



EDUCACIÓN

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

Tecnológico Nacional de México

**Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico**

Tesis de Maestría

**Modelado y Simulación de un Sistema de
Conversión de Energía Eoloeléctrica para Análisis
de Propagación de Fallas**

presentada por

Ing. Roosevelt Esteva Pérez

como requisito para la obtención del grado de

**Maestro en Ciencias en
Ingeniería Electrónica**

Director de tesis

Dr. Gerardo Vicente Guerrero Ramírez

Codirector de tesis

Dr. Vicente Borja Jaimes

Cuernavaca, Morelos, México. Agosto de 2025



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo tecnológico
Departamento de Ingeniería Electrónica

Cuernavaca, Mor; 30/junio/2025

Oficio No. DIE/091/2025

Asunto: Aceptación de documentos.

DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del **C. Roosevelt Esteva Pérez**, con número de control **M23CE097** de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado **"Modelado y Simulación de un Sistema de Conversión de Energía Eoloeléctrica para Análisis de Propagación de Fallas"**, y hemos encontrado que se han realizado todas las correcciones y observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Gerardo Vicente Guerrero Ramírez
Doctor en Ingeniería
Cédula profesional 3431842

CODIRECTOR DE TESIS

Dr. Vicente Borja Jaimes
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 12844185

REVISOR 1

Dr. Manuel Adam Medina
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 5992003

REVISOR 2

Dr. Rodolfo Amalio Vargas Méndez
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 9526506

C.p. Mtra. Verónica Sotelo Boyas. Jefa del Departamento de Servicios Escolares
Estudiante
JGM/kmqh



2025
Año de
**La Mujer
Indígena**

Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira,
C. P. 62490, Cuernavaca, Morelos Tel. 01 (777) 3627770, ext. 2224,
e-mail: die@cenidet.tecnm.mx

cenidet
Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico





Centro Nacional de Investigación y Desarrollo tecnológico
Subdirección Académica

Cuernavaca Mor, 01/julio/2025

Oficio No. SAC/163/2025

Asunto: Autorización de impresión de tesis

ROOSEMVELT ESTEVA PÉREZ
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
P R E S E N T E

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **"Modelado y Simulación de un Sistema de Conversión de Energía Eoloelectrónica para Análisis de Propagación de Fallas"**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

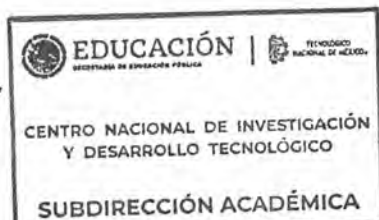
Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®

"Conocimiento y Tecnología al Servicio de México"

CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO



c.c.p. Departamento de Ingeniería Electrónica
Departamento de Servicios Escolares

CMAZ/lmz



2025
Año de
La Mujer
Indígena

Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira,
C. P. 62490, Cuernavaca, Morelos Tel. 01 (777) 3627770, ext. 4104,
e-mail: acad_cenidet@tecnm.mx tecnm.mx | cenidet.tecnm.mx

cenidet
Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico



Dedicatoria

Este trabajo está dedicado a Dios, por estar siempre conmigo, a mis padres, Jorge Esteva López y Rubicelia Pérez Reyes por su apoyo en mi formación personal y profesional por no dejarme solo a pesar de la distancia, a mi esposa Estela Olarte Martínez por estar a mi lado y ser mi apoyo, por nuestro juramento “tú serás mi fortaleza y yo la tuya”, a mi hijo Ruslam Kadir Esteva Olarte por llegar a mi vida y darme una felicidad única.

Rusbel

Agradecimientos

A Dios por estar presente en mi vida y nunca dejarme solo en cada paso que doy.

A mi madre Rubicelia Pérez Reyes, quien es la mujer más maravillosa del mundo, por no dejarme solo y siempre estar ahí con sus palabras de amor “nunca estarás solo”, a mi padre Jorge Esteva López, por alentarme siempre con sus palabras para salir adelante, por sus enseñanzas en la etapa de mi vida, “échales ganas hijo”, gracias a los dos por nunca dejarme solo, los amo.

