.2.5. Conclusiones del análisis del comportamiento dinámico del sistema GIAE - turbina eólica.	60
3.3. Algoritmo de control del sistema GIAE - turbina eólica.	61

3.3.1.	Algoritmo de rastreo del punto máximo de potencia (<i>Maximum Power Point Tracking MPPT</i>).	61
3.4.	Pruebas del algoritmo de MPPT en el GIAE.	65
3.4.1.	Pruebas del algoritmo de MPPT en el GIAE, cuando se aplica al rotor perfiles velocidad angular constante, con alto par.	66
3.4.2.	Pruebas del algoritmo de MPPT en el GIAE, cuando se aplica al rotor un perfil velocidad angular que varia en escalones por intervalos, con alto par.	68
3.4.3.	Pruebas del algoritmo MPPT en el GIAE con un perfil real de velocidad de viento.	68
3.5.	Pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica.	86
3.5.1.	Pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando perfiles de velocidad de viento constantes y variando en forma de escalón.	86
3.5.2.	Pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con potencias de la turbina eólica y del GIAE equivalentes.	99
3.6.	Conclusiones.	103
4.	Análisis de resultados.	104
4.1.	Análisis de resultados de pruebas del comportamiento dinámico del GIAE.	105
4.2.	Análisis de comportamiento dinámico del sistema GIAE - turbina eólica.	106
4.3.	Análisis de resultados de las pruebas del algoritmo MPPT en el GIAE.	107
4.4.	Análisis de resultados de pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica.	108
	Conclusiones, aportes, publicaciones y trabajo a futuro.	110
	Referencias Bibliográficas	119
	Apéndices	
	A. Programa de simulación de GIAE, para el análisis del comportamiento dinámico	121

B. Programa de simulación de la implementación del MPPT en el GIAE .	128
C. Programa de simulación de la turbina eólica	139
D. Programa de simulación del sistema turbina eólica - GIAE, para el análisis del comportamiento dinámico	143
E. Programa de simulación de la implementación del MPPT en el sistema turbina eólica - GIAE	151

Índice de figuras

1.. Evolución de la capacidad mundial instalada de energía eólica en Gigawatts.	1
2.. Evolución de la capacidad instalada de energía eléctrica en el Perú	2
1.1.. Componentes de sistema de conversión eólica.	5
1.2.. Curvas de potencia mecánica de la turbina eólica para diferentes valores de la velocidad del viento.	6
1.3.. Componentes del generador de inducción auto excitado.	8
1.4.. Diagrama de control de sistema GIAE - turbina eólica excitado con condensadores.	9
1.5.. Diagrama de control de voltaje del enlace DC del sistema eólico.	10
1.6.. Clasificación de los algoritmos de MPPT.	11
1.7.. Rastreo del punto de máxima potencia.	12
2.1.. Curvas de potencia mecánica de la turbina eólica para diferentes valores de la velocidad del viento	23
2.2.. Sistema eléctrico del GIAE trifásico.	24
3.1.. Diagrama del modelo simulación del GIAE.	33
3.2.. Resultados de pruebas operación de GIAE, con voltaje de referencia del estator constante a diferentes velocidades angulares aplicadas al rotor.	36

3.3.. Resultados de pruebas de operación del GIAE con voltaje de referencia del estator constante y la velocidad aplicada al rotor con crecimiento en forma de rampa.	38
3.4.. Comportamiento de la potencia activa cuando se conecta carga activa en paralelo al GIAE.	39
3.5.. Comportamiento de la resistencia total del sistema cuando se conecta al GIAE carga activa en paralelo.	39
3.6.. Prueba para determinar el punto de máxima potencia generada por el GIAE con velocidad sincrónica del campo de 60 rad/s.	40
3.7.. Prueba para determinar el punto de máxima potencia generada por el GIAE con velocidad sincrónica del campo de 80 rad/s.	40
3.8.. Prueba para determinar el punto de máxima potencia generada por el GIAE con velocidad sincrónica del campo de 100 rad/s.	41
3.9.. Prueba para determinar el punto de máxima potencia generada por el GIAE con velocidad sincrónica del campo de 130 rad/s.	41
3.10..Prueba para determinar el punto de máxima potencia generada por el GIAE con velocidad sincrónica del campo de 150 rad/s.	42
3.11..Curva de la dependencia del punto máximo potencia activa generada con respecto a la velocidad sincrónica del campo, en la que opera el GIAE. . . .	42
3.12..Par en el eje del rotor y Potencia de la turbina eólica en función de la velocidad angular del rotor para velocidades del viento de 8, 10, 12, 14 y 16 m/s. . . .	46
3.13..Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 10 m/s y la potencia del GIAE y turbina eólica equivalentes.	49

3.14..Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 12 m/s y la potencia del GIAE y turbina eólica equivalentes.	50
3.15..Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 14 m/s y la potencia del GIAE y turbina eólica equivalentes.	51
3.16..Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 16 m/s y la potencia del GIAE y turbina eólica equivalentes.	52
3.17..Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 8 m/s y la potencia de la turbina eólica mucho mayor que la potencia del GIAE.	55
3.18..Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 10 m/s y la potencia de la turbina eólica mucho mayor que la potencia del GIAE.	56
3.19..Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 12 m/s y la potencia de la turbina eólica mucho mayor que la potencia del GIAE.	57
3.20..Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 14 m/s y la potencia de la turbina eólica mucho mayor que la potencia del GIAE.	58
3.21..Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 16 m/s y la potencia de la turbina eólica mucho mayor que la potencia del GIAE.	59
3.22..Diagrama de flujo del algoritmo de MPPT.	64
3.23..Estructura del sistema de control del GIAE con MPPT propuesto.	65
3.24..Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con velocidad del rotor de 60 rad/s.	69
3.25..Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con velocidad del rotor de 80 rad/s.	70
3.26..Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con velocidad del rotor de 100 rad/s.	71

3.27..Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con velocidad del rotor de 130 rad/s.	72
3.28..Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con velocidad del rotor de 150 rad/s.	73
3.29..Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con velocidad del rotor de 190 rad/s.	74
3.30..Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con perfil de velocidad angular del rotor que varia en escalón por intervalos, en un amplio rango de operación.	75
3.31..Perfil real de viento original y expandido en 30 veces, iniciando desde el segundo 3000.	77
3.32..Perfil de viento original y expandido en 300 veces,, iniciando desde el segundo 3000.	78
3.33..Perfil de viento original y expandido en 1500 veces, , iniciando desde el segundo 3000.	79
3.34..Perfil de viento original y expandido en 1500 veces, , iniciando desde el segundo 3000.	80
3.35..Resultados de pruebas del MPPT con perfil real de velocidad de viento durante 10 segundos, iniciando desde el tiempo 1500 segundos.	81
3.36..Resultados de pruebas del MPPT con perfil real de velocidad de viento durante 100 segundos, iniciando desde el tiempo 1500 segundos.	82
3.37..Resultados de pruebas del MPPT con perfil real de velocidad de viento durante 1000 segundos, iniciando desde el tiempo 1500 segundos.	83
3.38..Resultados de pruebas del MPPT con perfil real de velocidad de viento durante 10 segundos, iniciando desde el tiempo 9000 segundos.	84

3.39..Resultados de pruebas del MPPT con perfil real de velocidad de viento durante 100 segundos, iniciando desde el tiempo 9000 segundos.	85
3.40..Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica con velocidad de viento de 8 m/s, cuando la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE.	88
3.41..Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica con velocidad de viento de 10 m/s, cuando la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE.	91
3.42..Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica con velocidad de viento de 12 m/s, cuando la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE.	92
3.43..Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica con velocidad de viento de 14 m/s, cuando la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE.	93
3.44..Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica con velocidad de viento de 16 m/s, cuando la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE.	94
3.45..Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando un perfil de velocidad de viento que varía en forma de escalón. . .	95
3.46..Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando un perfil de velocidad de viento real durante 10 s.	96

3.47..Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando un perfil de velocidad de viento real durante 100 s.	97
3.48..Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando un perfil de velocidad de viento real durante 1000 s.	98
3.49..Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con la turbina eólica tiene la potencia equivalente a la potencia del GIAE, aplicando un perfil de velocidad de viento que varía en forma de escalón.	101
3.50..Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con la turbina eólica de potencia equivalente a la potencia del GIAE, aplicando un perfil de velocidad de viento real.	102

RESUMEN

Las propuestas de control para sistemas generador de inducción auto excitado (GIAE) - turbina eólica, que controlan la velocidad de giro de la turbina eólica, regulando la inclinación de las palas; o las que regulan el voltaje del enlace de corriente continua, utilizando control de campo orientado; no capturan la máxima potencia proporcionada por el viento.

Han surgido propuestas de control con algoritmos de rastreo del punto máximo de potencia (*Maximum Power Point Tracking, MPPT, en inglés*) de la curva de potencia de la turbina eólica usando generadores con suficiente potencia para controlar la velocidad angular del rotor del sistema eólico, de tal forma que operan a la velocidad angular en donde la turbina eólica alcanza el punto de máxima potencia, sin embargo, algunas veces no coincide con el punto de máxima potencia eléctrica del sistema.

En esta tesis, se presenta el control MPPT del sistema GIAE - turbina eólica que extrae la máxima potencia activa generada por el GIAE, en un amplio rango de variación de la velocidad del viento. Para esto, se realiza el análisis del comportamiento dinámico del GIAE aislado y del sistema GIAE - turbina eólica, y finalmente el diseño y pruebas del algoritmo de MPPT.

El control de MPPT desarrollado está basado en el método de Perturbar y Observar (P&O); usando, la velocidad angular de campo magnético como la variable perturbada y la potencia activa del generador como variable observada.

Los resultados de las pruebas demuestran que el sistema GIAE - turbina eólica con el algoritmo MPPT desarrollado opera con perfiles de viento real. Además, se obtuvo el conocimiento científico avanzado del comportamiento dinámico del GIAE aislado y del sistema GIAE - turbina eólica, que permitió el diseño del algoritmo MPPT.

Palabras Clave : Conversión de energía eólica, maximum power point tracking, MPPT, generador de inducción auto excitado, control, método perturbar y observar, P&O.

ABSTRACT

The control proposals for systems self-excited induction generator (SEIG) - wind turbine, which controls the rotation speed of the wind turbine, regulating the inclination of the blades; or those that regulate the voltage of the direct current link, using field-oriented control; they do not capture the maximum power provided by the wind.

The maximum power point tracking (MPPT) control proposed for self-excited inducción generator (SEIG) - wind turbine systems optimizes the power curve of the wind turbine, using generators with sufficient powers to control the speed of the wind system rotor, at which the wind turbine captures the maximum power from the wind. Although, for the generator, this speed is not always the maximum power point.

In this work, the MPPT control of the SEIG - wind turbine system is presented, thus this new proposition allow to capture the maximum active power generated by the SEIG, in a wide range of variations of the wind speed. For this first, a detailed analysis of the dynamic behavior of the SIEG is carried out, followed by the analysis of the dynamic behavior of the GIAE - wind turbine system and finally the design and testing of the MPPT algorithm.

The developed MPPT control is based on the Perturb and Observe (P&O) method. Thus, MPPT uses the angular velocity of the magnetic field as the perturbed variable and the active power of the generator as the observed variable.

The test results show that the SEIG - wind turbine system with the developed MPPT algorithm operates with real wind profiles. In addition, advanced scientific knowledge of the dynamic behavior of the isolated GIAE and the SEIG - wind turbine system was obtained, which allowed the design of the MPPT algorithm.

Index Terms : Electricity generation, mechanical energy conversion, rotor variable speed, maximum power point tracking, induction generator, control, P&O method

INTRODUCCIÓN

El consumo masivo de combustibles fósiles en los países ha generado, entre otros, dos problemas: i) la producción de alarmantes cantidades de gases efecto invernadero no renovables y, ii) volatilidad en el precio de los combustibles por corte de la cadena de suministro como en estos años de pandemia y el agotamiento de las reservas mundiales de estos recursos no renovables. Una alternativa, dentro de un proceso de transición energética, es el uso de energías renovables como la solar, eólica, mareomotriz entre otras. La energía eólica viene siendo una opción muy atractiva como se puede ver en la Figura 1. Así se puede apreciar que hay un crecimiento exponencial a nivel mundial según [1].

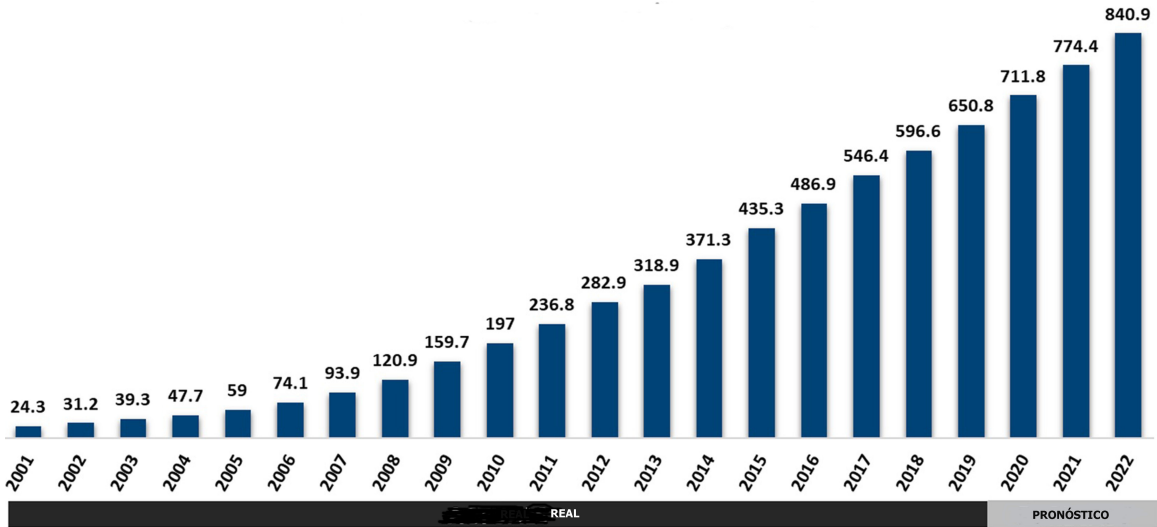


Figura 1. Evolución de la capacidad mundial instalada de energía eólica en Gigawatts [1].

También, el uso de la energía eléctrica en Perú tiene un crecimiento sostenido como se evidencia en la Figura 2. Esta capacidad de suministro tiene todavía un aporte pequeño de fuentes renovables no convencionales y se muestra más bien que, gran parte de la necesidad eléctrica peruana es cubierta por la electricidad generada por las centrales térmicas.

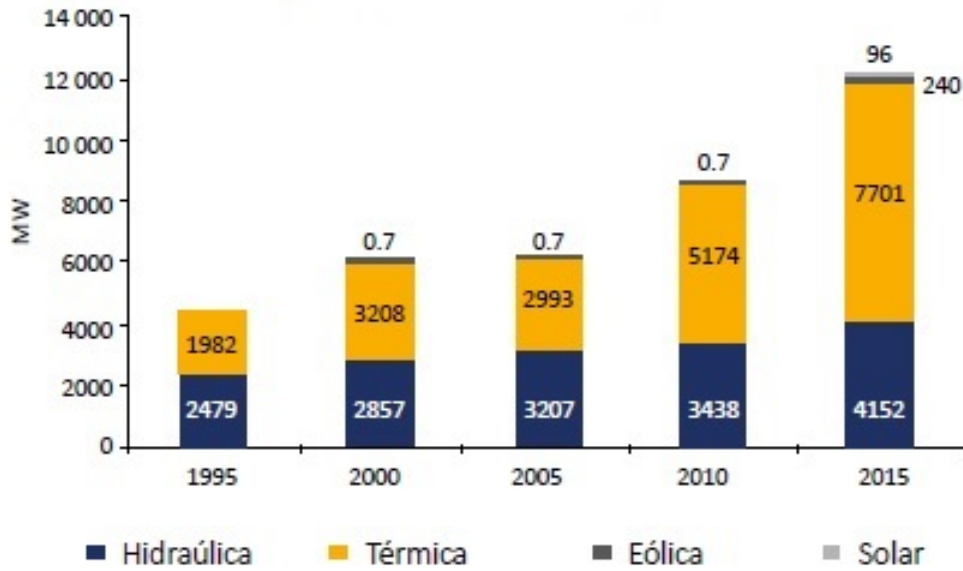


Figura 2. Evolución de la capacidad instalada de energía eléctrica en el Perú [2]

Por otro lado, el potencial eólico en el Perú, factible de transformar en energía eléctrica es igual a 22.500 MW discutido por el autor M. Llerena en su publicación [3], convirtiéndose en una alternativa para sustituir la electricidad generada mediante plantas térmicas.

Para aprovechar el potencial eólico se necesitan sistemas de conversión energética compuestos por una parte eólica, otra mecánica y una parte eléctrica. Los componentes principales de estos sistemas son: la turbina eólica, el generador y el sistema de control. Los generadores usados son de tres tipos: i) generadores de imanes permanentes, fáciles de controlar pero de alto costo por que requieren de imanes; ii) generadores de doble alimentación, de costo intermedio, mecánicamente complejos por contactos deslizantes para alimentar el devanado del rotor; y finalmente, iii) los generadores de inducción auto excitado, de construcción mecánica simple y robusta, que requiere un sistema de control de mayor complejidad y muy económico por la gran difusión en el uso como motor en la industria.

Una de las particularidades de los sistemas eólicos es que su fuente de energía primaria, el viento, tiene una naturaleza intermitente, donde se registran velocidades variantes e incluso hay periodos de ausencia, se requiere de sistemas de control que sean capaces de extraer la

máxima cantidad de potencia, también conocidos como algoritmos de rastreo del punto de máxima potencia (*Maximum power point tracking, MPPT, en inglés*)

En este trabajo de investigación, se desarrolla: un análisis profundo del comportamiento dinámico del generador de inducción auto excitado aislado, así como también como sistema incluyendo la turbina eólica y finalmente se propone un algoritmo MPPT para el sistema turbina eólica - GIAE para optimizar la obtención de energía eólica. Los resultados se presentan organizados en cuatro capítulos:

En el capítulo 1 se presenta el planteamiento del problema, una revisión exhaustiva de antecedentes bibliográficos, la descripción de la realidad problemática, justificación y objetivos.

Los fundamentos teóricos, donde se describe el modelo matemático de la turbina eólica y el modelo matemático de generador de inducción auto excitado están en el capítulo 2.

El diseño del algoritmo de control de sistema GIAE - turbina eólica se encuentra en el capítulo 3, que contiene los resultados pruebas de comportamiento dinámico del GIAE, los resultados de pruebas del comportamiento dinámico del sistema GIAE - turbina eólica, el algoritmo de MPPT, las pruebas del MPPT en el GIAE aislado y en el sistema GIAE - turbina eólica con perfiles de viento reales.

Los análisis de resultados de pruebas de la dinámica del GIAE, los análisis de resultados de pruebas de la dinámica del sistema GIAE - turbina eólica y análisis de pruebas de operación del algoritmo MPPT propuesto en el GIAE aislado y en el sistema turbina eólica - GIAE con perfiles de viento real son presentados en el capítulo 4.

Finalmente, esta tesis contiene las conclusiones, aportes, publicaciones, trabajos futuros y perspectivas de evolución.

Capítulo 1

Planteamiento del problema.

Resumen: En este capítulo se presenta la revisión de los antecedentes bibliográficos, descripción de la realidad problemática, formulación del problema, justificación e importancia de la investigación, objetivo general, objetivos específicos, fuentes de información, instrumentos y técnicas de recolección y procesamiento de datos.

1.1. Antecedentes bibliográficos.

1.1.1. Sistema de conversión eólica.

Un sistema de conversión eólico [4] está compuesto por una turbina eólica, cuyo rotor se conecta al rotor del generador a través del multiplicador que permite aumentar la velocidad de giro, instalados sobre un soporte, como se muestra en la Figura 1.1. Además, incluye un sistema de control, y componentes complementarios como: anemómetro y motor de orientación.

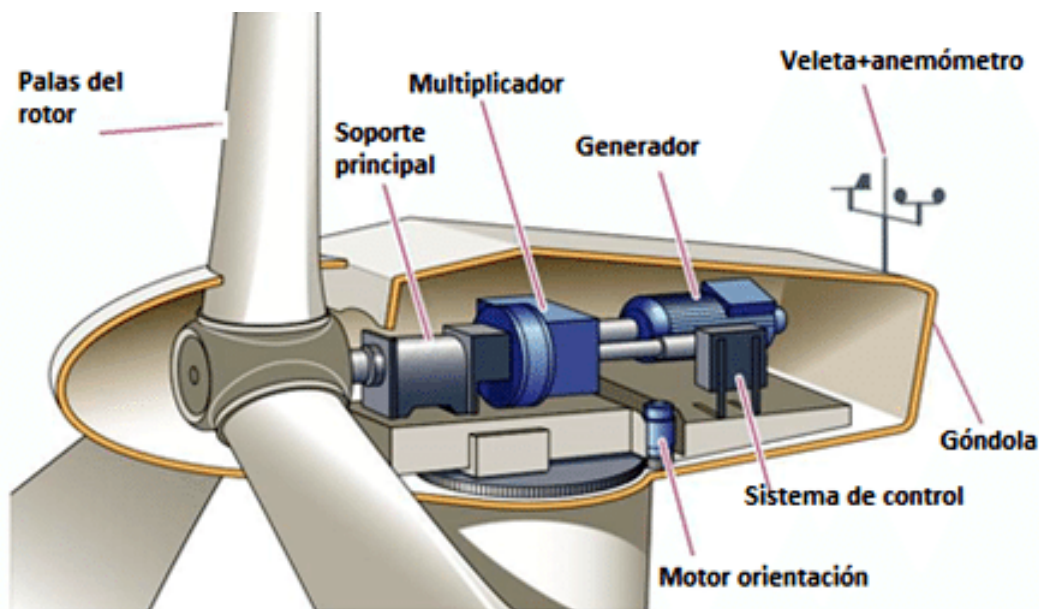


Figura 1.1. Componentes de sistema de conversión eólica [4].

La turbina eólica transforma la energía cinética del viento que actúa sobre las palas, en energía mecánica que se transfiere a través de rotor al generador y este a su vez, convierte la energía mecánica en eléctrica.

Las turbinas eólicas se clasifican por el tipo de fuerza aerodinámica que genera el giro del eje. Según esto, hay turbinas que son impulsadas por la fuerza de arrastre aerodinámico, que operan con un alto par aerodinámico a bajas velocidades. Otras que son impulsadas por la fuerza de sustentación aerodinámica que operan a altas velocidades.

También, las turbinas eólicas según la orientación del eje pueden ser horizontales y verticales. Las turbinas horizontales tienen uno, dos, tres y más palas, y operan a un gran altura en donde la velocidad del viento es mayor. Las turbinas eólicas verticales, tienen la ventaja que no requieren de mecanismo de orientación y el mantenimiento es menor ya que el engranaje y generador se instalan al nivel del terreno, pero la gran desventaja es que el par aerodinámico es bajo y variable incluso con viento de velocidad constante.

La potencia mecánica generada por la turbina eólica horizontal es una característica importante que depende del viento que actúa sobre las palas, la geometría de las palas de las palas y la posición. Las curvas de potencia mecánica para diferentes valores de viento se muestran en la Figura 1.2. En donde, se observa que para cada valor de velocidad de viento corresponde un punto de máxima potencia a velocidades del rotor de la turbina eólica diferentes.

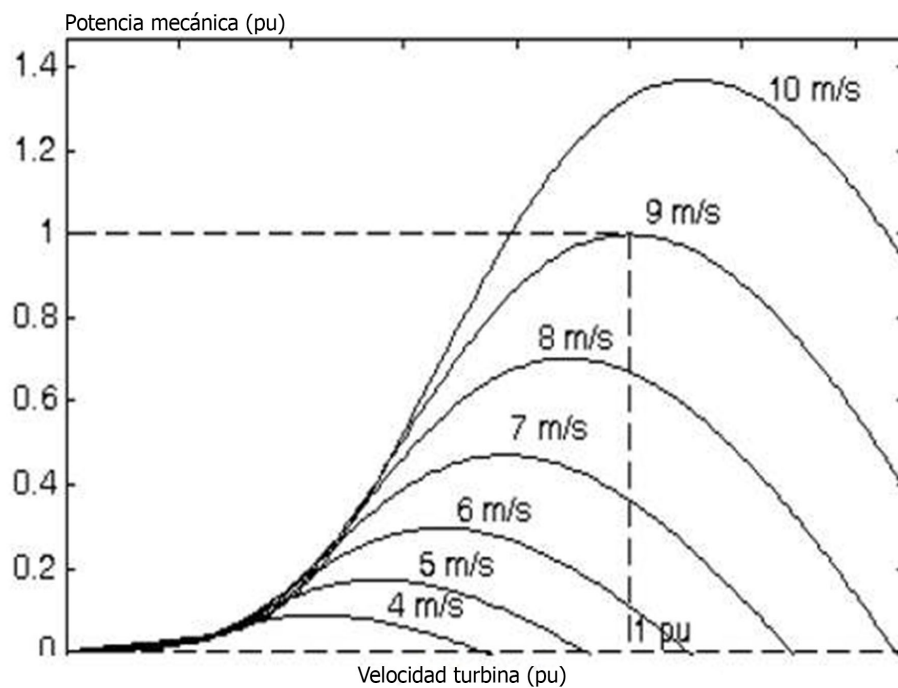


Figura 1.2. Curvas de potencia mecánica de la turbina eólica para diferentes valores de la velocidad del viento [5].

Los generadores utilizados en los sistemas de conversión eólica pueden ser:

i) Generadores de imanes permanentes (GIP).- Los generadores de imanes permanentes tienen un devanado trifásico en el estator e imanes permanentes en el rotor para crear la excitación correspondiente. Estos generadores son eficientes y compactos, pero de alto costo por los imanes permanentes utilizados.

ii) Generadores de doble alimentación (GDA).- Los generadores de doble alimentación tienen un devanado trifásico en el estator y el un devanado de excitación en el rotor, también trifásico que es alimentado mediante una conexión de anillos deslizantes. Debido a los anillos deslizantes para conectar el devanado de excitación del rotor el generador es de mayor tamaño y requiere mantenimiento continuo.

iii) Generadores de inducción auto excitado (GIAE).- Los generadores de inducción auto-excitados tienen un devanado trifásico en el estator y un devanado en corto circuito en el rotor, de tal forma que la conexión es fija al estator, obteniendo un generador compacto, con bajo mantenimiento y mecánicamente robusto.

1.1.2. Generador de inducción auto excitado.

El GIAE es una máquina eléctrica trifásica que esta compuesto por el estator con un devanado trifásico fijado a la carcasa, el rotor con el devanado en corto circuito o también conocido como jaula de ardilla por su parecido, el ventilador para enfriamiento y la carcasa de soporte mecánico como se presenta en la Figura 1.3. Este generador se caracteriza por su sencillez y robustez mecánica, ya que no tiene contactos eléctricos deslizantes.

En cuanto al modo de funcionamiento, si un voltaje trifásico es aplicado al devanado del estator de un GIAE, este generara un campo magnético giratorio. La velocidad angular de giro de este campo magnético es conocida como velocidad sincrónica. De esta manera, por la ley de Faraday, este campo magnético giratorio inducirá corrientes en el devanado del rotor que se encuentra por construcción en corto circuito, pero no impide que genere a su vez un

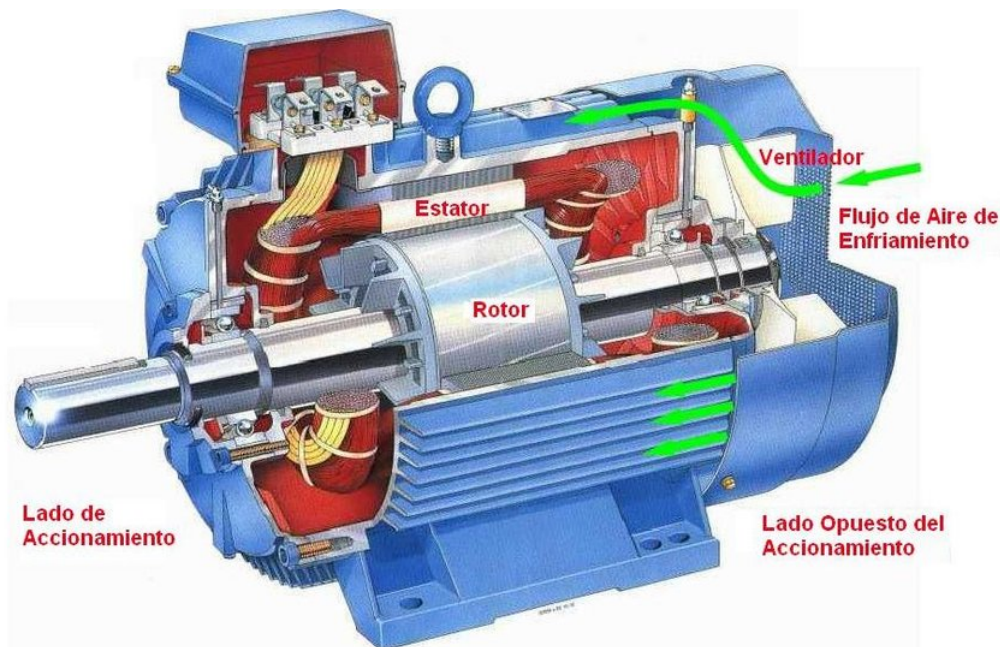


Figura 1.3. Componentes del generador de inducción auto excitado [6].

campo magnético. En este estado, dependiendo de la velocidad del eje de la maquina este puede funcionar como generador o como motor:

- i) Si la velocidad angular del rotor es mayor que la velocidad sincrónica del campo magnético opera en régimen de generador.
- ii) Si la velocidad angular del rotor es menor que la que la velocidad sincrónica del campo magnético funciona en régimen de motor.

1.1.3. Excitación capacitiva para generadores de inducción auto excitados.

Inicialmente, las aplicaciones de los GIAE eran limitadas, principalmente porque deben estar conectados en paralelo con un sistema síncrono existente que proporcionaba el voltaje referencia para obtener la excitación necesaria. Pero en Excitación Capacitiva para Generadores de Inducción (*Capacitive Excitation for Induction Generators*) de la publicación [7], presenta una propuesta en la que el GIAE trifásico puede ser usado de manera independiente

o aislado usando condensadores de excitación, obteniendo buenos resultados con carga. Los condensadores son conectados en paralelo como se muestra en la Figura 1.4.

En los trabajos [8]-[27] presentan métodos para calcular el valor de los condensadores de excitación para GIAE en diferentes esquemas de conexión.

Existen propuestas de métodos avanzados de inteligencia artificial presentados en [28]-[31] para determinar los condensadores de excitación considerando fuentes de energía variable como la eólica. En [28] se presenta un sistema basado de lógica difusa para determinar la configuración de conexión del banco de condensadores para obtener la capacitancia correspondiente a la velocidad angular aplicada al rotor del generador como se muestra en la Figura 1.4.

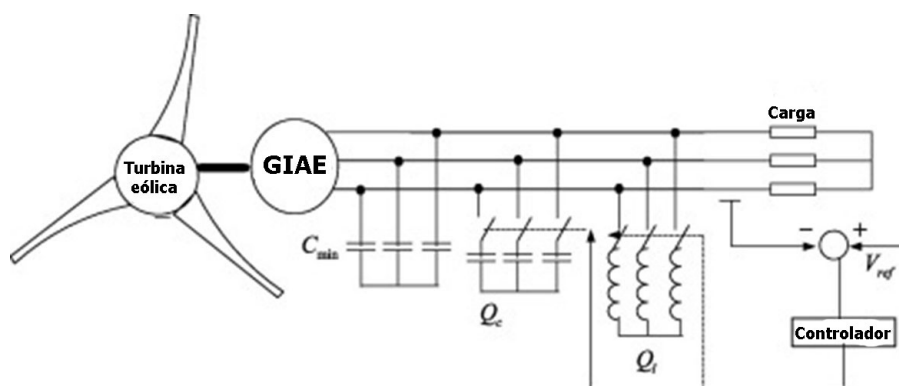


Figura 1.4. Diagrama de control de sistema GIAE - turbina eólica excitado con condensadores [28].

La capacitancia de condensadores de excitación del GIAE dependen de la velocidad de giro de rotor proporcionada por la fuente de energía, y sí esta es variable, también debe variar la capacitancia de los mismos, y en vista que no es posible, el rango de variación de la velocidad de rotor para una operación adecuada, es limitado.

1.1.4. Control del voltaje del enlace DC del sistema eólico.

Cuando al rotor del GIAE, se aplica la energía mecánica variable, como es el caso de la eólica por su propia naturaleza, se obtiene electricidad de frecuencia variable, razón por

la cual no se puede conectar directamente a la red eléctrica. Las propuestas para resolver esto, es convertir la electricidad de frecuencia variable en voltaje corriente continua como se muestra en la Figura 1.5. y usarlo para cargar baterías o en cargas de corriente continua.

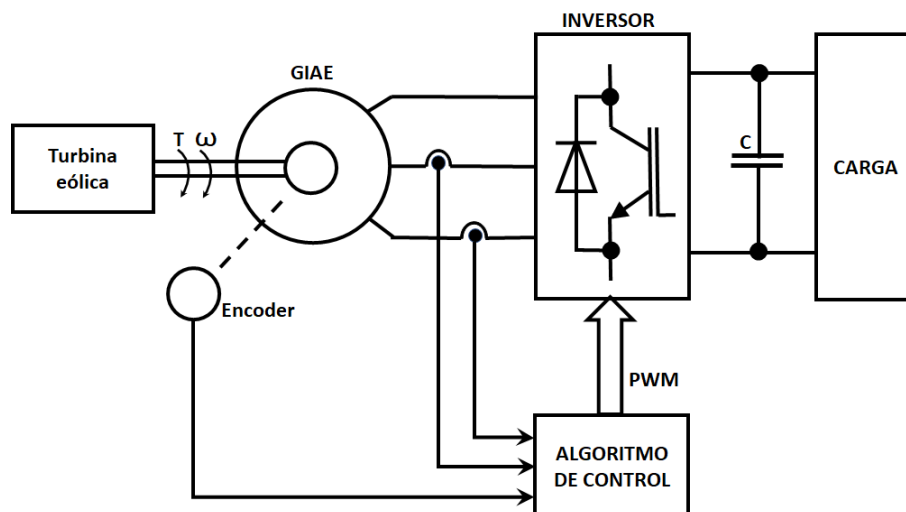


Figura 1.5. Diagrama de control de voltaje del enlace DC del sistema eólico.

Para controlar el voltaje del enlace DC en las publicaciones [32]-[38] los autores han aplicado el control con orientación de campo. Esta técnica consiste en orientar el vector de campo sobre el eje de las abscisas de las coordenadas de representación del modelo matemático del generador, obteniendo un modelo de control desacoplado para el valor absoluto del flujo y para el voltaje del enlace DC.

Con este modelo desacoplado, se aplica las diferentes teorías de control como: control clásico, control moderno, control no lineal y otros, para diseñar los controladores de flujo y de voltaje DC. Si bien, se obtiene un voltaje en el enlace DC de acuerdo a las necesidades para cargar baterías o cargas de corriente continua, este tipo de control puede llevar al generador regímenes en donde se deja de lado la optimización de la obtención de potencia activa, reduciendo la eficiencia del generador.

1.1.5. Rastreo del punto de máxima potencia (*Maximum power point tracking, MPPT*) de sistemas de conversión de energía con GIAE.

Debido a la impetuosamente variable velocidad del viento, el extraer la máxima potencia de un sistema eólico requiere el desarrollo de algoritmos para obtener la máxima potencia con el sistema de conversión eólica. Para optimizar la extracción de energía eólica, se aplican algoritmos de MPPT discutidos en el trabajo [1]. Estos algoritmos se pueden clasificar en cuatro categorías de algoritmos: i) Controlador indirecto de potencia (CIP), ii) Controlador directo de potencia (CDP), iv) híbridos e v) inteligentes, tal como se presenta en la Figura 1.6.

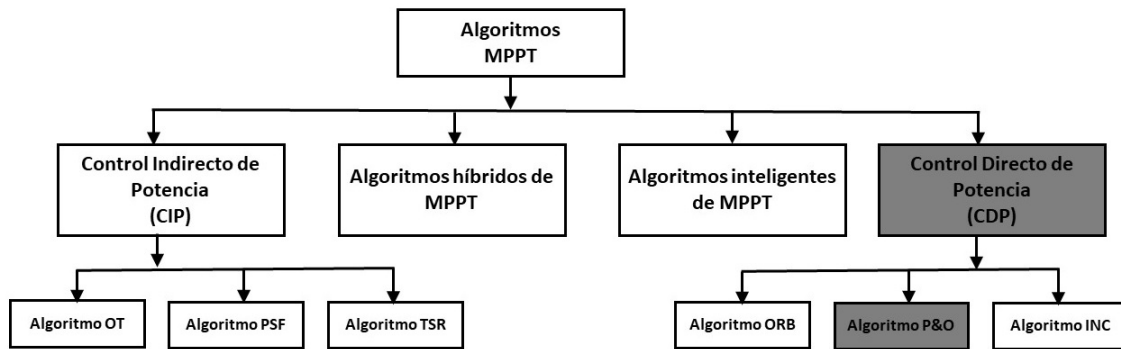


Figura 1.6. Clasificación de los algoritmos de MPPT [1].

i) Entre los algoritmos de CIP tenemos:

- MPPT basados en la relación de velocidad de punta de la pala (*Tip Speed Ratio, TSR*), que son implementados mediante un anemómetro para medir la velocidad del viento o un estimador de velocidad del viento.
- Los algoritmos desarrollados considerando el valor óptimo del par (*Optimal Torque, OT*) de la turbina eólica. Se requiere de antemano el conocimiento de la velocidad angular a la que la turbina eólica tiene el máximo par para los diferentes valores posibles de viento.

- Los algoritmos de MPPT con retro alimentación de la señal de potencia de la turbina eólica (*Power Signal Feedback, PSF*), utilizan tablas experimentales u observadores de la velocidad angular a la cual la turbina capta la máxima potencia.

ii) Los algoritmos basados en CDP son:

- El algoritmo MPPT Perturbar y observar (P&O), perturba variables del sistema como la velocidad angular, voltaje del enlace DC y observa la influencia en las variables del sistema, en este caso la potencia. En la Figura 1.7. se muestra como perturbando la velocidad angular en incrementos de tamaño constantes podemos alcanzar el máximo valor de la potencia, pero no siempre alcanzan exactamente el máximo valor. Además, si cambia la velocidad del viento, cambia la curva de potencia y afecta la búsqueda de punto de máxima potencia,

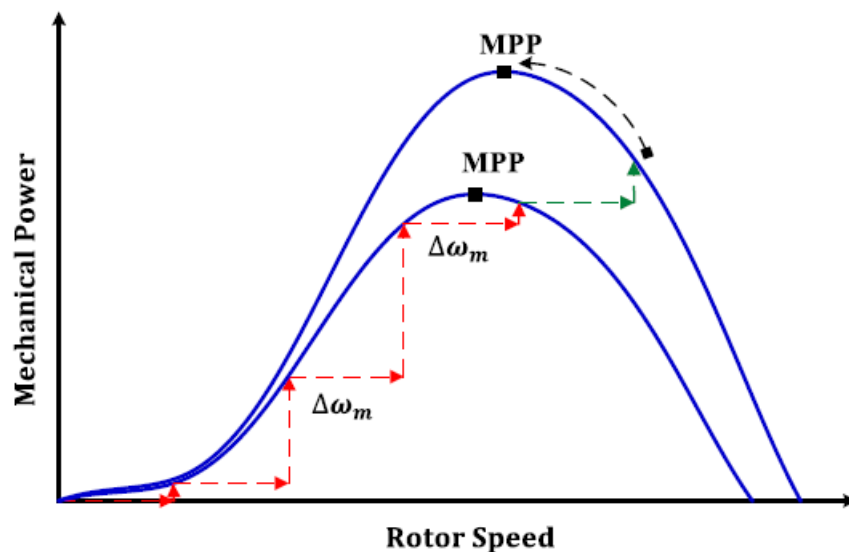


Figura 1.7. Rastreo del punto de máxima potencia [1].

- Otra opción, son los algoritmos de Conductancia incremental (*Incremental Conductance, INC*) en donde se analiza la potencia de la salida del enlace DC y la variación del voltaje, y

- Finalmente, el algoritmo de MPPT Basado en relaciones óptimas (*Optimum Relation-Based, ORB*) que utiliza relaciones óptimas obtenidas con anterioridad, de potencia y velocidad angular.

iii) Los algoritmos de MPPT híbridos combinan diferentes algoritmos para obtener mejores desempeños, y.

iv) Los algoritmos MPPT inteligentes utilizan controladores inteligentes con lógica difusa y redes neuronales artificiales.

Un MPPT de tipo INC, utilizando el método de Perturbar y observar (P&O), en donde la variable perturbada es el voltaje del enlace DC y la variable observada es la potencia del enlace se presenta en [39]. Para variar el voltaje del enlace DC utiliza un transistor bipolar de puerta aislada (*Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT, en inglés*) que permite conmutar el voltaje conectado haciendo llegar hasta cierto nivel del voltaje en un circuito DC.

Un sistema GIAE - turbina eólica aislado con un control MPPT tipo PSF es presentado en el trabajo [40], en donde utiliza un observador de velocidad angular del rotor y un observador torque del rotor con lo cual calcula la potencia mecánica aplicada al rotor que supone equivalente a la potencia mecánica del la turbina eólica. Utilizando esta potencia mecánica calculada desarrolla un MPPT para la turbina eólica, perturbando la velocidad angular del rotor hasta alcanzar la máxima potencia mecánica.

La implementación del un sistema de conversión de energía eólica conectado a la red con un MPPT de tipo PSF, en donde el valor de la velocidad de operación de la turbina eólica en el punto de máxima potencia, es obtenida mediante datos almacenados experimentalmente e implementa un controlador de velocidad angular en el generador para mantener en el punto de operación óptimo se expone en [41].

Una estrategia de control del sistema GIAE - turbina eólica con un MPPT de tipo PSF muestra en [42], en donde se determina la velocidad angular del punto de operación óptimo de la turbina eólica mediante datos de simulación y mediante control escalar del GIAE estabiliza

la velocidad angular de operación.

Uno de los primeros principios de control del sistema GIAE - turbina eólica, es optimizando la captura de energía mediante el control de la velocidad angular de rotor controlando el ángulo de inclinación de las palas de las turbinas eólicas como el expuesto en el trabajo [43].

En general, los últimos avances de MPPT para sistema GIAE - turbina eólica presentados en [44]-[55] son algoritmos de MPPT de tipo PSF, centrándose en extraer la máxima potencia de la turbina eólica, controlando la velocidad angular del rotor en la velocidad que la turbina eólica captura la máxima potencia, usando datos experimentales almacenados previamente.

1.2. Descripción de la realidad problemática y formulación del problema.

1.2.1. Descripción de la realidad problemática.

Las energías renovables son la alternativa para enfrentar por un lado los problemas que surgen por el agotamiento de las fuentes energéticas fósiles como el petróleo, gas y otros, y la contaminación que estas fuentes causan.

Una de estas energías renovables es la energía eólica y para obtenerla se requiere de una turbina eólica y un generador que puede ser GIP, GDA o GIAE.

Los GIAE constituyen una opción de menor costo para aprovechar la energía eólica en comparación con las otras alternativas de GIP o GIDA y esto es debido a que el GIAE trifásico tiene estructura mecánica y eléctrica robusta y simple, pero con la particularidad que el control es más complejo.

El principal problema de la energía eólica es la variabilidad ya que depende la velocidad de viento, por lo que la turbina eólica proporciona una energía mecánica en forma de movimiento giratorio de velocidad variable, que aplicada al GIAE se obtiene electricidad con frecuencia

variable.

Para generar el voltaje trifásico con parámetros adecuados se utiliza diversos mecanismos, entre los que se aplican son: controlar la velocidad de giro de la turbina eólica inclinando las palas o girando la turbina completa; controlar el voltaje en el enlace de corriente continua controlando el campo magnético mediante el principio de orientación del campo, estas opciones no permiten obtener la máxima potencia de la energía eólica disponible, ya que reducen la captación de viento mediante la turbina eólica o por pérdidas en potencia reactiva.

Por otro lado, la turbina eólica por sus características mecánicas, capta la máxima potencia a una velocidad angular específica de la turbina para cada velocidad del viento, por lo que los sistemas recientes integran algoritmos MPPT para operar en esta velocidad angular.

Sin embargo, las propuestas existentes de los algoritmos de MPPT de CIP de tipo TSR, OT, PSF; los MPPT de CDP como P&O, INC, ORB; los MPPT híbridos; y MPPT inteligentes requieren anemómetros, encoders y datos almacenados previamente obtenidos experimentalmente de la turbina eólica, esto debido a que no se puede medir directamente la potencia y par de la turbina eólica.

Adicionalmente, las propuestas existentes se centran en extraer la máxima potencia de la turbina eólica y no del sistema GIAE - turbina eólica.

1.2.2. Formulación del problema.

¿Se puede operar en el punto de máxima potencia de generación eléctrica, a la velocidad angular aplicada al rotor del GIAE trifásico desde la turbina eólica manipulando, solo el voltaje trifásico del estator?

Problemas específicos:

- ¿Cómo representar el comportamiento dinámico del GIAE aislado y del sistema turbina eólico-GIAE ?

- ¿Qué algoritmo de control actuando solo sobre el voltaje trifásico del estator podrá lograr la operación del sistema turbina eólica-GIAE en el punto de max potencia de generación eléctrica ?
- ¿Cuál será el comportamiento dinámico, a diferentes condiciones de viento, del sistema turbina-GIAE con y sin algoritmo de control?

1.3. Justificación e importancia de la investigación.

La investigación permitirá obtener un sistema de conversión de energía eólica con mayor eficiencia al incluir en el sistema un GIAE trifásico, que puede ser aplicable a cualquier escala debido a la gran difusión de motores de inducción trifásicos con auto excitación, que pueden ser usados como generadores y que capta la máxima potencia a la velocidad angular del rotor entregada por la turbina eólica.

La importancia de resolver este problema radica en que las energías renovables entre ellas la eólica es una forma efectiva de reducir el uso de combustibles fósiles, sin embargo, se necesita sistemas de conversión eficientes, que aprovechen al máximo la energía captada y es muy importante reducir el costo del equipamiento de este tipo de sistemas de conversión de energía y uno de los elementos importante es el generador que se usa en el sistema.

El aporte original de esta investigación es la propuesta del conocimiento teórico y pruebas en un modelo computacional para implementar un sistema de conversión de energía eólica utilizando el GIAE trifásico que capta la máxima potencia posible a la velocidad del viento disponible.

1.4. Objetivos.

1.4.1. Objetivo general.

Diseñar un algoritmo de control del sistema GIAE - turbina eólica para que opere en el punto máximo de potencia de generación de energía eléctrica a la velocidad del viento disponible.

1.4.2. Objetivos específicos.

- Modelar el comportamiento dinámico del GIAE trifásico aislado y el sistema GIAE - turbina eólica.
- Diseñar el algoritmo de control en el punto de máxima potencia del GIAE aislado y del sistema GIAE - turbina eólica.
- Implementar y probar el algoritmo de control en el punto de máxima potencia del GIAE aislado y del sistema turbina GIAE - turbina eólica.

1.5. Hipótesis

La manipulación del voltaje de referencia del estator del GIAE trifásico mediante un algoritmo de control en el punto de máxima potencia, permitirá operar en el punto de máxima potencia de generación eléctrica del sistema GIAE - turbina eólica a la velocidad de viento disponible. Para lo cual se deberá desarrollar primeramente el modelado del comportamiento dinámico del GIAE y el sistema GIAE - turbina eólica, luego el diseño de un algoritmo de control que cumpla con los requisitos propuestos.

1.6. Variables e indicadores.

1.6.1. Variable independiente.

La potencia activa generada por el GIAE depende de la velocidad angular del rotor y la velocidad sincrónica del campo magnético creado mediante la excitación producida por el voltaje de referencia trifásico aplicado al devanado del estator, el cual puede ser manipulado en amplitud, frecuencia y fase. Por esta característica, el voltaje de referencia trifásico del estator es la variable independiente con los parámetros como indicadores, que son:

- Indicador 1: Amplitud del voltaje de referencia, V.
- Indicador 2: Frecuencia del voltaje de referencia, Hz.
- Indicador 3: Fase del voltaje de referencia, rad.

1.6.2. Variable dependiente

La variable dependiente es la potencia activa del generador de inducción auto excitado trifásico, la cual depende del voltaje de referencia trifásico aplicado al estator, cuyo indicador es:

- Indicador 1: Magnitud de la potencia activa, W.

1.7. Unidad de análisis y periodo de análisis.

1.7.1. Unidad de análisis.

La unidad de análisis son las variables eléctricas y mecánicas del sistema GIAE - turbina eólica.

1.7.2. Periodo de análisis

Se analizará por un periodo de hasta mil segundos en diversas condiciones.

1.8. Tipo y nivel de investigación.

1.8.1. Tipo de investigación.

En el presente trabajo se realizó una investigación de tipo pura o teórica para caracterizar el GIAE trifásico y el sistema GIAE - turbina eólica, y de tipo aplicada para diseñar el algoritmo de control y de tipo experimental por el uso de modelo computacional para obtener datos experimentales.

1.8.2. Nivel de investigación.

El nivel de investigación es explicativo para la caracterización de GAIE trifásico y de nivel aplicativo para el diseño del algoritmo de control.

1.9. Fuentes de información e instrumentos utilizados.

Las fuentes de información utilizadas son los artículos científicos mediante el instrumento de análisis conceptual y datos experimentales obtenidos mediante un modelo computacional como instrumento.

1.10. Técnicas de recolección y procesamiento de datos.

1.10.1. Técnicas de recolección.

Se realiza la recolección de datos científicos teóricos y datos experimentales de la siguiente forma:

- Para la recolección de datos teóricos científicos se utiliza el análisis conceptual de materiales bibliográficos en forma de artículos científicos, y
- Datos cuantitativos se recolectan experimentalmente del modelo computacional desarrollado en la presente investigación y datos de perfil de viento reales son proporcionados por el investigador Hamed Habibi de la Universidad Curtin de Australia.

1.10.2. Procesamiento de datos.

Los datos cuantitativos recolectados experimentalmente del modelo computacional y los datos proporcionados, se procesan filtrando y construyendo gráficas de las variables del sistema en intervalos de tiempo para un posterior análisis mediante la observación del comportamiento de las variables en el tiempo.

Capítulo 2

Fundamentos teóricos.

Resumen: En este capítulo se presenta el modelo matemático dinámico y las curvas características de la potencia mecánica de la turbina eólica horizontal, y una descripción de los componentes mecánicos y eléctricos y el correspondiente modelo matemático dinámico del GIAE.

2.1. Modelo matemático de la turbina eólica horizontal.

La energía cinética del viento es convertida a energía mecánica [56], mediante las palas de la turbina eólica que son conectadas directamente al eje del rotor que gira con una velocidad angular ω_r . El par del rotor aplicado resultante, T_a , se calcula con la fórmula 2.1 [56].

$$\begin{aligned} T_a(t) &= \frac{1}{2\omega_r(t)} \rho A V_r^3 C_p(\lambda(t), \beta(t)), \\ \lambda(t) &= \frac{\omega_r R}{V_r}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

donde ρ es la densidad del aire, A es el área de barrido, C_p es el coeficiente de potencia, β es el ángulo de inclinación de la pala, λ es la relación de velocidad del extremo, R es la longitud de la pala y V_r es la velocidad del viento en el plano del rotor. El coeficiente de potencia se modela con la formula experimental 2.2 [56].

$$\begin{aligned} C_p(\lambda, \beta) &= C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda, \\ \frac{1}{\lambda_i} &= \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}, \end{aligned} \quad (2.2)$$

donde los coeficientes constantes de 2.2 son $C_1 = 0,5176$, $C_2 = 116$, $C_3 = 0,4$, $C_4 = 5$, $C_5 = 21$ y $C_6 = 0,0068$.

La potencia de viento transformada a potencia en el rotor se puede escribir como en 2.3 [56].

$$\begin{aligned} P_w &= 0,5\rho A V_r^3, \\ P_a &= P_w C_p \end{aligned} \quad (2.3)$$

donde P_w es la potencia disponible del viento y P_a es la potencia obtenida mediante la turbina eólica.

Las curvas de potencia mecánica construidas con 2.3 para diferentes valores de viento se muestran en la Figura 2.1. En donde, se observa que para cada valor de velocidad de viento corresponde un punto de máxima potencia a velocidades del rotor de la turbina eólica diferentes.

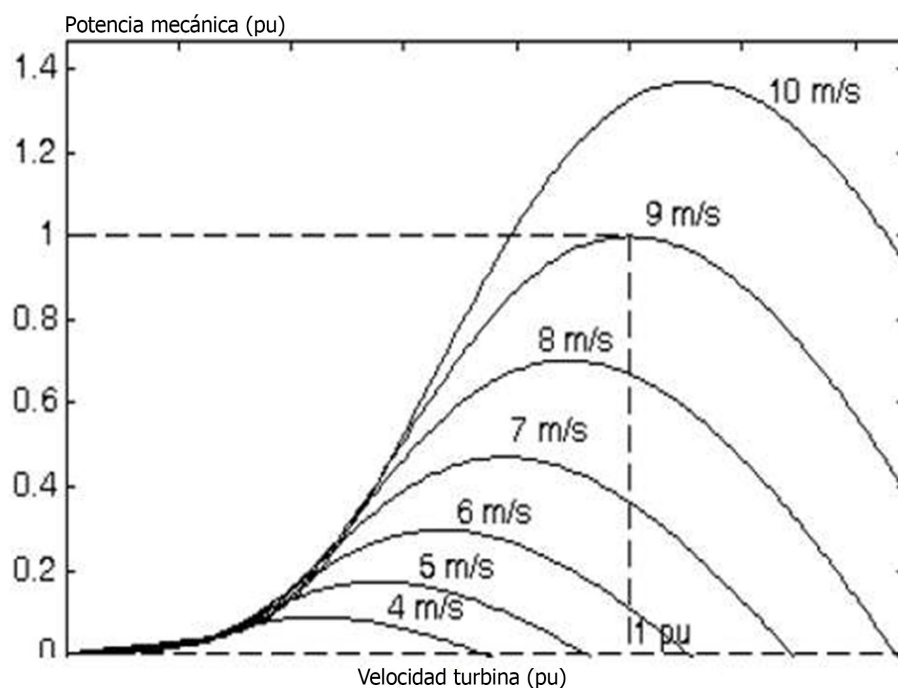


Figura 2.1. Curvas de potencia mecánica de la turbina eólica para diferentes valores de la velocidad del viento [5]

2.2. Modelo matemático del GIAE.

Para crear el modelo se considera el GIAE como una maquina trifásica simétrica, con un par de polos como se muestra en la Figura 2.2. El bobinado del estator se asume como idéntico, con resistencia R_s y con un numero de vueltas equivalente N_s . El devanado del rotor se asume como idéntico, con una resistencia R_r y con un numero de vueltas equivalente N_s . El entre hierro se asume como uniforme.

Los bobinados del rotor están en cortocircuito y los bobinados del estator se conectan a un voltaje trifásico balanceado. Cuando una corriente trifásica circula por las bobinas del estator, una fuerza magneto motriz giratoria circula por entrehierro a una velocidad determinada por la frecuencia de las corrientes del estator y del número de polos.

Si la velocidad de rotación de la fuerza magneto motriz, es diferente de la velocidad

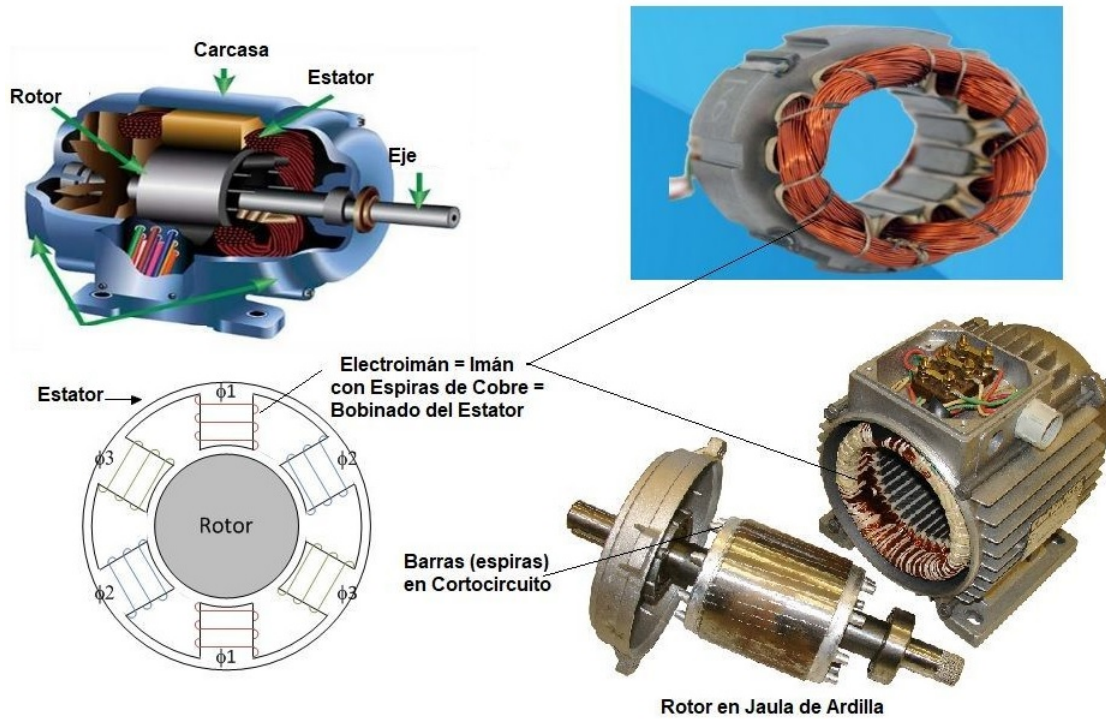


Figura 2.2. Sistema eléctrico del GIAE trifásico [57].

del rotor, se inducen corrientes trifásicas balanceadas, en los bobinados en corto circuito del rotor. La diferencia entre la velocidad de la fuerza magneto motriz de las corrientes del estator y la velocidad del rotor determina la frecuencia de las corrientes inducidas en el rotor. Si la diferencia entre la velocidad del rotor y la velocidad de la fuerza magneto motriz es cero no se inducen corrientes en el rotor. Si

$$\begin{aligned} \Psi_s &= \left[\psi_{s1}, \psi_{s2}, \psi_{s3} \right]^T \\ \Psi_r &= \left[\psi_{r1}, \psi_{r2}, \psi_{r3} \right]^T \end{aligned} \tag{2.4}$$

son los vectores, cuyos componentes son los flujos del estator y del rotor, respectivamente, denotados con los subíndices 1, 2 y 3. De igual manera, si

$$\begin{aligned} I_s &= \begin{bmatrix} i_{s1} \\ i_{s2} \\ i_{s3} \end{bmatrix} \\ I_r &= \begin{bmatrix} i_{r1} \\ i_{r2} \\ i_{r3} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.5)$$

son los vectores, cuyos componentes son las corrientes del estator y rotor. Entonces, para una máquina de inducción con un par de polos, se puede escribir

$$\begin{aligned} \frac{d\psi_{s1}}{dt} + R_s i_{s1} &= u_{s1} \\ \frac{d\psi_{s2}}{dt} + R_s i_{s2} &= u_{s2} \\ \frac{d\psi_{s3}}{dt} + R_s i_{s3} &= u_{s3} \\ \frac{d\psi_{r1}}{dt} + R_r i_{r1} &= 0 \\ \frac{d\psi_{r2}}{dt} + R_r i_{r2} &= 0 \\ \frac{d\psi_{r3}}{dt} + R_r i_{r3} &= 0 \end{aligned} \quad (2.6)$$

en donde los flujos de estator y rotor, asumiendo que los circuitos magnéticos son lineales, cumple con la siguiente relación lineal.

$$\begin{bmatrix} \Psi_s \\ \Psi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_s & l_{s,r} \\ l_{s,r}^T & l_r \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

con

$$\begin{bmatrix} \Psi_s \\ \Psi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_s & l_{s,r} \\ l_{s,r}^T & l_r \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

con

$$l_s = \begin{bmatrix} l_{sl} + l_{sm} & -\frac{l_{sm}}{2} & -\frac{l_{sm}}{2} \\ -\frac{l_{sm}}{2} & l_{sl} + l_{sm} & -\frac{l_{sm}}{2} \\ -\frac{l_{sm}}{2} & -\frac{l_{sm}}{2} & l_{sl} + l_{sm} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

$$l_{s,r} = l_{sr} \begin{bmatrix} \cos(\delta) & \cos(\delta + \frac{2}{3}\pi) & \cos(\delta - \frac{2}{3}\pi) \\ \cos(\delta + \frac{2}{3}\pi) & \cos(\delta) & \cos(\delta - \frac{2}{3}\pi) \\ \cos(\delta + \frac{2}{3}\pi) & \cos(\delta - \frac{2}{3}\pi) & \cos(\delta) \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

$$l_s = \begin{bmatrix} l_{rl} + l_{rm} & -\frac{l_{rm}}{2} & -\frac{l_{rm}}{2} \\ -\frac{l_{rm}}{2} & l_{rl} + l_{rm} & -\frac{l_{rm}}{2} \\ -\frac{l_{rm}}{2} & -\frac{l_{rm}}{2} & l_{rl} + l_{rm} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

En (2.9) l_s es la inductancia del devanado del estator, l_{sm} es la inductancia de magnetización del devanado del estator, l_{rm} es la inductancia de magnetización del devanado del rotor, y l_{sr} es la amplitud de inductancia mutua, entre los devanados del estator y rotor. Descartando las pérdidas del hierro, tenemos $l_{sl} = 0$ y $l_{rl} = 0$, sustituyendo en (2.9) y (2.11) obtenemos:

$$l_s = l_{sm} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & 1 & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$l_s = l_{rm} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & 1 & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Denotamos por

$$\begin{aligned} L_s &= \frac{3}{2} l_{sm} \\ L_r &= \frac{3}{2} l_{rm} \\ M &= \frac{3}{2} l_{sr} \end{aligned} \quad (2.14)$$

las inductancias del estator, rotor y la mutua. Entonces, de (2.9), (2.10) y (2.11) obtenemos:

$$l_s = \frac{2}{3}L_s \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & 1 & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

$$l_{s,r} = \frac{2}{3}M \begin{bmatrix} \cos(\delta) & \cos(\delta + \frac{2}{3}\pi) & \cos(\delta - \frac{2}{3}\pi) \\ \cos(\delta + \frac{2}{3}\pi) & \cos(\delta) & \cos(\delta - \frac{2}{3}\pi) \\ \cos(\delta + \frac{2}{3}\pi) & \cos(\delta - \frac{2}{3}\pi) & \cos(\delta) \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

$$l_r = \frac{2}{3}L_r \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & 1 & -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Cuando la máquina eléctrica opera en condiciones balanceadas, se tiene las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned} i_{s1} + i_{s2} + i_{s3} &= 0 \\ i_{r1} + i_{r2} + i_{r3} &= 0 \\ u_{s1} + u_{s2} + u_{s3} &= 0 \end{aligned} \quad (2.18)$$

Se introduce nuevas variables:

$$\begin{bmatrix} i_{s0} \\ i_{sa} \\ i_{sb} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s1} \\ i_{s2} \\ i_{s3} \end{bmatrix} = U \begin{bmatrix} i_{s1} \\ i_{s2} \\ i_{s3} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

En la cual, U es una matriz unitaria ($U^{-1} = U^T$ y la $\det[U] = 1$), de igual manera escribimos las ecuaciones de las corrientes del rotor, flujos del estator, flujos de rotor y voltajes del estator.

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} i_{r0}, i_{rd'}, i_{rq'} \end{bmatrix}^T &= U \begin{bmatrix} i_{r1}, i_{r2}, i_{r3} \end{bmatrix}^T \\
\begin{bmatrix} \psi_{s0}, \psi_{sa}, \psi_{sb} \end{bmatrix} &= U \begin{bmatrix} \psi_{s1}, \psi_{s2}, \psi_{s3} \end{bmatrix}^T \\
\begin{bmatrix} \psi_{r0}, \psi_{rd'}, \psi_{rq'} \end{bmatrix}^T &= U \begin{bmatrix} \psi_{r1}, \psi_{r2}, \psi_{r3} \end{bmatrix}^T \\
\begin{bmatrix} u_{s0}, u_{sa}, u_{sb} \end{bmatrix}^T &= U \begin{bmatrix} u_{s1}, u_{s2}, u_{s3} \end{bmatrix}^T
\end{aligned} \tag{2.20}$$

donde $(\psi_{rd'}, \psi_{rq'})$ y $(i_{rd'}, i_{rq'})$ son los componentes (d', q') de los vectores de flujo y corriente del rotor en las coordenadas (d', q') enlazadas al rotor, rotando a la velocidad del rotor $\omega = \dot{\delta}$ identificado por el ángulo del rotor δ en las coordenadas fijas (a, b) enlazadas al estator.

2.3. Conclusiones.

En este capítulo, los modelos matemáticos de la turbina eólica y del GIAE han sido explícitamente expresados en términos de velocidad del viento, velocidad angular del rotor, potencia mecánica, potencia eléctrica, corrientes y voltajes del estator y flujos del rotor. Las leyes de la dinámica del cuerpo rígido y eléctricas han sido utilizadas para poder modelizar esos dos dispositivos.

Las dinámicas anexas al dispositivo, no han sido modelizadas y serán tomadas como perturbaciones del sistema que estarán compensadas por los algoritmos de control.

Estos modelos servirán para implementar el software computacional que permitirán realizar las pruebas experimentales de manera aislada de la turbina eólica y del GIAE, y como un solo sistema integrado juntando los dos modelos.

Capítulo 3

Diseño del algoritmo de control del sistema GIAE - turbina eólica.

Resumen: En este capítulo, se presenta el diseño del algoritmo de control del sistema GIAE - turbina eólica, para esto se realiza: i) el análisis del comportamiento dinámico de GIAE aislado y el análisis del comportamiento dinámico del sistema GIAE - turbina eólica operando a diferentes velocidades del viento, para comprender el funcionamiento del sistema; ii) seguidamente, se diseña el algoritmo de control MPPT con CDP de tipo P&O, para encontrar en tiempo real, el punto de máxima potencia de operación del generador a la velocidad instantánea del rotor, utilizando la velocidad angular del campo magnético como variable perturbada y la potencia activa generada, como variable observada y iii) finalmente, se realizan pruebas en modelos computacionales, presentando resultados de pruebas de operación del MPPT propuesto, para varios valores de velocidad del rotor y con datos reales de velocidad del viento aplicados al rotor para el GIAE aislado; y resultados de operación del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica con perfil real del viento.

3.1. Análisis del comportamiento dinámico de GIAE aislado.

Los resultados de esta sección fueron publicados en el artículo científico "*Dynamic behavior analysis of the three-phase self-excited induction generator during electricity generation with variable energy sources*", 2019 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON).

Para generar electricidad con el GIAE, se debe aplicar la energía mecánica en forma de velocidad angular al rotor y voltaje de referencia en el devanado del estator, tal que cree un campo giratorio de velocidad angular ligeramente inferior a la velocidad angular del rotor. Esta condición en el GIAE, se puede obtener: cuando se conecta en paralelo con un generador sincrónico que aporta el voltaje de referencia y se aplica una velocidad angular al rotor de generador, ligeramente superior a la velocidad del campo o se conecta condensadores de excitación en las fases del devanado del estator. En estos esquemas de conexión, el generador debe operar a velocidades angulares del rotor, específicas que dependen de la frecuencia del voltaje aplicado al estator o del valor de la capacitancia de los condensadores de excitación.

En el caso de la energía eólica, la velocidad del giro del rotor varía de acuerdo a la velocidad del viento, por lo que es necesario, la posibilidad de generar el voltaje de referencia de frecuencia variable, que permita obtener la velocidad angular del campo giratorio apropiada. Esto es posible, mediante el uso de variadores de frecuencia controlables electrónicos de estado sólido.

Considerando, que el GIAE operará en condiciones de variación de velocidad angular aplicada al rotor, proporcionada por la energía eólica y el uso del variador de frecuencia controlable, se realiza el análisis del comportamiento del generador, variando la frecuencia del voltaje de referencia aplicado al estator, para diferentes valores de velocidad angular del rotor. Esto se realiza mediante simulación computacional utilizando el modelo matemático

del GIAE.

3.1.1. Modelo matemático dinámico del GIAE.

El modelo dinámico estándar bifásico del sistema eléctrico del GIAE trifásico simétrico [37], asumiendo que el sistema magnético es lineal y en condiciones de carga balanceada, se representa en (3.1) en un sistema de coordenadas que gira con velocidad arbitraria (d-q).

$$\begin{aligned}
\dot{i}_d &= -\gamma i_d + \omega_k i_q + \alpha \beta \psi_d + \beta \omega \psi_q + \sigma^{-1} u_d, \\
\dot{i}_q &= -\gamma i_q - \omega_k i_d + \alpha \beta \psi_q - \beta \omega \psi_d + \sigma^{-1} u_q, \\
\dot{\psi}_d &= -\alpha \psi_d + (\omega_k - \omega) \psi_q + \alpha L_m i_d, \\
\dot{\psi}_q &= -\alpha \psi_q - (\omega_k - \omega) \psi_d + \alpha L_m i_q, \\
P_s &= -\frac{3}{2}(u_d i_d + u_q i_q), \\
\dot{\omega} &= \left(\frac{1}{J}\right)(T - T_c), \\
T &= \mu(\psi_d i_q - \psi_q i_d), \\
\dot{\varepsilon}_0 &= \omega_0, \varepsilon_0(0) = 0,
\end{aligned} \tag{3.1}$$

donde $\mathbf{u} = (u_d, u_q)^T$ es vector de voltajes del estator, $\mathbf{i} = (i_d, i_q)^T$, $\Psi = (\Psi_d, \Psi_q)^T$ son los vectores de corriente de estator y flujo del rotor, ω es la velocidad del rotor. Los subíndices d y q indican que los componentes del vector están en el sistema de coordenadas de referencia (d-q), ε_0 es la posición angular del sistema de coordenadas de referencia con respecto al sistema de coordenadas fijo del estator, en donde se encuentran físicamente las variables y P_s es la potencia activa producida por el GIAE. Las constantes positivas que representan los

parámetros eléctricos y mecánicos del generador en (3.1) son la siguientes:

$$\begin{aligned}
\alpha &= \frac{R_2}{L_2}, \\
\sigma &= L_1 \left(1 - \frac{L_{m2}}{L_1 L_2}\right), \\
\beta &= \frac{L_m}{\sigma L_2}, \\
\gamma &= \frac{R_1}{\sigma} + \alpha L_m \beta, \\
\mu &= \frac{3L_m}{2L_2}
\end{aligned} \tag{3.2}$$

donde R_1 , R_2 , L_1 y L_2 son las resistencias e inductancias del estator y rotor respectivamente, L_m es la inductancia de magnetización. Se considera un par de polos sin pérdidas para el presente modelo. Las ecuaciones de (3.1) se obtuvieron mediante la transformación de coordenadas del modelo bidimensional con las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
\mathbf{X}_{dq} &= \mathbf{e}^{-J\varepsilon_0} \mathbf{X}_{ab} \\
\mathbf{X}_{ab} &= \mathbf{e}^{J\varepsilon_0} \mathbf{X}_{dq}
\end{aligned} \tag{3.3}$$

donde $\mathbf{e}^{-J\varepsilon_0} = \begin{bmatrix} \cos \varepsilon_0 & \sin \varepsilon_0 \\ -\sin \varepsilon_0 & \cos \varepsilon_0 \end{bmatrix}$, $\mathbf{J} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}$, \mathbf{X}_{xy} significa vectores bidimensionales de voltaje, flujo y corriente del estator.

3.1.2. Modelo de simulación computacional del GIAE.

La simulación, se realiza con el modelo dinámico del GIAE aplicado al sistema de coordenadas del estator para obtener una apreciación real del comportamiento de los voltajes, corrientes y flujos.

Para obtener el modelo matemático dinámico en el sistema de coordenadas fijo del estator, en las ecuaciones (3.1) reemplazamos $\omega_k = 0$, ya que la velocidad de giro del sistema de coordenadas es cero y se reemplaza la d por a y q por b y obtenemos las ecuaciones

representadas en el sistema de coordenadas fijo (a-b) del estator como se muestra en (3.4).

$$\begin{aligned}
 \dot{i}_a &= -\gamma i_a + \alpha \beta \psi_a + \beta \omega \psi_b + \sigma^{-1} u_a, \\
 \dot{i}_b &= -\gamma i_b + \alpha \beta \psi_b - \beta \omega \psi_a + \sigma^{-1} u_b, \\
 \dot{\psi}_a &= -\alpha \psi_a - \omega \psi_b + \alpha L_m i_a, \\
 \dot{\psi}_b &= -\alpha \psi_b + \omega \psi_a + \alpha L_m i_b, \\
 P_s &= -\frac{3}{2}(u_a i_a + u_b i_b), \\
 \dot{\omega} &= \left(\frac{1}{J}\right)(T - T_c), \\
 T &= \mu(\psi_a i_b - \psi_b i_a), \\
 \dot{\varepsilon}_0 &= \omega_0, \quad \varepsilon_0(0) = 0,
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

Para simular, la energía aplicada al rotor en forma velocidad angular del rotor, utilizamos una variable que modificamos de acuerdo a la necesidad de las diferentes pruebas, considerando que es de alto par, por lo que el par del generador no altera la velocidad de giro del rotor.

El diagrama de la estructura simulada se muestra en la Figura 3.1. que incluye la fuente de voltaje bifásico, el generador, la resistencia de carga activa y la fuente de energía con velocidad variable.

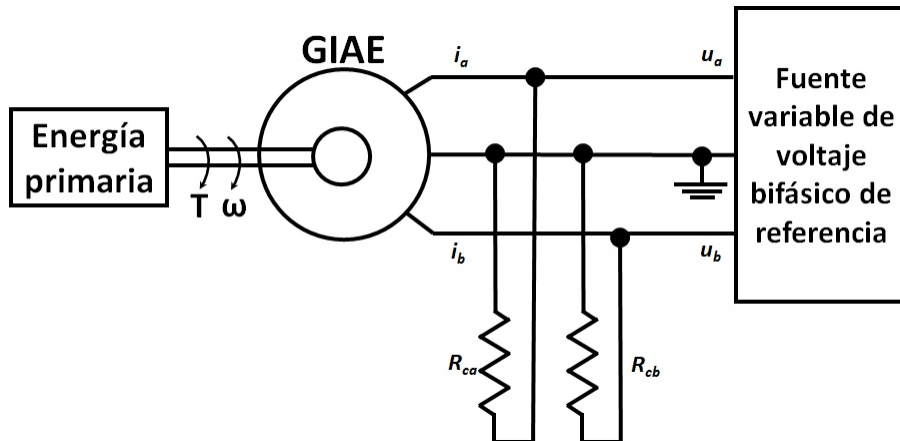


Figura 3.1. Diagrama del modelo simulación del GIAE.

Los parámetros del GIAE que se muestran en el cuadro 3.1.

NOMBRE	MAGNITUD	UNIDAD
<i>Tensión nominal de fase, rms</i>	160	V.
<i>Corriente nominal de fase, rms</i>	5	A.
<i>Frecuencia nominal</i>	16	Hz.
<i>Numero de polos</i>	2	Polo
<i>Resistencia del estator</i>	6.0	Ω
<i>Resistencia del rotor</i>	2.1	Ω
<i>Inductancia del estator</i>	0.2655	H.
<i>Inductancia del rotor</i>	0.2655	H.
<i>Inductancia magnética</i>	0.257	H.

Cuadro 3.1 Parámetros del GIAE trifásico.

3.1.3. Pruebas de operación del GIAE en el modelo computacional.

En los sistemas de conversión de energía variable, como la eólica, al rotor del generador se aplica energía mecánica en forma de velocidad angular con cierto valor de par, captada por la turbina eólica. Esta velocidad es variable en amplios rangos e incluso hay momentos que la velocidad es cero.

En estas condiciones de operación, para analizar el comportamiento dinámico del GIAE, sin influencia de la turbina eólica, se realizan pruebas para diversos valores de velocidad angular aplicada al rotor, considerando que tiene alto par, de tal forma que el generador no puede alterar la velocidad aplicada. El programa de simulación se presenta en el apéndice A.

Prueba de operación del GIAE cuando la velocidad angular aplicada al rotor varía en escalón.

Esta prueba se realiza aplicando un voltaje de referencia al estator, de amplitud y frecuencia constantes, como el que se muestra en la Figura 3.2. (a), y en un primer intervalo de tiempo no se aplica velocidad angular, ni par de carga al rotor, luego se aplica una velocidad angular menor a la velocidad sincrónica del campo magnético generado por el voltaje de referencia y finalmente se aplica una velocidad angular mayor a la velocidad sincrónica del campo magnético, como la curva de velocidad angular que se muestra en la Figura 3.2. (d). En estas condiciones de velocidad angular aplicada al rotor y de voltaje de referencia aplicado al estator, se obtiene resultados del comportamiento de las corrientes del estator, lo flujos del rotor y la potencia activa, que se muestran en la Figuras 3.2. (b), (c) y (e) correspondientemente.

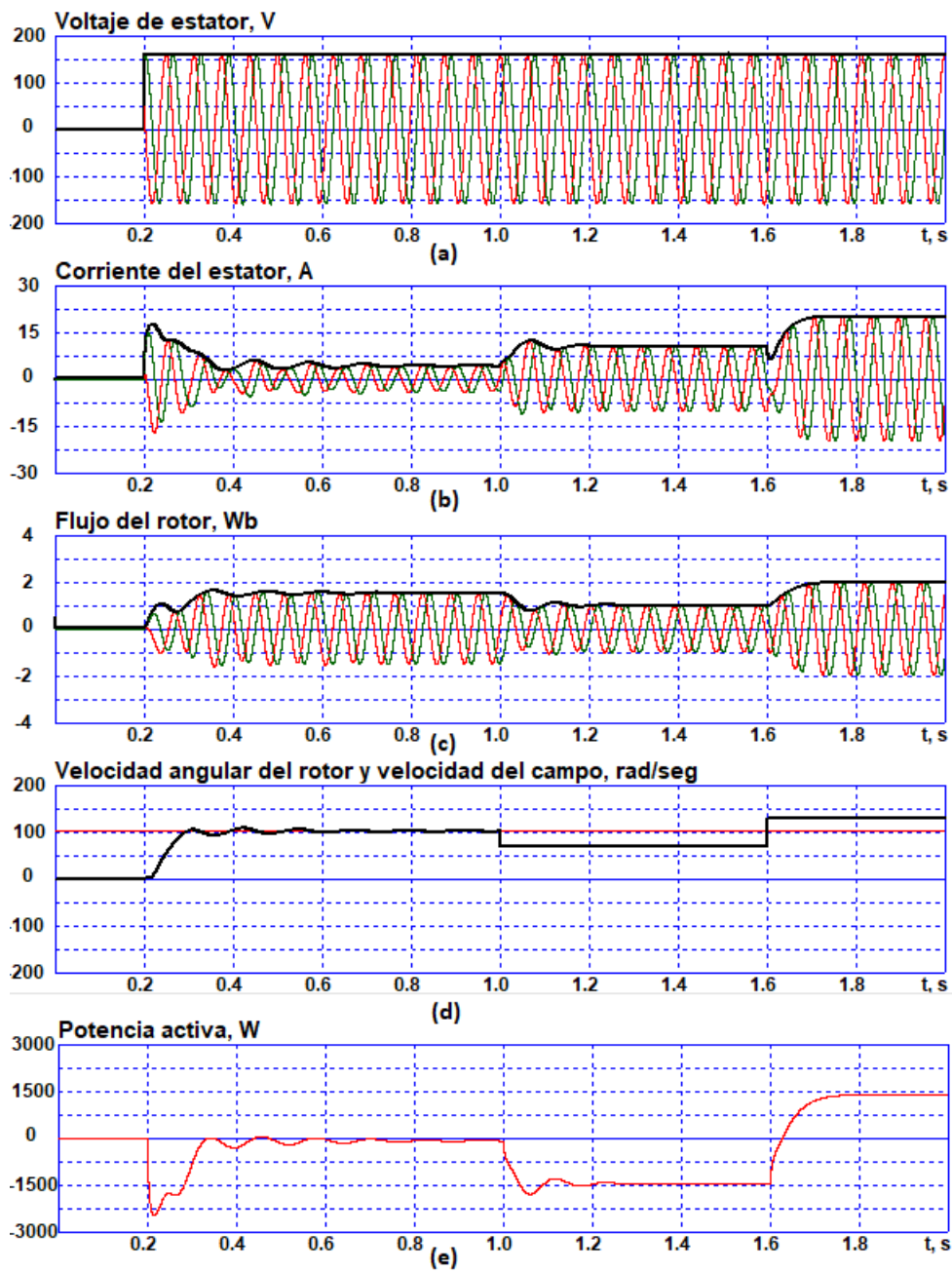


Figura 3.2. Resultados de operación de GIAE, con voltaje de referencia del estator constante a diferentes velocidades angulares aplicadas al rotor a) Voltaje de referencia; b) Corriente del estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad angular del rotor y e) Potencia activa.

Prueba de operación del GIAE cuando se aplica al rotor una rampa de velocidad.

Si el rotor de generador es sometido a una rampa de velocidad angular, que crece linealmente desde una velocidad angular menor a la velocidad sincrónica del campo, hasta una velocidad mayor que la sincrónica como se presenta en la Figura 3.3. (d), con un voltaje de referencia de amplitud y frecuencia constante mostrado en la Figura 3.3. (a), se obtiene el resultado de comportamiento de las corrientes del estator, flujos del rotor y potencia activa en las Figuras 3.3. (b), (c) y (e) respectivamente.

Prueba de operación del GIAE cuando se aplica carga activa en paralelo.

La conexión de carga activa en paralelo al GIAE, reduce la resistencia activa total del sistema, como se muestra en la Figura 3.5., esta variación de la resistencia activa genera un comportamiento de la potencia activa generada cuando se conecta carga en paralelo en los tiempos 3 y 3.5 segundos como se presenta en la Figura 3.4., operando con voltaje de referencia aplicado al estator, de amplitud y frecuencia constantes y velocidad angular aplicada al rotor mayor a la velocidad sincrónica de campo.

Pruebas para determinar el comportamiento del punto máxima potencia generada por el GIAE, con respecto a la velocidad angular sincrónica de campo en que opera.

Para determinar el comportamiento del punto máxima potencia generada por el generador, con respecto a la velocidad angular sincrónica del campo a la que opera, se realizó pruebas con el generador operando a 60, 80, 100, 130 y 150 rad/seg de velocidad angular sincrónica del campo, aplicando en cada una de las pruebas, una rampa de velocidad angular aplicada al rotor, los resultados se muestran en las Figuras 3.6., 3.7., 3.8., 3.9. y 3.10., en donde se presenta la velocidad angular aplicada al rotor, en (a) y la curva de potencia activa generada en (b). En la Figura 3.11. se presenta una curva de dependencia de generación

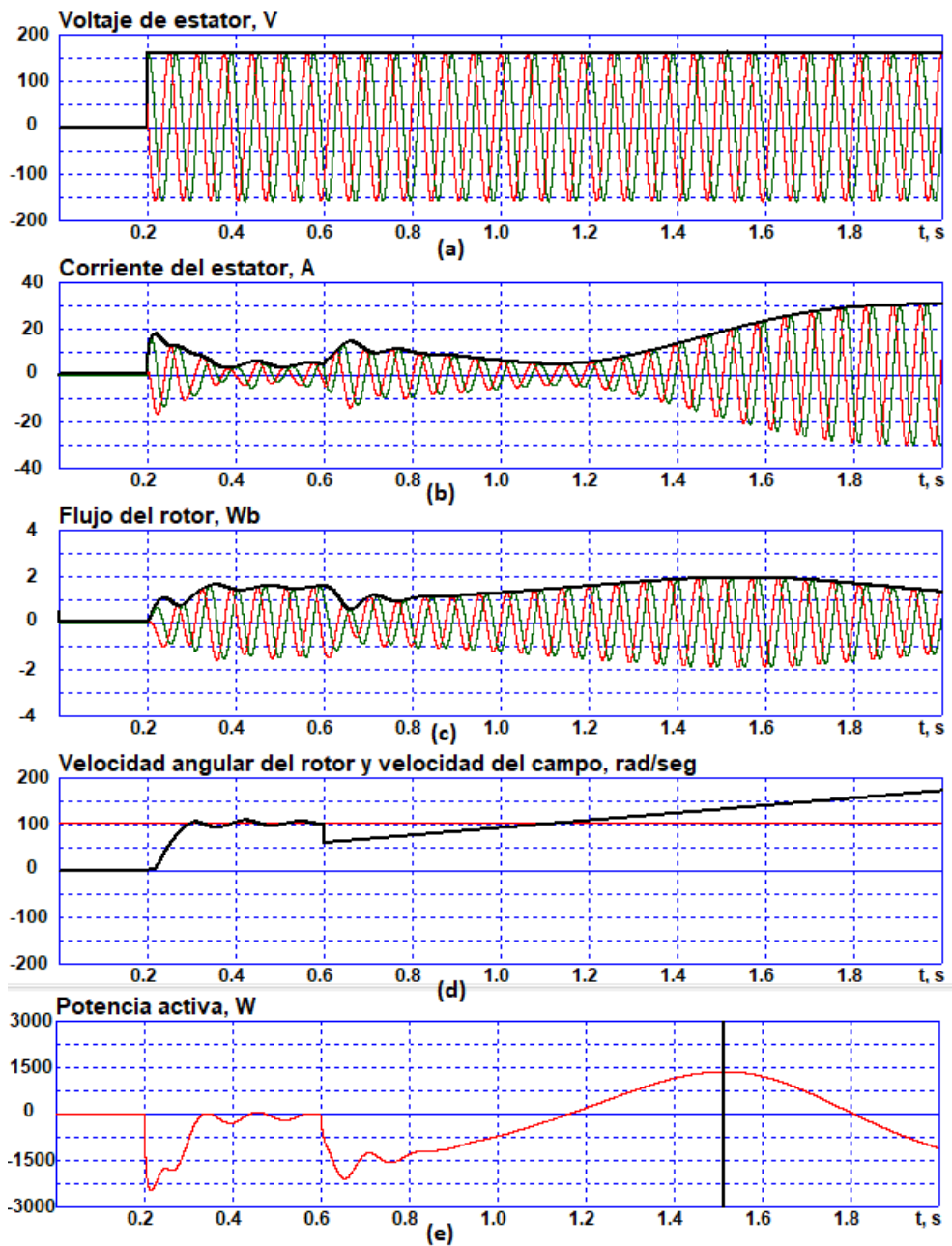


Figura 3.3. Resultados de pruebas de operación del GIAE con voltaje de referencia del estator constante y la velocidad aplicada al rotor con crecimiento en forma de rampa a) Voltaje de referencia; b) Corriente del estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad angular del rotor y e) Potencia activa.

del punto de máxima potencia generada con respecto a la velocidad angular sincrónica de campo.

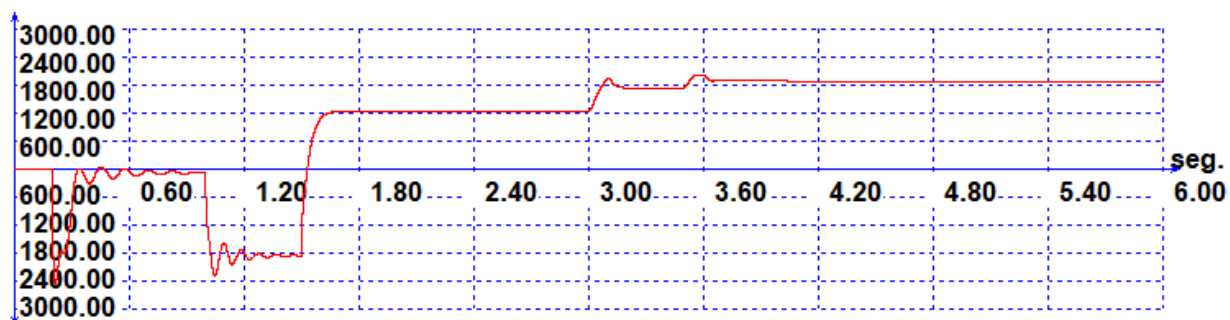


Figura 3.4. Comportamiento de la potencia activa cuando se conecta carga activa en paralelo al GIAE (w).

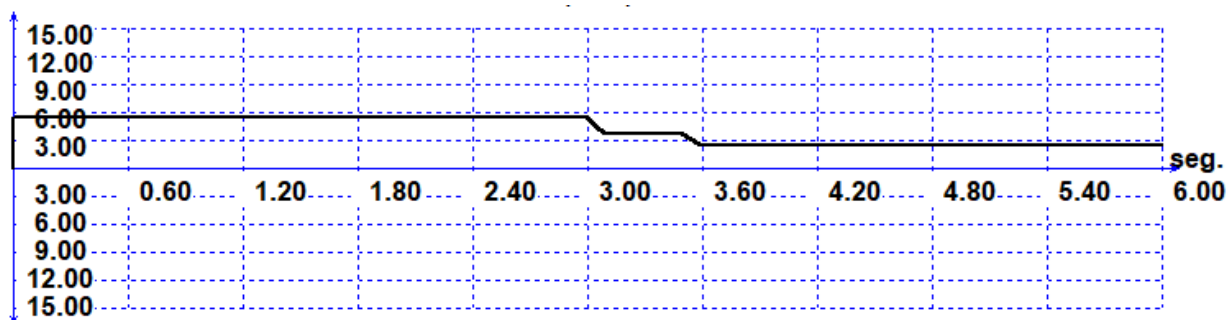


Figura 3.5. Comportamiento de la resistencia total del sistema cuando se conecta al GIAE carga activa en paralelo (Ω).

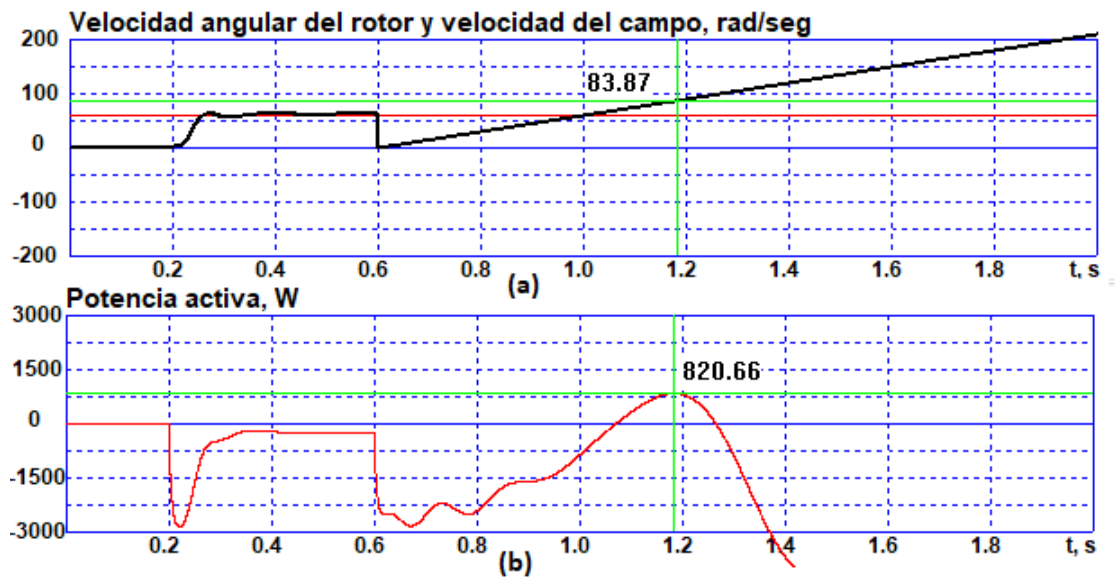


Figura 3.6. Prueba para determinar el punto de máxima potencia generada por el GIAE con velocidad sincrónica del campo de 60 rad/s. a) Velocidad sincrónica de campo y velocidad angular del rotor y b) Curva de potencia activa generada.

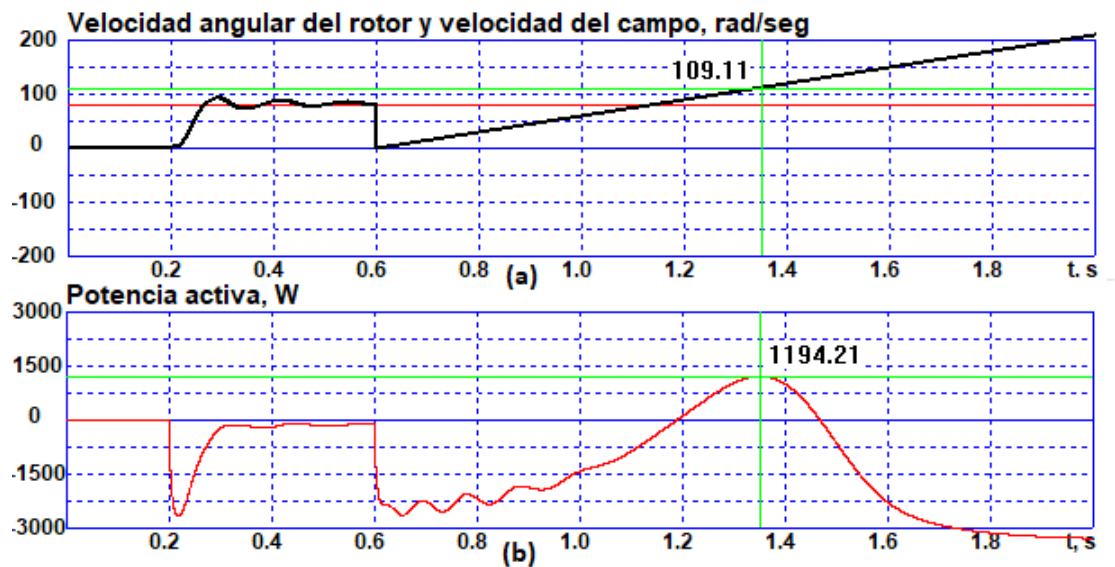


Figura 3.7. Prueba para determinar el punto de máxima potencia generada por el GIAE con velocidad sincrónica del campo de 80 rad/s. a) Velocidad sincrónica de campo y velocidad angular del rotor y b) Curva de potencia activa generada.