A mis hermanos Jorge y Miguel Ángel, por brindarme todo su apoyo, amor y cariño en la etapa de mi vida, por sus pláticas y mensajes, por estar siempre pendientes de mí, los quiero.

A mi esposa Estela por formar parte de mi vida, por ser mi apoyo incondicional en el proceso de mi vida y de mi formación profesional, a mi hijo Ruslam Kadir por venir a mi vida y estar conmigo, a los dos los amo.

A mi director de tesis el Dr. Gerardo Vicente Guerreño Ramírez, por sus enseñanzas, paciencia y su apoyo durante mi formación en la maestría, por enseñarme que lo importante es el amor propio “ustedes son muy valiosos”. Al Dr. Vicente Borja Jaimes por su paciencia, apoyos y recomendaciones para el desarrollo de la tesis.

A mis revisores, el Dr. Manuel Adam Medina por bríndame su experiencia, apoyo y comentarios en la elaboración de la tesis, siempre con el objetivo de mejorarla; el Dr. Rodolfo Amalio Vargas Méndez por sus observaciones y comentarios para mejorar este trabajo de tesis, sin ustedes este trabajo no se hubiese podido concretar, gracias.

A mis amigos y compañeros del CENIDET Leonardo, Adriel Eduardo, Evelyn, Eduardo Alejandro, Arturo, muchas gracias por compartir su conocimiento y su amistad.

Al TECNM/CENIDET por abrirme sus puertas para poder realizar mis estudios de maestría, al SECIHTI por la beca de maestría para continuar y concluir mis estudios.

Roosemvelt

Resumen

En este trabajo se realizó el modelado matemático de un sistema de conversión de energía eolieléctrica (SCEE), en donde, en primera instancia se realizó el modelado matemático de los diversos subsistemas como son; la turbina eólica, el sistema de transmisión mecánico, el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés) y el convertidor electrónico back to back. Posteriormente, se realizó la integración de los subsistemas mecánicos y eléctricos para simular el SCEE; se realizó el diseño de los controladores con el objetivo de obtener el voltaje deseado en el bus de CD en el back to back, así como un voltaje deseado en las terminales del rotor para alimentar al DFIG, se realizó la simulación del sistema a lazo cerrado obteniendo así los voltajes en el estator requeridos. Posteriormente se diseñaron modelos de fallas en sensores y parámetros, para conocer el efecto e impacto que estas tienen en el sistema, para las fallas en sensores se consideraron fallas de tipo abrupta e intermitente, en la corriente y voltaje respectivamente, en donde, se consideró un porcentaje de falla del 90% para el sensor de corriente y 80% para el sensor de voltaje; los resultados muestran que ambas fallas desestabilizan el lazo control y que existan picos de voltaje en el estator y con ello un incremento de potencia de 195 W a 240 W, para el caso de la falla en parámetros, se tomó en consideración fallas de cortocircuito en los devanados del estator y rotor, para ambos casos se tomó una falla de tipo deriva, esta falla toma intervalos de $1 > f > 0.006$, a comparación de las fallas en sensores el sistema tiene un mayor impacto ante las fallas en parámetros, ya que los voltajes y potencia son muy pequeños para el caso de la falla en parámetros del rotor y muy grandes para el caso de la falla en parámetros del estator, ya que estos valores obtenidos podrían considerarse como una avería en el SCEE.

Palabras clave: turbina eólica, sistema de transmisión mecánico, DFIG, convertidor Back to Back, fallas en sensores, fallas en parámetros.