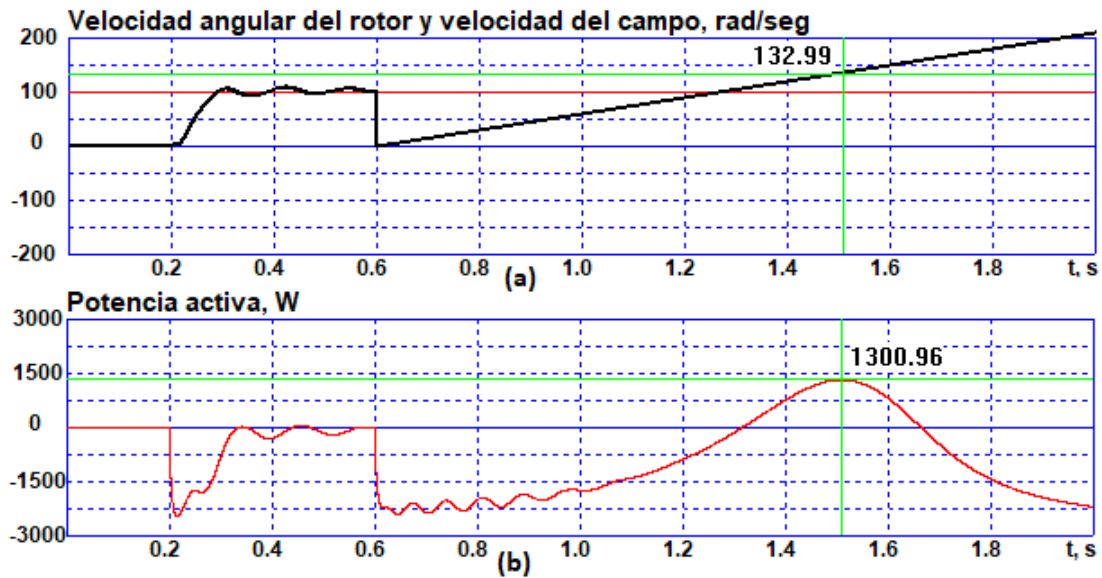


Figura 3.8. Prueba para determinar el punto de máxima potencia generada por el GIAE con velocidad sincrónica del campo de 100 rad/s. a) Velocidad sincrónica de campo y velocidad angular del rotor y b) Curva de potencia activa generada.

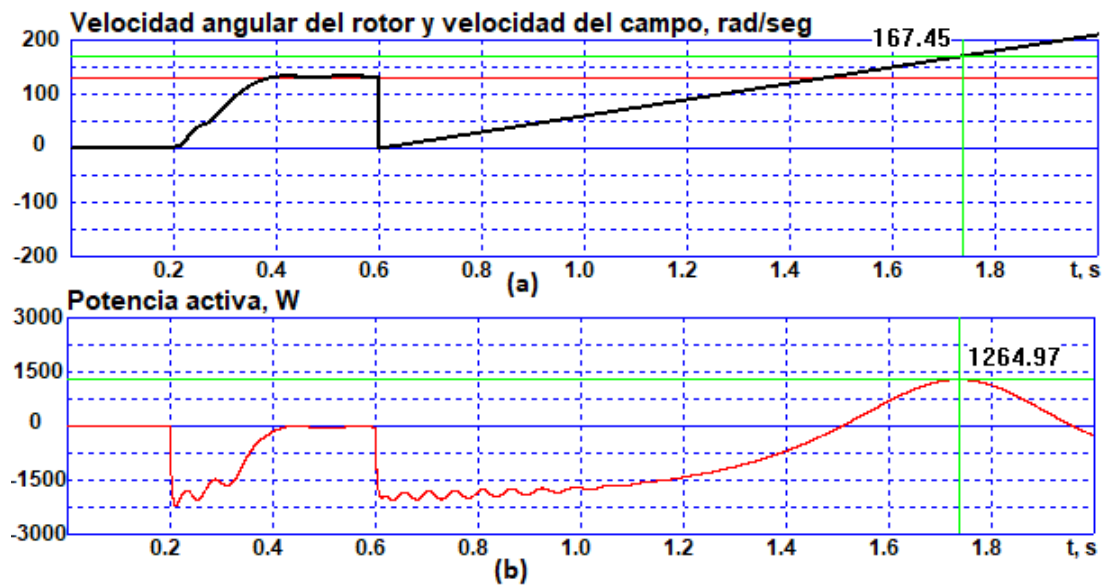


Figura 3.9. Prueba para determinar el punto de máxima potencia generada por el GIAE con velocidad sincrónica del campo de 130 rad/s. a) Velocidad sincrónica de campo y velocidad angular del rotor y b) Curva de potencia activa generada.

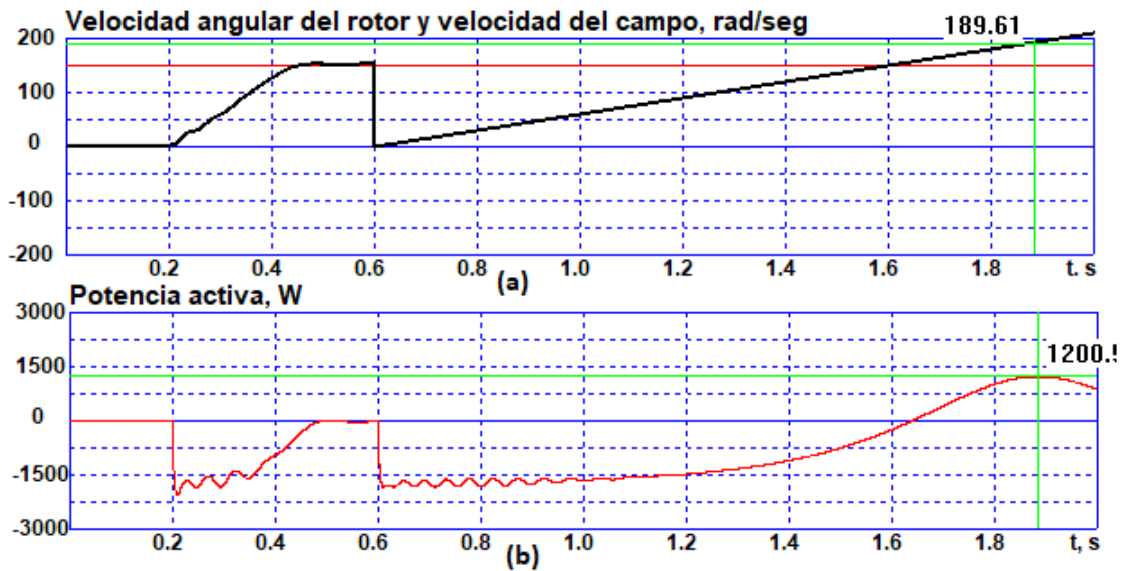


Figura 3.10. Prueba para determinar el punto de máxima potencia generada por el GIAE con velocidad sincrónica del campo de 150 rad/s. a) Velocidad sincrónica de campo y velocidad angular del rotor y b) Curva de potencia activa generada.

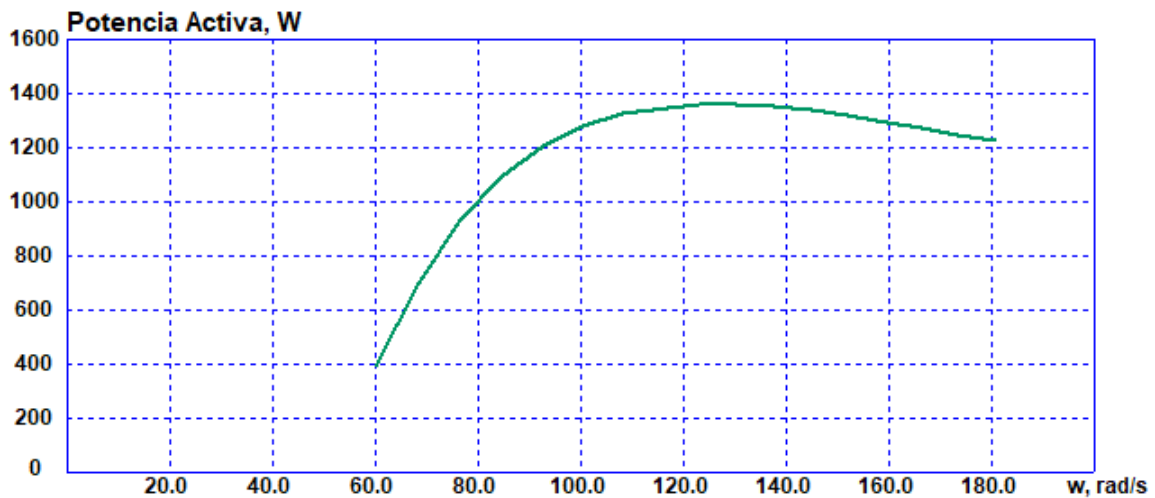


Figura 3.11. Curva de la dependencia del punto máximo potencia activa generada (w) con respecto a la velocidad sincrónica del campo, en la que opera el GIAE (rad/s).

3.1.4. Conclusiones sobre el comportamiento dinámico del GIAE aislado.

Si al rotor del GIAE, se aplica energía mecánica en forma de velocidad angular de alto torque, y no se aplica un voltaje de referencia, no genera ni consume energía, ya que no existe el campo eléctrico necesario para convertir la energía mecánica en eléctrica.

Cuando la velocidad angular aplicada al rotor del generador es menor a la velocidad sincrónica y existe un voltaje de referencia aplicado, opera en régimen de motor y trata de alcanzar la velocidad nominal consumiendo energía eléctrica.

Si la velocidad angular aplicada al rotor del generador, es mayor a la velocidad sincrónica, y existe un voltaje de referencia aplicado, entra en régimen de generador y genera energía eléctrica, por efecto del campo auto inducido en el devanado del rotor.

La potencia activa GIAE tiene un máximo que depende de la diferencia de la velocidad aplicada al rotor y la velocidad sincrónica del campo la cual debe ser negativa, esta diferencia también es conocida como deslizamiento. De tal forma que, cuando la velocidad sincrónica del campo es igual a la velocidad angular del rotor, la potencia generada es 0 y empieza a subir a medida que se reduce la velocidad sincrónica manteniendo la velocidad angular del rotor constante, llegando a un punto máximo y luego inicia su descenso de la potencia nuevamente.

El GIAE genera potencia activa, de acuerdo a la carga activa conectada en paralelo, hasta llegar a la saturación, que indicaría el límite de carga activa que se puede conectar.

El punto de máxima de potencia activa del GIAE depende de la velocidad angular de rotor en la que opera, siendo menor a bajas velocidades, y sube el punto máximo de potencia a mayores velocidades del rotor hasta llegar a la velocidad nominal del GIAE, y posteriormente empieza a bajar el punto de máxima potencia mientras mayor es la velocidad angular del rotor. De esta forma, la velocidad angular de operación, debe ser en las cercanías de la velocidad nominal, para la que fue diseñado el generador, ya que en caso contrario si trabaja

a velocidades angulares inferiores o superiores, la máxima potencia generada sería menor, reduciendo la eficiencia.

3.2. Análisis de comportamiento dinámico del sistema GIAE - turbina eólica.

Los resultados de esta sección fueron enviados en el artículo científico "*Dynamic behavior of the wind turbine - self-exciting induction generator system, using a reference voltage of variable frequency as excitation*", 2021 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON).

Para captar la energía eólica se utiliza turbinas, que transforman la energía cinética del viento en energía mecánica, en forma de velocidad angular del rotor de la turbina eólica, el cual se une con el rotor del generador para obtener electricidad.

3.2.1. Modelo matemático dinámico del sistema GIAE - turbina eólica.

Para obtener el modelo matemático dinámico del sistema GIAE - turbina eólica unimos el modelo del GIAE de 3.4 y el modelo de la turbina eólica de 2.1, 2.2 y 2.3 obteniendo el modelo en 3.5. En este modelo, el par de la turbina eólica T_a es aplicado al rotor del generador a través de un reductor considerando la relación de transmisión i .

$$\begin{aligned}
\dot{i}_a &= -\gamma i_a + \alpha \beta \psi_a + \beta \omega \psi_b + \sigma^{-1} u_a, \\
\dot{i}_b &= -\gamma i_b + \alpha \beta \psi_b - \beta \omega \psi_a + \sigma^{-1} u_b, \\
\dot{\psi}_a &= -\alpha \psi_a - \omega \psi_b + \alpha L_m i_a, \\
\dot{\psi}_b &= -\alpha \psi_b + \omega \psi_a + \alpha L_m i_b, \\
P_s &= -\frac{3}{2}(u_a i_a + u_b i_b), \\
\dot{\omega} &= \left(\frac{1}{J}\right)(T - T_c), \\
T &= \mu(\psi_a i_b - \psi_b i_a), \\
\dot{\varepsilon}_0 &= \omega_0, \quad \varepsilon_0(0) = 0, \\
T_a &= \frac{1}{2\omega_r} \rho A V_r^3 C_p, \\
T_c &= T_a i, \\
i &= \omega / \omega_r, \\
\lambda &= \frac{\omega_r R}{V_r}, \\
C_p &= C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda, \\
\frac{1}{\lambda_i} &= \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}, \\
P_w &= 0,5\rho A V_r^3, \\
P_a &= P_w C_p
\end{aligned} \tag{3.5}$$

3.2.2. Pruebas de la turbina eólica.

Las pruebas de la turbina eólica horizontal se realizan en el modelo computacional del programa de simulación de apéndice C, que utiliza las fórmulas del modelo matemático aerodinámico 2.1, 2.2 y 2.3.

En la Figura 3.12. (a) se presenta el par en eje del rotor de la turbina eólica y en la Figura 3.12. (b) la potencia obtenida por la turbina, para las velocidades del viento de 8, 10,

12, 14 y 16 m/s.

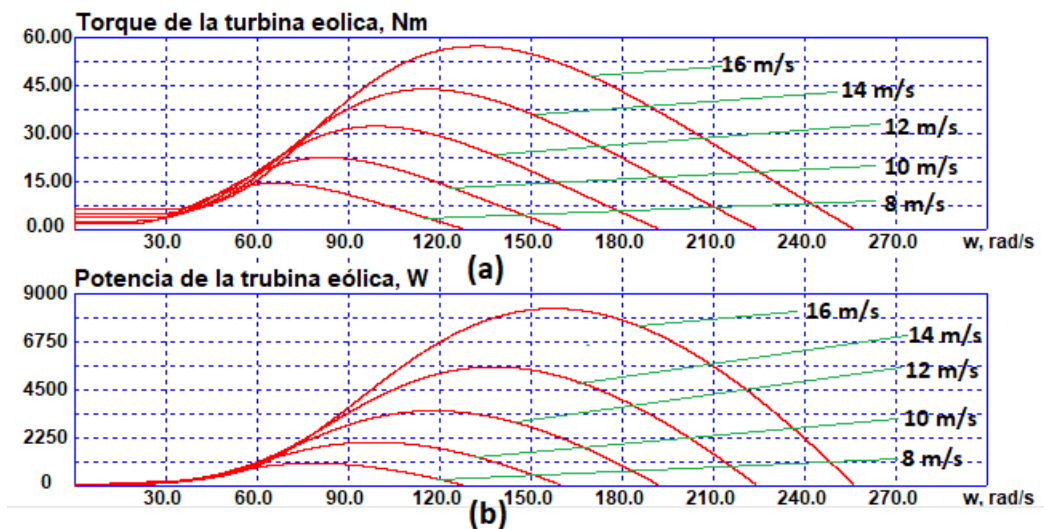


Figura 3.12. Par en el eje del rotor y Potencia de la turbina eólica en función de la velocidad angular del rotor para velocidades del viento de 8, 10, 12, 14 y 16 m/s. a) Par en el eje del rotor de la turbina eólica y b) Potencia obtenida con la turbina eólica.

Como se aprecia en la Figura 3.12. las curvas de potencia y par de la turbina eólica con respecto a la velocidad angular del eje de la turbina eólica, para cada valor de velocidad del viento es no lineal y tiene un valor máximo de potencia obtenida del viento para un valor de velocidad angular.

3.2.3. Prueba de operación del sistema GIAE - turbina eólica, con potencias equivalentes de la turbina eólica y del GIAE.

Se realizan pruebas para un sistema de conversión GIAE - turbina eólica con potencias semejantes de la turbina eólica y del generador, de tal forma que el generador puede controlar la velocidad del eje en todo el rango de trabajo, utilizando el programa de simulación del apéndice D.

Las pruebas se realizan, aplicando voltajes de referencia con diferentes valores de velocidad sincrónica del campo, en intervalos de tiempo, iniciando desde los valores más altos

posibles, en donde el valor de la potencia de la turbina eólica es ligeramente mayor que cero. Como se presenta en la Figura 3.13. (d), inicia con un valor aproximado de 150 rad/s de velocidad sincrónica, por un intervalo de tiempo, y posteriormente se reduce, realizando diez pruebas. Y para cada uno de los valores de velocidad sincrónica, se marca con el número correspondiente, en la curva de potencia de la turbina eólica de la Figura 3.13. (h); en la Figura 3.13. (f) se presenta el valor de la potencia activa generada por el GIAE; se muestra el par aplicado al rotor del generador en la Figura 3.13. (e), y el voltaje de referencia del estator, corriente del estator y flujo del rotor en las Figuras 3.13. (a), (b) y (c) correspondientemente; para una velocidad de viento de 10 m/s.

En la Figura 3.14. se presenta las prueba para la velocidad del viento de 12 m/s, para diez valores de velocidad sincrónica, iniciando desde el valor de 178 rad/s aproximadamente, y luego se reduce, como se muestra en la Figura 3.14. (d). Para cada valor de velocidad sincrónica, se presenta la curva de potencia de la turbina eólica marcada con un número en la Figura 3.14. (h), el valor de la potencia activa generada por el GIAE, en la Figura 3.14. (f), el valor del par aplicado al rotor del generador, en la Figura 3.14. (e) y los correspondientes curvas de voltaje del estator, corriente de estator y flujo del rotor, en las Figuras 3.14. (a), (b) y (c).

En la Figura 3.15. se presenta las prueba para la velocidad del viento de 12 m/s, para diez valores de velocidad sincrónica, iniciando desde el valor de 190 rad/s aproximadamente, y luego se reduce, como se muestra en la Figura 3.15. (d). Para cada valor de velocidad sincrónica, se presenta la curva de potencia de la turbina eólica marcada con un número en la Figura 3.15. (h), el valor de la potencia activa generada por el GIAE, en la Figura 3.15. (f), el valor del par aplicado al rotor del generador, en la Figura 3.15. (e) y los correspondientes curvas de voltaje del estator, corriente de estator y flujo del rotor, en las Figuras 3.15. (a), (b) y (c).

En la Figura 3.16. se presenta las prueba para la velocidad del viento de 12 m/s, para diez valores de velocidad sincrónica, iniciando desde el valor de 202 rad/s aproximadamente,

y luego se reduce, como se muestra en la Figura 3.16. (d). Para cada valor de velocidad sincrónica, se presenta la curva de potencia de la turbina eólica marcada con un número en la Figura 3.16. (h), el valor de la potencia activa generada por el GIAE, en la Figura 3.16. (f), el valor del par aplicado al rotor del generador, en la Figura 3.16. (e) y los correspondientes curvas de voltaje del estator, corriente de estator y flujo del rotor, en las Figuras 3.16. (a), (b) y (c).

Para analizar el comportamiento del sistema GIAE - turbina eólica se realiza pruebas utilizando el modelo matemático de la turbina eólica 2.1, 2.2 y 2.3 con el modelo matemático del GIAE 3.4.

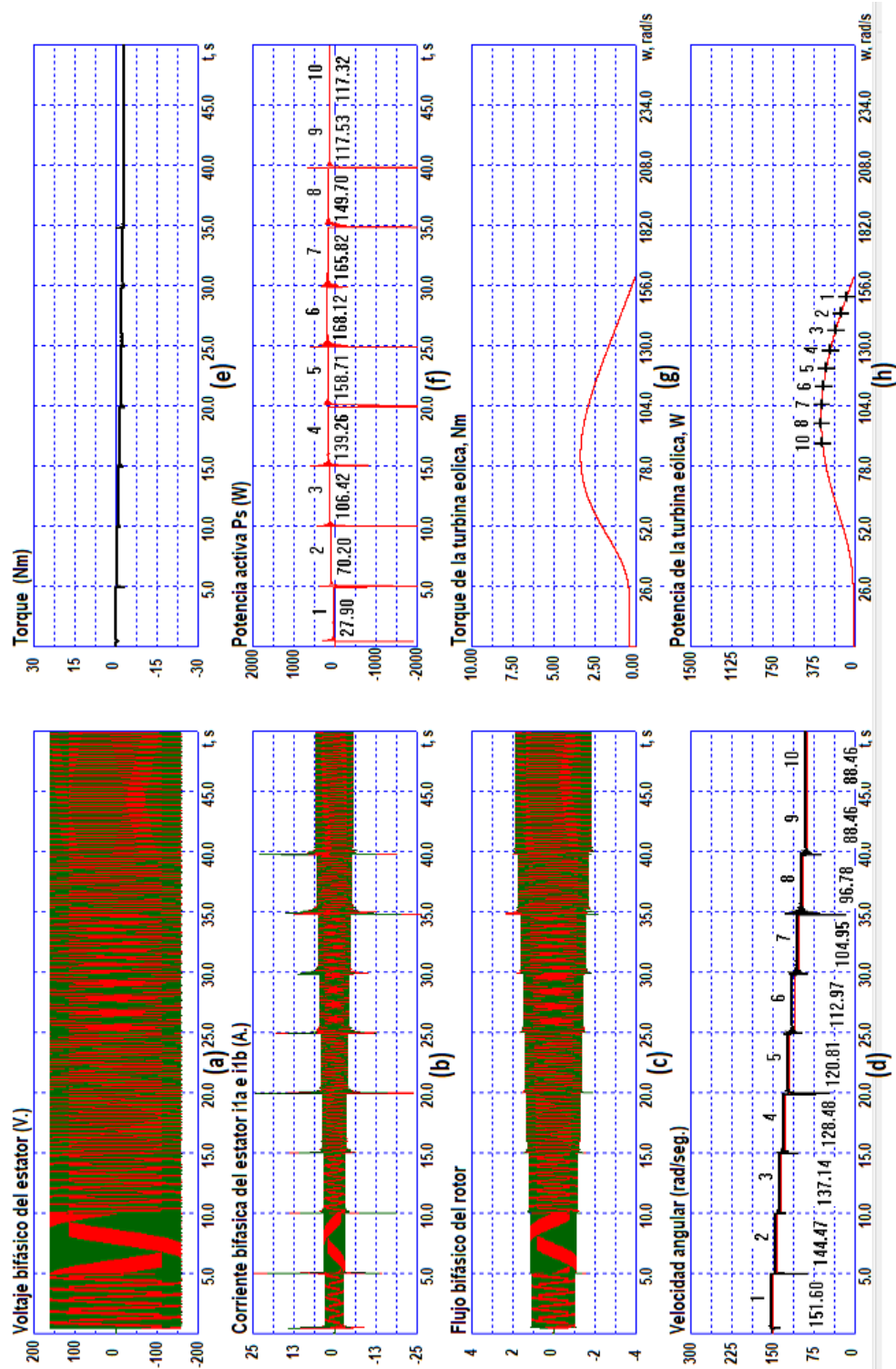


Figura 3.13. Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 10 m/s y la potencia del GIAE y turbina eólica equivalentes: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

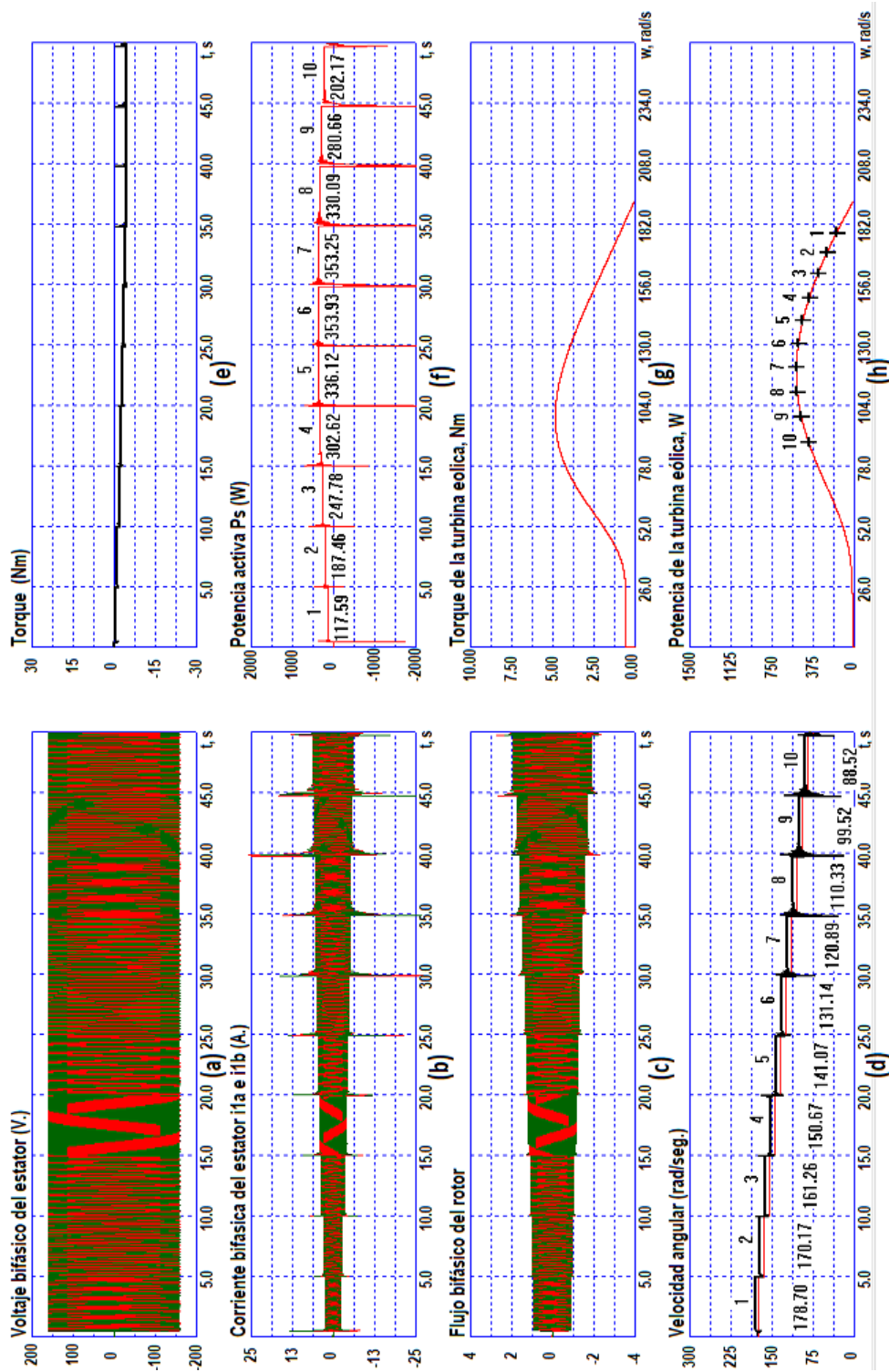


Figura 3.14. Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 12 m/s y la potencia del GIAE y turbina eólica equivalentes: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

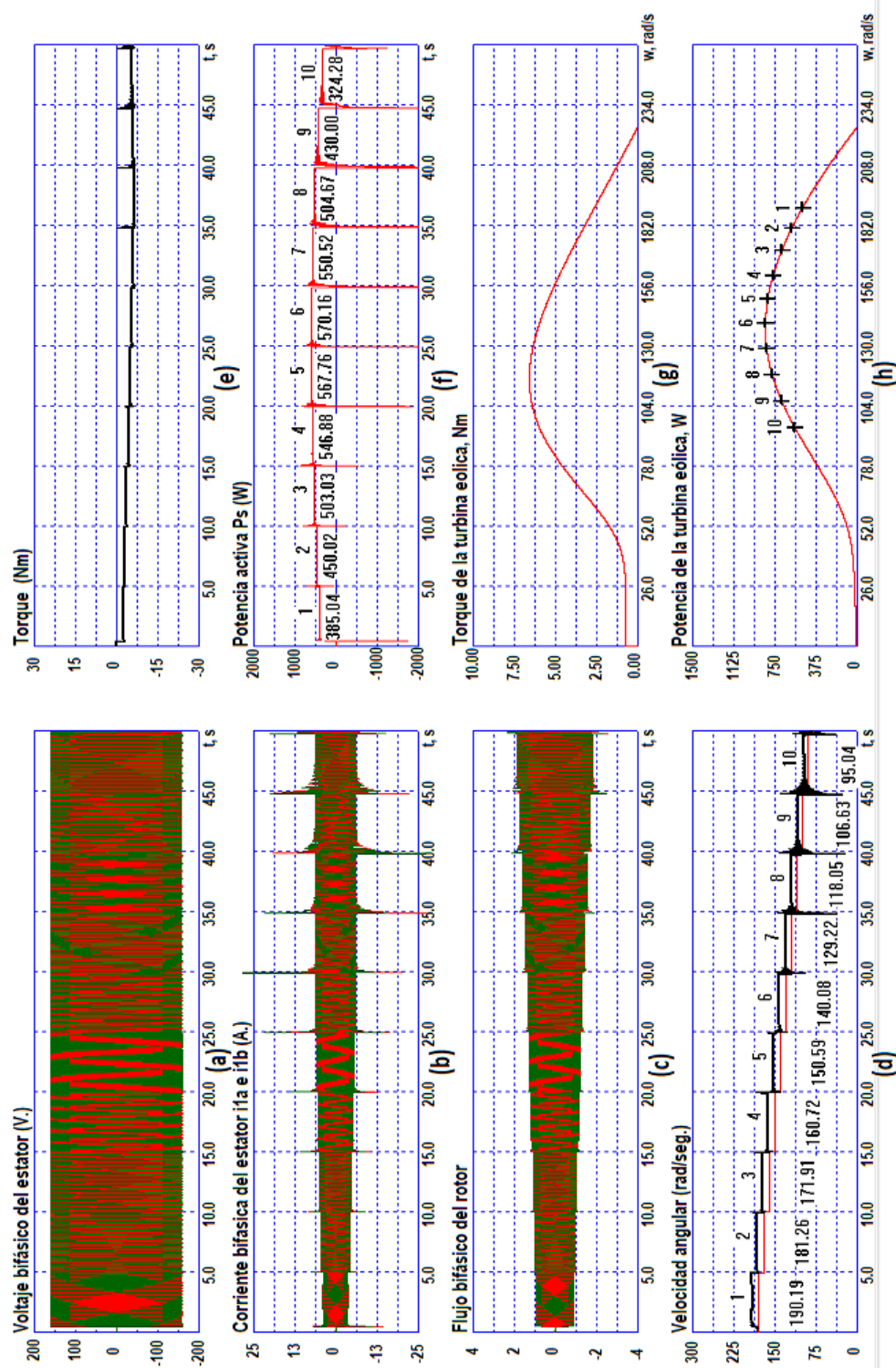


Figura 3.15. Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 14 m/s y la potencia del GIAE y turbina eólica equivalentes: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

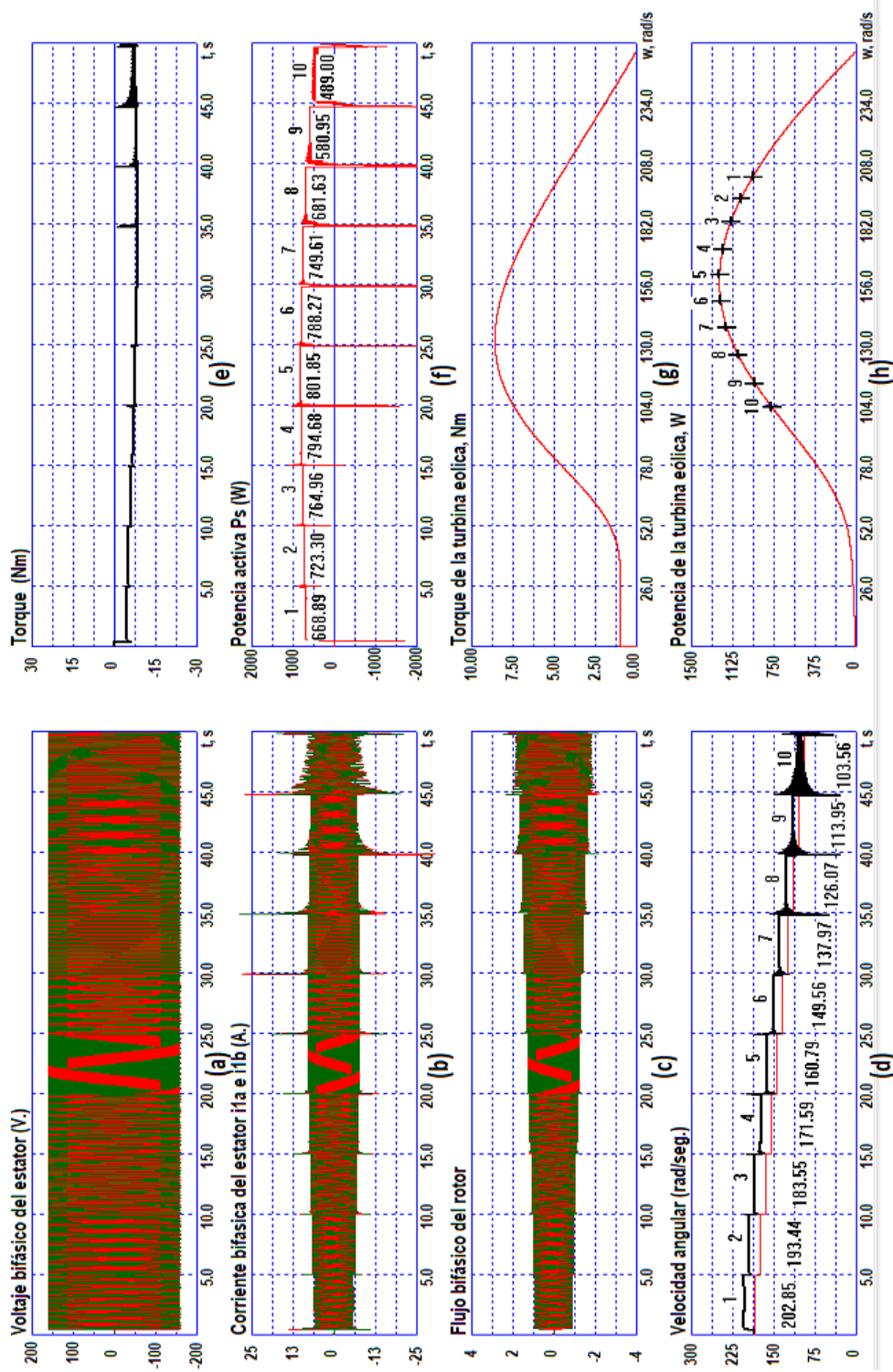


Figura 3.16. Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 16 m/s y la potencia del GIAE y turbina eólica equivalentes: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

3.2.4. Prueba de operación del sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE.

Cuando la potencia de la turbina eólica es mucho mayor que la potencia del GIAE, se realizan pruebas para las velocidades del viento de 8, 10, 12 , 14 y 16 m/s. En esta configuración del sistema, el par aplicado al rotor del generador es alto, de tal forma que la turbina eólica es la que define la velocidad angular del rotor.

En la Figura 3.17. se presenta las prueba para la velocidad del viento de 8 m/s, para diez valores de velocidad sincrónica, iniciando desde el valor de 61 rad/s aproximadamente hasta 151 rad/s, incrementando por intervalos, como se muestra en la Figura 3.17. (d). Para cada valor de velocidad sincrónica, se presenta la curva de potencia de la turbina eólica marcada con un número en la Figura 3.17. (h), el valor de la potencia activa generada por el GIAE, en la Figura 3.17. (f), el valor del par aplicado al rotor del generador, en la Figura 3.17. (e) y los correspondientes curvas de voltaje del estator, corriente de estator y flujo del rotor, en las Figuras 3.17. (a), (b) y (c).

En la Figura 3.18. se presenta las prueba para la velocidad del viento de 8 m/s, para diez valores de velocidad sincrónica, iniciando desde el valor de 61 rad/s aproximadamente hasta 151 rad/s, incrementando por intervalos, como se muestra en la Figura 3.18. (d). Para cada valor de velocidad sincrónica, se presenta la curva de potencia de la turbina eólica marcada con un número en la Figura 3.18. (h), el valor de la potencia activa generada por el GIAE, en la Figura 3.18. (f), el valor del par aplicado al rotor del generador, en la Figura 3.18. (e) y los correspondientes curvas de voltaje del estator, corriente de estator y flujo del rotor, en las Figuras 3.18. (a), (b) y (c).

En la Figura 3.19. se presenta las prueba para la velocidad del viento de 12 m/s, para diez valores de velocidad sincrónica, iniciando desde el valor de 186 rad/s hasta 107 rad/s, reduciendo por intervalos, como se muestra en la Figura 3.19. (d). Para cada valor de ve-

locidad sincrónica, se presenta la curva de potencia de la turbina eólica marcada con un número en la Figura 3.19. (h), el valor de la potencia activa generada por el GIAE, en la Figura 3.19. (f), el valor del par aplicado al rotor del generador, en la Figura 3.19. (e) y los correspondientes curvas de voltaje del estator, corriente de estator y flujo del rotor, en las Figuras 3.19. (a), (b) y (c).

En la Figura 3.20. se presenta las prueba para la velocidad del viento de 14 m/s, para diez valores de velocidad sincrónica, iniciando desde el valor de 204 rad/s hasta 105 rad/s, reduciendo por intervalos, como se muestra en la Figura 3.20. (d). Para cada valor de velocidad sincrónica, se presenta la curva de potencia de la turbina eólica marcada con un número en la Figura 3.20. (h), el valor de la potencia activa generada por el GIAE, en la Figura 3.20. (f), el valor del par aplicado al rotor del generador, en la Figura 3.20. (e) y los correspondientes curvas de voltaje del estator, corriente de estator y flujo del rotor, en las Figuras 3.20. (a), (b) y (c).

En la Figura 3.21. se presenta las pruebas para la velocidad del viento de 16 m/s, para diez valores de velocidad sincrónica, iniciando desde el valor de 253 rad/s hasta 229 rad/s, reduciendo por intervalos, como se muestra en la Figura 3.21. (d). Para cada valor de velocidad sincrónica, se presenta la curva de potencia de la turbina eólica marcada con un número en la Figura 3.21. (h), el valor de la potencia activa generada por el GIAE, en la Figura 3.21. (f), el valor del par aplicado al rotor del generador, en la Figura 3.21. (e) y los correspondientes curvas de voltaje del estator, corriente de estator y flujo del rotor, en las Figuras 3.21. (a), (b) y (c).

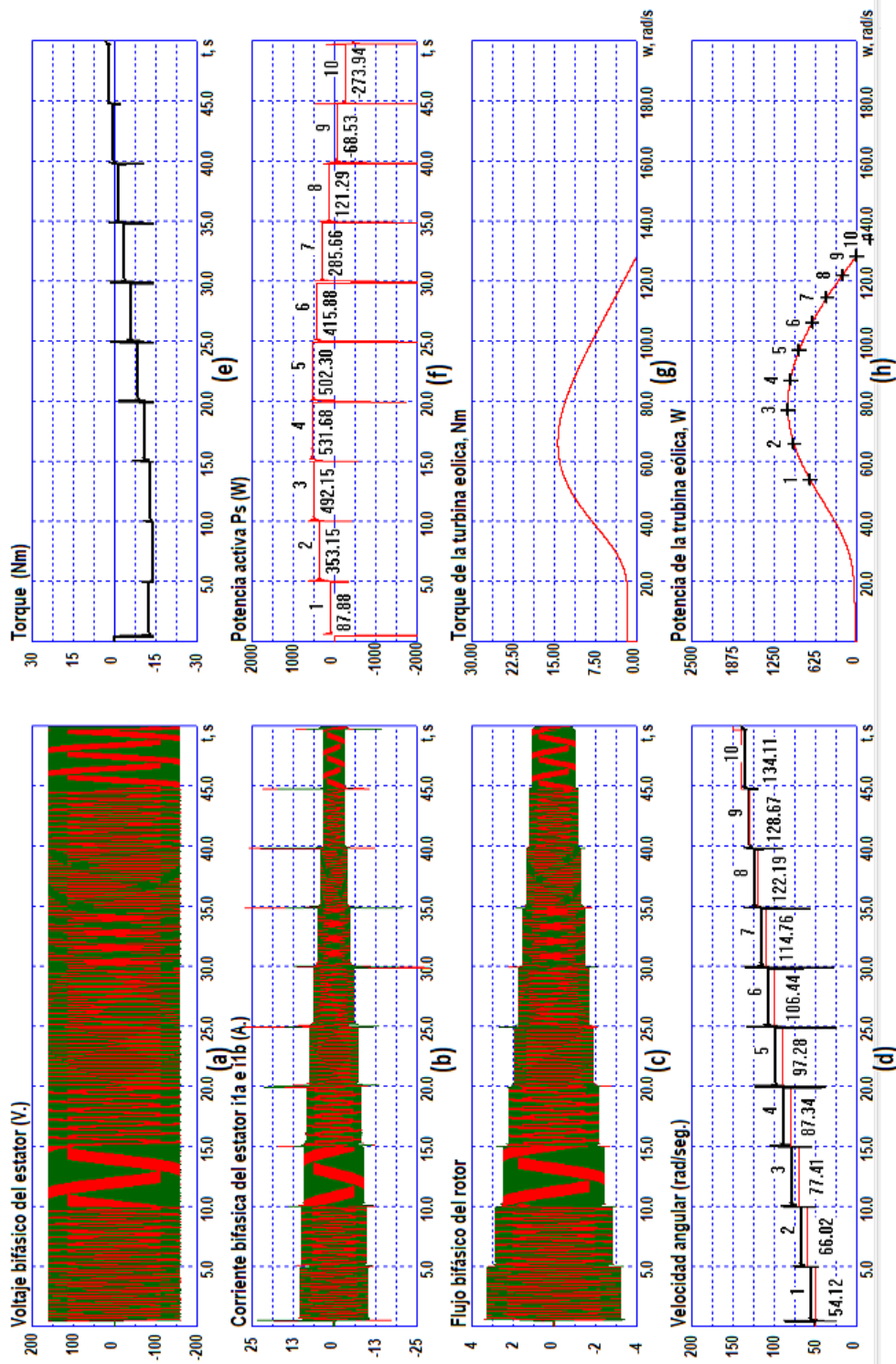


Figura 3.17. Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 8 m/s y la potencia de la turbina eólica mucho mayor que la potencia del estator; b) Voltaje de referencia del estator; c) Corrientes de estator; d) Flujo del rotor; e) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; f) Torque aplicado al rotor del sistema; g) Potencia activa; h) Potencia de la turbina eólica.

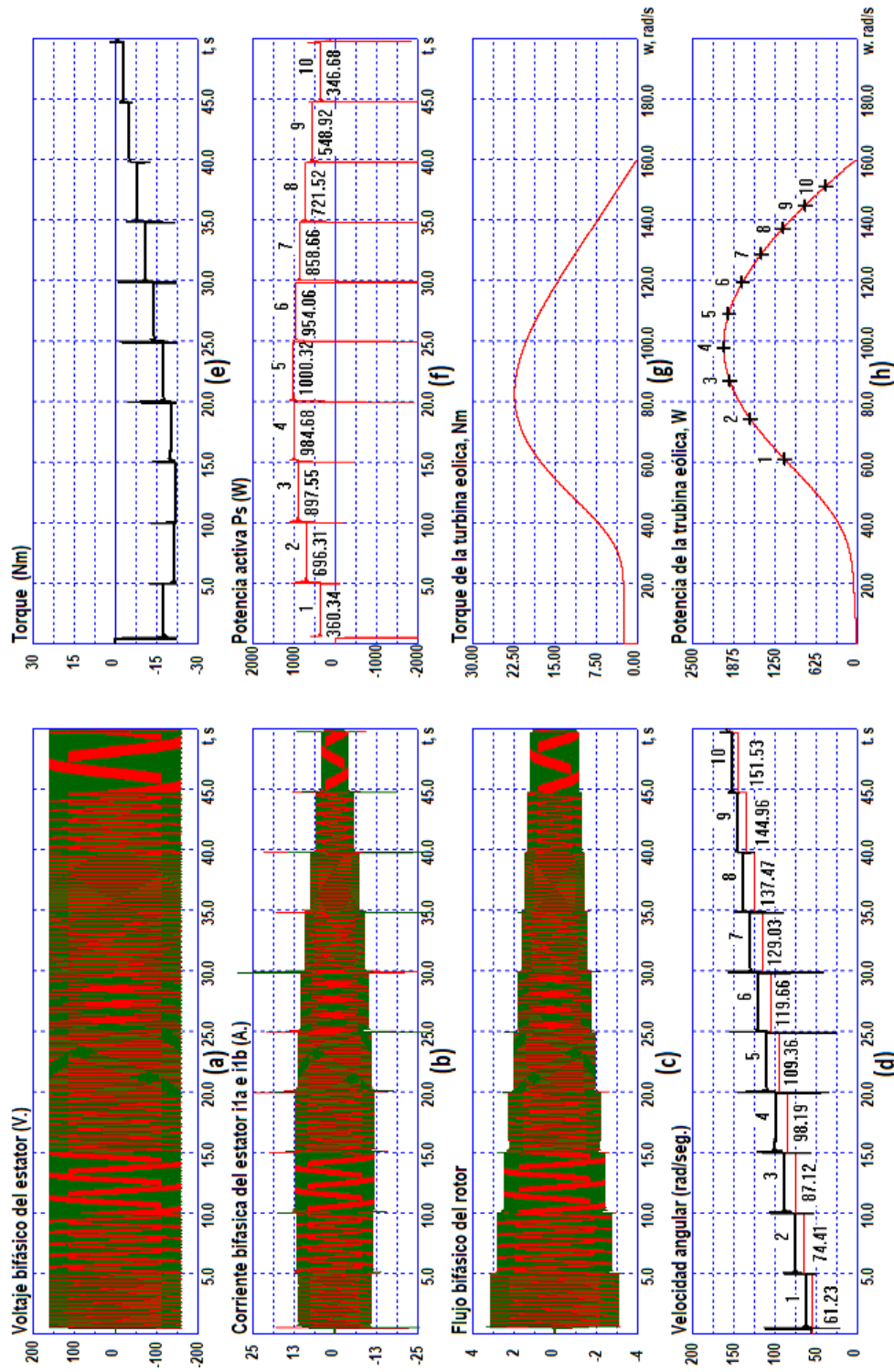


Figura 3.18. Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 10 m/s y la potencia de la turbina eólica mucho mayor que la potencia del GIAE: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

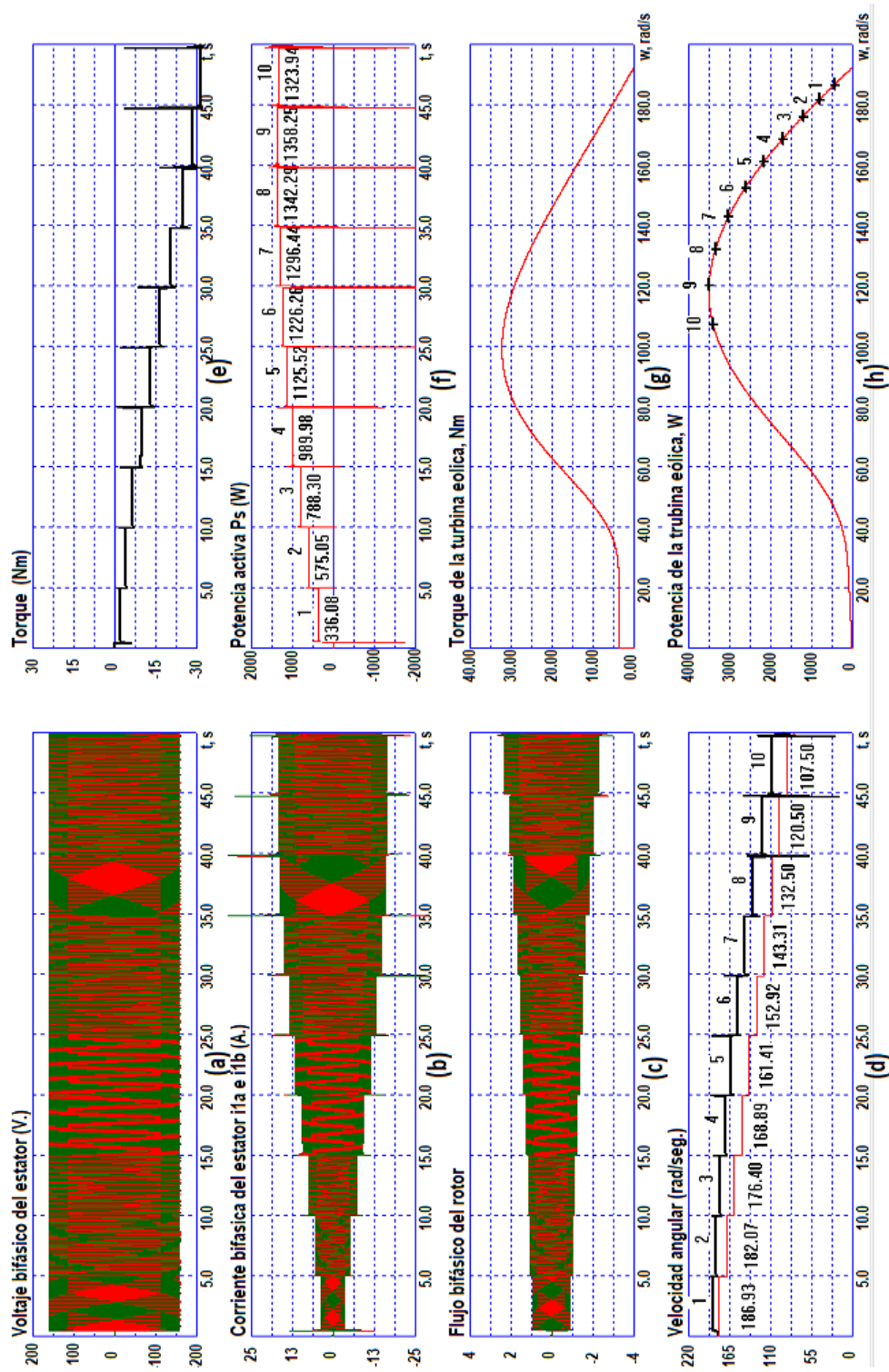


Figura 3.19. Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 12 m/s y la potencia de la turbina eólica mucho mayor que la potencia del GIAE: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

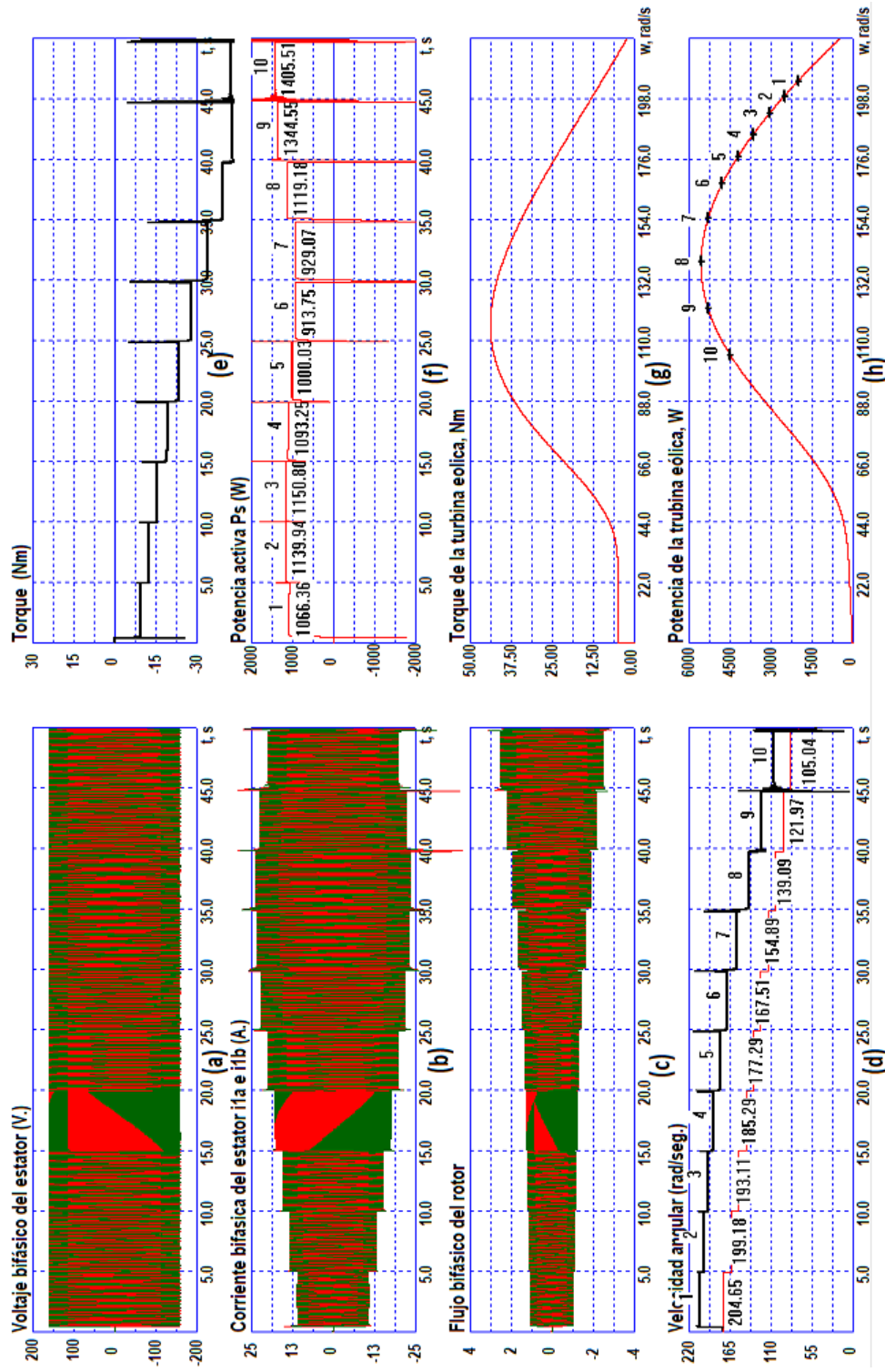


Figura 3.20. Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 14 m/s y la potencia de la turbina eólica mucho mayor que la potencia del GIAE: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

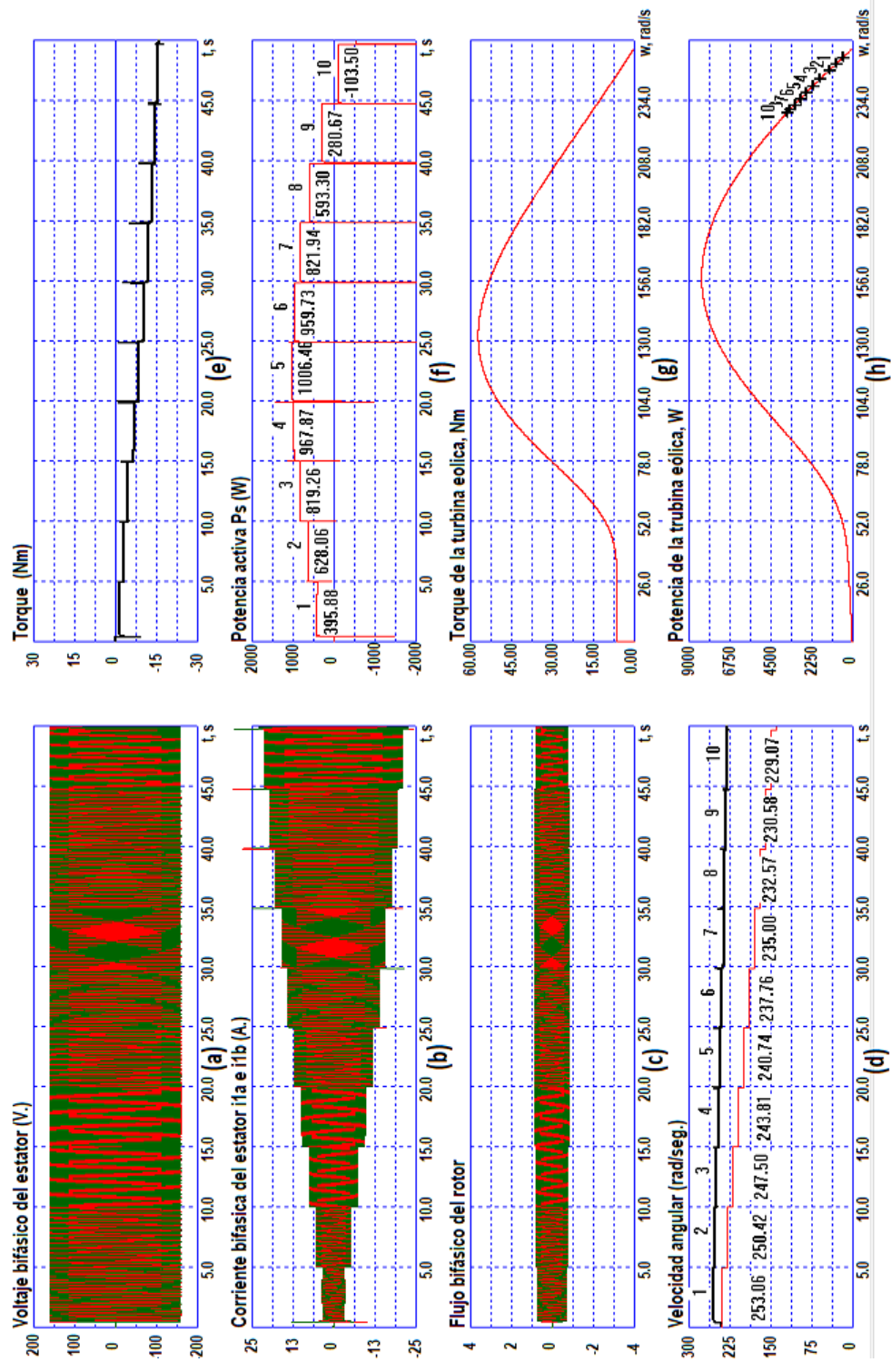


Figura 3.21. Pruebas del sistema de GIAE - turbina eólica, con velocidad del viento de 16 m/s y la potencia de la turbina eólica mucho mayor que la potencia del GIAE: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

3.2.5. Conclusiones del análisis del comportamiento dinámico del sistema GIAE - turbina eólica.

Si sobre sistema GIAE - turbina eólica actúa el viento a cierta velocidad y no se aplica voltaje de referencia al estator del generador, entonces empieza a subir la velocidad angular del rotor de acuerdo a la característica de la turbina eólica hasta estabilizarse en la velocidad en donde prácticamente el par generado por es suficiente para vencer la inercia de las partes giratorias del sistema.

Si la potencia del GIAE es igual o mayor a la potencia de la turbina eólica se puede operar el sistema a cualquier velocidad angular del rotor. En esta configuración del sistema es posible controlar la velocidad mediante el generador y de esta manera alcanzar cualquier velocidad considerada óptima. Sin embargo, en esta configuración operaría en la máxima potencia solo a altas velocidades del viento, reduciendo el rendimiento.

Cuando la potencia de la turbina eólica es mayor que la potencia del GIAE, no se puede controlar la velocidad angular del rotor con el generador y el sistema opera en la velocidad angular en donde se equilibra la potencia del generador y la turbina eólica. En esta configuración, dependiendo de la potencia de la turbina eólica, incluso desde bajas velocidades del viento, el generador opera en potencias altas.

El punto de máxima potencia activa generada por el sistema GIAE - turbina eólica no siempre coincide con el punto de máxima potencia de la turbina eólica.

En el sistema GIAE - turbina eólica, el punto de máxima potencia activa generada depende de la velocidad del viento y de la combinación de los puntos máximos de potencia de la turbina eólica y del GIAE, obteniendo así una característica de comportamiento de la potencia propia del sistema y se puede maximizar manipulando la velocidad sincrónica campo.

3.3. Algoritmo de control del sistema GIAE - turbina eólica.

Del análisis del comportamiento dinámico del GIAE, en la sección 3.1, se conoce que la máxima potencia generada a una velocidad angular dada del rotor, se obtiene en un valor específico de la velocidad del campo, ligeramente menor de la velocidad angular. Además, también se obtuvo que ese valor de velocidad del campo es diferente para cada valor de velocidad angular del rotor.

Por otro lado, en la sección 3.2, podemos ver que la turbina eólica también tiene una característica potencia - velocidad angular del rotor, en donde hay un punto de máxima potencia ha cierta velocidad angular del rotor y es diferente para cada valor de velocidad del viento.

Para obtener la máxima potencia de sistema, se requiere, un algoritmo que sea capaz de determinar el punto de máxima potencia, en tiempo real, utilizando variables del sistema medibles.

3.3.1. Algoritmo de rastreo del punto máximo de potencia (*Maximum Power Point Tracking MPPT*).

La potencia que realmente se utiliza, es la potencia activa proporcionada por el generador, razón por la cual se plantea el algoritmo de MPPT para el GIAE.

El algoritmo de optimización perturbar y observar (P&O) se basa, en que se perturba una variable del sistema, que cambia la variable observada en sentido ascendente, se repite este proceso hasta que empieza a descender la variable observada, tomando el ultimo valor como el máximo.

Para aplicar el algoritmo de P&O, en el GIAE, se utiliza la velocidad angular del campo giratorio del devanado del estator como variable perturbada, y la potencia activa como

variable observada. El campo giratorio, se genera con el voltaje trifásico de referencia aplicado al estator. Para el modelo se calcula el voltaje de referencia bifásico con las ecuaciones mostradas en (3.6)

$$\begin{aligned} u_a &= u_n \cos(\omega_0 t), \\ u_b &= u_n \sin(\omega_0 t) \end{aligned} \tag{3.6}$$

donde u_n , ω_0 y t es la amplitud del voltaje, velocidad angular del campo giratorio del estator y tiempo, correspondientemente. Y la potencia activa con la fórmula (3.7).

$$P_s = -\frac{3}{2}(u_a i_a + u_b i_b), \tag{3.7}$$

donde u_a y u_b son las componentes del voltaje del estator, y i_a y i_b son las componentes de las corrientes del estator.

El algoritmo MPPT propuesto, representado en el diagrama de flujo de la Figura. 3.22. utiliza las variables:

ω - Velocidad angular del rotor de la medición actual.

ω_a - Velocidad angular del rotor de la medición anterior.

$\Delta\omega$ - Incremento que debe variar la velocidad angular del rotor para recalcular el nuevo valor del punto de máxima potencia.

$\Delta\omega_0$ - Incremento de la velocidad angular del campo magnético.

ω_0 - Velocidad angular del campo magnético actual.

ω_{0a} - Velocidad angular del campo magnético anterior.

P_s - Potencia activa actual.

P_{sa} - Potencia activa anterior.

P_{max} - Potencia activa máxima.

u_a - Componente a del voltaje de referencia del estator.

u_b - Componente b del voltaje de referencia del estator.

Cuando inicia la operación el algoritmo MPPT propuesto, el rotor del sistema GIAE - turbina eólica gira a cierta velocidad angular, que se mide mediante el sensor, y si el cambio de velocidad angular entre la medición anterior ω_a y la actual ω es mayor a $\Delta\omega$, inicia el proceso de búsqueda del valor óptimo de ω_0 en el cual el sistema genera la máxima potencia. Para esto se inicializa en cero P_s , P_{sa} , P_{max} y ω_{0a} ; se asigna el valor de la velocidad de rotor medida ω al valor de la velocidad del campo ω_0 como valor inicial; se decrementa el valor de ω_0 en un $\Delta\omega_0$, con el nuevo valor de ω_0 se calcula los valores de los voltajes de estator u_a y u_b ; se aplica el nuevo valor de los voltajes al estator mediante el puente trifásico usando modulación de ancho de pulsos (*Pulse Width Modulation, PWM*); se mide las corrientes del estador i_a, i_b y se calcula la potencia activa con la formula (3.7). Si el valor de la potencia activa P_s es mayor que P_{max} , se guarda el nuevo valor de P_s como valor anterior en P_{sa} , se guarda el valor de P_s como nuevo valor de P_{max} , se guarda ω_0 como valor anterior ω_{0a} y se retorna a reducir nuevamente el valor de ω_0 en un $\Delta\omega$. Se repite la operación hasta que el nuevo valor de potencia P_s sea menor que el valor de P_{max} . Esta condición significa que la potencia activa P_s empieza a descender, entonces se retoma ω_{0a} como punto de máxima potencia y se mantiene hasta que exista un cambio de velocidad angular de rotor mayor que $\Delta\omega$.

En la Figura 3.23. se presenta la estructura del sistema de control aplicando el algoritmo de MPPT propuesto. En donde se muestra el sensor de velocidad angular del rotor y los sensores de corrientes del estator del generador. El algoritmo MPPT y la generación del PWM para controlar el puente trifásico se implementa en un controlador digital de señales (DSC).

Durante la operación del sistema, el programa de control implementado en el DSC, que incluye el algoritmo de MPPT y funcionalidades complementarias, mide la velocidad angular desde el sensor, y empieza a generar el voltaje de referencia con una velocidad sincrónica cercana a la velocidad angular, calculando el valor instantáneo con la ecuaciones (3.6), con estos valores de voltaje, genera el PWM que controla el puente trifásico para aplicar el voltaje

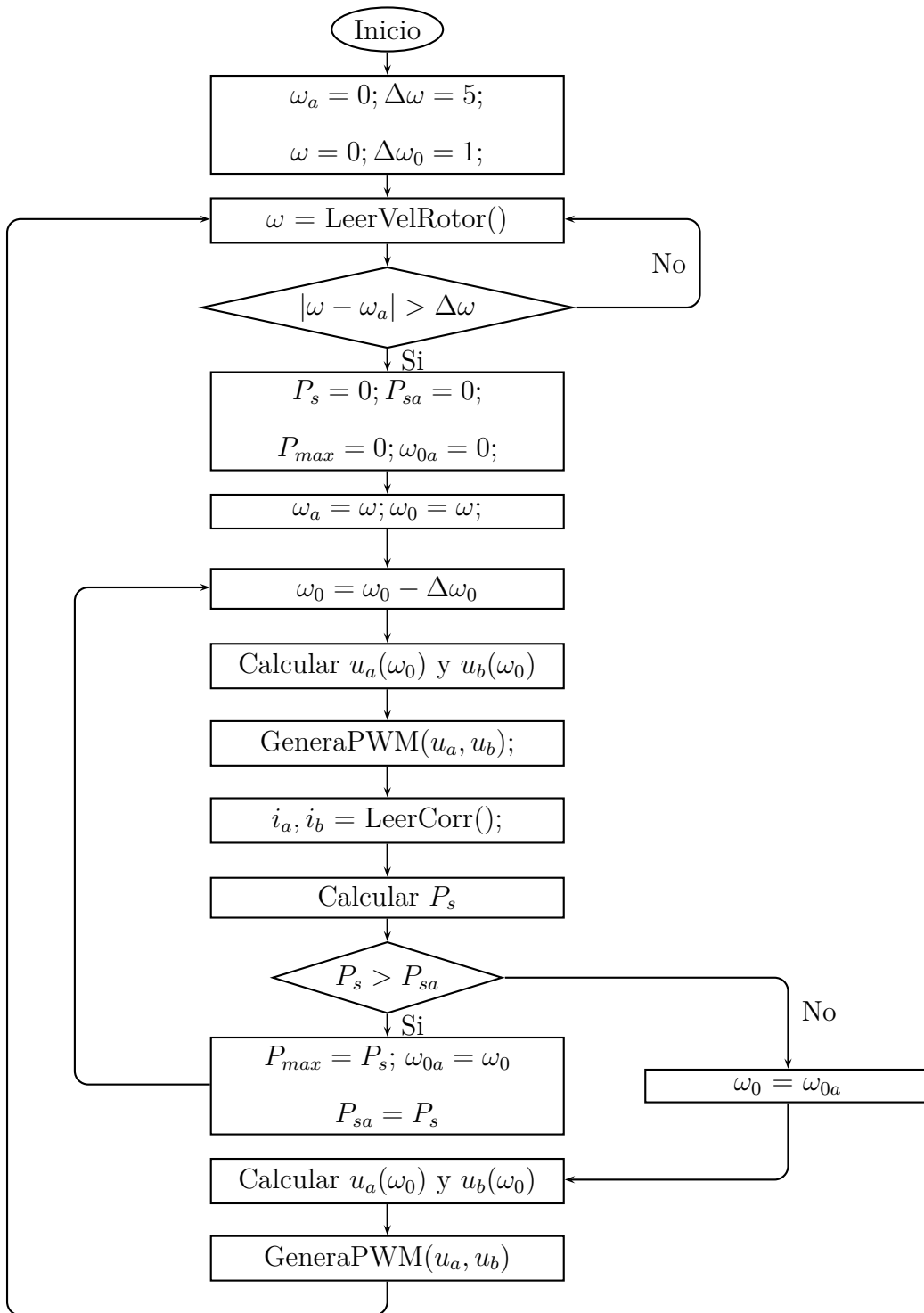


Figura 3.22. Diagrama de flujo del algoritmo de MPPT.

de referencia en el devanado del estator, con esto se genera corrientes en el estator, que son medidas por el DSC a través de los sensores de corriente y se calcula la potencia activa generada. El proceso de decrementar la velocidad sincrónica, calcular, generar y aplicar el voltaje de referencia al estator a través del puente trifásico se repite hasta alcanzar el punto de máxima potencia. El algoritmo MPPT determina que alcanzó el punto máximo de potencia cuando con el ultimo decremento de la velocidad sincrónica, el nuevo valor de potencia es menor que el anterior. En este punto, el algoritmo, restablece el valor anterior de velocidad sincrónica y mantiene en este valor hasta que cambie la velocidad angular del rotor del generador. Cuando se produce el cambio debe empezar nuevamente el proceso de búsqueda el punto de máxima potencia.

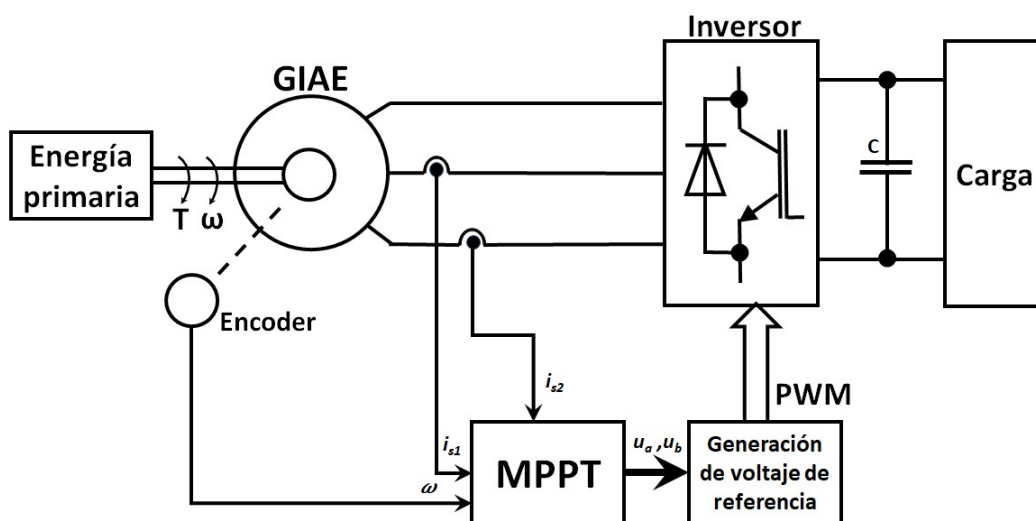


Figura 3.23. Estructura del sistema de control del GIAE con MPPT propuesto.

3.4. Pruebas del algoritmo de MPPT en el GIAE.

Los resultados de esta sección fueron publicados en el artículo científico *"MPPT of Three-Phase Self-Excited Induction Generator During Electric Power Generation From Variable Power Sources," 2021 1st International Conference on Power Electronics and Energy (ICPEE)*.

Para probar el algoritmo de MPPT propuesto, primero se realizan simulaciones cuando el eje del generador es sometido a perfiles de velocidades constantes de alto par por separado y finalmente se somete el generador a un perfil de velocidad angular que varia en escalón por intervalos, utilizando el programa de simulación del apéndice B.

Las pruebas se realizan para valores de velocidad angular desde 60 a 190 rad/s, para probar el funcionamiento del algoritmo propuesto en un amplio rango de trabajo del generador, cuya velocidad nominal es de 100 rad/s.

3.4.1. Pruebas del algoritmo de MPPT en el GIAE, cuando se aplica al rotor perfiles velocidad angular constante, con alto par.

En la Figura 3.24. se presentan los resultados de la prueba, cuando el rotor es sometido a una velocidad angular de 60 rad/s, como se muestra en la Figura 3.24. (d), el MPPT propuesto determina el máximo valor de la potencia, perturbando el GIAE al disminuir consecutivamente la velocidad sincrónica del campo como se presenta en la Figura 3.24. (g) y verificando la potencia generada como que se muestra en la Figura 3.24. (e). Para cada valor de velocidad sincrónica de campo se genera el voltaje de referencia del estator, que a su vez genera la corriente del estator, el flujo del rotor y finalmente la potencia activa como se muestra en las Figuras 3.24. (a), (b), (c) y (e) correspondientemente.

En la Figura 3.25. se presentan los resultados de la prueba, cuando el rotor es sometido a una velocidad angular de 80 rad/s, como se muestra en la Figura 3.25. (d), el MPPT propuesto determina el máximo valor de la potencia, perturbando el GIAE al disminuir consecutivamente la velocidad sincrónica del campo como se presenta en la Figura 3.25. (g) y verificando la potencia generada como que se muestra en la Figura 3.25. (e). Para cada valor de velocidad sincrónica de campo se genera el voltaje de referencia del estator, que a su vez genera la corriente del estator, el flujo del rotor y finalmente la potencia activa como

se muestra en las Figuras 3.25. (a), (b), (c) y (e) correspondientemente.

En la Figura 3.26. se presentan los resultados de la prueba, cuando el rotor es sometido a una velocidad angular de 100 rad/s, como se muestra en la Figura 3.26. (d), el MPPT propuesto determina el máximo valor de la potencia, perturbando el GIAE al disminuir consecutivamente la velocidad sincrónica del campo como se presenta en la Figura 3.26. (g) y verificando la potencia generada como que se muestra en la Figura 3.26. (e). Para cada valor de velocidad sincrónica de campo se genera el voltaje de referencia del estator, que a su vez genera la corriente del estator, el flujo del rotor y finalmente la potencia activa como se muestra en las Figuras 3.26. (a), (b), (c) y (e) correspondientemente.

En la Figura 3.27. se presentan los resultados de la prueba, cuando el rotor es sometido a una velocidad angular de 130 rad/s, como se muestra en la Figura 3.27. (d), el MPPT propuesto determina el máximo valor de la potencia, perturbando el GIAE al disminuir consecutivamente la velocidad sincrónica del campo como se presenta en la Figura 3.27. (g) y verificando la potencia generada como que se muestra en la Figura 3.27. (e). Para cada valor de velocidad sincrónica de campo se genera el voltaje de referencia del estator, que a su vez genera la corriente del estator, el flujo del rotor y finalmente la potencia activa como se muestra en las Figuras 3.27. (a), (b), (c) y (e) correspondientemente.

En la Figura 3.28. se presentan los resultados de la prueba, cuando el rotor es sometido a una velocidad angular de 150 rad/s, como se muestra en la Figura 3.28. (d), el MPPT propuesto determina el máximo valor de la potencia, perturbando el GIAE al disminuir consecutivamente la velocidad sincrónica del campo como se presenta en la Figura 3.28. (g) y verificando la potencia generada como que se muestra en la Figura 3.28. (e). Para cada valor de velocidad sincrónica de campo se genera el voltaje de referencia del estator, que a su vez genera la corriente del estator, el flujo del rotor y finalmente la potencia activa como se muestra en las Figuras 3.28. (a), (b), (c) y (e) correspondientemente.

En la Figura 3.29. se presentan los resultados de la prueba, cuando el rotor es sometido a una velocidad angular de 190 rad/s, como se muestra en la Figura 3.29. (d), el MPPT

propuesto determina el máximo valor de la potencia, perturbando el GIAE al disminuir consecutivamente la velocidad sincrónica del campo como se presenta en la Figura 3.29. (g) y verificando la potencia generada como que se muestra en la Figura 3.29. (e). Para cada valor de velocidad sincrónica de campo se genera el voltaje de referencia del estator, que a su vez genera la corriente del estator, el flujo del rotor y finalmente la potencia activa como se muestra en las Figuras 3.29. (a), (b), (c) y (e) correspondientemente.

3.4.2. Pruebas del algoritmo de MPPT en el GIAE, cuando se aplica al rotor un perfil velocidad angular que varia en escalones por intervalos, con alto par.

En esta prueba, el GIAE es sometido a un perfil de velocidad angular que cambia en escalones y se mantiene constante por intervalos, en todo el rango del trabajo, de la siguiente forma: 60, 90, 120, 150, 180, 150, 120, 60 y 100 rad/s como se en la Figura 3.30. (d). Cuando el algoritmo detecta el cambio de velocidad angular del rotor, inicia el proceso de búsqueda del punto máximo de potencia. Variando el valor de la velocidad sincrónica del campo, generando el voltaje de referencia del estator, que aplicado, genera la corrientes del estator, los flujos de rotor y la potencia activa como se muestra en las Figuras 3.30. (g), (a), (b), (c) y (e) correspondientemente.

3.4.3. Pruebas del algoritmo MPPT en el GIAE con un perfil real de velocidad de viento.

En esta prueba, se convierte proporcionalmente la velocidad del viento en velocidad angular, que se aplica al rotor de GIAE, considerando que es aplicado con alto par, de tal manera que el par del generador no altera la velocidad angular aplicada.

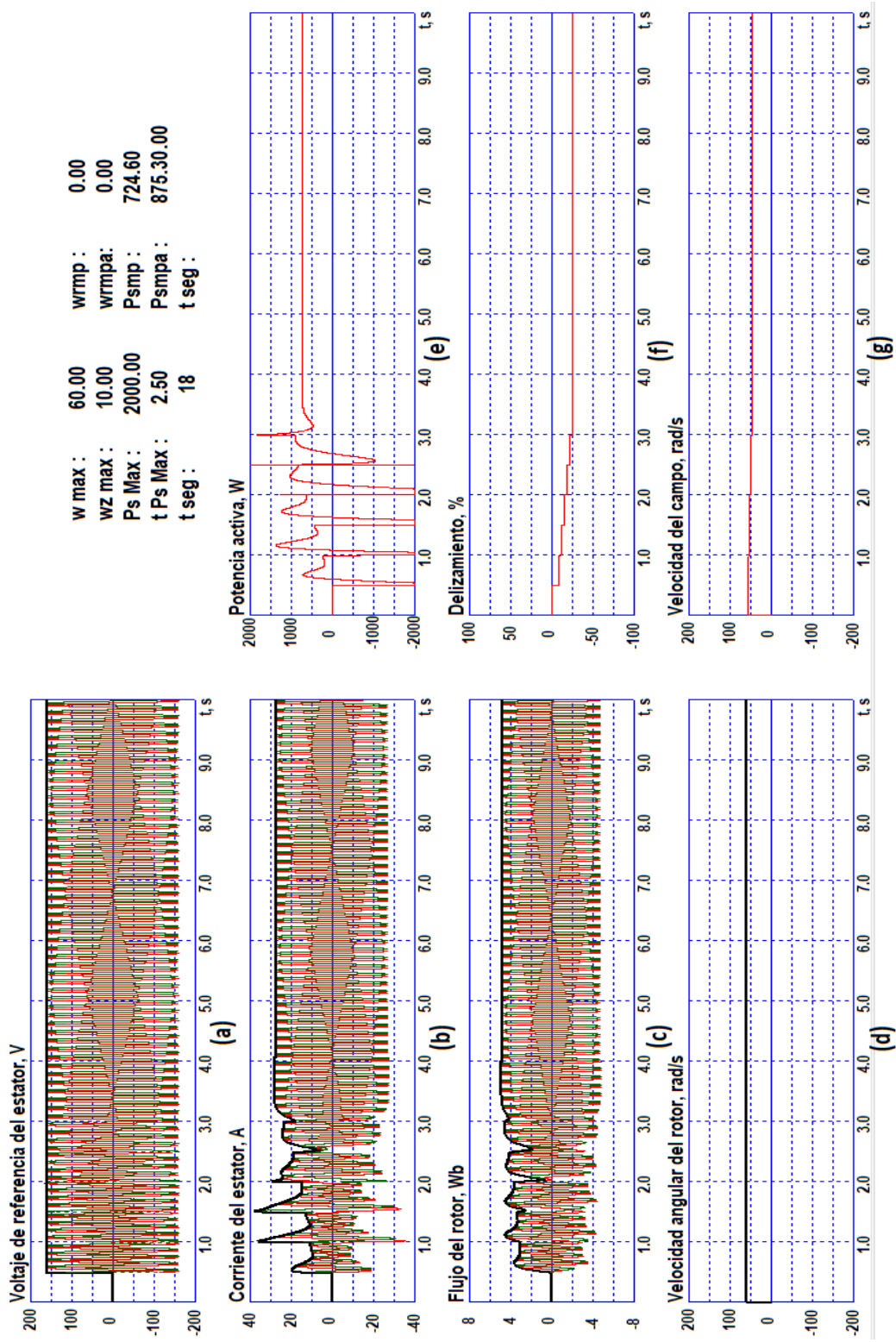


Figura 3.24. Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con velocidad del rotor de 60 rad/s. a) Voltaje de referencia del estator; b) Corriente del estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad angular del rotor; e) Potencia activa; f) Deslizamiento y g) Velocidad angular del campo.

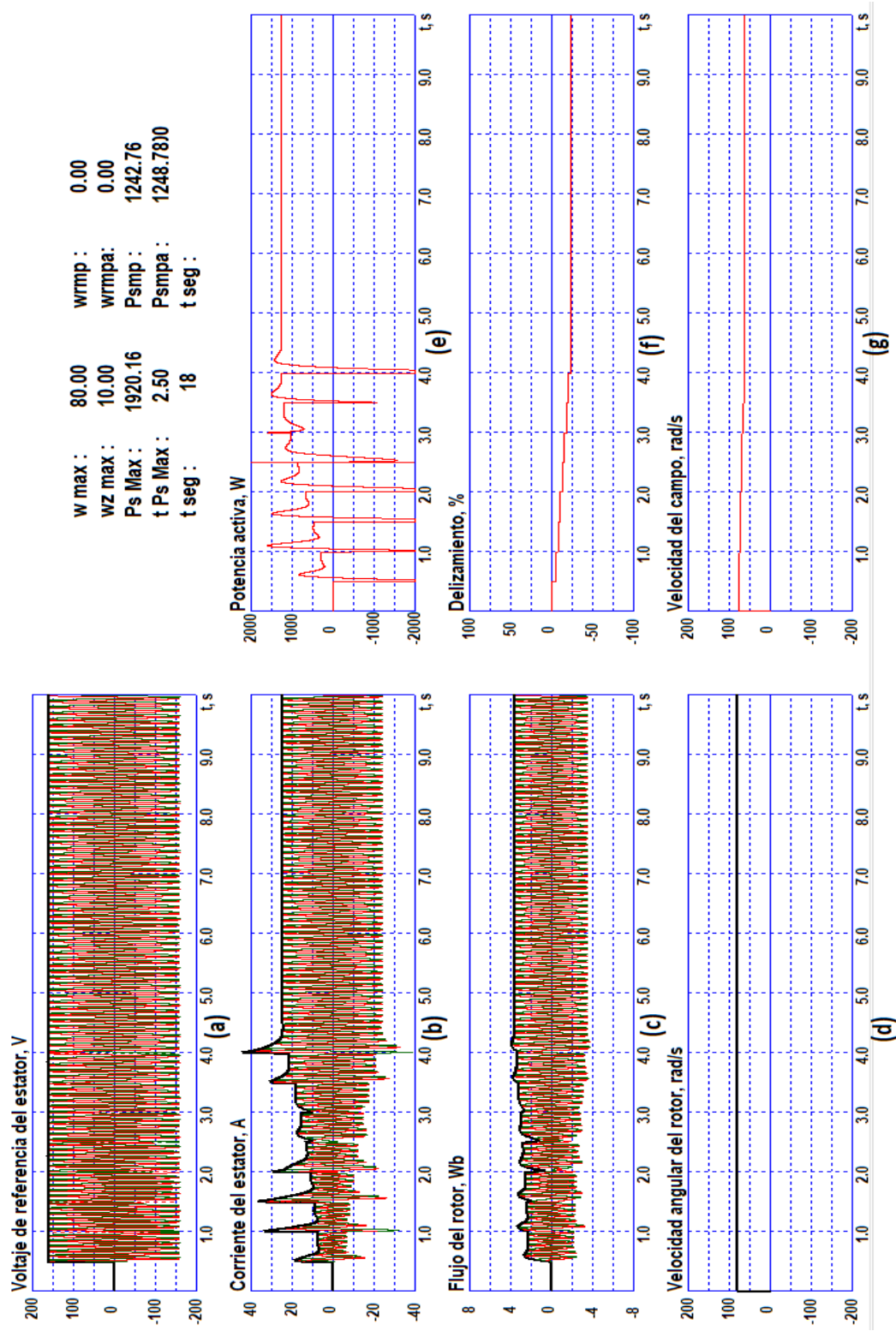


Figura 3.25. Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con velocidad del rotor de 80 rad/s. a) Voltaje de referencia del estator; b) Corriente del estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad angular del rotor; e) Potencia activa; f) Deslizamiento y g) Velocidad angular del campo.

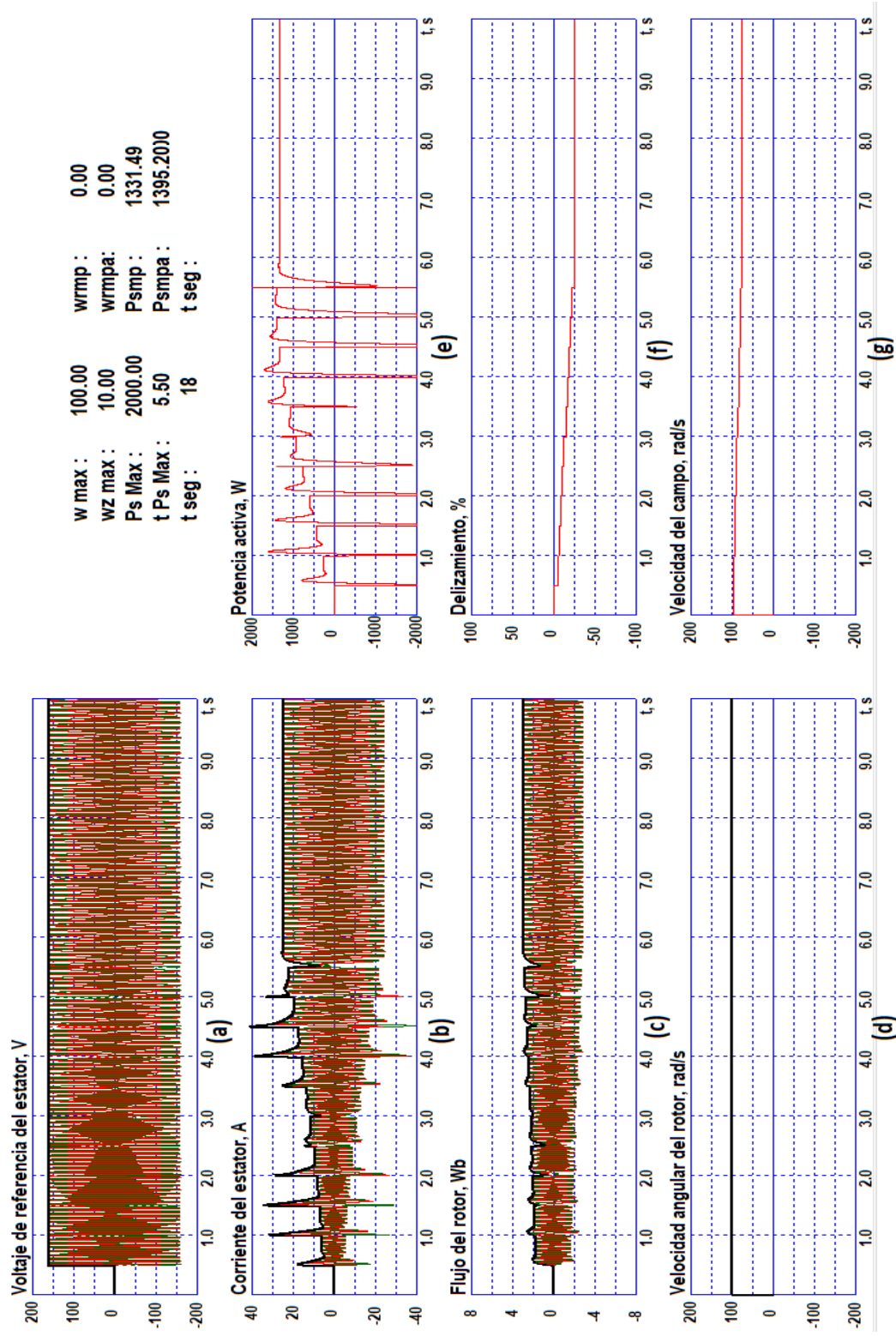


Figura 3.26. Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con velocidad del rotor de 100 rad/s. a) Voltaje de referencia del estator; b) Corriente del estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad angular del rotor; e) Potencia activa; f) Deslizamiento y g) Velocidad angular del campo.

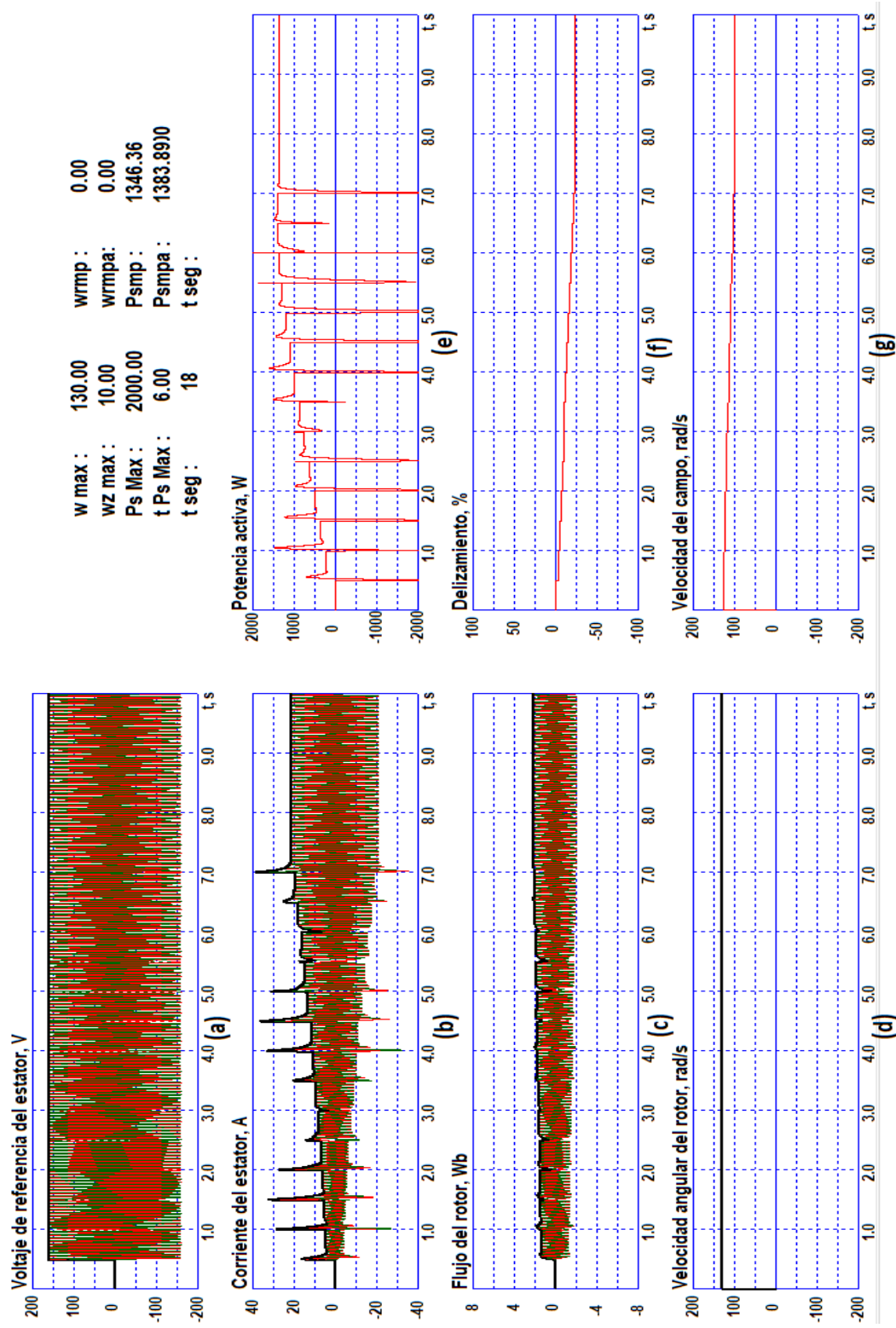


Figura 3.27. Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con velocidad del rotor de 130 rad/s. a) Voltaje de referencia del estator; b) Corriente del estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad angular del rotor; e) Potencia activa; f) Deslizamiento y g) Velocidad angular del campo.

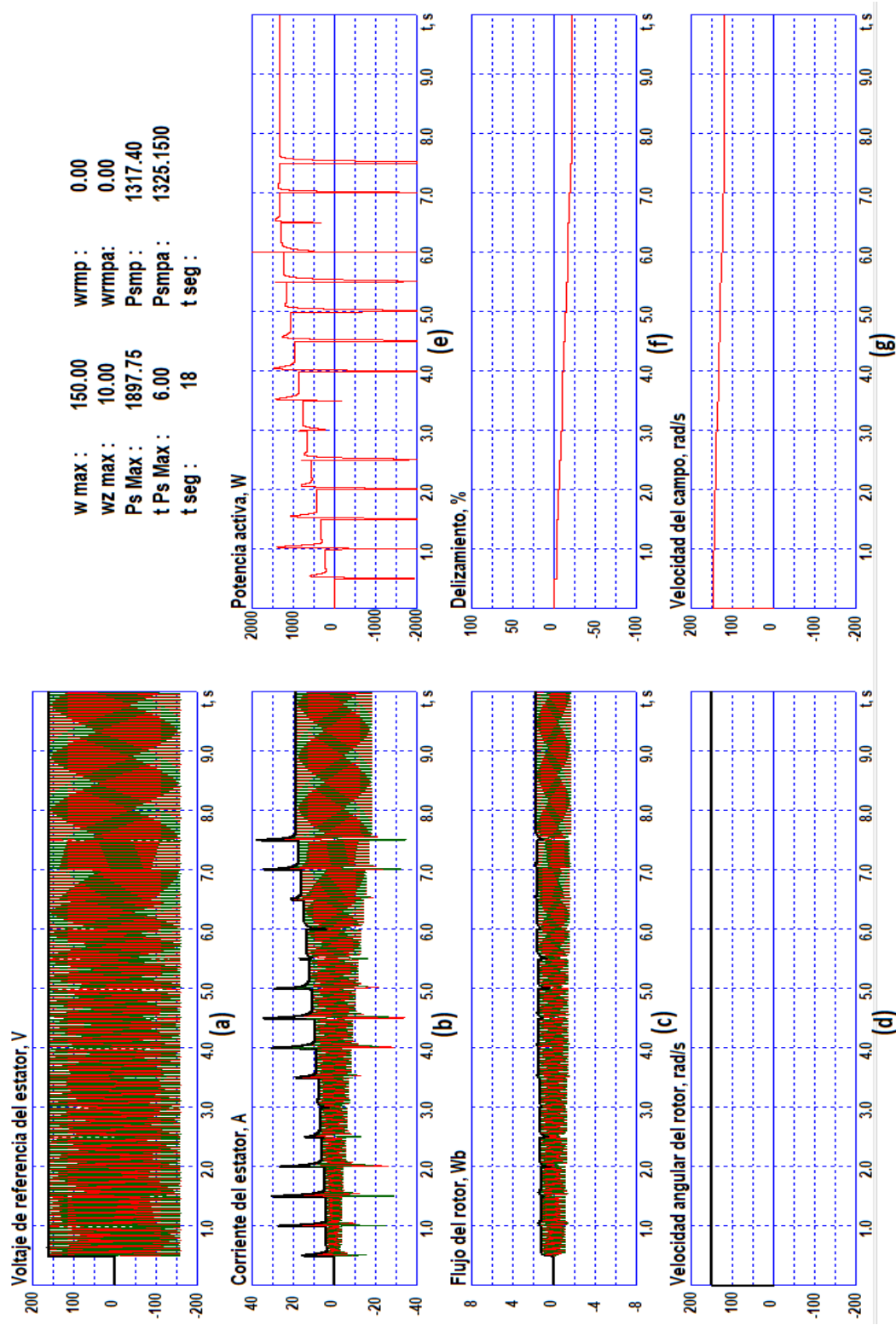


Figura 3.28. Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con velocidad del rotor de 150 rad/s. a) Voltaje de referencia del estator; b) Corriente del estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad angular del rotor; e) Potencia activa; f) Deslizamiento y g) Velocidad angular del campo.