Abstract

In this work, the mathematical modeling of a wind-electric energy conversion system (WECS) was carried out, where, in the first instance, the mathematical modeling of the various subsystems was carried out, such as: the wind turbine, the mechanical transmission system, the doubly fed induction generator (DFIG), and the back-to-back electronic converter. Subsequently, the integration of the mechanical and electrical subsystems was carried out to simulate the WECS, the design of the controllers was carried out with the objective of obtaining the desired DC bus voltage in the back to back and a voltage at the rotor terminals desired to feed the DFIG, the simulation of the closed loop system was carried out, thus obtaining the required stator voltages. Subsequently, fault models in sensors and parameters were designed to know the effect and impact that these have on the system, for sensor failures, abrupt and intermittent type failures were considered, in current and voltage respectively, where a failure percentage of 90% was considered for the current sensor and 80% for the voltage sensor, the results show that both faults destabilize the control loop and that there are voltage peaks in the stator and thus an increase in power from 195 W to 240 W, in the case of the fault in parameters, short circuit faults in the stator and rotor windings were taken into consideration, for both cases a drift type fault was taken, this fault takes intervals of $1 > f > 0.006$, compared to sensor faults the system has a greater impact on parameter faults, since the voltages and power are very small in the case of the rotor parameter fault and very large in the case of the stator parameter fault, since these values obtained could be considered as a failure in the WECS.

Índice General

Dedicatoria	ii
Agradecimientos	iii
Resumen	iv
Abstract	v
Índice General	vi
Índice de Figuras	ix
Índice de Tablas	xii
Acrónimos	xiii
Nomenclatura	xiv
Capítulo 1. Introducción	1
1.1. Introducción	1
1.2. Estado del arte	5
1.3. Planteamiento del Problema	7
1.4. Hipótesis	8
1.5. Objetivos	8
1.5.1. Objetivo general	8
1.5.2. Objetivos específicos	8
1.6. Metas	8
1.7. Justificación	9
1.8. Metodología	9
1.9. Aportación y limitaciones	10
1.9.1. Aportación	10
1.9.2. Limitaciones	10
1.10. Esquema del documento de tesis	10
Capítulo 2. Marco Teórico	12
2.1. Introducción	12
2.2. Turbina eólica	12
2.3. Sistema de transmisión mecánico	14
2.4. DFIG	16
2.4.1. Construcción del DFIG	16
2.4.2. Circuito equivalente en estado estacionario de un DFIG	16

2.5. Convertidor electrónico Back to Back.....	20
2.6. Control PI	22
2.7. Tipos de fallas en sistemas eléctricos:.....	23
Capítulo 3. Modelado Matemático y Control del Sistema de Conversión de Energía Eoloelectrica	25
3.1. Introducción.....	25
3.2. Modelado matemático de los subsistemas del sistema de conversión de energía eoloelectrica.....	25
3.2.1. Modelado matemático de la turbina eólica.....	25
3.2.2. Modelado matemático del sistema de transmisión mecánico.....	28
3.2.3. Modelado matemático del generador de inducción doblemente alimentado	30
3.2.3.1. Modelado en coordenadas abc.....	30
3.2.3.2. Modelado en coordenadas qd0	34
3.2.4. Modelado matemático del convertidor electrónico Back to Back.....	38
3.2.4.1. Convertidor del lado de la red (GSC, por sus siglas en inglés)	38
3.2.4.2. Modelado del bus de CD	40
3.2.4.3. Convertidor del lado del rotor (RSC, por sus siglas en inglés)	41
3.3. Integración del sistema y diseño de los controladores	41
Capítulo 4. Diseño de Modelos de Fallas en el Sistema de Conversión de Energía Eoloelectrica	45
4.1. Introducción.....	45
4.2. Modelos de fallas en sensores en el generador de inducción doblemente alimentado ..	46
4.3. Modelos de fallas en parámetros en el generador de inducción doblemente alimentado	47
Capítulo 5. Resultados.....	50
5.1. Introducción.....	50
5.2. Simulación de los subsistemas del SCEE.....	50
5.3. Integración del SCEE	57
5.4. Análisis de la falla abrupta en el sensor de corriente del DFIG	59
5.5. Análisis de la falla intermitente en el sensor de voltaje del DFIG	62
5.6. Análisis de la falla deriva en parámetros del DFIG.....	67
Capítulo 6. Conclusiones.....	72
6.1. Conclusiones particulares	72
6.2. Conclusiones generales	73