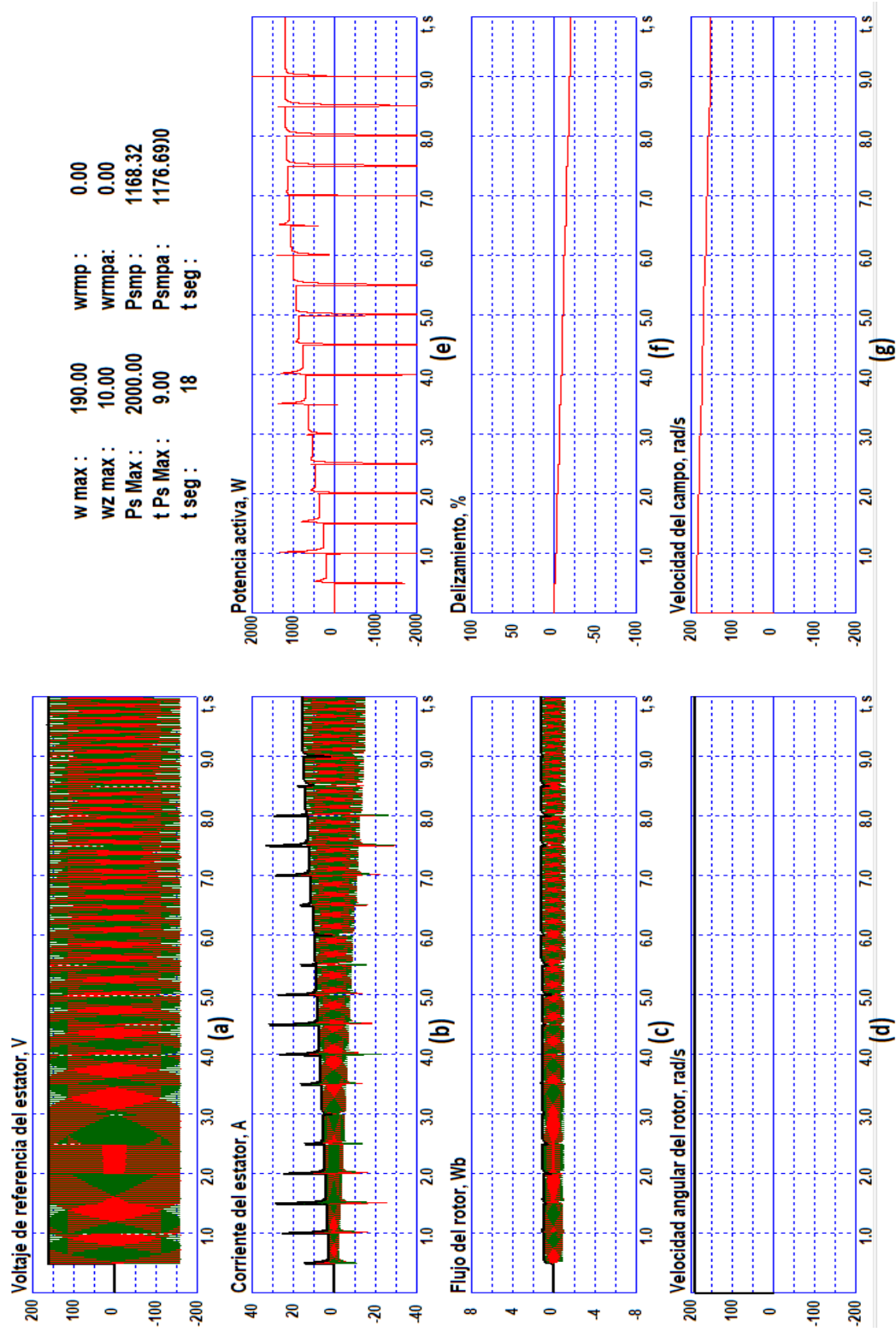


Figura 3.29. Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con velocidad del rotor de 190 rad/s. a) Voltaje de referencia del estator; b) Corriente del estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad angular del rotor; e) Potencia activa; f) Deslizamiento y g) Velocidad angular del campo.

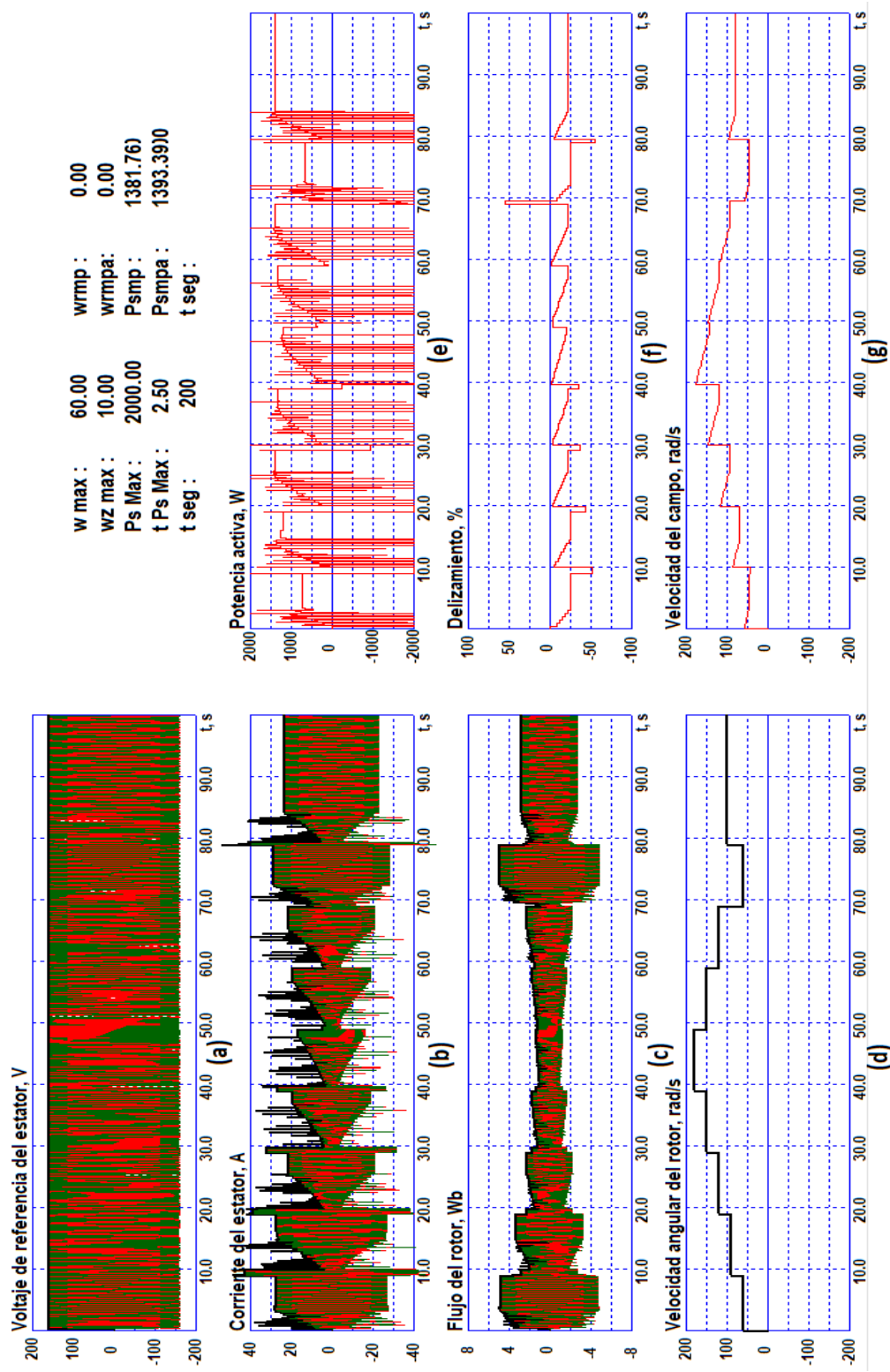


Figura 3.30. Resultados de pruebas del MPPT en el GIAE con perfil de velocidad angular del rotor que varía en escalón por intervalos, en un amplio rango de operación: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corriente del estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad angular del rotor; e) Potencia activa; f) Deslizamiento y g) Velocidad angular del campo.

El algoritmo MPPT propuesto se somete a pruebas en el GIAE, utilizando un perfil real de velocidad de viento [56], [58], [59], que se presenta en la Figura 3.31. (a), los datos capturados por un periodo de 28000 segundos y se expanden en 30 veces, iniciando desde el segundo 3000 en la Figura 3.31. (b). En la Figura 3.32. (b) se muestra los datos expandidos en 300 veces, en la Figura 3.33. (b) se muestra los datos expandidos en 1500 veces iniciando desde el segundo 3000 y en la Figura 3.34. (b) se muestra los datos expandidos en 300 veces iniciando desde el segundo 14000.

Considerando que el algoritmo propuesto de MPPT requiere de un tiempo de 3 a 7 segundos dependiendo de la velocidad del viento, para alcanzar el punto máximo de potencia, la velocidad del viento no debe tener cambios bruscos de valor. Si bien, el perfil de viento de la Figura 3.31. (a) presenta aparentes cambios bruscos, con un acercamiento del gráfico en 30, 300 y 1500 veces, como el de las Figuras 3.31., 3.32. (b) y 3.33. (b), tenemos un comportamiento del viento aceptable para aplicar el algoritmo de MPPT propuesto.

Los resultados de la prueba del MPPT para intervalos de 10, 100 y 1000 segundos, iniciando desde el tiempo 15000 segundos del perfil de viento, se presentan en las Figuras 3.35., 3.36. y 3.37., correspondientemente. En donde, en (e) se presenta el perfil de viento completo, en (f) se presenta el intervalo de tiempo seleccionado, en (d) se presenta la curva de potencia activa y en (g) se presenta la velocidad angular del rotor y la velocidad del campo en (h).

En la Figuras 3.38., 3.39. se presenta los resultados de prueba para los intervalos del 10 y 100 segundos, iniciando desde el tiempo 9000 segundos.

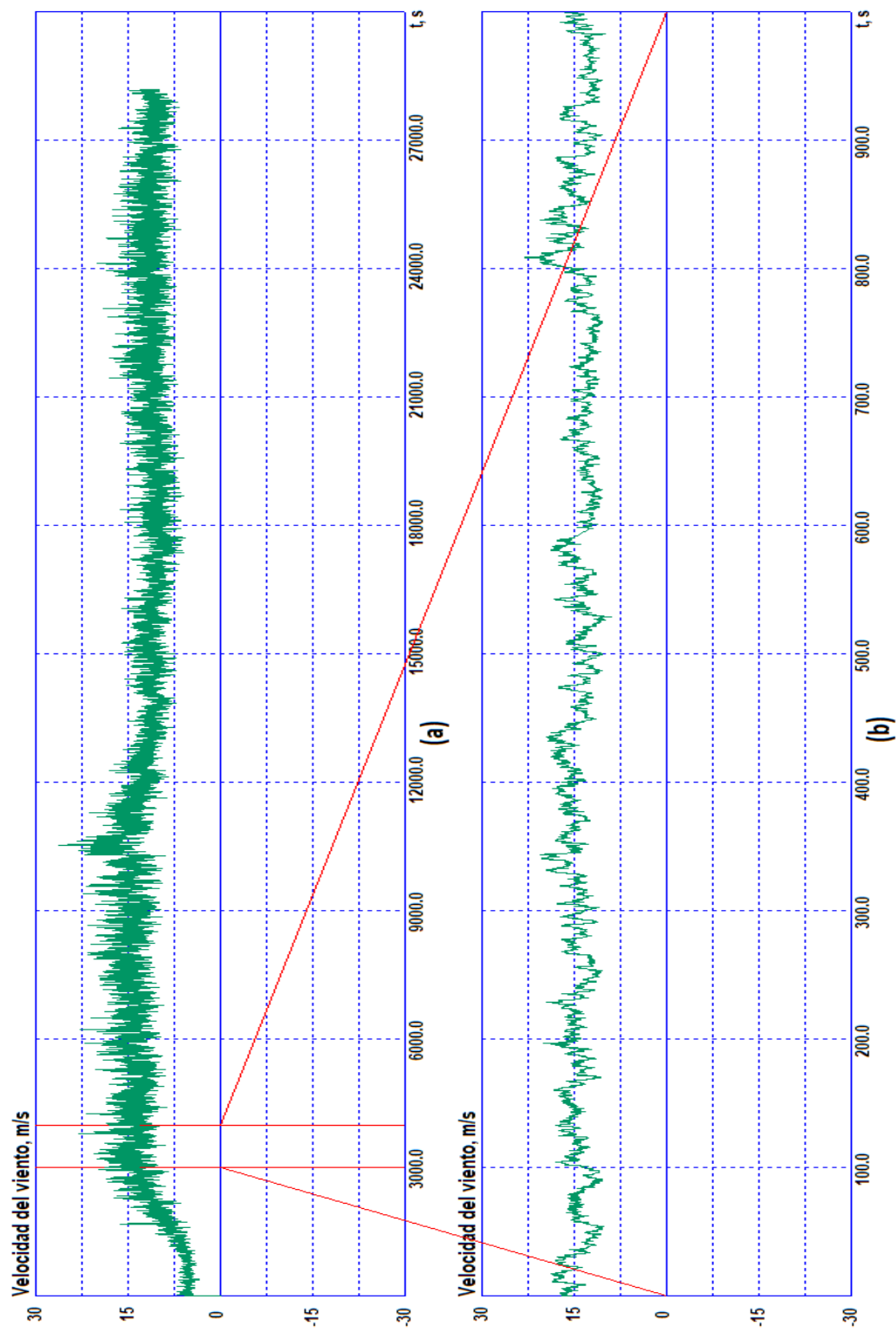


Figura 3.31. Perfil del viento original y expandido en 30 veces , iniciando desde el segundo 3000: a) Perfil de viento original; b) Perfil de viento expandido en 30 veces.Fuente [56].

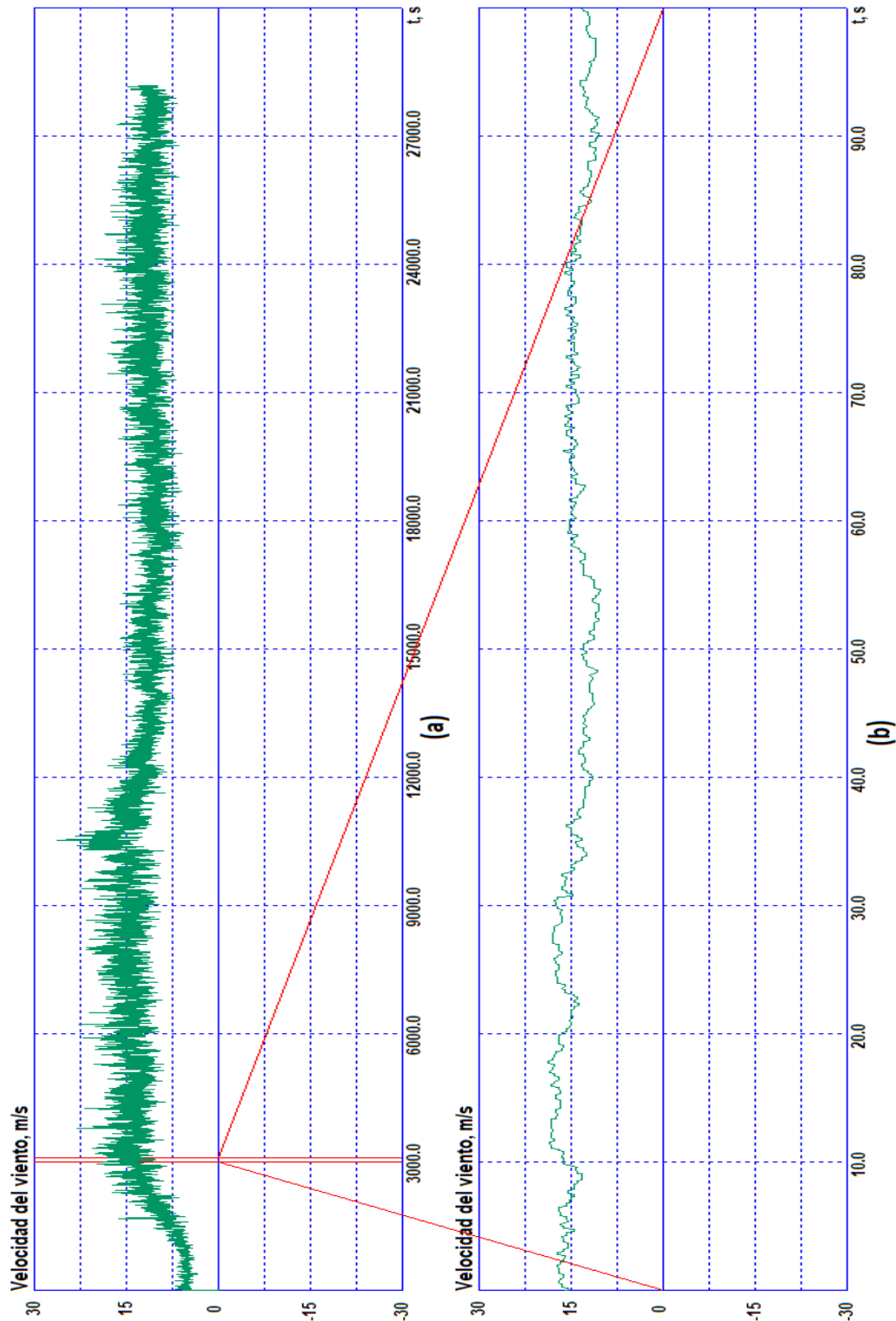


Figura 3.32. Perfil del viento original y expandido en 300 veces,, iniciando desde el segundo 3000: a) Perfil de viento original; b) Perfil de viento expandido en 30 veces.Fuente [56].

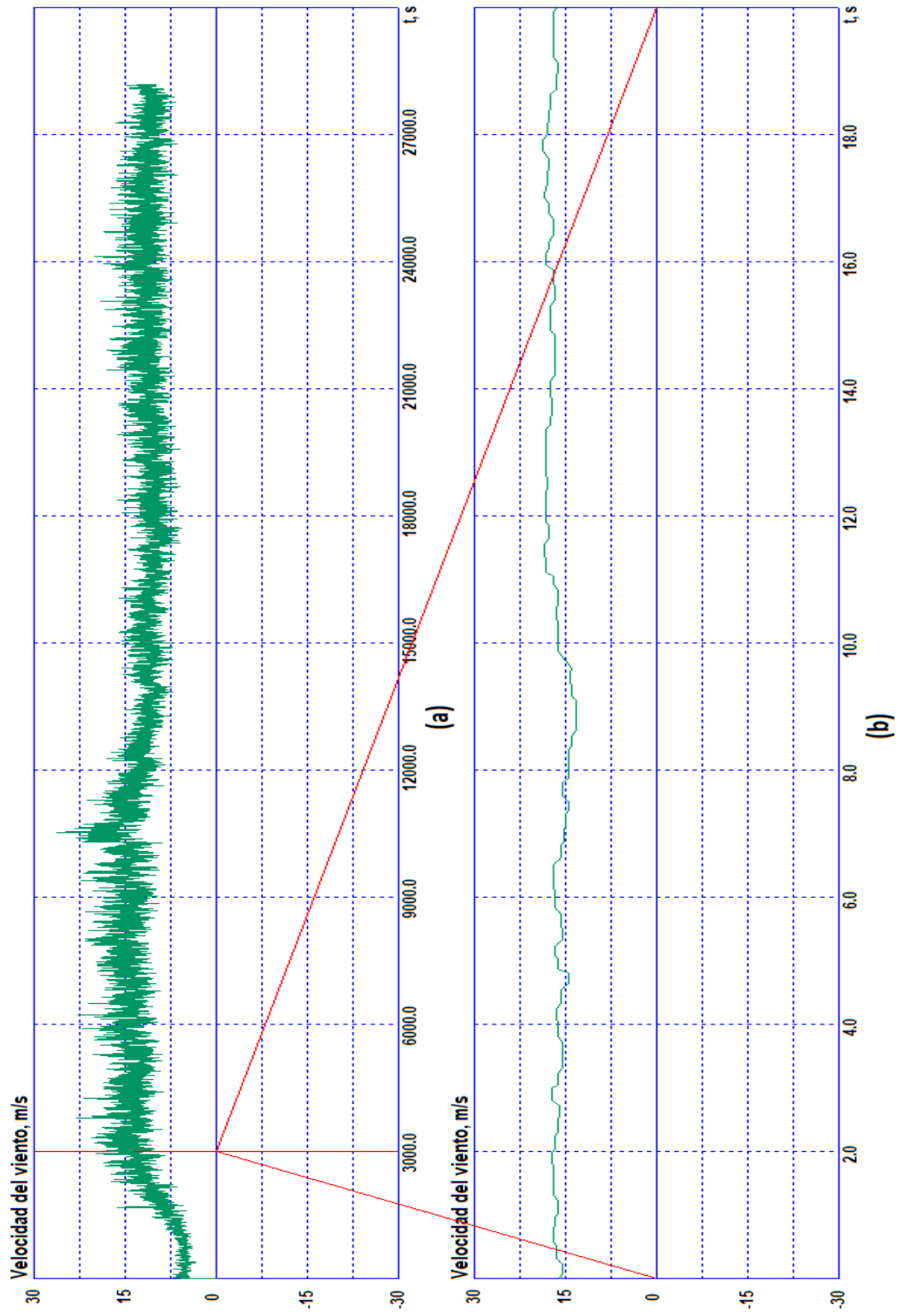


Figura 3.33. Perfil del viento original y expandido en 1500 veces, , iniciando desde el segundo 3000: a) Perfil de viento original; b) Perfil de viento expandido en 30 veces.Fuente [56].

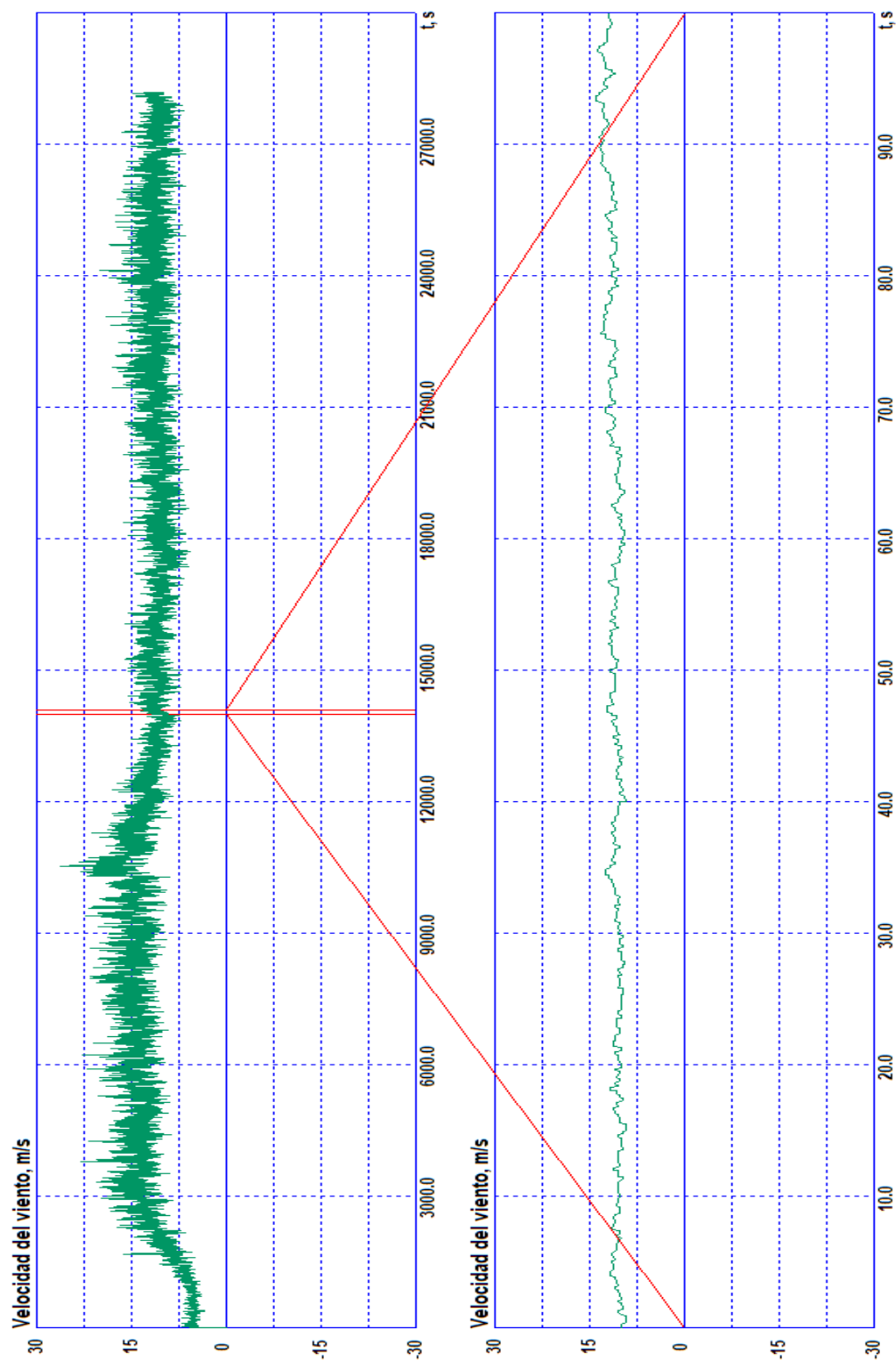


Figura 3.34. Perfil del viento original y expandido en 1500 veces, iniciando desde el segundo 14000: a) Perfil de viento original; b) Perfil de viento expandido en 30 veces.Fuente [56].

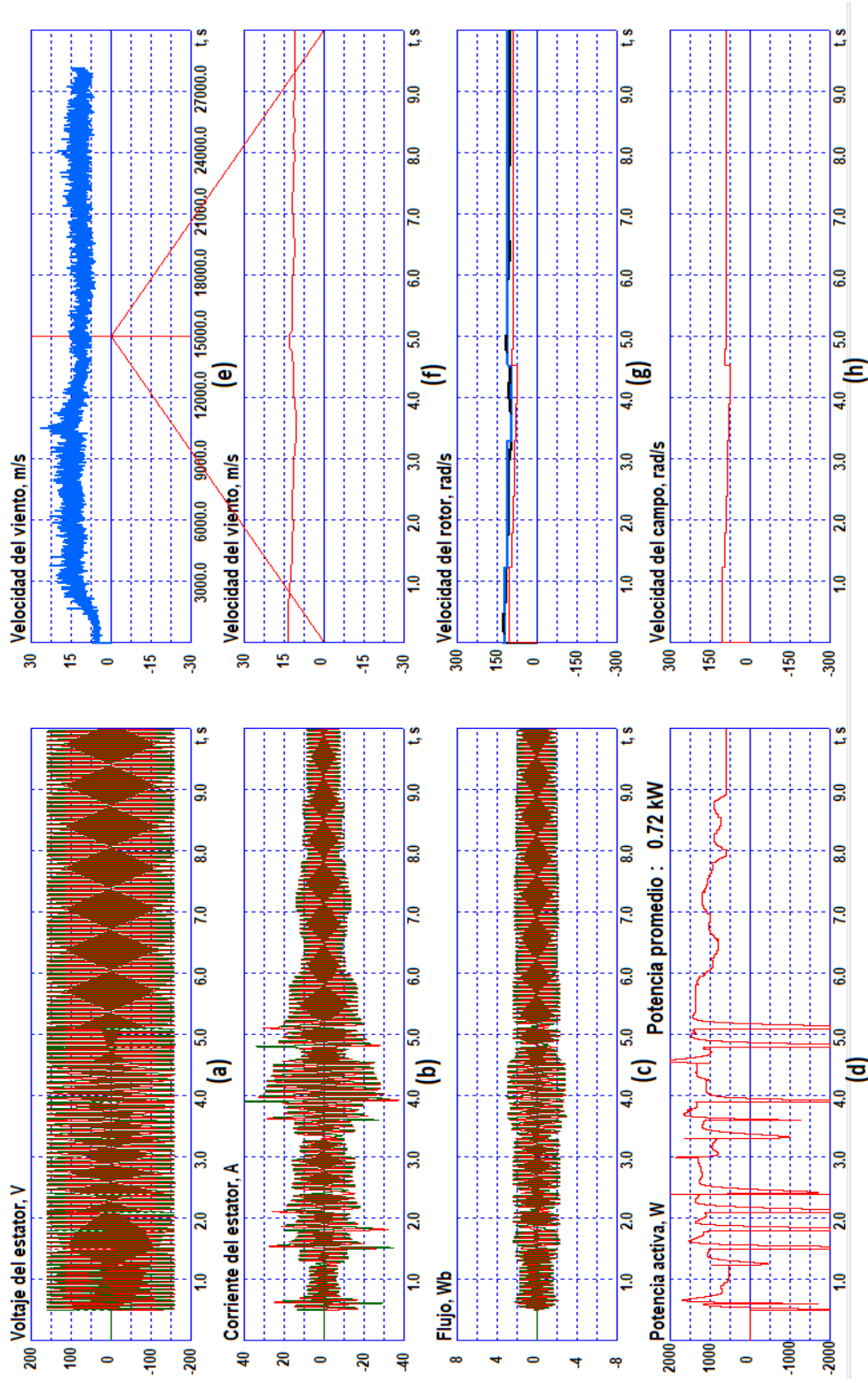


Figura 3.35. Resultados de pruebas del MPPT con perfil real de velocidad de viento durante 10 segundos, iniciando desde el tiempo 1500 segundos: (a) Voltaje de estator; (b) Corriente de estator; (c) Flujo del rotor; (d) Potencia activa; (e) Perfil real de velocidad del viento; (f) Sección de perfil de viento usado para la prueba; (g) Velocidad angular del rotor y (h) Velocidad el campo.

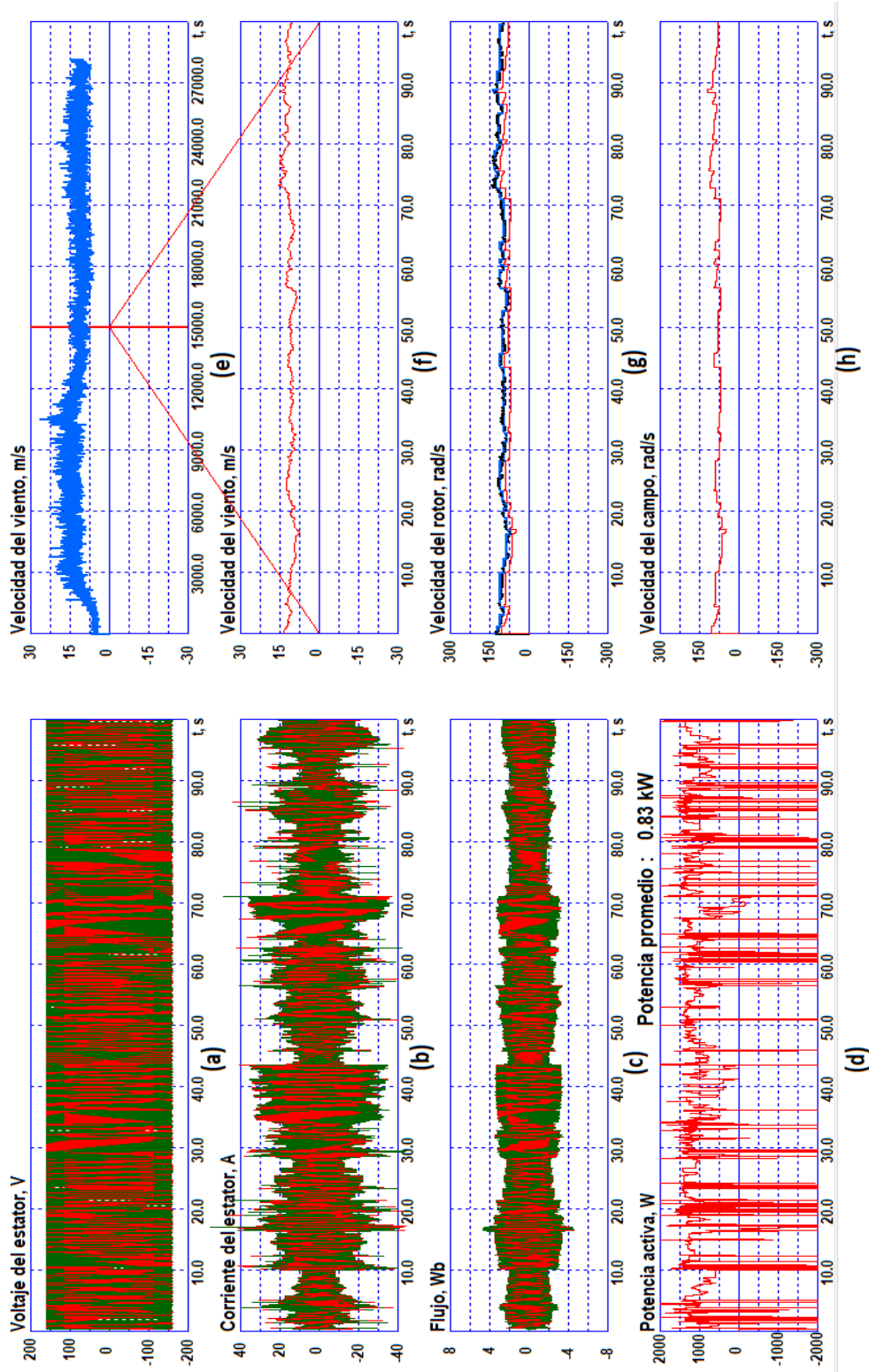


Figura 3.36. Resultados de pruebas del MPPT con perfil real de velocidad de viento durante 10o segundos, iniciando desde el tiempo 1500 segundos: (a) Voltaje de estator; (b) Corriente del estator; (c) Flujo del rotor; (d) Potencia activa; (e) Perfil real de velocidad del viento; (f) Sección de perfil de viento usado para la prueba; (g) Velocidad angular del rotor y (h) Velocidad el campo.

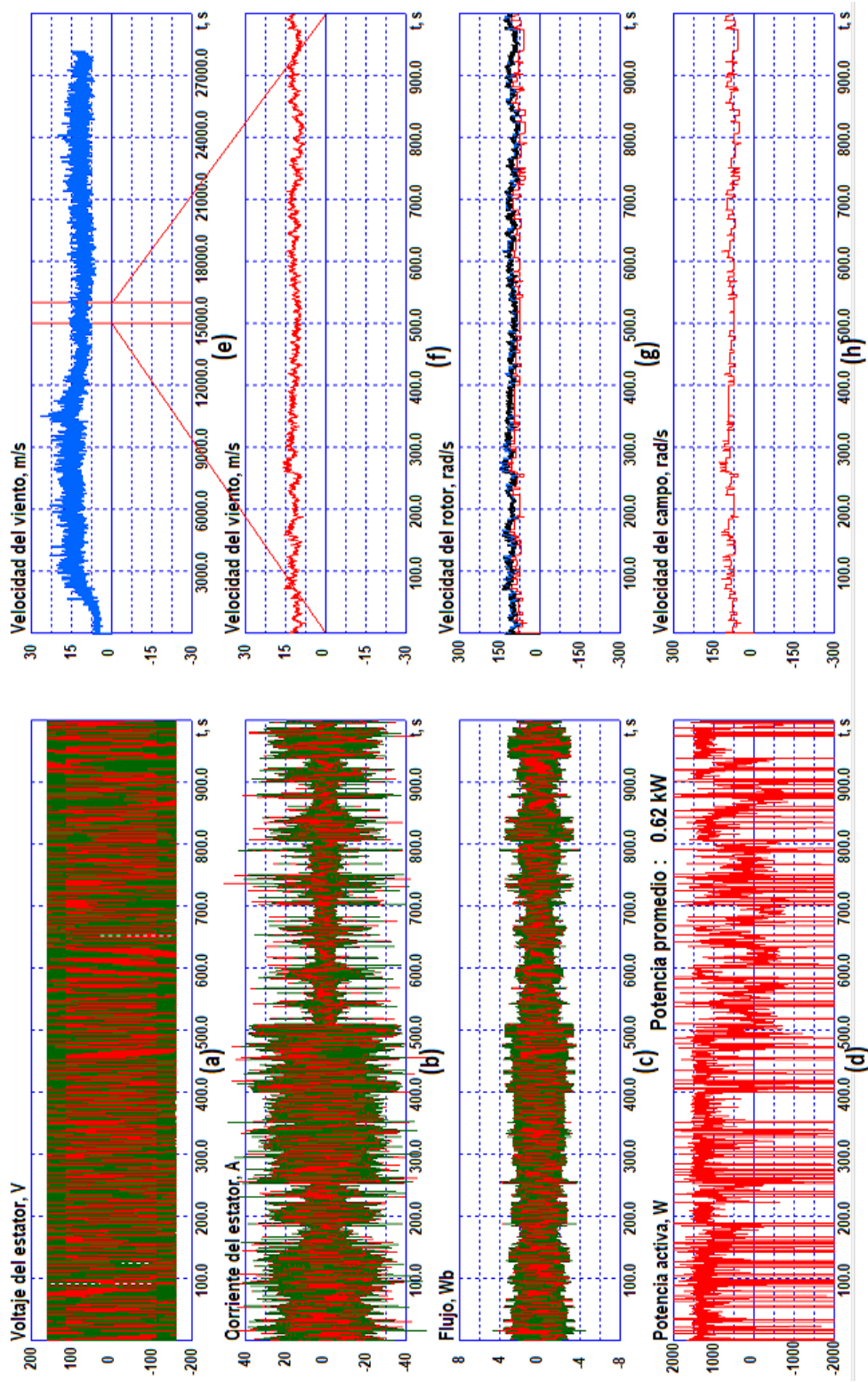


Figura 3.37. Resultados de pruebas del MPPT con perfil real de velocidad de viento durante 1000 segundos, iniciando desde el tiempo 1500 segundos: (a) Voltaje de estator; (b) Corriente del estator; (c) Flujo del rotor; (d) Potencia activa; (e) Perfil real de velocidad del viento; (f) Sección de perfil de viento usado para la prueba; (g) Velocidad angular del rotor y (h) Velocidad el campo.

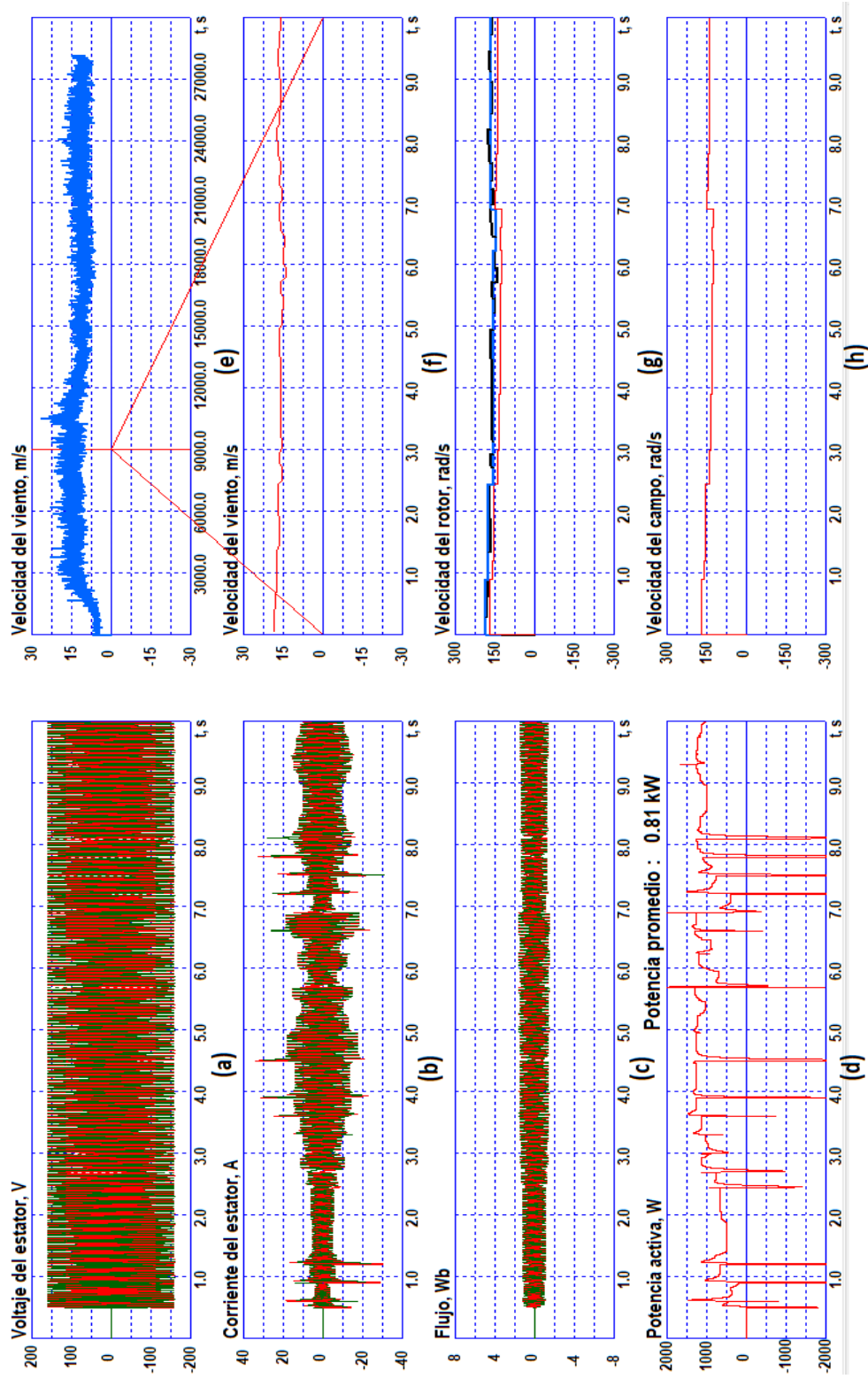


Figura 3.38. Resultados de pruebas del MPPT con perfil real de velocidad de viento durante 10 segundos, iniciando desde el tiempo 9000 segundos: (a) Voltaje de estator; (b) Corriente de estator; (c) Flujo del rotor; (d) Potencia activa; (e) Perfil real de velocidad del viento; (f) Sección de perfil de viento usado para la prueba; (g) Velocidad angular del rotor y (h) Velocidad el campo.

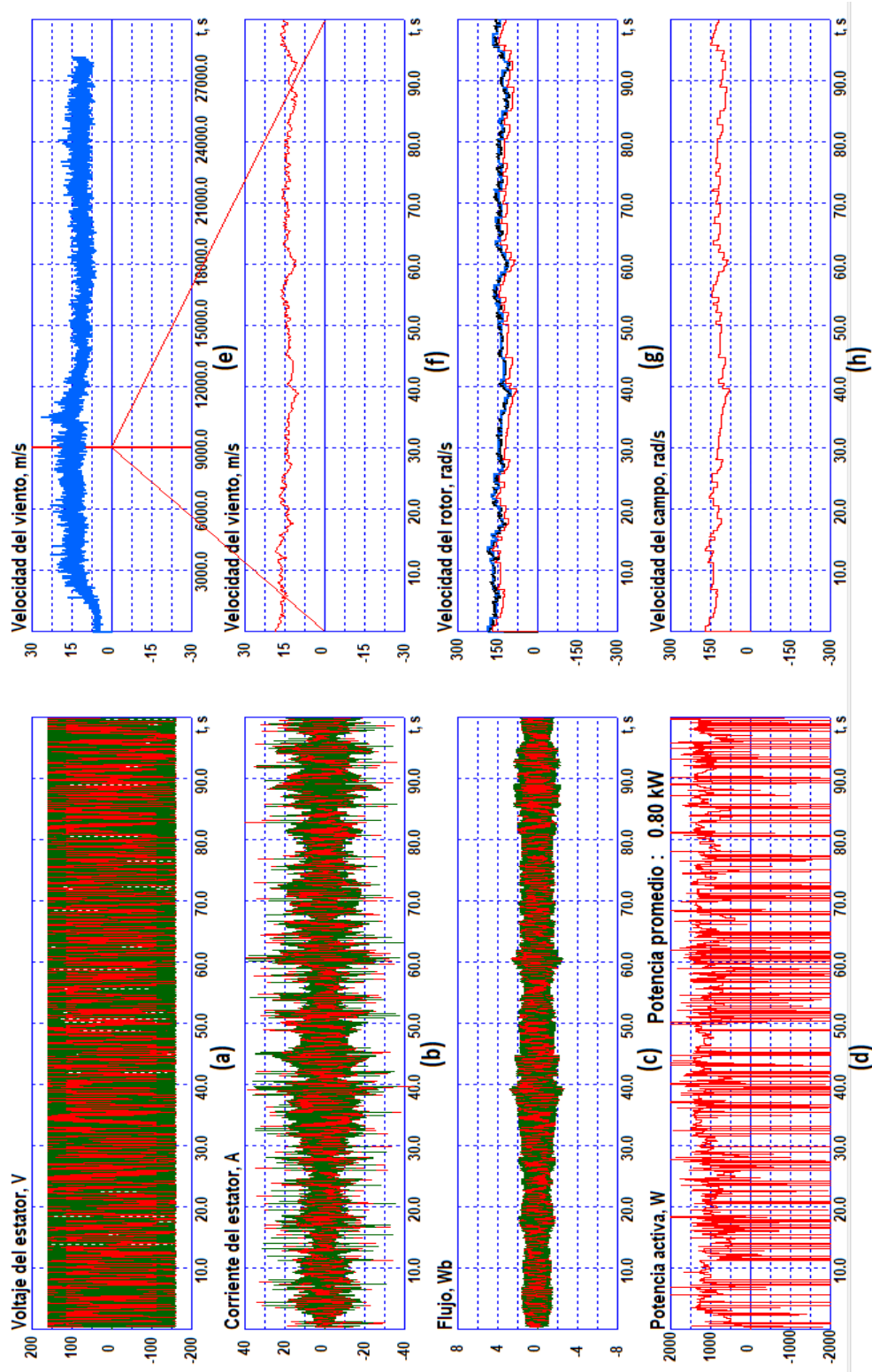


Figura 3.39. Resultados de pruebas del MPPT con perfil real de velocidad de viento durante 10 segundos, iniciando desde el tiempo 9000 segundos: (a) Voltaje de estator; (b) Corriente de estator; (c) Flujo del estator; (d) Potencia activa; (e) Perfil real de velocidad del viento; (f) Sección de perfil de viento usado para la prueba; (g) Velocidad angular del rotor y (h) Velocidad el campo.

3.5. Pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica.

Las pruebas se realizan con las configuraciones del sistema en donde la potencia de la turbina eólica es mayor a la potencia del GIAE y cuando las potencias de la turbina eólica y del GIAE son equivalentes, utilizando el programa de simulación del apéndice E.

3.5.1. Pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando perfiles de velocidad de viento constantes y variando en forma de escalón.

El algoritmo MPPT propuesto se prueba en el sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando velocidades de viento constantes en el rango del 8 a 16 m/s.

El algoritmo MPPT, inicia con la velocidad sincrónica ligeramente menor a la velocidad angular del rotor, generada por la turbina eólica en vacío, cuando al generador no se aplica voltaje al estator y va reduciendo hasta alcanzar la máxima potencia activa generada.

Pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando perfiles de velocidad de viento constantes.

En la Figura 3.40. se presenta los resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, a una velocidad del viento del 8 m/s. En esta prueba el MPPT inicia la búsqueda del punto de máxima potencia desde la velocidad angular sincrónica del campo de 130 rad/s, alcanzando el punto de máxima potencia a la velocidad de 86.32 rad/s como se muestra en la Figura 3.40.

(d). Para cada valor del velocidad angular sincrónica del campo se presenta en la Figura 3.40. (a) el voltaje de referencia generado, en la Figura 3.40. (b) las corrientes del estator, en la Figura 3.40. (c) los flujos del rotor, en la Figura 3.40. (e) el par que aplica la turbina eólica al rotor del generador, en la Figura 3.40. (h) la potencia de la turbina eólica y en la Figura 3.40. (f) la evolución de la potencia activa.

En la Figura 3.41. se presenta los resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, a una velocidad del viento del 10 m/s. En esta prueba el MPPT inicia la búsqueda del punto de máxima potencia desde la velocidad angular sincrónica del campo de 150 rad/s, alcanzando la el punto de máxima potencia a la velocidad de 99.51 rad/s como se muestra en la Figura 3.41. (d). Para cada valor del velocidad angular sincrónica del campo se presenta en la Figura 3.41. (a) el voltaje de referencia generado, en la Figura 3.41. (b) las corrientes del estator, en la Figura 3.41. (c) los flujos del rotor, en la Figura 3.41. (e) el par que aplica la turbina eólica al rotor del generador, en la Figura 3.41. (h) la potencia de la turbina eólica y en la Figura 3.41. (f) la evolución de la potencia activa.

En la Figura 3.42. se presenta los resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, a una velocidad del viento del 12 m/s. En esta prueba el MPPT inicia la búsqueda del punto de máxima potencia desde la velocidad angular sincrónica del campo de 187.5 rad/s, alcanzando el punto de máxima potencia a la velocidad de 107.8 rad/s como se muestra en la Figura 3.42. (d). Para cada valor del velocidad angular sincrónica del campo se presenta en la Figura 3.42. (a) el voltaje de referencia generado, en la Figura 3.42. (b) las corrientes del estator, en la Figura 3.42. (c) los flujos del rotor, en la Figura 3.42. (e) el par que aplica la turbina eólica al rotor del generador, en la Figura 3.42. (h) la potencia de la turbina eólica y en la Figura 3.42. (f) la evolución de la potencia activa.

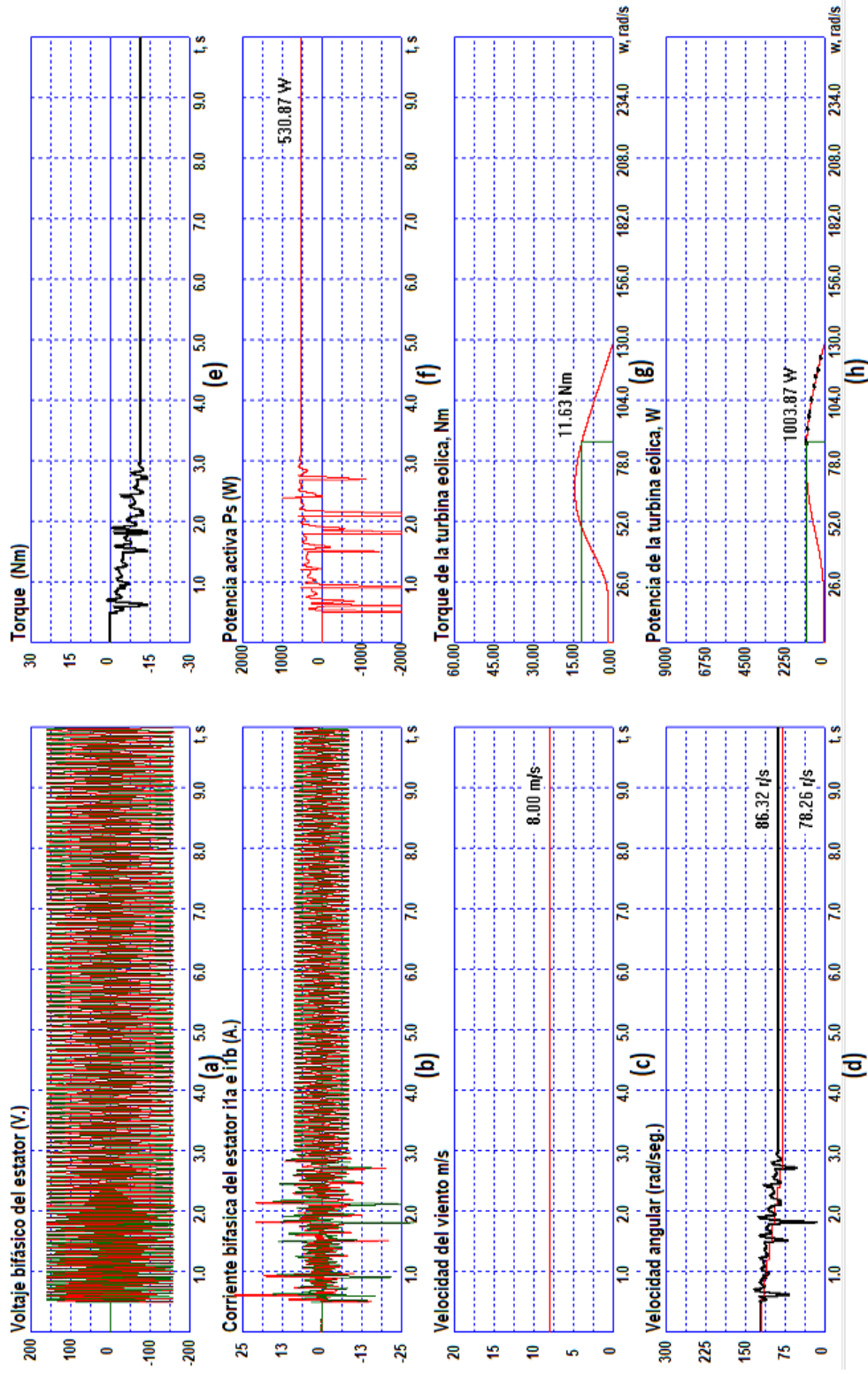


Figura 3.40. Resultados de pruebas del MPPPT en el sistema GIAE - turbina eólica con velocidad de viento de 8 m/s, cuando al turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

En la Figura 3.43. se presenta los resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, a una velocidad del viento del 14 m/s. En esta prueba el MPPT inicia la búsqueda del punto de máxima potencia desde la velocidad angular sincrónica del campo de 220 rad/s, alcanzando la el punto de máxima potencia a la velocidad de 190.79 rad/s como se muestra en la Figura 3.43. (d). Para cada valor del velocidad angular sincrónica del campo se presenta en la Figura 3.43. (a) el voltaje de referencia generado, en la Figura 3.43. (b) las corrientes del estator, en la Figura 3.43. (c) los flujos del rotor, en la Figura 3.43. (e) el par que aplica la turbina eólica al rotor del generador, en la Figura 3.43. (h) la potencia de la turbina eólica y en la Figura 3.43. (f) la evolución de la potencia activa.

En la Figura 3.44. se presenta los resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, a una velocidad del viento del 16 m/s. En esta prueba el MPPT inicia la búsqueda del punto de máxima potencia desde la velocidad angular sincrónica del campo de 253 rad/s, alcanzando el punto de máxima potencia a la velocidad de 238 rad/s como se muestra en la Figura 3.44. (d). Para cada valor del velocidad angular sincrónica del campo se presenta en la Figura 3.44. (a) el voltaje de referencia generado, en la Figura 3.44. (b) las corrientes del estator, en la Figura 3.44. (c) los flujos del rotor, en la Figura 3.44. (e) el par que aplica la turbina eólica al rotor del generador, en la Figura 3.44. (h) la potencia de la turbina eólica y en la Figura 3.44. (f) la evolución de la potencia activa.

Pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando un perfil de velocidad de viento que varía en forma de escalón.

En esta prueba se somete al sistema GIAE - turbina eólica con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, a un perfil de viento que varía en forma de escalones como se muestra en la Figura 3.45., en el rango de velocidad de viento 8 a 16 m/s. Para cada

valor de viento, la turbina eólica genera un par como el de la Figura 3.45. (g), que aplica al rotor del GIAE presentado en la Figura 3.45. (e), que a su vez genera una velocidad angular, para la cual el MMPT busca el punto de máxima potencia, reduciendo consecutivamente el valor de la velocidad sincrónica del voltaje de referencia aplicado la estator, como se muestra en la Figura 3.45. (a), obteniendo la potencia activa de la Figura 3.45. (f).

Pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando perfil real de velocidad de viento.

Finalmente se prueba el sistema turbina eólica - GIAE, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando perfil real de velocidad de viento, como el que muestra en la Figura 3.33. El algoritmo de MPPT se aplica cada vez que hay un cambio de velocidad del viento, obteniendo la máxima potencia de cada nuevo valor de velocidad.

En la Figura 3.46. (d), se muestra la evolución del la velocidad sincrónica del voltaje de referencia, el voltaje de referencia aplicado al estator en la Figura 3.46. (a), corrientes de estator en la Figura 3.46. (b), el flujo del rotor en la Figura 3.46. (c), la potencia activa en la Figura 3.46. (f), el par aplicado al rotor de GIAE en la Figura 3.46. (e), la potencia del la turbina eólica en la Figura 3.46. (h) por un periodo de 10 s.

En la Figura 3.47. se presenta los resultados de prueba del MPPT con perfil de viento real por un periodo de 100 s.y en la Figura 3.48. por un periodo de 1000 s.

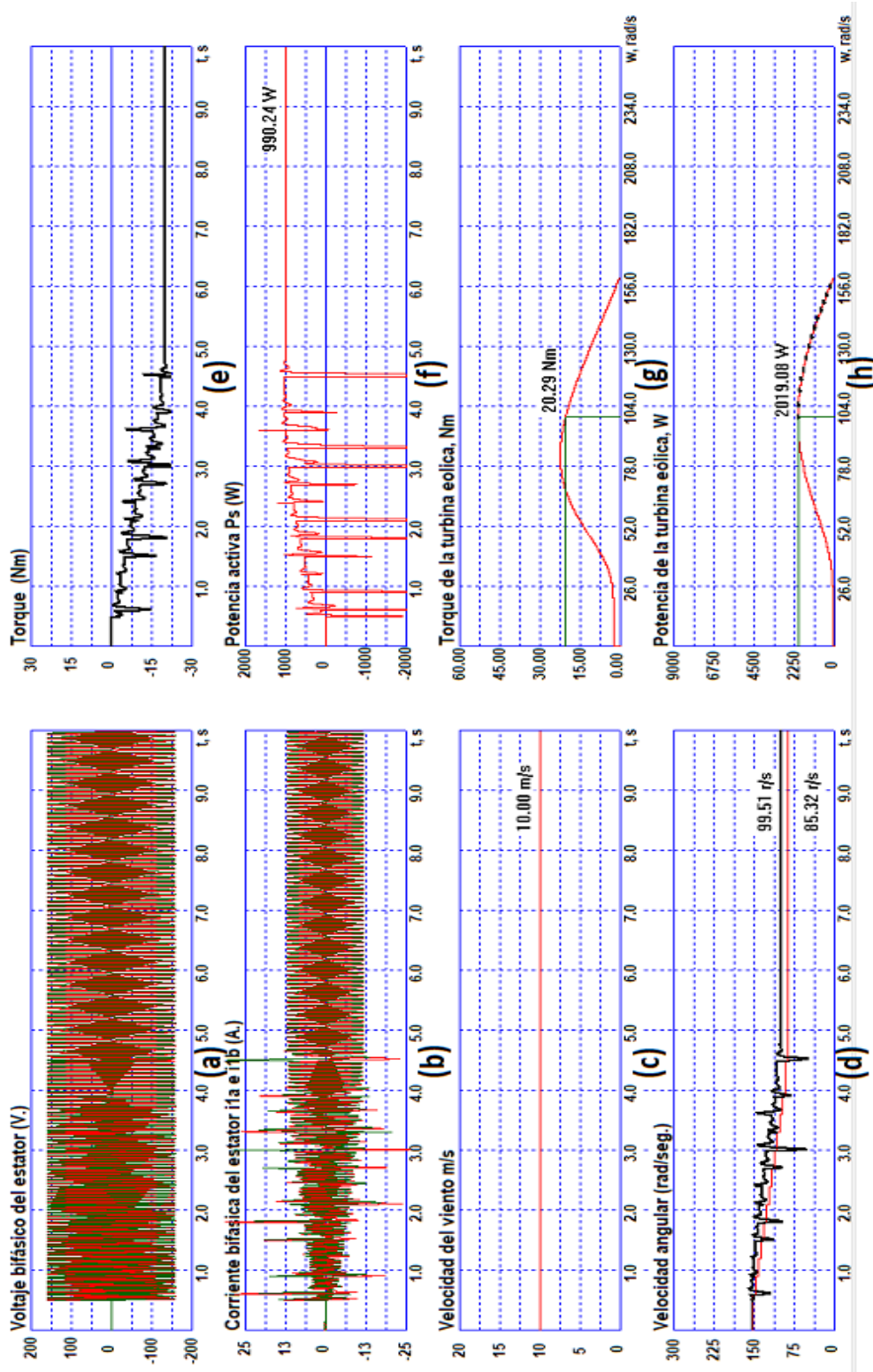


Figura 3.41. Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica con velocidad de viento de 10 m/s, cuando la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

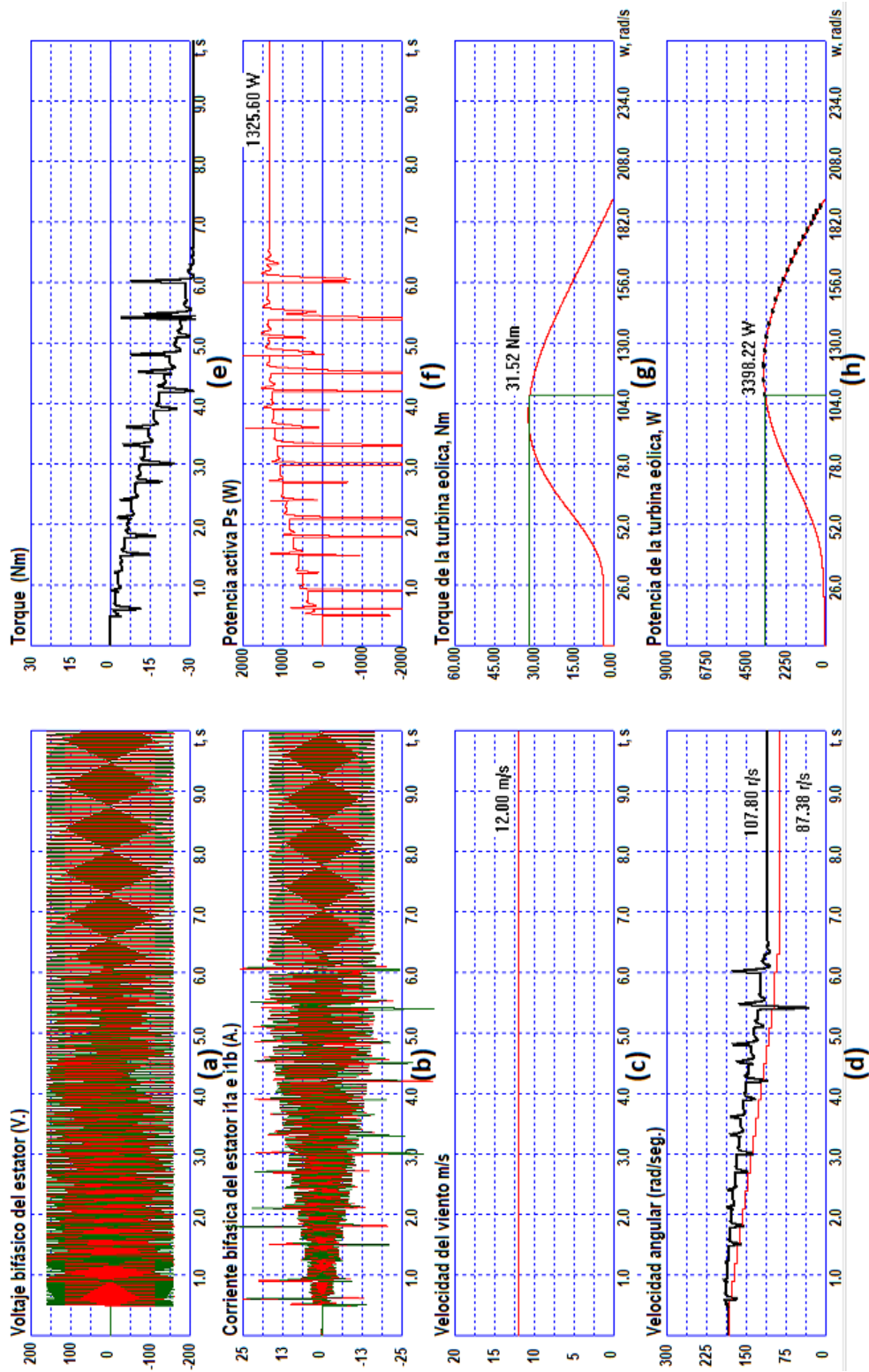


Figura 3.42. Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica con velocidad de viento de 12 m/s, cuando la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

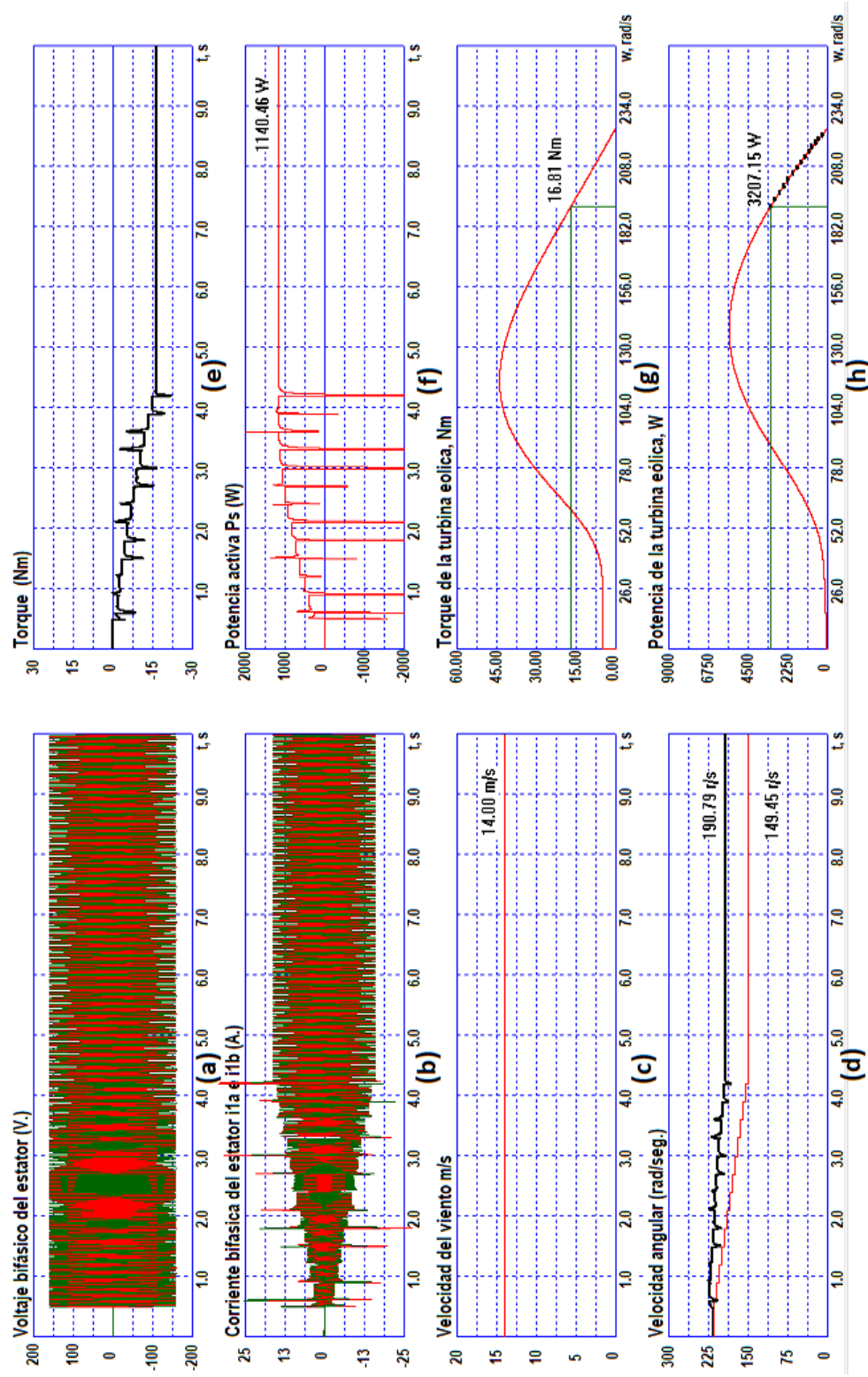


Figura 3.43. Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica con velocidad de viento de 14 m/s, cuando la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

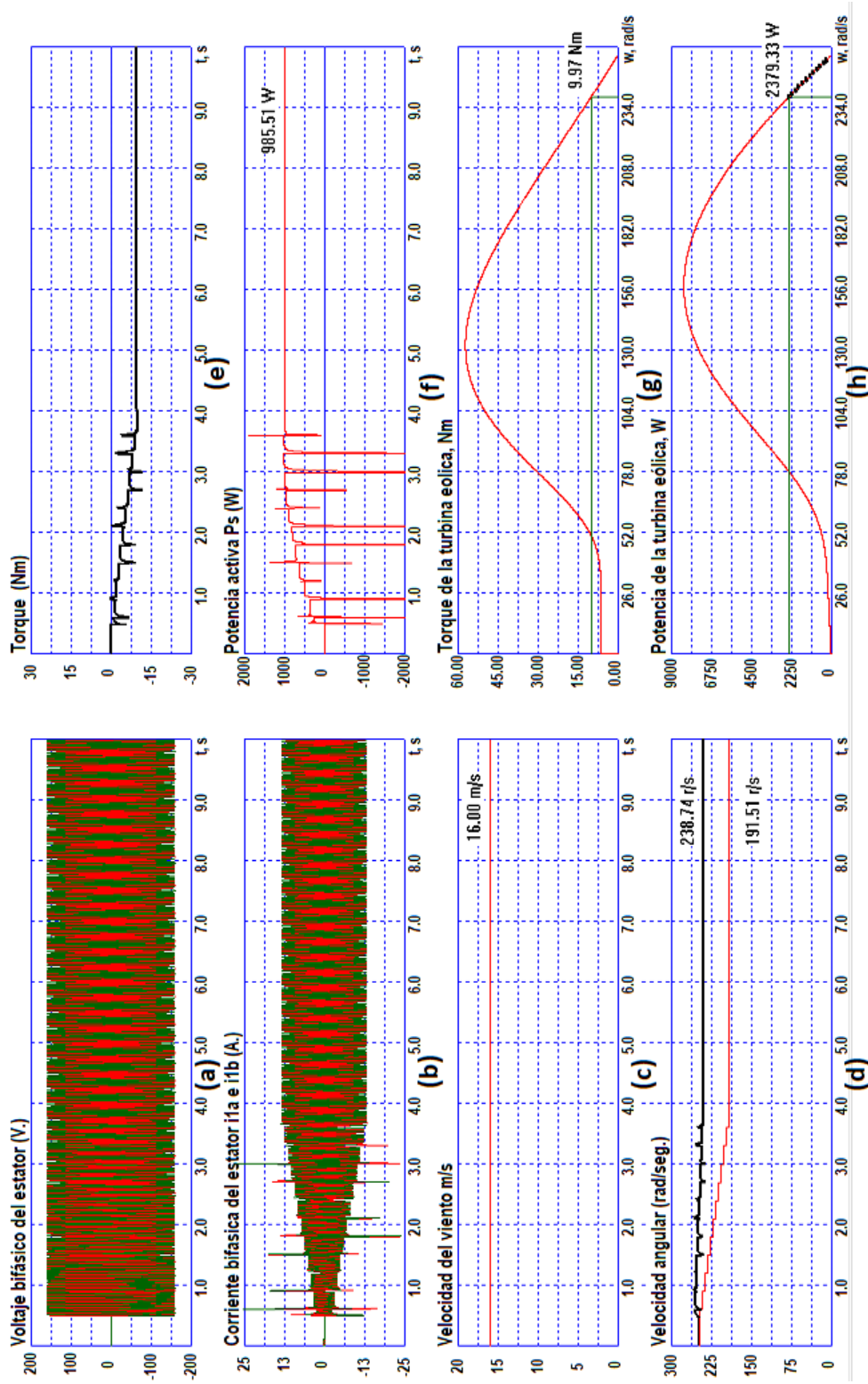


Figura 3.44. Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica con velocidad de viento de 16 m/s, cuando la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

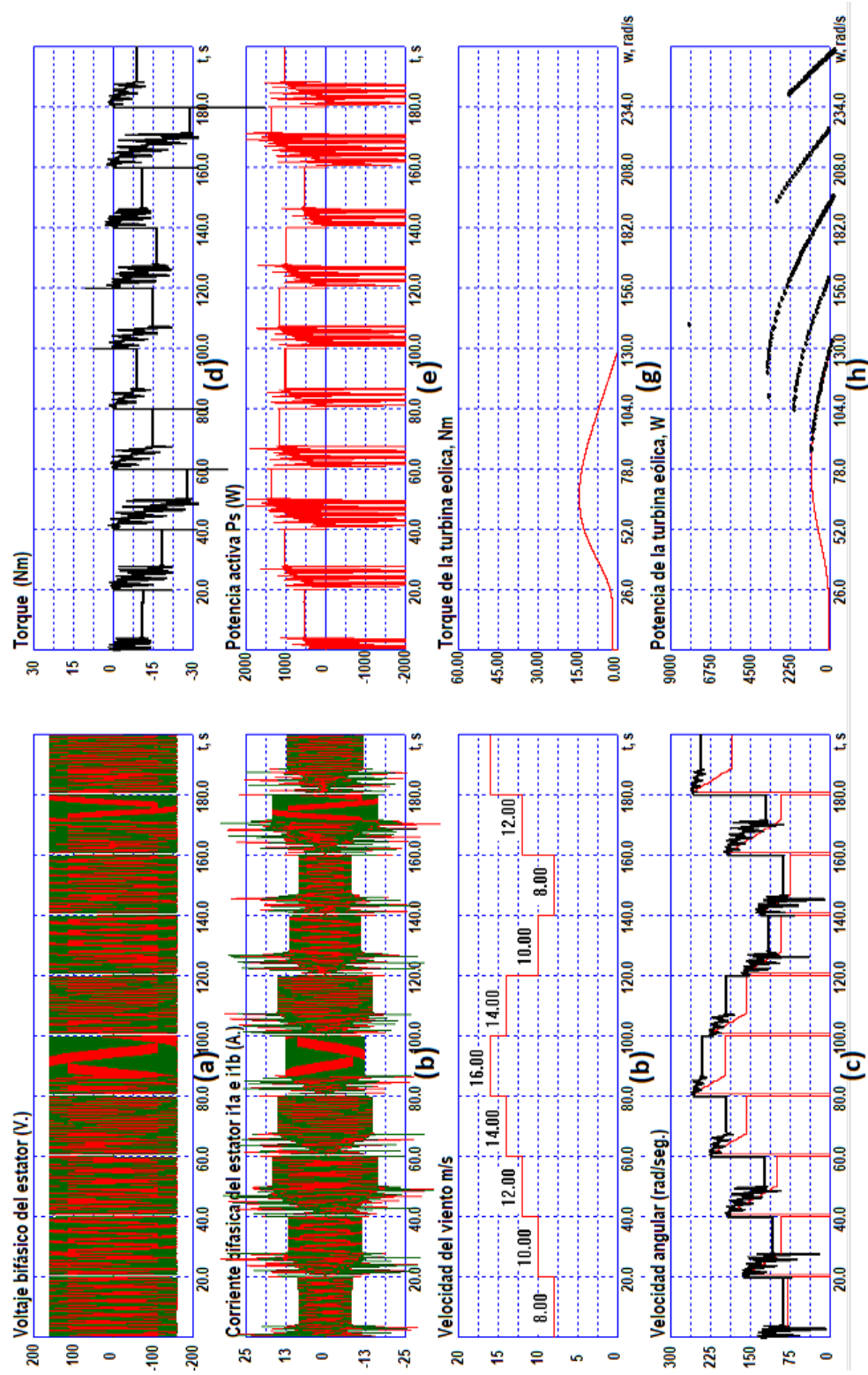


Figura 3.45. Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del estator, aplicando un perfil de velocidad de viento que varía en forma de escalón: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

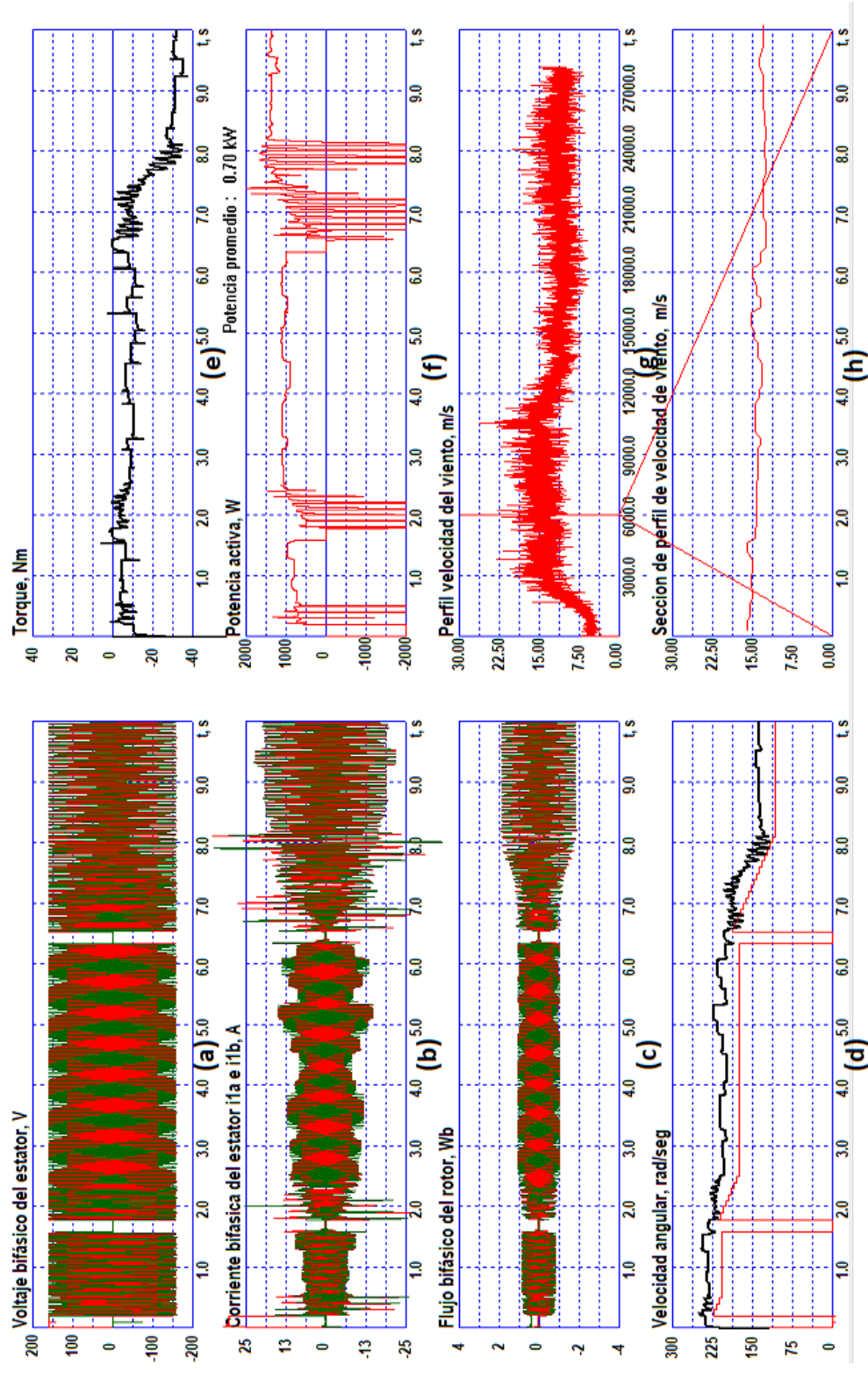


Figura 3.46. Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando un perfil de velocidad de viento real durante 10 s.: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

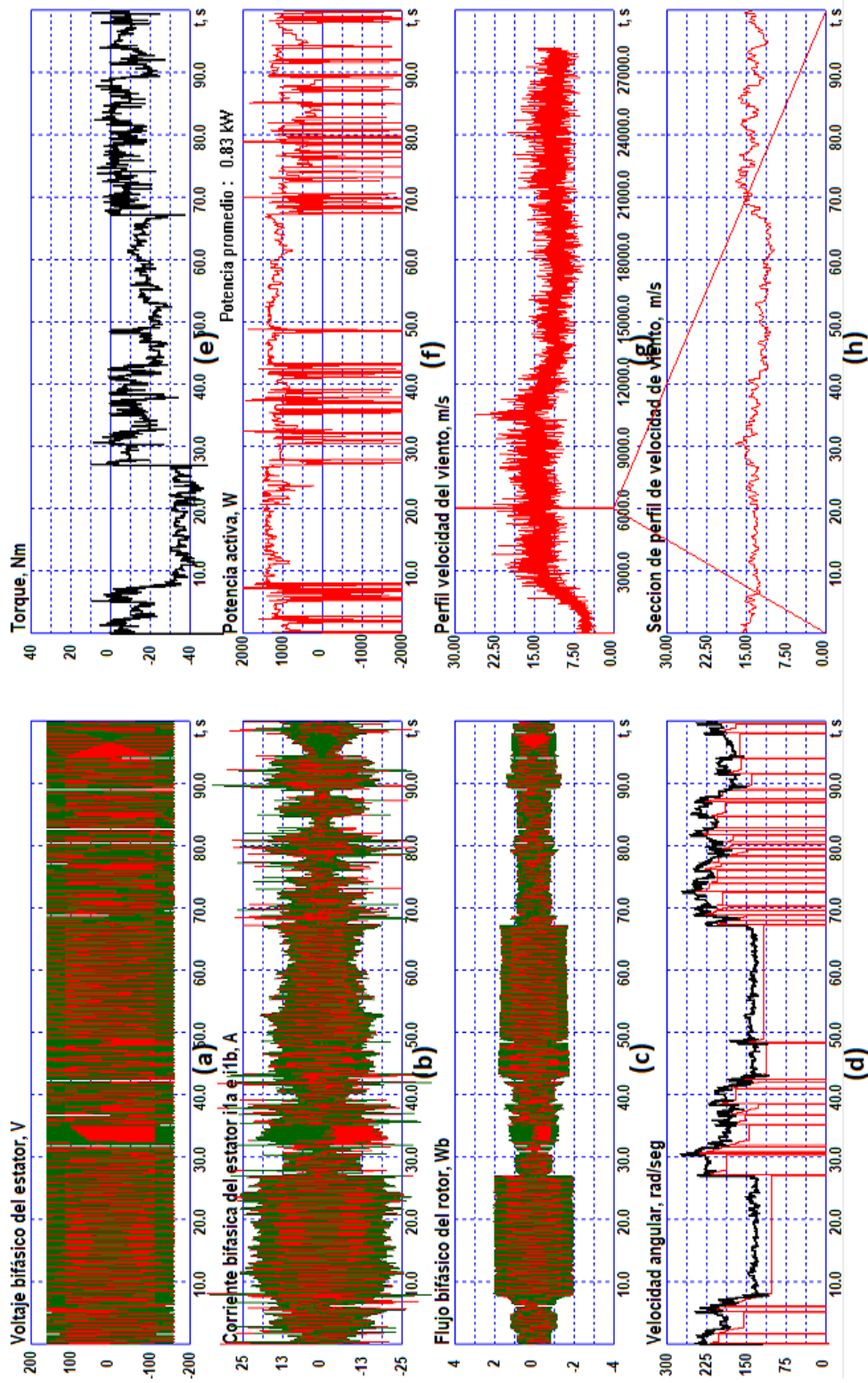


Figura 3.47. Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando un perfil de velocidad de viento real durante 100 s.: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

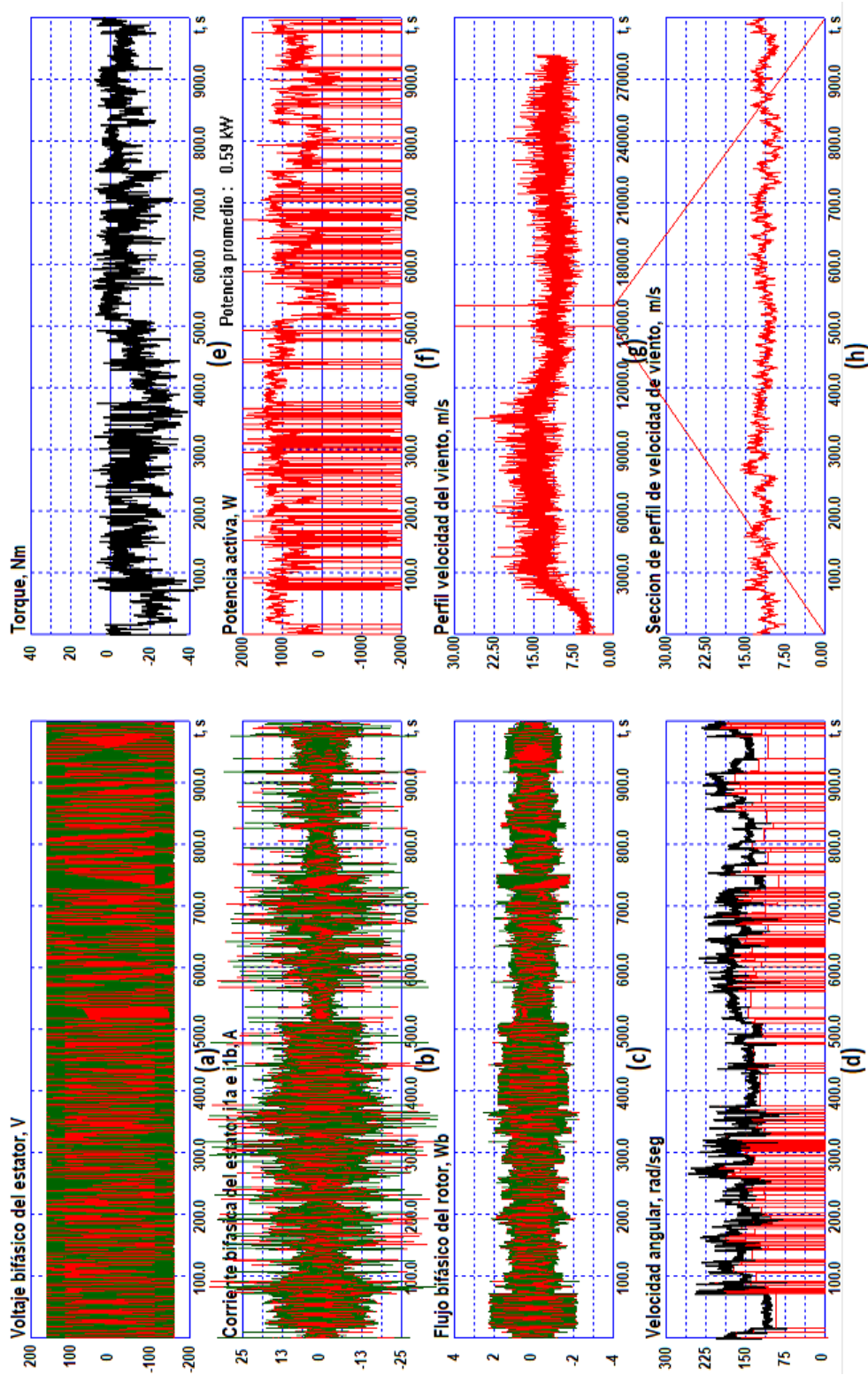


Figura 3.48. Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando un perfil de velocidad de viento real durante 1000 s.: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

3.5.2. Pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con potencias de la turbina eólica y del GIAE equivalentes.

Las pruebas se realizan en el sistema en donde las potencias de la turbina eólica y del GIAE son equivalentes, primero aplicando un perfil de velocidad de viento que varía en forma escalones en el rango de 8 m/s a 16 m/s y segundo cuando se aplica el perfil de velocidad real del viento.

Pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia equivalente a la potencia del GIAE, aplicando perfiles de velocidad de viento constantes y variando en forma de escalón.

En esta prueba se somete al sistema GIAE - turbina eólica con potencias de la turbina eólica y del GIAE equivalentes, a un perfil de viento que varía en forma de escalones como se muestra en la Figura 3.49., en el rango de velocidad de viento 8 a 16 m/s. Para cada valor de viento, la turbina eólica genera un par como el de la Figura 3.49. (g), que aplica al rotor del GIAE presentado en la Figura 3.49. (e), que a su vez genera una velocidad angular, para la cual el MPPT busca el punto de máxima potencia, reduciendo consecutivamente el valor de la velocidad sincrónica del voltaje de referencia aplicado la estator, como se muestra en la Figura 3.49. (a), obteniendo la potencia activa de la Figura 3.49. (f).

Pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con turbina eólica de potencia equivalente a la potencia del GIAE, aplicando perfil real de velocidad de viento.

Finalmente se prueba el sistema turbina eólica - GIAE, con turbina eólica de potencia mucho mayor que la potencia del GIAE, aplicando perfil real de velocidad de viento, como el que muestra en la Figura 3.35. El algoritmo de MPPT se aplica cada vez que hay un cambio

de velocidad del viento, obteniendo la máxima potencia de cada nuevo valor de velocidad. En la Figura 3.50. (d), se muestra la evolución de la velocidad sincrónica del voltaje de referencia, el voltaje de referencia aplicado al estator en la Figura 3.50. (a), corrientes de estator en la Figura 3.50. (b), el flujo del rotor en la Figura 3.50. (c), la potencia activa en la Figura 3.50. (f), el par aplicado al rotor de GIAE en la Figura 3.50. (e), la potencia de la turbina eólica en la Figura 3.50. (h).

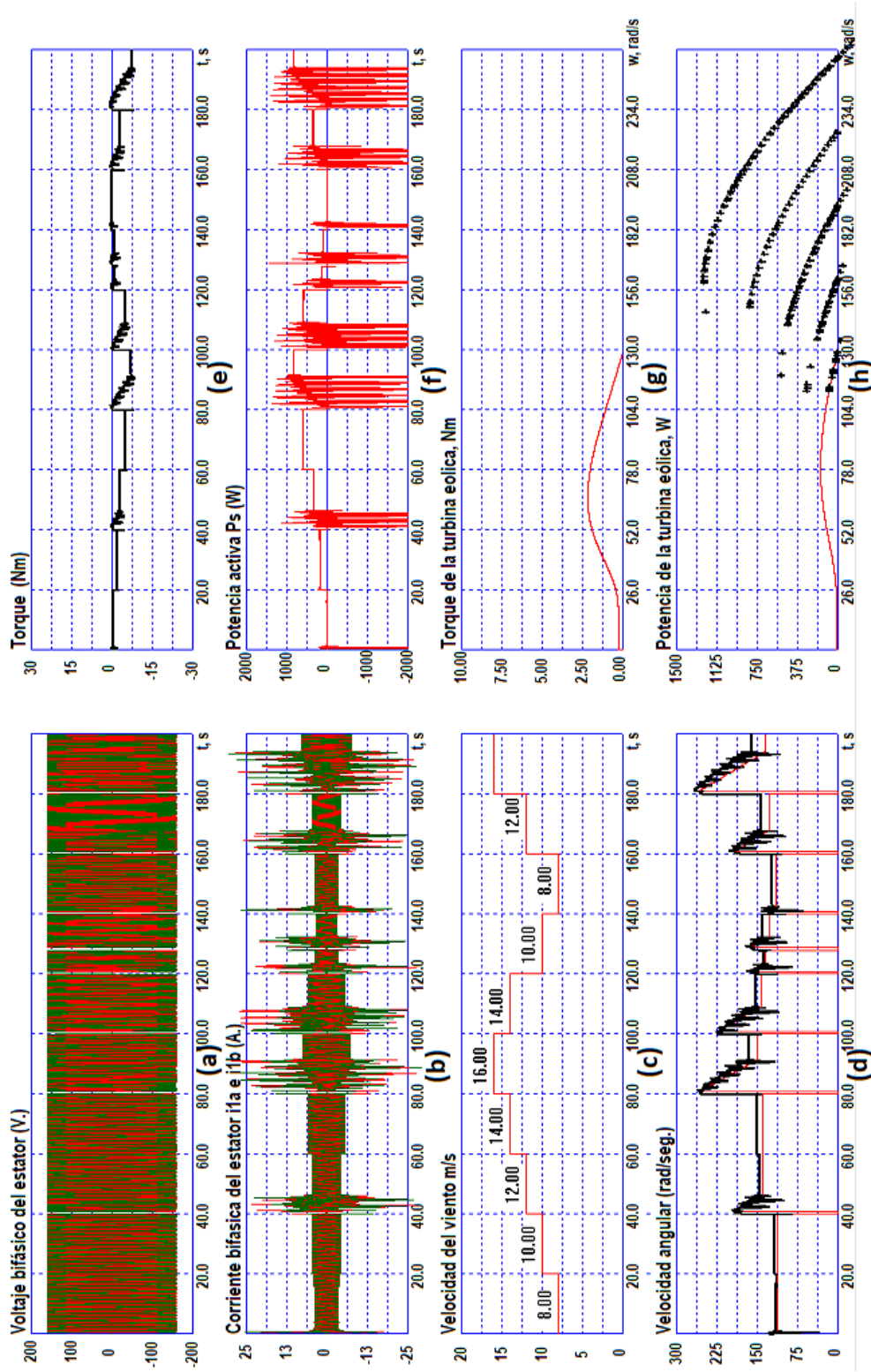


Figura 3.49. Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con la turbina eólica tiene la potencia mucho mayor que la potencia del estator, aplicando un perfil de velocidad de viento que varía en forma de escalón: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Torque aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Torque del eje de la turbina eólica y h) Potencia de la turbina eólica.

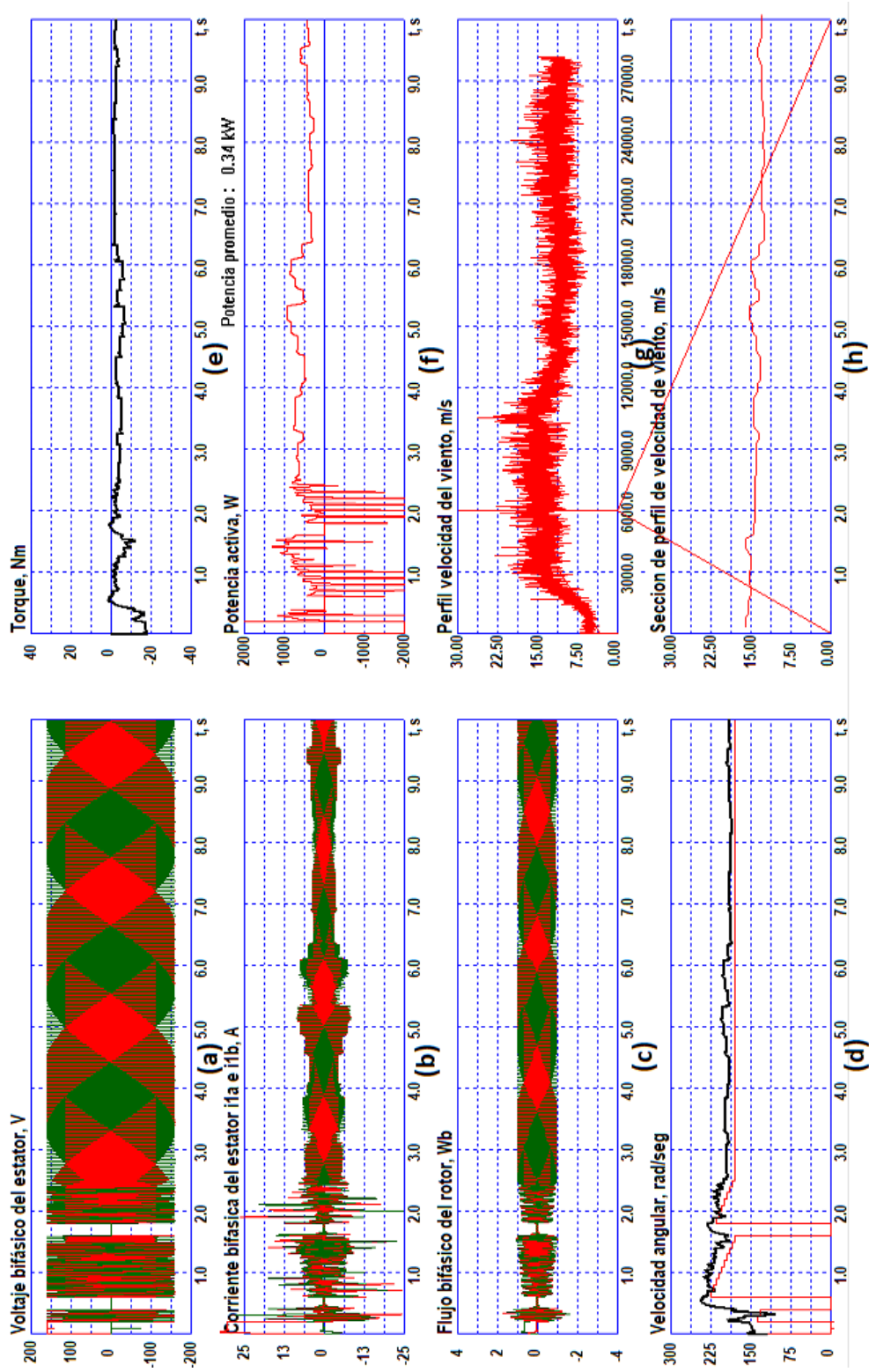


Figura 3.50. Resultados de pruebas del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, con la turbina eólica de potencia equivalente a la potencia del GIAE, aplicando un perfil de velocidad de viento real: a) Voltaje de referencia del estator; b) Corrientes de estator; c) Flujo del rotor; d) Velocidad del rotor y velocidad del campo magnético; e) Par aplicado al rotor del sistema; f) Potencia activa; g) Perfil de viento real y h) Sección de perfil de viento real.

3.6. Conclusiones.

El algoritmo MPPT de P&O propuesto, aplicado al GIAE, utilizando como variable de perturbación la velocidad del campo y como variable observada la potencia activa, rastrea el punto de máxima potencia en un tiempo de 3 a 7 segundos, siendo menor tiempo para bajas velocidades angulares y mayor para altas velocidades angulares de rotor.

El algoritmo de MPPT propuesto rastrea el punto de máxima potencia cuando el rotor es sometido a una secuencia de cambios de la velocidad angular, ya sea que la velocidad angular aplicada al rotor suba o baje en diversos intervalos de tiempo.

También podemos verificar que el generador tiene mayor eficiencia cuando opera en las vecindades de la velocidad nominal del rotor y podemos apreciar en los resultados que cuando opera a bajas velocidades y altas velocidades la máxima potencia activa generada disminuye.

El algoritmo de MPPT propuesto, aplicado al sistema turbina eólica - GIAE, en donde se usa como variable perturbada la velocidad angular del campo del GIAE y como variable observada la potencia activa generada por el GIAE, permite alcanzar el punto de máxima potencia para perfiles de velocidad de viento que cambian en forma de escalón.

El sistema turbina eólica - GIAE, operando con el algoritmo MPPT propuesto bajo la acción de un perfil de viento real, captura energía eólica y la transforma en energía eléctrica.

La configuración recomendable del sistema turbina eólica - GIAE es cuando la turbina eólica tiene una potencia nominal mucho mayor que la potencia del GIAE, permitiendo capturar altas cantidades de energía incluso a bajas velocidades de viento.

El algoritmo MPPT propuesto, es de fácil implementación práctica ya que solo requiere medir la velocidad angular de rotor del generador y las corrientes instantáneas de las tres fases.

Capítulo 4

Análisis de resultados.

Resumen: En este capítulo se presenta el análisis de resultados de pruebas del comportamiento dinámico del GIAE, análisis de comportamiento dinámico del sistema GIAE - turbina eólica, análisis de resultados de las pruebas del algoritmo MPPT en el GIAE y análisis de resultados de pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica.

4.1. Análisis de resultados de pruebas del comportamiento dinámico del GIAE.

Si al GIAE se aplica el voltaje de referencia de amplitud y frecuencia constante como el de la Figura 3.2. (a) y no se aplica energía mecánica en forma de velocidad angular en el rotor, en el intervalo de tiempo de 0.2 a 1.0 segundos, como se muestra en la Figura 3.2. (d), opera en régimen de motor y consume potencia activa para el arranque hasta llegar a la velocidad nominal con se puede ver en la Figura 3.2. (e).

Cuando se aplica al rotor del generador una velocidad angular con alto torque, menor a la nominal, como se muestra en la Figura 3.2. (d) en el intervalo de 1.0 a 1.6 segundos, el generador continúa en régimen de motor y consume potencia activa, para tratar de elevar la velocidad hasta la velocidad nominal, como se puede apreciar en la Figura 3.2. (e) en el intervalo de tiempo de 1.0 a 1.6 segundos.

Aplicando al rotor una velocidad angular mayor a la velocidad sincrónica, como se ve en la Figura 3.2.(d), en el intervalo de tiempo mayor a 1.6 segundos hasta 2 segundos, entra en régimen de generador y produce potencia activa, como se muestra en la Figura 3.2. (e) a partir de 1.6 segundos.

Si se aplica una rampa de velocidad angular al rotor del generador, que va desde una velocidad inferior a la velocidad sincrónica hasta una velocidad superior, como se presenta en la Figura 3.3. (d), en el intervalo de tiempo de 0.6 a 2.0 segundos, con un voltaje de referencia de amplitud y frecuencia constante como se muestra en la Figura 3.3. (a), pasa de régimen de motor a régimen de generador cuando la velocidad angular aplicada al rotor pasa la velocidad sincrónica y crece el valor de potencia activa generada hasta llegar a un máximo y luego empieza a decrecer, como se muestra en la Figura 3.3. (e).

Cuando se conecta al generador carga activa en paralelo como se muestra en la Figura 3.5. en el tiempo 3.0 y 3.5 segundos la resistencia activa total disminuye y si el al generador se aplica al rotor una velocidad superior a la velocidad nominal y un voltaje de referencia de

amplitud y frecuencia constante de la Figura 3.3. (a), la potencia activa generada aumenta como se puede ver en la Figura 3.4. a partir de 3 segundos.

En la Figura 3.11. podemos observar que la máxima potencia generada se da cuando el generador opera a velocidades cercanas a la velocidad nominal ya que si opera a bajas velocidades o a altas velocidades la potencia máxima generada disminuye.

4.2. Análisis de comportamiento dinámico del sistema GIAE - turbina eólica.

Cuando la turbina eólica se somete al viento, empieza a girar el rotor, y mientras sube la velocidad angular, sube el par generado y con esto la potencia, que llega a un máximo y luego empieza a descender como se muestra en la Figura 3.12. (b). Además, para cada valor de velocidad del viento, el punto de máxima potencia es mayor en valor y se presenta a velocidades angulares mayores.

En la Figura 3.13. se ve los resultados de pruebas cuando el sistema GIAE - turbina eólica con la potencia de la turbina y el generador equivalentes, es sometido al viento con velocidad del 10 m/s, y podemos ver en la Figura 3.13. (h) que la turbina alcanza la máxima potencia a la velocidad angular de 97 rad/s, sin embargo, el sistema alcanza la máxima potencia a 112 rad/s. Mientras que en la Figura 3.14. (h) se ve que la turbina alcanza la máxima potencia a 121 rad/s y el sistema alcanza a 131 rad/s como se ve en la Figura 3.14. (f) cuando el sistema es sometido a 12 m/s. A 14 m/s de velocidad del viento, la turbina eólica y el sistema alcanzan la máxima potencia a 140 rad/s de velocidad angular como se muestra en las Figuras 3.15. (h) y (f). Y a 16 m/s de velocidad del viento coinciden también, el sistema y la turbina eólica alcanzado la máxima potencia a 160 rad/s, como se puede ver en las Figuras 3.16. (h) y (f).

Por otro lado, cuando la turbina eólica y el GIAE tienen potencias equivalentes, a veloci-

dades del viento inferiores, la potencia generada por el sistema es mínima como se presenta en la Figura 3.13. (f).

Si tenemos la configuración del sistema en donde la turbina eólica tiene una potencia mucho mayor que la del generador, entonces podemos ver que en todos los casos cuando la velocidad del viento es de 8, 10, 12, 14 y 16 m/s no coincide el punto de máxima potencia de la turbina con el del sistema como se presenta en las Figuras 3.17. (h) (f), 3.18. (h) (f), 3.19. (h) (f), 3.20. (h) (f) y 3.21. (h) (f). Sin embargo, en esta configuración, la potencia generada por el sistema a bajas velocidades es del 50 % de potencia del generador, alcanzando casi el 100 % en un amplia rango de velocidad del viento.

4.3. Análisis de resultados de las pruebas del algoritmo MPPT en el GIAE.

Las pruebas se realizaron considerando que la velocidad angular aplicada al rotor del GIAE es de alto par, tal que no puede ser alterada por el par generado por el generador cuando esta en régimen de generación.

Si se aplica al rotor del generador perfiles de velocidad angular de alto par de: 60, 80, 100, 130, 150 y 190 rad/s, podemos ver en las Figuras 3.24. (e), 3.25. (e), 3.26. (e), 3.27. (e), 3.28. (e) y 3.29. (e) que el MPPT determina el valor de máxima potencia, después de varios incrementos en el valor de la potencia, lo que equivale a varios decrementos de la velocidad sincrónica del voltaje de referencia. Siendo el tiempo, menor para los valores bajos de velocidad angular y sube conforme sube la velocidad angular.

Cuando se aplica un perfil de velocidad angular de alto par al rotor del generador, que varia en escalones como se muestra en la Figura 3.30. (d), el algoritmo de MPPT detecta el cambio de velocidad angular del rotor e inicia la búsqueda del punto de máxima potencia hasta alcanzarlo como se presenta en la Figura 3.30. (e), en un tiempo máximo de 7 segundos

para los valores altos de velocidad angular.

En la Figura 3.31. (a) se muestra el perfil real de viento capturados por aproximadamente 8 horas, en donde podemos ver que varia entre 8 a 16 m/s salvo algunas excepciones. En la Figura 3.33. (b) se expande en 1500 veces, representado 20 segundos, en donde se observa que la variación de la velocidad del viento, es aceptable para aplicar el MPPT.

Cuando el generador es sometido al perfil de viento real que se muestra en la Figura 3.31., que se convierte proporcionalmente a velocidad angular y se aplica al rotor, cumpliendo la condición de alto par, genera potencia activa de 0.6 a 0.8 kW de promedio como se presenta en las Figuras 3.35. (d), 3.36. (d), 3.37. (d), 3.38. (d) y 3.39. (d).

4.4. Análisis de resultados de pruebas del algoritmo MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica.

Las pruebas del algoritmo del MPPT en el sistema GIAE - turbina eólica, se realizan aplicando perfiles de velocidad del viento a la turbina eólica, que convierte en velocidad angular, con par limitado, que depende de la potencia de la turbina eólica. Esta velocidad angular es aplicada al rotor de GIAE, velocidad que puede ser influencia por el par generador, durante la generación de electricidad.

Se realizan pruebas para dos configuraciones del sistema: la primera, considera una turbina eólica de potencia mucho mas alta que la potencia del GIAE y la segunda, de potencias equivalentes entre la turbina eólica y el generador.

Para la configuración de turbina eólica con potencia mucho mas alta de la potencia del GIAE, cuando se aplica perfiles de viento constantes desde 8 a 16 m/s, el sistema alcanza potencias desde 530 hasta 1320 W como se muestran en las Figuras 3.40. (f), 3.41. (f), 3.42. (f), 3.43. (f) y 3.44. (f), y la máxima potencia del sistema alcanza a la velocidad de viento de 12 m/s. El máximo tiempo para que el algoritmo de MPPT alcance el punto de máxima

potencia es de 6 segundos para la velocidad de viento de 16 m/s.

También, el punto de máxima potencia del sistema no siempre coincide con la máxima potencia de la turbina eólica, como se puede ver en la Figuras 3.42. (f) y (h); 3.43. (f) y (h) y 3.44. (f) y (h).

Cuando se aplica un perfil de viento que varia en forma de escalones como se muestra en la Figuras 3.45. (c), el algoritmo de MPPT propuesto detecta el cambio de velocidad del viento e inmediatamente inicia el proceso de búsqueda del punto de máxima potencia como se muestra en la Figura 3.45. (f).

Y aplicando el perfil real de viento por 10 segundos iniciando del el segundo 6000 de la muestra, presentado en las Figuras 3.46. (g) y (h), se obtiene una potencia generada de 0.7 kW en 10 segundos, como se puede ver en la Figura 3.46. (f).

En el caso, de la configuración del sistema, con la potencia de la turbina eólica es equivalente a la potencia del GIAE, si aplicamos un perfil de viento que varia en forma de escalón desde 8 a 16 m/s como se puede ver en la Figura 3.49. (c) se obtiene valores de máxima potencia entre 20 y 900 W, como se ve en la Figura 3.49. (f). Cuando se aplica un perfil real de velocidad de tiempo de 10 segundos iniciando del el segundo 6000 se obtiene una potencia generada de 0.34 kW en 10 segundos presentado en la Figura 3.50. (f).

CONCLUSIONES, APORTES, PUBLICACIONES Y TRABAJO A FUTURO

Conclusiones.

Si al rotor del GIAE, se aplica energía mecánica en forma de velocidad angular de alto torque, y no se aplica un voltaje de referencia, no genera ni consume energía, ya que no existe el campo eléctrico necesario para convertir la energía mecánica en eléctrica.

Cuando la velocidad angular aplicada al rotor del generador es menor a la velocidad sincrónica y existe un voltaje de referencia aplicado, opera en régimen de motor y trata de alcanzar la velocidad nominal consumiendo energía eléctrica.

Si la velocidad angular aplicada al rotor del generador, es mayor a la velocidad sincrónica, y existe un voltaje de referencia aplicado, entra en régimen de generador y genera energía eléctrica, por efecto del campo auto inducido en el devanado del rotor.

La potencia activa GIAE tiene un máximo que depende de la diferencia de la velocidad aplicada al rotor y la velocidad sincrónica del campo la cual debe ser negativa, esta diferencia también es conocida como deslizamiento. De tal forma que, cuando la velocidad sincrónica del campo es igual a la velocidad angular del rotor, la potencia generada es 0 y empieza a subir a medida que se reduce la velocidad sincrónica manteniendo la velocidad angular del rotor constante, llegando a un punto máximo y luego inicia su descenso de la potencia nuevamente.

El GIAE genera potencia activa, de acuerdo a la carga activa conectada en paralelo, hasta llegar a la saturación, que indicaría el límite de carga activa que se puede conectar.

El punto de máxima de potencia activa del GIAE depende de la velocidad angular de rotor en la que opera, siendo menor a bajas velocidades, y sube el punto máximo de potencia a

mayores velocidades del rotor hasta llegar a la velocidad nominal del GIAE, y posteriormente empieza a bajar el punto de máxima potencia mientras mayor es la velocidad angular del rotor. De esta forma, la velocidad angular de operación, debe ser en las cercanías de la velocidad nominal, para la que fue diseñado el generador, ya que en caso contrario si trabaja a velocidades angulares inferiores o superiores, la máxima potencia generada sería menor, reduciendo la eficiencia.

En el sistema GIAE - turbina eólica, el punto de máxima potencia activa generada depende de la velocidad del viento y de la combinación de los puntos máximos de potencia de la turbina eólica y del GIAE, obteniendo así una característica de comportamiento de la potencia propia del sistema.

El algoritmo MPPT de P&O diseñado, aplicado al GIAE, utilizando como variable de perturbación la velocidad del campo y como variable observada la potencia activa, rastrea el punto de máxima potencia en un tiempo de 3 a 7 segundos, siendo menor tiempo para bajas velocidades angulares y mayor para altas velocidades angulares de rotor.

El algoritmo de MPPT rastrea el punto de máxima potencia cuando el rotor es sometido a una secuencia de cambios de la velocidad angular, ya sea que la velocidad angular aplicada al rotor suba o baje en diversos intervalos de tiempo.

También podemos verificar que el generador tiene mayor eficiencia cuando opera en las vecindades de la velocidad nominal del rotor y podemos apreciar en los resultados que cuando opera a bajas velocidades y altas velocidades la máxima potencia activa generada disminuye.

El algoritmo de MPPT, aplicado al sistema turbina eólica - GIAE, en donde se usa como variable perturbada la velocidad angular del campo del GIAE y como variable observada la potencia activa generada por el GIAE, permite alcanzar el punto de máxima potencia para perfiles de velocidad de viento que cambian en forma de escalón.

El sistema turbina eólica - GIAE, operando con el algoritmo MPPT propuesto bajo la acción de un perfil de viento real, captura energía eólica y la transforma en energía eléctrica.

La configuración recomendable del sistema turbina eólica - GIAE es cuando la turbina

eólica tiene una potencia nominal mucho mayor que la potencia del GIAE, permitiendo capturar altas cantidades de energía incluso a bajas velocidades de viento.

El algoritmo MPPT, es de fácil implementación práctica ya que solo requiere medir la velocidad angular de rotor del generador y las corrientes instantáneas de las tres fases.

Aportes científicos.

El presente trabajo aporta conocimiento científico del análisis detallado del comportamiento dinámico GIAE cuando opera a velocidades angulares del rotor variables, propias en sistemas de energías renovables como la eólica. Utilizando, como fuente de excitación del GIAE, un voltaje de referencia generado mediante un puente trifásico de frecuencia variable.

También aporta el análisis del comportamiento dinámico del sistema turbina eólica - GIAE, variando la velocidad angular del campo de generador para determinar el comportamiento de la potencia generada por el sistema, operando a diversas velocidades el viento.

Finalmente, se presenta un algoritmo de MPPT con el principio de P&O, utilizando como variable observada la potencia activa generada y como variable perturbada la velocidad angular del campo del GIAE.

Publicaciones.

En el proceso de desarrollo del presente trabajo de investigación se publicaron los siguientes artículos científicos indexados por SCOPUS:

- M. G. B. Borja, S. Lescano and J. E. Luyo, "Dynamic behavior of the wind turbine - self-exciting induction generator system, using a reference voltage of variable frequency as excitation," 2021 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/CHILECON47746.2021.8987637.

- M. G. B. Borja, S. Lescano, J. E. Luyo and U. Y. Tito, "MPPT of Three-Phase Self-Excited Induction Generator During Electric Power Generation From Variable Power Sources," 2021 1st International Conference on Power Electronics and Energy (ICPEE), 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICPEE50452.2021.9358538.
- M. G. B. Borja, S. Lescano and J. E. Luyo, "Dynamic behavior analysis of the three-phase self-excited induction generator during electricity generation with variable energy sources," 2019 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/CHILECON47746.2019.8987637.

Trabajo a futuro.

Consolidar la línea de investigación y desarrollo tecnológico de energía eólica en el grupo de investigación de la UNI de Sistemas de Control, Automatización y Robótica Industrial:

- Realizando investigación en nuevos algoritmos de MPPT del sistema GIAE - turbina eólica, aplicando inteligencia artificial como lógica difusa, redes neuronales artificiales, algoritmos genéticos y enjambre de partículas, utilizando el voltaje de referencia con frecuencia variable como excitación, para reducir el tiempo en que el algoritmo actual alcanza la máxima potencia.
- Investigando en nuevos algoritmos de MPPT del sistema GIAE - turbina eólica, utilizando el principio de control de orientación del campo, considerando la característica global de la potencia activa del sistema.
- Desarrollando nuevos algoritmos de MPPT para otras fuentes de energías renovables como la mareomotriz, hidráulica y otros que operen con el GIAE como generador.
- Haciendo desarrollo tecnológico de productos de controladores MPPT para sistemas eólicos y otros.

Referencias Bibliográficas

- [1] A. R. Youssef H. H. Mousa y E. E.M. Mohamed. “State of the art perturb and observe MPPT algorithms based wind energy conversion systems: A technology review,” en: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 126.A (2020), págs. 1-25.
- [2] C. R. Salazar y otros C. A. Miranda. “La industria de la electricidad en el Perú,” en: *Osinerghmin* 1 (2016).
- [3] M. Llerena y otros B. S. Sosa. “Energías renovables experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética,” en: *Osinerghmin* 1 (2019).
- [4] S. Y. Garzón Lemos M. B. López D. F. Barrero Leal. “Sistema de Control para Aero-generadores Empleando Lógica Difusa,” en: *Revista electrónica de Ingeniería y Tecnologías* 8.3 (2015).
- [5] Santiago de Pablo y Luis C. Herrero Fernando Martínez. “Emulador de Lazo Abierto para Turbinas Eólicas de Paso Fijo,” en: *Información Tecnológica* 22.2 (2011), págs. 85-94.
- [6] EcuRed. *Rotor de jaula de ardilla*. URL: https://www.ecured.cu/Rotor_de_jaula_de_ardilla.
- [7] E. D. Bassett y F. M. Potter. “Capacitive Excitation form Induction Generators,” en: *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* 54.5 (1935), págs. 540-545.
- [8] Charles Shuford Swift. “An investigation of capacitor-excited induction generator performance and a verification of a method of performance calculation,” en: *Dudley Knox Library* (1950).
- [9] S. S. Murthy A. K. Tandon y G. J. Berg. “Steady state analysis of capacitor self-excited induction generators,” en: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-103.3 (1984), págs. 612-618.
- [10] N. H. Malik y S. E. Haque. “Steady State Analysis and Performance of an Isolated Self-Excited Induction Generator,” en: *IEEE Transactions on Energy Conversion* EC-1.3 (1986), págs. 135-140.

- [11] N. H. Malik y A. A. Mazi. "Capacitance Requirements for Isolated Self Excited Induction Generators," en: *IEEE Transactions on Energy Conversion* EC-2.1 (1987), págs. 62-69.
- [12] J.L. Bhattacharya y J.L. Woodward. "Excitation balancing of a self-excited induction generator for maximum power output," en: *IEE PROCEEDINGS* 135.2 (1988), págs. 88-97.
- [13] A.K. Al Jabri y A.I. Alolah. "Capacitance requirement for isolated self-excited induction generator," en: *IEE PROCEEDINGS* 137.3 (1990), págs. 154-159.
- [14] N.H. Malik y A.H. Al-Bahrani. "Influence of the terminal capacitor on the performance characteristics of a self excited induction generator," en: *IEE PROCEEDINGS* 137.2 (1990), págs. 168-173.
- [15] T. F. Chan. "Capacitance requirements of self-excited induction generators," en: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 8.2 (1993), págs. 304-311.
- [16] B. P. Singh L. Shridhar B. Singh y S. S. Murthy. "Selection of capacitors for the self regulated short shunt self excited induction generator," en: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 10.1 (1995), págs. 10-17.
- [17] Eui-Cheol Nho M. A. Al-Saffar y T. A. Lipo. "Controlled shunt capacitor self-excited induction generator," en: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2 (1995), págs. 1486-1490.
- [18] S. N. Bhadra C. Chakraborty y A. K. Chattopadhyay. "Excitation requirements for stand alone three-phase induction generator," en: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 13.4 (1998), págs. 358-365.
- [19] R. J. Harrington y F. M. M. Bassluny. "New approach to determine the critical capacitance for self-excited induction generators," en: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 13.3 (1998), págs. 244-249.
- [20] Li Wang y Ruey-Yong Deng. "Transient performance of an isolated induction generator under unbalanced excitation capacitors," en: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 14.4 (1999), págs. 887-893.
- [21] A.I. Alolah y M. A. Alkanhal. "Excitation requirements of three phase self-excited induction generator under single phase loading with minimum unbalance," en: *2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077)* 1 (2000), págs. 257-259.
- [22] T. F. Chan y Loi Lei Lai. "Capacitance Requirements of a Three-Phase Induction Generator Self-Excited With a Single Capacitance and Supplying a Single-Phase Load". En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 17.1 (2002), págs. 90-94.

- [23] A. M. Eltamaly. “New formula to determine the minimum capacitance required for self-excited induction generator,” en: *2002 IEEE 33rd Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference. Proceedings (Cat. No.02CH37289)* 1 (2002), págs. 106-110.
- [24] K. Matzuo T. Ahmed O. Noro y M. Nakaoka. “Minimum excitation capacitance requirements for wind turbine coupled stand-alone self-excited induction generator with voltage regulation based on SVC,” en: *The 25th International Telecommunications Energy Conference, 2003. INTELEC '03* (2003), págs. 396-403.
- [25] S. P. Singh S. N. Mahato y M. P. Sharma. “Capacitors Required for Maximum Power of a Self-Excited Single-Phase Induction Generator Using a Three-Phase Machine,” en: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 23.2 (2008), págs. 372-381.
- [26] M. H. Haque y A. I. Maswood. “Determination of excitation capacitance of a three-phase self-excited induction generator,” en: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting* (2012), págs. 1-6.
- [27] D. Elshaibani A. Tahir Z. Rajab y F. Mohamed. “Genetic algorithm based calculation of the excitation capacitance of a self-excited induction generator for stable voltage operation over load and speed variations,” en: *Wind Engineering* 41.6 (2017), págs. 421-430.
- [28] B. Abdelhamid M. Taoufik y S. Lassad. “Stand-alone self-excited induction generator driven by a wind turbine,” en: *Alexandria Engineering Journal* 57.2 (2017), págs. 781-786.
- [29] H. Yahoui R. Basak y N. Siauve. “Study of Optimal Excitation of Self-Excited Induction Generators by Genetic Algorithm,” en: *International Journal for Scientific Research & Development* 4.12 (2017), págs. 590-593.
- [30] F. A. S. Goncalves W. E. Vanco F. B. Silva y C. A. Bissochi. “Evaluation of the Capacitor Bank Design for Self-Excitation in Induction Generators,” en: *IEEE Latin America Transactions* 16.2 (2018), págs. 482-488.
- [31] H. Toubakh M. Derbal y S. Hayat. “Effects of Drift Like Fault in Capacitor Banks on Self-Excited Induction Generator”. En: *2019 International Conference on Control, Automation and Diagnosis (ICCAD)* (2019), págs. 1-5.
- [32] G. Garcia R. Leidhold y M. I. Valla. “Field-Oriented Controlled Induction Generator With Loss Minimization,” en: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 49.1 (2002), págs. 147-155.
- [33] M. F. Rahman D. Seyoum y C. Grantham. “Terminal voltage control of a wind turbine driven isolated induction generator using stator oriented field control,” en: *Eighteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2003. APEC '03.* 2 (2003), págs. 846-852.

- [34] E. Hiraki T. Ahmed O. Noro y M. Nakaoka. “Terminal voltage regulation characteristics by static var compensator for a three-phase self-excited induction generator,” en: *IEEE Transactions on Industry Applications* 40.4 (2004), págs. 978-988.
- [35] S. Hazra y P. Sensarma. “Vector approach for self-excitation and control of induction machine in stand-alone wind power generation,” en: *IET Renewable Power Generation* 5.5 (2011), págs. 397-405.
- [36] C. T. Sanjong G. Kenne y E. M. Nfah. “Adaptive PI Control Strategy for a Self-Excited Induction Generator Driven by a Variable Speed Wind Turbine,” en: *Journal of Circuits, Systems, and Computers* 26.2 (2017), págs. 1-36.
- [37] S. Korol S. Peresada S. Kovbasa y N. Zhelinskyi. “Indirect field oriented output feedback linearized control of induction generator,” en: *2016 2nd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)* (2016), págs. 1-5.
- [38] S. Kovbasa S. Bozhko S. Peresada y M. Zhelinskyi. “Robust Indirect Field Oriented Control of Induction Generator,” en: *2016 International Conference on Electrical Systems for Aircraft, Railway, Ship Propulsion and Road Vehicles & International Transportation Electrification Conference (ESARS-ITEC)* (2016), págs. 1-6.
- [39] M. Pattnaik J. Mishra y S. Samanta. “Load Voltage based MPPT Algorithm for a Stand-alone Wind Generation System,” en: *2018 15th IEEE India Council International Conference (INDICON)* (2018), págs. 1-4.
- [40] M. Bubalo M. Bai e I. Grgi. “Sensorless Maximum Power Control of a StandAlone Squirrel Cage Induction Generator Driven by a Variable Speed Wind Turbine,” en: *Journal of Electrical Engineering & Technology* 16 (2021), págs. 333-347.
- [41] V. Bhadoria A. Singh H. Ahuja y S. Singh. “Control Implementation of Squirrel Cage Induction Generator based Wind Energy Conversion System,” en: *Journal of Scientific and Industrial Research* 79 (2020), págs. 306-311.
- [42] B. S. Varun Sai S. A. Khadtare y D. Chatterjee. “A Model Based Control Strategy for Variable Speed Operation of Three Phase Induction Generator”. En: *2020 International Conference on Computational Intelligence for Smart Power System and Sustainable Energy (CISPSSE)* 1 (2020), págs. 1-5.
- [43] M. Rahimi y M. Asadi. “Control and dynamic response analysis of full converter wind turbines with squirrel cage induction generators considering pitch control and drive train dynamics,” en: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 108 (2019), págs. 280-292.
- [44] C. Lavanya y K. Sujesh. “MPPT Control Technique for Stand-Alone Wind Energy Conversion System,” en: *International Journal of Scientific Engineering an Technology Research* 7.7 (2018), págs. 1312-1315.

- [45] D. Taibi T. Amieur y O. Amieur. “Voltage oriented control of self-excited induction generator for wind energy system with MPPT,” en: *Technologies and materials for renewable energy, environment and sustainability* 1968.1 (2018), págs. 1-12.
- [46] M. Pattnaik J. Mishra y S. Samanta. “Drift-Free Perturb and Observe MPPT Algorithm With Improved Performance for SEIG-Based Stand-Alone Wind Energy Generation System,” en: *IEEE Transactions on Power Electronics* 35.6 (2020), págs. 5842-5849.
- [47] M. Annoukoubi H. Laghradat A. Essadki y T. Nasser. “Comparative Analysis between PI and ADRC Control of a Variable Speed Wind Energy Conversion System using a Squirrel Cage Induction Generator,” en: *2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)* (2018), págs. 1-6.
- [48] M. Alrifai M. Zribi y M. Rayan. “Sliding Mode Control of a Variable- Speed Wind Energy Conversion System Using a Squirrel Cage Induction Generator,” en: *Energies* 10.5 (2017), págs. 1-21.
- [49] H. Zhao y Q. Wu. “Adaptive Control of Wind Turbines for Maximum Power Point Tracking,” en: *Modeling and Modern Control of Wind Power* 1 (2018), págs. 133-149.
- [50] A. Sakly M. A. Zeddini R. Pusca y M. F. Mimoun. “PSO-based MPPT control of wind-driven Self-Excited Induction Generator for pumping system,” en: *Renewable Energy* 95 (2016), págs. 162-177.
- [51] A. Djebli A. E. Yaakoubi A. Asselman y E. H. Aroudam. “A MPPT Strategy Based on Fuzzy Control for a Wind Energy Conversion System,” en: *Procedia Technology* 22 (2016), págs. 162-704.
- [52] V. D. Dhareppagol y S. Nagendraprasad. “Modelling and Simulation of WECS for Maximum Power Extration and Optimal Efficincy Control using Squirrel Cage Induction Generator,” en: *2015 IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC)* 1 (2015), págs. 912-917.
- [53] L.F.Crispino T.A.Brasil y W.Suemitsu. “Fuzzy MPPT control of grid-connected three-phase induction machine for wind power generation,” en: *2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)* 1 (2015), págs. 803-807.
- [54] D. Milicevic B. Dumnicevic B. Popadic y D. Oros. “Speed-sensorless vector control of an wind turbine induction generator using artificial neural network,” en: *2014 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition* 1 (2014), págs. 371-376.
- [55] S. Laghrouche X. Liu J. Liu y M. Wack. “MPPT Control of Variable Speed Wind Generators with Squirrel Cage Induction Machines,” en: *3rd International Symposium on Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA)* 1 (2014), págs. 1-6.

- [56] H. R. Nohooji H. Habibi e I. Howard. “Power maximization of variable-speed variable-pitch wind turbines using passive adaptive neural fault tolerant control,” en: *Frontiers of Mechanical Engineering* 12 (2017), págs. 377-388.
- [57] Areatecnología. *MOTOR TRIFASICO*. URL: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/motor-trifasico.html>.
- [58] H. R. Nohooji H. Habibi e I. Howard. “Adaptive PID Control of Wind Turbines for Power Regulation With Unknown Control Direction and Actuator Faults,” en: *IEEE Access* 6 (2018), págs. 37464-37479.
- [59] I. Howard H. Habibi y S. Simani. “Reliability improvement of wind turbine power generation using model-based fault detection and fault tolerant control: A review,” en: *Renewable Energy* 135 (2019), págs. 877-896.

Apendices

Apéndice A

Programa de simulación de GIAE, para el análisis del comportamiento dinámico

```
void DinamicaGenerador(CDC* pDC){  
.   CString mensaje,tex;  
.   char c=92;  
.   int Xmax=1300;  
.   int Ymax=600;  
.   int xc1,yc1,xc2,yc2,xc3,yc3,xc4,yc4,xc5,yc5,xc6,yc6,xc7,yc7,xc8,yc8;  
.   int dx,dy;  
.   float wn;  
.   wn=100.44;  
.   dx=(Xmax/2)-80;   dy=60;  
.   xc1=60;   yc1=10+Ymax/8;  
.   xc2=xc1;   yc2=20+(Ymax/8)*3;  
.   xc3=xc1;   yc3=30+(Ymax/8)*5;  
.   xc4=xc1;   yc4=40+(Ymax/8)*7;  
.   xc5=xc1+dx+80;   yc5=10+Ymax/8;  
.   xc6=xc2+dx+80;   yc6=20+(Ymax/8)*3;
```



```

.   xc7=xc3+dx+80;    yc7=30+(Ymax/8)*5;
.   xc8=xc4+dx+80;    yc8=40+(Ymax/8)*7;
.   float R1max=15;    float Vdcmax=500;    float Psmax=3000;
.   float Ttbmax = 20;
.   tmax=2;    Umax=200;    iamax=40;    ibmax=40;    fi2amax=4;
.   fi2bmax=4;    wmmax=200;    Tcmax=10;
.   mensaje="Voltaje de estator, V";
.   coordenadas(pDC,xc1,yc1,dx,dy,Umax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Corriente del estator, A";
.   coordenadas(pDC,xc2,yc2,dx,dy,iamax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Flujo del rotor, Wb";
.   coordenadas(pDC,xc3,yc3,dx,dy,fi2amax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Velocidad angular del rotor y velocidad del campo, rad/seg";
.   coordenadas(pDC,xc4,yc4,dx,dy,wmmax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Torque (Nm)";
.   coordenadas(pDC,xc5,yc5,dx,dy,Tcmax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Potencia activa, W";
.   coordenadas(pDC,xc6,yc6,dx,dy,Psmax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Voltaje del DC link";
.   coordenadas(pDC,xc7,yc7,dx,dy,Vdcmax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Corriente total de sistema";
.   coordenadas(pDC,xc8,yc8,dx,dy,iamax,tmax,mensaje);
.   /* Parametros del sistema */
.   float w,wa, alfa, beta, ro, Pn, Tc;
.   w=0; wa=0; alfa=0; beta=0; ro=0; Pn=1; Tc=0;
.   float ila,ilb,ia1a,ia1b,fi2a,fi2b,fi2a,fi2b,Vdc,Vdca,Pdc;
.   Pdca,Idc,Idca,Il,Ila;

```

```

.   i1a=0; i1b=0; ia1a=0; ia1b=0; fi2a=0.0001;
.   fi2b=0; fia2a=0.0001; fia2b=0;
.   Vdc=0.1; Vdca=0.1; Pdc=0; Pdca=0; Idc=0;
.   Idca=0; Il=3; Ila=3;
.   float t,ta,tf,dt;
.   t=0; ta=0; tf=1.5; dt=0.0001;
.   float R1,R1a,R2,L1,L2,Lm,J,f,U1a,U1b,U1aa,U1ba,Un,In,wz,Cdc;
.   R1=5.3; R1a=0; R2=3.3; L1=0.365; L2=0.375;
.   Lm=0.345; J=0.0075; Cdc=0.04; f=16;
.   float fi2abs,fi2absa, Eo, fier, wref;
.   fi2abs=0.5;    fi2absa=0.5;    fier=1;    Eo=0;    wref=100;
.   float ilu, ilua, ilv, ilva, U1u, U1ua, U1v, U1va, ilur, ilura, ilvr, ilvra, ilvrmax;
.   ilar, ilara, ilbr, ilbra, ilmax;
.   ilu=0;    ilv=0;    U1u=0;    U1v=0;    ilua=0;    ilva=0;
.   U1ua=0;    U1va=0;    ilur=0;    ilura=0;    ilvr=0;    ilvra=0;
.   float kpw, kpf, kpiu, kpiv;
.   kpw=50;    kpf=50;    kpiu=100;    kpiv=100;    wz=3.1416*f*2;
.   In=5;    U1aa=0;    U1ba=0;
.   /* Escalas */
.   float et=dx/tmax;    float ew=dy/wmmax;    float ed=dy/dmax;
.   float eia=dy/iamax;    float efi2a=dy/fi2amax;    float eu=dy/Umax;
.   float edd=dy/Bmax;    float eib=dy/ibmax;    float efi2b=dy/fi2bmax;
.   float eTc=dy/Tcmax;    float eR=dy/R1max;    float ePs=dy/Psmax;
.   float eVdc=dy/Vdcmax;
.   /* Modelo */
.   alfa=R2/L2;    ro=L1-((Lm*Lm)/L2);
.   beta=Lm/(ro*L2);    float se=0;    float co=0;    float iabsa=0;

```

```

. float iabs=0;    float Uabs=0;    float Uabsa=0;    float iuvs=0;
. float iuvs=0;    float Tca=0;    float Rc=0;    float Rca=0;
. float Re=0;    float Rea=0;    float Ps, Psa;    Ps=0; Psa=0;
. float ica1, ica1a, icb1, icb1a, isa, isaa, isb, isba;
. float Rca1, Rca1a, Rcb1, Rcb1a;
. float eila, eilaa, eilb, eilba;
. float vwind;
. eila=0;    eilaa=0;    eilb=0;    eilba=0;    Un=160;
. w=0;    wa=w;    U1a=0;    U1b=0;    i1a=0;
. i1b=0;    ia1a=i1a;    ia1b=i1b;    ica1=0;    ica1a=0;
. icb1=0;    icb1a=0;    isa=0;    isaa=0;    isb=0;
. isba=0;    Rca1=10;    Rca1a=0;    Rcb1=10;    Rcb1a=0;
. Rc=100; .    Rca=0; .    Re=R1;
. float tPsmav, Psmav, Wmaxv;
. tPsmav=0;    Psmav=0;    Tc=0;    ilmax=20;    ilar=0;
. ilara=0;    ilbr=0;    ilbra=0;    wz=3.1416*f*2;
. Tc = 0;    vwind = 5;    wz = 150;
. line(pDC,xc4,yc4,et,ew,0,tmax,wz,wz,1);
. do{
.     if ((t>0.0) & (t<=0.2)){
.         U1a=0;
.         U1b=0;
.     }
.     if (t>0.2){
.         U1a=Un*cos(wz*t);
.         U1b=Un*sin(wz*t);
.         // max Tc = 7.7;

```

```

.         //U1a=0;
.
.         //U1b=0;
.
.         //wz = wz + 0.001;
.
.         //Tc = -0.1;
.
.         //Tc = Tc - 0.0001;
.
.         //Tc = -0.0001*vwind*w*w*w+0.01;
.
.     }
.
.     i1a=ia1a+((-R1)*ia1a/ro)+U1a/ro+beta*alfa*fia2a+beta*wa*Pn*fia2b-beta*alfa*Lm*ia1a)*dt;
.
.     i1b=ia1b+((-R1)*ia1b/ro)+U1b/ro+beta*alfa*fia2b-beta*wa*Pn*fia2a-beta*alfa*Lm*ia1b)*dt;
.
.     fi2a=fia2a+(-alfa*fia2a-wa*fia2b+alfa*Lm*ia1a)*dt;
.
.     fi2b=fia2b+(-alfa*fia2b+wa*fia2a+alfa*Lm*ia1b)*dt;
.
.     w=wa+(((3/2)*(Lm/L2)*(fi2a*i1b-fi2b*i1a)-Tc)/J)*dt;
.
.     Ps=-(3/2)*(U1a*i1a+U1b*i1b);
.
.     if (Ps>Psmav){
.
.         Psmav=Ps;
.
.         tPsmav=t;
.
.         Wmaxv=w;
.
.     }
.
.     Vdc = Vdca + ((Idc-Il)/Cdc)*dt;
.
.     Idc = Ps/Vdc;
.
.     iabs = sqrt(i1a*i1a+i1b*i1b);
.
.     iuvs = sqrt(i1u*i1u+i1v*i1v);
.
.     Uabs = sqrt(U1a*U1a+U1b*U1b);
.
.     fi2abs = sqrt(fi2a*fi2a+fi2b*fi2b);
.
.     if ((t>0.6) & (t<0.62)){
.
.         w=0;
.
.     }

```

```

.   if (t>0.62){
.       w=wa+0.015;
.   }
.   t=t+dt;
.   line(pDC,xc1,yc1,et,eu,ta,t,U1aa,U1a,1);
.   line(pDC,xc1,yc1,et,eu,ta,t,U1ba,U1b,2);
.   line(pDC,xc1,yc1,et,eu,ta,t,Uabsa,Uabs,3);
.   line(pDC,xc2,yc2,et,eia,ta,t,ia1a,ila,1);
.   line(pDC,xc2,yc2,et,eib,ta,t,ia1b,ilb,2);
.   line(pDC,xc2,yc2,et,eib,ta,t,iabsa,iabs,3);
.   line(pDC,xc3,yc3,et,efi2a,ta,t,fi2a,fi2a,1);
.   line(pDC,xc3,yc3,et,efi2b,ta,t,fi2b,fi2b,2);
.   line(pDC,xc3,yc3,et,efi2a,ta,t,fi2absa,fi2abs,3);
.   line(pDC,xc4,yc4,et,ew,ta,t,wa,w,3);
.   line(pDC,xc5,yc5,et,eTc,ta,t,Tca,Tc,3);
.   line(pDC,xc6,yc6,et,ePs,ta,t,Psa,Ps,1);
.   wa=w;    ta=t;    ia1a=ila;    ia1b=ilb;    ilua=ilu;
.   ilva=ilv;    ilvra=ilvr;    ilura=ilur;    fia2a=fi2a;    fi2b=fi2b;
.   fi2absa=fi2abs;    U1aa=U1a;    U1ba=U1b;    U1ua=U1u;    U1va=U1v;
.   iabsa=iabs;    iuvs=iuvs;    Uabsa=Uabs;    Tca=Tc;    Rca1a=Rca1;
.   Rcb1a=Rca1;    icala=ical;    icb1a=icb1;    isaa=isa;    isba=isb;
.   ilara=ilar;    ilbra=ilbr;    eilaa=eila;    eilba=eilb;    R1a=R1;
.   Psa=Ps;    Vdca=Vdc;    Ila=Il;    Idca=Idc;
.   }while (t<tmax);
.   line(pDC,xc1,yc1,et,ePs,tPsmx,tPsmx,Psmx,-Psmx,5);
.   line(pDC,xc2,yc2,et,ePs,tPsmx,tPsmx,Psmx,-Psmx,5);
.   line(pDC,xc3,yc3,et,ePs,tPsmx,tPsmx,Psmx,-Psmx,5);

```

```

.   line(pDC,xc4,yc4,et,ePs,tPsmx,tPsmx,Psmx,-Psmx,5);
.   line(pDC,xc4,yc4,et,ew,0,tmax,Wmaxv,Wmaxv,5);
.   line(pDC,xc6,yc6,et,ePs,tPsmx,tPsmx,Psmx,-Psmx,5);
.   line(pDC,xc6,yc6,et,ePs,0,tmax,Psmxv,Psmxv,5);
.   tex.Format(_T("%4.2f"),Psmxv);
.   pDC->TextOut(xc6+et*tPsmx+5,yc6-ePs*Psmxv-20,tex);
.   tex.Format(_T("%4.2f"),Wmaxv);
.   pDC->TextOut(xc4+et*tPsmx-50,yc4-ew*Wmaxv-18,tex);
}

```

Apéndice B

Programa de simulación de la implementación del MPPT en el GIAE

```
void mppt_giae(CDC* pDC){  
.   CString cads; char data [100]; char tw[50]=;  
.   char vw[50]=; char mens[50]=;  
.   char mensd[50]=; errno_t err;  
.   int pcoma, ii, id;  
.   err = fopen_s(&wd,"winddata.txt",r");  
.   err = fopen_s(&r,rwd.txt", "w");  
.   if (err == 0){  
.       id=0;  
.       while ( fgets (data , 100 , wd) != NULL ){  
.           fputs(data,r);  
.           pcoma=0;  
.           for (int i=0; i<sizeof(data); i++){  
.               if (data[i]==' '){  
.                   pcoma = i;  
.                   break;
```

```

.         }
.     }
.     for (int i=pcoma+1; i<sizeof(data); i++){
.         vw[i-pcoma-1]=data[i];
.     }
.     data[pcoma]=0;
.     arrWD[id].t=atof(data);
.     arrWD[id].v=atof(vw);
.     fputs(mens,r);
.     sprintf_s(mensd, ".           fputs(mensd,r);
.     fputs(mens,r);
.     sprintf_s(mensd, ".           fputs(mensd,r);
.     fputs(mens,r);
.     id++;
.     }
.     err = fclose(wd);
.     err = fclose(r);
. }
. else{
.     cads=".El archivo no se abrio";
.     pDC->TextOutW(900,10,cads);
. }
. CString mensaje,tex;
. char c=92;
. int Xmax=1300;
. int Ymax=600;
. int xc1,yc1,xc2,yc2,xc3,yc3,xc4,yc4,xc5,yc5,xc6,yc6,xc7,yc7,xc8,yc8;

```



```

.   int dx,dy;
.   float wn;
.   wn=100.44;
.   dx=(Xmax/2)-80; dy=60;
.   xc1=60; yc1=10+Ymax/8;
.   xc2=xc1; yc2=20+(Ymax/8)*3;
.   xc3=xc1; yc3=30+(Ymax/8)*5;
.   xc4=xc2+dx+80; yc4=30+(Ymax/8)*5;
.   xc5=xc1+dx+80; yc5=10+Ymax/8;
.   xc6=xc1; yc6=40+(Ymax/8)*7;
.   xc7=xc2+dx+80; yc7=20+(Ymax/8)*3;
.   xc8=xc1+dx+80; yc8=40+(Ymax/8)*7;
.   float Vmax=30; .   float twmax=30000;
.   tmax=1000; Umax=200; iamax=40; ibmax=40; fi2amax=8; fi2bmax=8; wmmmax=300;
.   smax=100;
.   mensaje="Voltaje del estator, V";
.   coordenadas(pDC,xc1,yc1,dx,dy,Umax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Corriente del estator, A";
.   coordenadas(pDC,xc2,yc2,dx,dy,iamax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Flujo, Wb";
.   coordenadas(pDC,xc3,yc3,dx,dy,fi2amax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Velocidad del viento, m/s";
.   coordenadas(pDC,xc5,yc5,dx,dy,Vmax,twmax,mensaje);
.   mensaje="Velocidad del rotor, rad/s";
.   coordenadas(pDC,xc4,yc4,dx,dy,wmmmax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Potencia activa, W";
.   coordenadas(pDC,xc6,yc6,dx,dy,Psmax,tmax,mensaje);

```

```

.   mensaje="Velocidad del viento, m/s";
.   coordenadas(pDC,xc7,yc7,dx,dy,Vmax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Velocidad del campo, rad/s";
.   coordenadas(pDC,xc8,yc8,dx,dy,wmax,tmax,mensaje);
.   /* Parametros del sistema */ .   float w,wa, alfa, beta, ro, Pn, Tc,sd,sda;
.   w=0; wa=0; alfa=0; beta=0; ro=0; Pn=1, Tc=0, sd=0,sda=0;
.   float i1a,i1b,ia1a,ia1b,fi2a,fi2b,fi2a,fi2b;
.   i1a=0; i1b=0; ia1a=0; ia1b=0; fi2a=0.0001; fi2b=0.0001; fi2a=0; fi2b=0;
.   float t,ta,tf,dt;
.   t=0; ta=0; tf=1.5; dt=0.0001;
.   float R1,R2,L1,L2,Lm,J,f,U1a,U1b,U1aa,U1ba,Un,In,wz,wza;
.   R1=5.3; R2=3.3; L1=0.365; L2=0.375; Lm=0.345; J=0.0075;
.   f=16;
.   float fi2abs,fi2absa, Eo, fier, wref;
.   fi2abs=0.0; fi2absa=0.0; fier=1.5; Eo=0;
.   wref=100;
.   float ilu,ilv,U1u,U1v,ilur,ilvr;
.   ilu=0; ilv=0; U1u=0; U1v=0;
.   float kpw,kpf,kpiu,kpiv;
.   kpw=5; kpf=50; kpiu=40; kpiv=15;
.   wz=3.1416*f*2; wza=wz; In=5; U1aa=0; U1ba=0;
.   /* Escalas */ .   float et=dx/tmax; float ew=dy/wmax; float ed=dy/dmax;
.   float eia=dy/iamax; float efi2a=dy/fi2amax; float eu=dy/Umax;
.   float edd=dy/Bmax; float eib=dy/ibmax; float efi2b=dy/fi2bmax;
.   float eTc=dy/Tcmax; float ePs=dy/Psmax; float ePsw=2*dy/Psmax;
.   float ewps=dx/wmax; float ewr=dy/wrmax; float es=dy/smax;
.   float eV=dy/Vmax; float etw=dx/twmax;

```

```

.      /* Modelo */      alfa=R2/L2;
.      ro=L1-((Lm*Lm)/L2);
.      beta=Lm/(ro*L2);
.      float s, c;
.      float iabsa=0; float iabs=0; float Uabs=0; float Uabsa=0;
.      float Tca=0; float Rc=0; float Rca=0; float Re=0; float Rea=0;
.      float Ps=0; float Psa=0; float Psaa=0; float Psm=0; float Psm=0; float Psm=0;
.      float wrmp=0; float wrmpa=0; float wrmpaa=0; .      float ica1,ica1a,icb1,icb1a,isa,isaa,ish,ish;
.      float Rca1,Rca1a,Rcb1,Rcb1a;
.      Un=160; w=0; wa=w; U1a=0; U1b=0; i1a=0; i1b=0; ia1a=i1a; ia1b=i1b;
.      ica1=0; ica1a=0; icb1=0; icb1a=0; isa=0; isaa=0; ish=0; ish=0;
.      Rca1=10; Rca1a=0; Rcb1=10; Rcb1a=0; Rc=100; Rca=0; Re=R1; Tc=0;
.      float cpps,cips,cipsa,cdps,kpps,kips,kdps, eps, epsa;
.      cpps=0; cips=0; cipsa=0; cdps=0; eps=0; epsa=0; .      int fseg,mseg,seg;
.      fseg=0; mseg=0; seg=0;
.      float ilamax, ilbmax, wmax, tmaxi, tmini, Pasm;
.      wmaxc, wr, wra, wraa, Psr, wmppt, wmppta, V, Va, tini;
.      ilamax=0; ilbmax=0; wmax=0; tmaxi=0; tmini=0; Pasm=0; wmaxc=0;
.      V=0; Va=0;
.      wr=0; wra=0; wraa=0;
.      float sa;
.      float eta, etaa;
.      s=0; sa=0;
.      wz=0; wza=0; Psr=800;
.      Psm=10*Psm;
.      wr=10;
.      w=130;

```

```

.   wmppt=w;
.
.   wmppta=wmppt;
.
.   wz = w-25;
.
.   double vwd=0;
.
.   double vwda=0;
.
.   int fini, ffin;
.
.   fini=0; ffin=0;
.
.   tini=15000;
.
.   for (int i=0; i<id; i++){
.
.       pOldPen3=pDC->SelectObject(&myPen5);
.
.       pDC->MoveTo(xc5+etw*arrWD[i-1].t,yc5-eV*arrWD[i-1].v);
.
.       pDC->LineTo(xc5+etw*arrWD[i].t,yc5-eV*arrWD[i].v);
.
.       if ((arrWD[i].t>tini) & (fini==0)){
.
.           pOldPen3=pDC->SelectObject(&myPen4);
.
.           pDC->MoveTo(xc5+etw*arrWD[i].t,yc5-dy);
.
.           pDC->LineTo(xc5+etw*arrWD[i].t,yc5+dy);
.
.           fini=1;
.
.       }
.
.       if ((arrWD[i].t>tini+tmax) & (ffin==0)){
.
.           pOldPen3=pDC->SelectObject(&myPen4);
.
.           pDC->MoveTo(xc5+etw*arrWD[i].t,yc5-dy);
.
.           pDC->LineTo(xc5+etw*arrWD[i].t,yc5+dy);
.
.           ffin=1;
.
.       }
.
.   }
.
.   id=0;
.
.   while ((tini)>arrWD[id].t){

```

```

.     id++;
. }
. do{
.     id++;
.     pOldPen4=pDC->SelectObject(&myPen4);
.     pDC->MoveTo(xc7+et*(arrWD[id-1].t-tini),yc7-eV*arrWD[id-1].v);
.     pDC->LineTo(xc7+et*(arrWD[id].t-tini),yc7-eV*arrWD[id].v);
. }while(arrWD[id].t<(tmax+tini));
. pOldPen4=pDC->SelectObject(&myPen4);
. pDC->MoveTo(xc5+etw*tini,yc5);
. pDC->LineTo(xc7,yc7);
. pDC->MoveTo(xc5+etw*(tini+tmax),yc5);
. pDC->LineTo(xc7+et*tmax,yc7);
. int varw=1;
. int vez1=0;
. id=0;
. eta=0;
. etaa=0;
. do{
.     while ((t+tini)>arrWD[id].t){
.         id++;
.     }
.     vwd=arrWD[id].v*9;
.     w=vwd;
.     if (vez1==0){
.         wmppt=w;
.         wz = w - 15;

```

```

.         vez1=1;
.     }
.     mseg++;
.     if (t>0.5){
.         if (mseg.           seg++;
.             if (varw==1){
.                 if (Ps<Psmppaa){
.                     wz=wza;
.                     varw=0;
.                 }
.                 else{
.                     Psmppaa=Ps;
.                     wza=wz;
.                     wz=wz-3;
.                 }
.                 if (Ps>Psmppaa){
.                     //Psmppaa=Ps;
.                     //wza=wz;
.                 }
.             }
.         }
.         U1a=Un*cos(wz*t);
.         U1b=Un*sin(wz*t);
.         s=wz-w;
.     }
.     if (varw==0){
.         if (abs((w-wmppt))>15){

```

```

.         wmppta=wmppt;
.
.         wmppt=w;
.
.         wz = wmppt-15;
.
.         varw=1;
.
.         Psmptaa=-Psmpt;
.
.     }
.
. }
.
. if (Ps>Psmpt){
.
.     Psmpt=Ps;
.
.     wmax=w;
.
.     tmaxi=t;
.
.     wmaxc=wr;
.
. }
.
. i1a=i1a+((-R1)*i1a/ro)+U1a/ro+beta*alfa*fia2a+beta*wa*Pn*fia2b-beta*alfa*Lm*i1a)*dt;
.
. i1b=i1b+((-R1)*i1b/ro)+U1b/ro+beta*alfa*fia2b-beta*wa*Pn*fia2a-beta*alfa*Lm*i1b)*dt;
.
. fi2a=fia2a+(-alfa*fia2a-wa*fia2b+alfa*Lm*i1a)*dt;
.
. fi2b=fia2b+(-alfa*fia2b+wa*fia2a+alfa*Lm*i1b)*dt;
.
. w=wa+(((3/2)*(Lm/L2)*(fi2a*i1b-fi2b*i1a)-Tc)/J)*dt;
.
. fi2abs=sqrt(fi2a*fi2a+fi2b*fi2b);
.
. iabs=sqrt(i1a*i1a+i1b*i1b);
.
. Uabs=sqrt(U1a*U1a+U1b*U1b);
.
. Ps=-(3/2)*(U1a*i1a+U1b*i1b);
.
. eta = etaa+Ps*dt;
.
. if (Ps<-Psmpt){Ps=-Psmpt;}
.
. if (Ps>Psmpt){Ps=Psmpt;}
.
. t=t+dt;
.
. pOldPen1=pDC->SelectObject(&myPen1);

```

```

.   pDC->MoveTo(xc1+et*ta,yc1-eu*U1aa);
.   pDC->LineTo(xc1+et*t,yc1-eu*U1a);
.   pOldPen2=pDC->SelectObject(&myPen2);
.   pDC->MoveTo(xc1+et*ta,yc1-eu*U1ba);
.   pDC->LineTo(xc1+et*t,yc1-eu*U1b);
.   pOldPen1=pDC->SelectObject(&myPen1);
.   pDC->MoveTo(xc2+et*ta,yc2-eia*ia1a);
.   pDC->LineTo(xc2+et*t,yc2-eia*i1a);
.   pOldPen2=pDC->SelectObject(&myPen2);
.   pDC->MoveTo(xc2+et*ta,yc2-eib*ia1b);
.   pDC->LineTo(xc2+et*t,yc2-eib*i1b);
.   pOldPen1=pDC->SelectObject(&myPen1);
.   pDC->MoveTo(xc3+et*ta,yc3-efi2a*fi2a);
.   pDC->LineTo(xc3+et*t,yc3-efi2a*fi2a);
.   pOldPen2=pDC->SelectObject(&myPen2);
.   pDC->MoveTo(xc3+et*ta,yc3-efi2b*fi2b);
.   pDC->LineTo(xc3+et*t,yc3-efi2b*fi2b);
.   pOldPen3=pDC->SelectObject(&myPen3);
.   pDC->MoveTo(xc4+et*ta,yc4-ew*wa);
.   pDC->LineTo(xc4+et*t,yc4-ew*w);
.   pOldPen3=pDC->SelectObject(&myPen5);
.   pDC->MoveTo(xc4+et*ta,yc4-ew*wmppta);
.   pDC->LineTo(xc4+et*t,yc4-ew*wmppt);
.   pOldPen1=pDC->SelectObject(&myPen4);
.   pDC->MoveTo(xc6+et*ta,yc6-ePs*Psa);
.   pDC->LineTo(xc6+et*t,yc6-ePs*Ps);
.   pOldPen4=pDC->SelectObject(&myPen4);

```



```

.   pDC->MoveTo(xc8+et*ta,yc8-ew*wza);
.
.   pDC->LineTo(xc8+et*t,yc8-ew*wz);
.
.   pOldPen4=pDC->SelectObject(&myPen4);
.
.   pDC->MoveTo(xc4+et*ta,yc4-ew*wza);
.
.   pDC->LineTo(xc4+et*t,yc4-ew*wz);
.
.   wraa=wra; wra=wr; epsa=eps; cipsa=cips; wa=w;
.
.   wza=wz; ta=t; ia1a=i1a; ia1b=i1b; fia2a=f2a;
.
.   fia2b=f2b; fi2absa=f2abs; U1aa=U1a;
.
.   U1ba=U1b; iabsa=iabs; Uabsa=Uabs;
.
.   Tca=Tc; Rca1a=Rca1; Rcb1a=Rca1; ica1a=ica1;
.
.   icb1a=icb1; isaa=isa; isba=isb; Psaa=Psa;
.
.   Psa=Ps; sda=sd; sa=s; vwda=vwd; wmppta=wmppt;
.
.   etaa = eta;
.
.   }while (t<tmax);
.
.   pOldPen4=pDC->SelectObject(&myPen4);
.
.   pDC->MoveTo(xc6+et*tmaxi,yc6-dy);
.
.   pDC->LineTo(xc6+et*tmaxi,yc6+dy);
.
.   tex.Format(_T("Potencia promedio :%6.2f kW"),(eta/1000)/tmax);
.
.   pDC->TextOutW(xc6+dx/2,yc6-dy-20,tex);
.
.   }

```

Apéndice C

Programa de simulación de la turbina eólica

```
void trubinaEolica(CDC* pDC){  
.   CString mensaje,tex;  
.   char c=92;  
.   int Xmax=1300;  
.   int Ymax=600;  
.   int xc1,yc1,xc2,yc2,xc3,yc3,xc4,yc4,xc5,yc5,xc6,yc6,xc7,yc7,xc8,yc8;  
.   int dx, dy;  
.   dx=(Xmax/2)-80; dy=60;  
.   xc1=60;    yc1=10+Ymax/8;  
.   xc2=xc1;    yc2=20+(Ymax/8)*3;  
.   xc3=xc1    yc3=30+(Ymax/8)*5+dy;  
.   xc4=xc1;    yc4=40+(Ymax/8)*7+dy;  
.   xc5=xc1+dx+80;    yc5=10+Ymax/8;  
.   xc6=xc2+dx+80;    yc6=20+(Ymax/8)*3;  
.   xc7=xc3+dx+80;    yc7=30+(Ymax/8)*5+dy;  
.   xc8=xc4+dx+80;    yc8=40+(Ymax/8)*7+dy;  
.   float R1max=15;    float Vdcmx=500;    float Psmx=2000;  
.   float Ttbmax = 20;    float Cpmax = 0.5;    float tradmax = 30;
```

```

. float Pamax = 9000;      float Wemax = 260;      float Temax = 60;
.
. float Vrmax = 20;
.
. tmax=10;wmmax=300;Tcmax=30;
.
. mensaje="Velocidad del viento m/s";
.
. tex="t, s";
.
. coordenadasp(pDC,xc3,yc3,dx,2*dy,Vrmax,tmax,mensaje,tex,0);
.
. mensaje="Torque de la turbina eolica, Nm";
.
. tex="w, rad/s";
.
. coordenadasp(pDC,xc7,yc7,dx,2*dy,Temax,Wemax,mensaje,tex,2);
.
. mensaje="Potencia de la turbina eólica, W";
.
. coordenadasp(pDC,xc8,yc8,dx,2*dy,Pamax,Wemax,mensaje,tex,0);
.
. /* Escalas */ . float eCp = 2*dy/Cpmax;
.
. float etrad = dx/tradmax;
.
. float ePa = 2*dy/Pamax;
.
. float eWe = dx/Wemax;
.
. float eTe = 2*dy/Temax;
.
. float eVr = 2*dy/Vrmax;
.
. /* Modelo de la tirbina eolica */
.
. float Cp, Cpa, C1, C2, C3, C4, C5, C6, R, trad, trada, tradi, angh, dtrad;
.
. Pw, Pwa, Pa, Paa, row, Aw, Vr,Vra, it, Wea,We, dWe;
.
. float Te, Tea, wzero;
.
. float fzero=0;
.
. C1 = 0.5176;
.
. C2 = 116;
.
. C3 = 0.4;
.
. C4 = 5;
.
. C5 = 21;

```

```

.   C6 = 0.0068;
.   angh = 0;
.   row = 0.9;
.   Aw = 10;
.   it = 15;
.   R=0.8;
.   dtrad = 0.01;
.   dWe= 0.01;
.   for (int i=0;i<5;i++){
.       Vr = Vr + 2;
.       Cp = 0;
.       Cpa = Cp;
.       tradi = 0;
.       We=0;
.       Wea=We;
.       Pw = 0;
.       Pwa = Pw;
.       Pa = 0;
.       Paa = Pa;
.       Te = 0;
.       Tea = Te;
.       wzero = 0;
.       do{
.           We = Wea + dWe;
.           trad = (We*R)/Vr;
.           tradi = (1/(trad+0.08*angh)) -(0.035/(angh*angh*angh+1));
.           Cp = C1*((C2*tradi) - C3 - C4)*exp(-C5*tradi) + C6*trad;

```

```

.      Pw = 0.5*row*Aw*Vr*Vr*Vr;
.
.      Pa = Pw * Cp;
.
.      Te = Pa/We;
.
.      if ((Pa<0) & (fcero==0)){
.
.          wzero = We;
.
.          fcero=1;
.
.      }
.
.      if (Te>0){
.
.          line(pDC,xc7,yc7,eWe,eTe,Wea,We,Tea,Te,1);
.
.      }
.
.      if (Pa>0){
.
.          line(pDC,xc8,yc8,eWe,ePa,Wea,We,Paa,Pa,1);
.
.      }
.
.      Wea = We;
.
.      Tea = Te;
.
.      Cpa = Cp;
.
.      Pwa = Pw;
.
.      Paa = Pa;
.
.      }while (We<Wemax);
.
.  }
.
.  }

```

Apéndice D

Programa de simulación del sistema turbina eólica - GIAE, para el análisis del comportamiento dinámico

```
void turbinaEolicaGIAE(CDC* pDC){  
.  /*** Colores para graficar ***/  
.  CString mensaje,tex;  
.  char c=92;  
.  int Xmax=1300;  
.  int Ymax=600;  
.  int xc1,yc1,xc2,yc2,xc3,yc3,xc4,yc4,xc5,yc5,xc6,yc6,xc7,yc7,xc8,yc8;  
.  int dx,dy;  
.  float wn;  
.  wn=100.44;  
.  dx=(Xmax/2)-80; dy=60;  
.  xc1=60; yc1=10+Ymax/8;  
.  xc2=xc1; yc2=20+(Ymax/8)*3;  
.  xc3=xc1; yc3=30+(Ymax/8)*5;  
.  xc4=xc1; yc4=40+(Ymax/8)*7+dy;  
.  xc5=xc1+dx+80; yc5=10+Ymax/8;
```

```

;
. xc6=xc2+dx+80; yc6=20+(Ymax/8)*3;
. xc7=xc3+dx+80; yc7=30+(Ymax/8)*5+dy;
. xc8=xc4+dx+80; yc8=40+(Ymax/8)*7+dy;
. float R1max=15;    float Vdcmax=500;    float Psmax=2000;
. float Ttbmax = 20;    float Cpmax = 0.5;    float tradmax = 30;
. float Pamax = 1500;    float Wemax = 260;    float Temax = 10;
. tmax=50; Umax=200; iamax=25; ibmax=25; fi2amax=4; fi2bmax=4;
. wmmmax=300; Tcmax=30;
. mensaje="Voltaje bifásico del estator (V.)";
. coordenadas(pDC,xc1,yc1,dx,dy,Umax,tmax,mensaje);
. mensaje="Corriente bifasica del estator i1a e i1b (A.)";
. coordenadas(pDC,xc2,yc2,dx,dy,iamax,tmax,mensaje);
. mensaje="Flujo bifásico del rotor";
. coordenadas(pDC,xc3,yc3,dx,dy,fi2amax,tmax,mensaje);
. mensaje="Velocidad angular (rad/seg.)";
. tex="t, s";
. coordenadasp(pDC,xc4,yc4,dx,2*dy,wmmmax,tmax,mensaje,tex,0);
. mensaje="Torque (Nm)";
. coordenadas(pDC,xc5,yc5,dx,dy,Tcmax,tmax,mensaje);
. mensaje="Potencia activa Ps (W)";
. coordenadas(pDC,xc6,yc6,dx,dy,Psmax,tmax,mensaje);
. mensaje="Torque de la turbina eolica, Nm";
. tex="w, rad/s";
. coordenadasp(pDC,xc7,yc7,dx,2*dy,Temax,Wemax,mensaje,tex,2);
. mensaje="Potencia de la turbina eólica, W";
. coordenadasp(pDC,xc8,yc8,dx,2*dy,Pamax,Wemax,mensaje,tex,0);

```

```

. /* Parametros del sistema */
. float w,wa, alfa, beta, ro, Pn, Tc;
. w=0; wa=0; alfa=0; beta=0; ro=0; Pn=1, Tc=0;
. float ila,ilb,ia1a,ia1b,fi2a,fi2b,fi2a,fi2b,Vdc,Vdca,Pdc, Pdca,Idc,Idca,Il,Ila;
. i1a=0; i1b=0; ia1a=0; ia1b=0; fi2a=0.0001; fi2b=0; fi2a=0.0001; fi2b=0;
. Vdc=0.1; Vdca=0.1; Pdc=0; Pdca=0; Idc=0; Idca=0; Il=3; Ila=3;
. float t,ta,tf,dt;
. t=0; ta=0; tf=1.5; dt=0.0001;
. float R1,R1a,R2,L1,L2,Lm,J,f,U1a,U1b,U1aa,U1ba,Un,In,wz,wza,Cdc;
. R1=5.3; R1a=0; R2=3.3; L1=0.365; L2=0.375; Lm=0.345; J=0.0075; Cdc=0.04;
. f=16;
. Eo=0;
. wref=100;
. float ilu,ilua,ilv,ilva,U1u,U1ua,U1v,U1va,ilur,ilura,ilvr,ilvra,ilvrmax,ilar,ilara,ilbr,ilbra,ilmax;
. ilu=0; ilv=0; U1u=0; U1v=0; ilua=0; ilva=0; U1ua=0; U1va=0; ilur=0; ilura=0;
. ilvr=0; ilvra=0; wz=3.1416*f*2;
. In=5; U1aa=0; U1ba=0;
. /* Escalas */
. float et=dx/tmax; float ew=2*dy/wmmax; float ed=dy/dmax; float eia=dy/iamax;
. float efi2a=dy/fi2amax; float eu=dy/Umax; float edd=dy/Bmax; float eib=dy/ibmax;
. float efi2b=dy/fi2bmax; float eTc=dy/Tcmax; float eR=dy/R1max; float ePs=dy/Psmax;
. float eVdc=dy/Vdcmax; float eCp = 2*dy/Cpmax; float etrad = dx/tradmax;
. float ePa = 2*dy/Pamax; float eWe = dx/Wemax; float eTe = 2*dy/Temax;
. /* Modelo de la turbina eolica */
. float Cp, Cpa, C1, C2, C3, C4, C5, C6, R, trad, trada, tradi, angh, dtrad;
. float Pw, Pwa, Pa, Paa, row, Aw, Vr, it, Wea,We, dWe;
. float Te, Tea, wceso;

```



```

. float fzero=0;
. C1 = 0.5176;    C2 = 116;    C3 = 0.4;    C4 = 5;    C5 = 21;
. C6 = 0.0068;    angh = 0;    row = 0.9;    Aw = 1.5;    it = 15;
. R=0.8;    dtrad = 0.01;    dWe= 0.01;    Vr =8;    Cp = 0;    Cpa = Cp;
. tradi = 0;    We=0;    Wea=We;    Pw = 0;    Pwa = Pw;
. Pa = 0;    Paa = Pa;    Te = 0;    Tea = Te;    wzero = 0;
. do{
.     We = Wea + dWe;
.     trad = (We*R)/Vr;
.     tradi = (1/(trad+0.08*angh)) -(0.035/(angh*angh*angh+1));
.     Cp = C1*((C2*tradi) - C3 - C4)*exp(-C5*tradi) + C6*trad;
.     Pw = 0.5*row*Aw*Vr*Vr*Vr;
.     Pa = Pw * Cp;
.     Te = Pa/We;
.     if ((Pa<0) & (fzero==0)){
.         wzero = We;
.         fzero=1;
.     }
.     if (Te>0){
.         line(pDC,xc7,yc7,eWe,eTe,Wea,We,Tea,Te,1);
.     }
.     if (Pa>0){
.         line(pDC,xc8,yc8,eWe,ePa,Wea,We,Paa,Pa,1);
.     }
.     Wea = We;
.     Tea = Te;
.     Cpa = Cp;

```

```

.     Pwa = Pw;
.     Paa = Pa;
.   }while (We<Wemax);
.   if (fcero==0){
.     wzero=We;
.   }
.   /* Modelo del generador*/
.   alfa=R2/L2;
.   ro=L1-((Lm*Lm)/L2);
.   beta=Lm/(ro*L2);
.   float se=0; float co=0; float iabsa=0; float iabs=0; float Uabs=0; float Uabsa=0;
.   float iuvs=0; float iuvs=0; float Tca=0; float Rc=0; float Rca=0; float Re=0;
.   float Rea=0; float Ps, Psa; Ps=0; Psa=0; float Pmpaa; Pmpaa=-10*Pmax;
.   float ica1,ica1a,icb1,icb1a,isa,isaa,isb,isba;
.   float Rca1,Rca1a,Rcb1,Rcb1a; float ei1a, eilaa, ei1b, eilba;
.   float vwind;
.   ei1a=0; eilaa=0; ei1b=0; eilba=0; Un=160; w=0; wa=w; U1a=0; U1b=0; ila=0;
.   ilb=0; ia1a=ila; ia1b=ilb; ica1=0; ica1a=0; icb1=0; icb1a=0; isa=0; isaa=0;
.   isb=0; isba=0; Rca1=10; Rca1a=0; Rcb1=10; Rcb1a=0; Rc=100; Rca=0; Re=R1;
.   Tc=0; ilmax=20; ilar=0; ilara=0; ilbr=0; ilbra=0;
.   int reloj=0;    int varw=1;    int iw=0;
.   Pa=0; Paa=Pa; wz = wzero; wz=130; wza = wz; w = wz; wa = w; Tc = 0;
.   vwind = 5; trad = wz/it; trada = trad;
.   do{
.     reloj++;
.     if (t>0.0){
.       U1a=0;

```

```

.         U1b=0;
.     }
.     if (t>0.5){
.         if (reloj %50000==0){
.             iw++;
.             tex.Format(_T(" %2d"),iw);
.             pDC->TextOutW(xc8+eWe*w-8,yc4-ePa*Pa-22,tex);
.             pDC->TextOutW(xc4+et*t-30,yc4-ew*w-18,tex);
.             pDC->TextOutW(xc6+et*t-30,yc6-ePs*Ps-18,tex);
.             tex.Format(_T(" %6.2f"),Ps);
.             pDC->TextOutW(xc6+et*t-50,yc6-ePs*Ps+2,tex);
.             tex.Format(_T(" %6.2f"),w);
.             pDC->TextOutW(xc4+et*t-50,yc4-ew*w+25,tex);
.             line(pDC,xc8,yc8,eWe,ePa,w,w,Pa+70,Pa-70,3);
.             line(pDC,xc8,yc8,eWe,ePa,w-2,w+2,Pa,Pa,3);
.             wz=wz-5;
.             if (wz<80){
.                 wz = wz+5;
.             }
.         }
.         U1a=Un*cos(wz*t);
.         U1b=Un*sin(wz*t);
.         trad = (w*R)/Vr;
.         tradi = (1/(trad+0.08*angh)) -(0.035/(angh*angh*angh+1));
.         Cp = C1*((C2*tradi) - C3 - C4)*exp(-C5*tradi) + C6*trad;
.         Pw = 0.5*row*Aw*Vr*Vr*Vr;
.         Pa = Pw * Cp;

```

```

.      Tc = -(Pa/w);
.
.      }
.      i1a=ia1a+((-R1)*ia1a/ro)+U1a/ro+beta*alfa*fi2a+beta*wa*Pn*fi2b-beta*alfa*Lm*ia1a)*dt;
.      i1b=ia1b+((-R1)*ia1b/ro)+U1b/ro+beta*alfa*fi2b-beta*wa*Pn*fi2a-beta*alfa*Lm*ia1b)*dt;
.      fi2a=fi2a+(-alfa*fi2a-wa*fi2b+alfa*Lm*ia1a)*dt;
.      fi2b=fi2b+(-alfa*fi2b+wa*fi2a+alfa*Lm*ia1b)*dt;
.      w=wa+(((3/2)*(Lm/L2)*(fi2a*i1b-fi2b*i1a)-Tc)/J)*dt;
.      Ps=-(3/2)*(U1a*i1a+U1b*i1b);
.      if (Ps<-Psmax){Ps=-Psmax;}
.      if (Ps>Psmax){Ps=Psmax;}
.      Vdc = Vdca + ((Idc-Il)/Cdc)*dt;
.      Idc = Ps/Vdc;
.      iabs = sqrt(i1a*i1a+i1b*i1b);
.      iuvs = sqrt(i1u*i1u+i1v*i1v);
.      Uabs = sqrt(U1a*U1a+U1b*U1b);
.      fi2abs = sqrt(fi2a*fi2a+fi2b*fi2b);
.      t=t+dt;
.      line(pDC,xc1,yc1,et,eu,ta,t,U1aa,U1a,1);
.      line(pDC,xc1,yc1,et,eu,ta,t,U1ba,U1b,2);
.      line(pDC,xc2,yc2,et,eia,ta,t,ia1a,ila,1);
.      line(pDC,xc2,yc2,et,eib,ta,t,ia1b,ilb,2);
.      line(pDC,xc3,yc3,et,efi2a,ta,t,fi2a,fi2a,1);
.      line(pDC,xc3,yc3,et,efi2b,ta,t,fi2b,fi2b,2);
.      line(pDC,xc4,yc4,et,ew,ta,t,wa,w,3);
.      line(pDC,xc4,yc4,et,ew,ta,t,wza,wz,1);
.      line(pDC,xc5,yc5,et,eTc,ta,t,Tca,Tc,3);
.      line(pDC,xc6,yc6,et,ePs,ta,t,Psa,Ps,1);

```

```

.   wa=w; wza=wz; ta=t; ia1a=i1a; ia1b=i1b; i1ua=i1u;
.   i1va=i1v; i1vra=i1vr; i1ura=i1ur; fia2a=fia2a; fia2b=fia2b;
.   fi2absa=fi2abs; U1aa=U1a; U1ba=U1b; U1ua=U1u; U1va=U1v;
.   iabsa=iabs; iuvs=iuvs; Uabsa=Uabs; Tca=Tc; Rca1a=Rca1;
.   Rcb1a=Rcb1; ica1a=ica1; icb1a=icb1; isaa=isa; isba=isb;
.   ilara=ilar; ilbra=ilbr; ei1aa=ei1a; ei1ba=ei1b; R1a=R1;
.   Psa=Ps; Vdca=Vdc; Ila=Il; Idca=Idc; trada = trad; Paa = Pa;
.   }while (t<tmax);
.   tex.Format(_T("Potencia de la turbina eólica :%6.2f W"),Pa);
.   pDC->TextOutW(xc8+dx/2,yc8-2*dy-20,tex);
.   }

```

Apéndice E

Programa de simulación de la implementación del MPPT en el sistema turbina eólica - GIAE

```
void MPPTturbinaEolicaGIAE(CDC* pDC){  
.   CString cads; char data [100]; char tw[50]=; char vw[50]=;  
.   char mens[50]=; char mensd[50]=;  
.   errno_t err; int pcoma, ii, id;  
.   err = fopen_s(&wd,"winddata.txt",r");  
.   err = fopen_s(&r,rwd.txt","w");  
.   if (err == 0){  
.       id=0;  
.       while ( fgets (data , 100 , wd) != NULL ){  
.           fputs(data,r);  
.           pcoma=0;  
.           for (int i=0; i<sizeof(data); i++){  
.               if (data[i]==' '){  
.                   pcoma = i;  
.                   break;  
.               }  
.           }  
.       }  
.   }  
.   }
```

```

.     }
.     for (int i=pcoma+1; i<sizeof(data); i++){
.         vw[i-pcoma-1]=data[i];
.     }
.     data[pcoma]=0;
.     arrWD[id].t=atof(data);
.     arrWD[id].v=atof(vw);
.     fputs(mens,r);
.     sprintf_s(mensd, ".           fputs(mensd,r);
.     fputs(mens,r);
.     sprintf_s(mensd, ".           fputs(mensd,r);
.     fputs(mens,r);
.     id++;
.     }
.     err = fclose(wd);
.     err = fclose(r);
.     }
.     else{
.         cads=".El archivo no se abrio";
.         pDC->TextOutW(900,10,cads);
.     }
.     CString mensaje, tex; char c=92; int Xmax=1300; int Ymax=600;
.     int xc1,yc1,xc2,yc2,xc3,yc3,xc4,yc4,xc5,yc5,xc6,yc6,xc7,yc7,xc8,yc8;
.     int dx,dy;
.     float wn;
.     wn=100.44;
.     dx=(Xmax/2)-80; dy=60;

```

```

.   xc1=60; yc1=10+Ymax/8;
.   xc2=xc1; yc2=20+(Ymax/8)*3;
.   xc3=xc1; yc3=30+(Ymax/8)*5;
.   xc4=xc1; yc4=40+(Ymax/8)*7+dy;
.   xc5=xc1+dx+80; yc5=10+Ymax/8;
.   xc6=xc2+dx+80; yc6=20+(Ymax/8)*3;
.   xc7=xc3+dx+80; yc7=30+(Ymax/8)*5+dy;
.   xc8=xc4+dx+80; yc8=40+(Ymax/8)*7+dy;
.   float R1max=15; float Vdcm=500; float Psm=2000; float Ttbmax = 20;
.   float Cpmax = 0.5;float tradmax = 30; float Pamax = 9000; float Wemax = 260;
.   float Tmax = 60; float Vmax = 20; float Vmax=30; float twmax=30000;
.   tmax=10;Umax=200;iamax=25;ibmax=25;fi2amax=4;fi2bmax=4;
.   wmax=300;Tcm=40;
.   mensaje="Voltaje bifásico del estator, V";
.   coordenadas(pDC,xc1,yc1,dx,dy,Umax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Corriente bifásica del estator i1a e i1b, A";
.   coordenadas(pDC,xc2,yc2,dx,dy,iamax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Flujo bifásico del rotor, Wb";
.   coordenadas(pDC,xc3,yc3,dx,dy,fi2amax,tmax,mensaje);
.   mensaje="Velocidad angular, rad/seg";
.   tex="t, s";
.   coordenadasp(pDC,xc4,yc4,dx,2*dy,wmax,tmax,mensaje,tex,0);
.   mensaje="Torque, Nm";
.   coordenadas(pDC,xc5,yc5,dx,dy,Tcm,tmax,mensaje);
.   mensaje="Potencia activa, W";
.   coordenadas(pDC,xc6,yc6,dx,dy,Psm,tmax,mensaje);
.   //mensaje="Coeficiente de potencia de la turbina eólica, ";

```



```

.   mensaje="Perfil velocidad del viento, m/s";
.   tex="t, s";
.   coordenadasp(pDC,xc7,yc7,dx,2*dy,Vmax,twmax,mensaje,tex,2);
.   mensaje="Seccion de perfil de velocidad de viento, m/s";
.   coordenadasp(pDC,xc8,yc8,dx,2*dy,Vmax,tmax,mensaje,tex,2);
.   float fi2abs,fi2absa, Eo, fier, wref;
.   fi2abs=0.5;fi2absa=0.5; fier=1;
.   Eo=0;
.   wref=100;
.   float ilu,ilua,ilv,ilva,U1u,U1ua,U1v,U1va,ilur,ilura,ilvr,ilvra;
.   ilvrmax,ilar,ilara,ilbr,ilbra,ilmax;
.   ilu=0;ilv=0; U1u=0; U1v=0; ilua=0; ilva=0; U1ua=0; U1va=0;
.   ilur=0; ilura=0; ilvr=0; ilvra=0;
.   wz=3.1416*f*2;
.   In=5;
.   U1aa=0;
.   U1ba=0;
.   /* Escalas */
.   float et=dx/tmax; float ew=2*dy/wmmax; float ed=dy/dmax; float eia=dy/iamax;
.   float efi2a=dy/fi2amax; float eu=dy/Umax; float edd=dy/Bmax;
.   float eib=dy/ibmax; float efi2b=dy/fi2bmax; float eTc=dy/Tcmax;
.   float eR=dy/R1max; float ePs=dy/Psmax;
.   float eVdc=dy/Vdcmax; float eCp = 2*dy/Cpmax; float etrad = dx/tradmax;
.   float ePa = 2*dy/Pamax; float eWe = dx/Wemax; float eTe = 2*dy/Temax;
.   float eVr = 2*dy/Vrmax; float eV=2*dy/Vmax; float etw=dx/twmax;
.   /* Modelo - de - la - turbina - eólica */
.   float Cp, Cpa, C1, C2, C3, C4, C5, C6, R, trad, trada, tradi, angh, dtrad;

```

```

. float Pw, Pwa, Pa, Paa, row, Aw, Vr, Vra, it, Wea, We, dWe;
. float Te, Tea, wzero; float fzero=0;
. C1 = 0.5176; C2 = 116; C3 = 0.4; C4 = 5; C5 = 21; C6 = 0.0068; angh = 0;
. row = 0.9; Aw = 10; it = 15; R=0.8; dtrad = 0.01; dWe= 0.01; Vr =8; Vra = Vr;
. Cp = 0; Cpa = Cp; tradi = 0; We=0; Wea=We; Pw = 0; Pwa = Pw; Pa = 0;
. Paa = Pa; Te = 0; Tea = Te; wzero = 0;
. /* Modelo */
. alfa=R2/L2; ro=L1-((Lm*Lm)/L2); beta=Lm/(ro*L2); float se=0;
. float co=0; float iabsa=0; float iabs=0; float Uabs=0;
. float Uabsa=0; float iuvs=0; float iuvs=0; float Tca=0;
. float Rc=0; float Rca=0; float Re=0; float Rea=0; float Ps;
. float Psa; Ps=0;Psa=0; float Pmpaa; Pmpaa=-10*Pmax;
. float ica1, icala, icb1, icb1a, isa, isaa, isb, isba;
. float Rca1, Rca1a, Rcb1, Rcb1a;
. float eila, eilaa, eilb, eilba;
. float vwind;
. float wmppt, wmppta, tnc, Vrt;
. tnc = tmax;
. Vrt = 0;
. eila=0; eilaa=0; eilb=0; eilba=0;
. Un=160; w=0; wa=w; U1a=0; U1b=0; ila=0; ilb=0; iala=ila; ialb=ilb;
. ica1=0; icala=0; icb1=0; icb1a=0; isa=0; isaa=0; isb=0; isba=0;
. Rca1=10; Rca1a=0; Rcb1=10; Rcb1a=0; Rc=100; Rca=0; Re=R1;
. Tc = 0; Tc=0; ilmax=20; ilar=0; ilara=0; ilbr=0;
. ilbra=0;
. int reloj=0; int varw=1; int varr=0; int iw=0; Pa=0; Paa=Pa;
. wz = wzero-10; wza = wz; w = wz; wa = w;

```

```

.   Tc = 0; vwind = 5; trad = wz/it; trada = trad; wmppt = w;
.   wmppta = wmppt; double vwd=0; double vwda=0; int fini, ffin, tini;
.   fini=0; ffin=0; tini=6000;
.   for (int i=0;i<id;i++){
.       line(pDC,xc7,yc7,etw,eV,arrWD[i-1].t,arrWD[i].t,arrWD[i-1].v,arrWD[i].v,1);
.       if ((arrWD[i].t>tini) & (fini==0)){
.           line(pDC,xc7,yc7,etw,eV,arrWD[i].t,arrWD[i].t,0,Vmax,1);
.           fini=1;
.       }
.       if ((arrWD[i].t>tini+tmax) & (ffin==0)){
.           line(pDC,xc7,yc7,etw,eV,arrWD[i].t,arrWD[i].t,0,Vmax,1);
.           ffin=1;
.       }
.   }
.   id=0;
.   while ((tini)>arrWD[id].t){
.       id++;
.   }
.   do{
.       id++;
.       line(pDC,xc8,yc8,et,eV,arrWD[id-1].t-tini,arrWD[id].t-tini,arrWD[id-1].v,arrWD[id].v,1);
.   }
while(arrWD[id].t<(tmax+tini));
.   pOldPen4=pDC->SelectObject(&myPen4);
.   pDC->MoveTo(xc7+etw*tini,yc7);
.   pDC->LineTo(xc8,yc8);
.   pDC->MoveTo(xc7+etw*(tini+tmax),yc7);

```

```

.   pDC->LineTo(xc8+et*tmax,yc8);
.
.   int vez1=0;
.
.   id = 0;
.
.   int varw=1;
.
.   float eta, etaa; eta=0;etaa=0;
.
.   do{
.
.       while ((t+tini)>arrWD[id].t){
.
.           id++;
.
.       }
.
.       Vr=arrWD[id].v;
.
.       reloj++;
.
.       if (t<0.2){
.
.           U1a=0;
.
.           U1b=0;
.
.           wz = 0;
.
.       }
.
.       else{
.
.           if (vez1==0){
.
.               wmppt=w;
.
.               wz = w - 15;
.
.               vez1=1;
.
.           }
.
.       }
.
.       if (t>=0){
.
.           if (reloj%100000==0){
.
.               Vrt = Vr;
.
.           }
.
.       }
.
.   }

```

```

.   if (reloj %1000==0){
.       if (varw==1){
.           if (Ps<Psmppaa){
.               wz=wza;
.               varw=0;
.           }
.           else{
.               Psmppaa=Ps;
.               wz=wz-5;
.               wmppt=w;
.           }
.       }
.   }
.   U1a=Un*cos(wz*t);
.   U1b=Un*sin(wz*t);
.   if ((t>tnc) & (t<tnc+0.2)){
.       U1a=0;
.       U1b=0;
.       wz=0;
.   }
.   else{
.       if (varr==1){
.           wmppta=wmppt;
.           wmppt=w;
.           wz = w-15;
.           varw=1; .   Psmppaa=-Psmmax;
.           varr=0;

```

```

.         }
.     }
.     if ((varw==0) & (varr==0)){
.         if ((abs((w-wmppt))>15)){
.             varr = 1; .    tnc = t;
.         }
.     }
. }
.
. trad = (w*R)/Vr;
. tradi = (1/(trad+0.08*angh)) -(0.035/(angh*angh*angh+1));
. Cp = C1*((C2*tradi) - C3 - C4)*exp(-C5*tradi) + C6*trad;
. Pw = 0.5*row*Aw*Vr*Vr*Vr;
. Pa = Pw * Cp;
. Tc = -(Pa/w);
. ila=ia1a+((-R1)*ia1a/ro)+U1a/ro+beta*alfa*fia2a
.     +beta*wa*Pn*fia2b-beta*alfa*Lm*ia1a)*dt;
. ilb=ia1b+((-R1)*ia1b/ro)+U1b/ro+beta*alfa*fia2b-beta*wa*Pn*fia2a-beta*alfa*Lm*ia1b)*dt;
. fi2a=fia2a+(-alfa*fia2a-wa*fia2b+alfa*Lm*ia1a)*dt;
. fi2b=fia2b+(-alfa*fia2b+wa*fia2a+alfa*Lm*ia1b)*dt;
. w=wa+(((3/2)*(Lm/L2)*(fi2a*i1b-fi2b*i1a)-Tc)/J)*dt;
. Ps=-(3/2)*(U1a*i1a+U1b*i1b);
. eta = etaa+Ps*dt;
. if (Ps<-Psmax){Ps=-Psmax;}
. if (Ps>Psmax){Ps=Psmax;}
. Vdc = Vdca + ((Idc-Il)/Cdc)*dt;
. Idc = Ps/Vdc;
. iabs = sqrt(i1a*i1a+i1b*i1b);

```

```

.     iuvs = sqrt(i1u*i1u+i1v*i1v);
.     Uabs = sqrt(U1a*U1a+U1b*U1b);
.     fi2abs = sqrt(fi2a*fi2a+fi2b*fi2b);
.     t=t+dt;
.     line(pDC,xc1,yc1,et,eu,ta,t,U1aa,U1a,1);
.     line(pDC,xc1,yc1,et,eu,ta,t,U1ba,U1b,2);
.     line(pDC,xc2,yc2,et,eia,ta,t,ia1a,ila,1);
.     line(pDC,xc2,yc2,et,eib,ta,t,ia1b,ilb,2);
.     line(pDC,xc3,yc3,et,efi2b,ta,t,fi2b,fi2b,2);
.     line(pDC,xc3,yc3,et,efi2a,ta,t,fi2a,fi2a,1);
.     line(pDC,xc4,yc4,et,ew,ta,t,wa,w,3);
.     line(pDC,xc4,yc4,et,ew,ta,t,wza,wz,1);
.     line(pDC,xc5,yc5,et,eTc,ta,t,Tca,Tc,3);
.     line(pDC,xc6,yc6,et,ePs,ta,t,Psa,Ps,1);
.     wa=w; wza=wz; ta=t; ia1a=ila; ia1b=ilb; i1ua=i1u;
.     i1va=i1v; i1vra=i1vr; i1ura=i1ur; fi2a=fi2a;
.     fi2b=fi2b; fi2absa=fi2abs; U1aa=U1a; U1ba=U1b;
.     U1ua=U1u; U1va=U1v; iabsa=iabs; iuvsa=iuvs;
.     Uabsa=Uabs; Tca=Tc; Rca1a=Rca1; Rcb1a=Rca1;
.     ica1a=ica1; icb1a=icb1; isaa=isa; isba=isb;
.     ilara=ilar; ilbra=ilbr; eilaa=eila; eilba=eilb;
.     R1a=R1; Psa=Ps; Vdca=Vdc; Ila=Il; Idca=Idc; trada = trad;
.     Paa = Pa; Vra = Vr; etaa = eta;
. }while (t<tmax);
. tex.Format(_T("Potencia promedio :%6.2f kW"),(eta/1000)/tmax);
. pDC->TextOutW(xc6+dx/2,yc6-dy-20,tex);
}

```