6.3. Trabajos futuros.....	75
Bibliografía.....	76

Índice de Figuras

Figura 1.1. Producción mundial de energía eléctrica por fuentes renovables en 2023 [2].....	1
Figura 1.2. Capacidad eólica instalada a nivel mundial [2].....	2
Figura 1.3. Capacidad eólica instalada en México [2].	2
Figura 1.4. Probabilidad de fallas en un SCEE [3].....	3
Figura 1.5. Tiempo de reparación de un SCEE [3].	4
Figura 2.1. Turbina eólica.	13
Figura 2.2. Relación entre el coeficiente de potencia C_p , la relación de velocidades λ y el ángulo pitch β [27].	14
Figura 2.3. Sistema de transmisión mecánico.	15
Figura 2.4. Circuito equivalente en estado estacionario monofásico de un DFIG.	17
Figura 2.5. Circuito eléctrico en estado estacionario monofásico del DFIG referido al lado del estator.....	20
Figura 2.6. Circuito eléctrico del convertidor Back to Back.	21
Figura 2.7. Diagrama a bloques del control PI.	23
Figura 3.1. Sistema de transmisión mecánico representado por un sistema de dos masas[29].	28
Figura 3.2. Devanados trifásicos del estator y rotor.	30
Figura 3.3. Circuito eléctrico equivalente del DFIG.	31
Figura 3.4. Circuito del convertidor back to back.	38
Figura 3.5. SCEE a lazo abierto.	41
Figura 3.6. SCEE en lazo cerrado.....	42
Figura 3.7. Controlador PI para el GSC.	43
Figura 3.8. Controlador PI para el RSC.	44
Figura 4.1. Tipos de fallas más comunes.	45
Figura 4.2. Falla aditiva.....	46
Figura 4.3. Falla multiplicativa.	46
Figura 5.1. Perfil de la velocidad del viento.....	50
Figura 5.2. Par de la turbina eólica.....	51
Figura 5.3. Velocidad angular mecánica.	51
Figura 5.4. Velocidad angular mecánica del sistema de transmisión.	52
Figura 5.5. Corrientes trifásicas en el rotor.	53

Figura 5.6. Corrientes trifásicas en el estator.	53
Figura 5.7. Voltajes trifásicos en el estator.	54
Figura 5.8. Corriente en q_d0 en el estator.....	54
Figura 5.9. Corrientes en q_d0 en el rotor.....	55
Figura 5.10. Voltaje en q_d0 en el estator.....	55
Figura 5.11. Voltajes trifásicos de la red.....	56
Figura 5.12. Voltaje en el bus de CD.	56
Figura 5.13. Voltajes trifásicos del convertidor lado rotor.....	57
Figura 5.14. Respuesta del sistema de control en el bus de CD.	58
Figura 5.15. Respuesta del sistema del control en la corriente.....	58
Figura 5.16. Voltaje trifásico en el rotor para alimentar al DFIG.	59
Figura 5.17. Voltaje trifásico en el estator del DFIG.	59
Figura 5.18. Comportamiento de la falla abrupta.....	60
Figura 5.19. Corriente trifásica en el estator con falla abrupta en 0.4s (lazo abierto).....	60
Figura 5.20. Corriente trifásica en el estator con falla abrupta en 0.4s en el sensor de corriente.	61
Figura 5.21. Voltaje trifásico en el rotor con falla en el sensor de corriente.....	61
Figura 5.22. Voltaje trifásico en el estator con falla en el sensor de corriente.....	61
Figura 5.23. Comportamiento de la falla intermitente.....	62
Figura 5.24. Voltaje trifásico del rotor con falla intermitente en el sensor de voltaje (lazo abierto).....	63
Figura 5.25. Voltaje trifásico en el estator con falla en el sensor de voltaje (lazo abierto)..	63
Figura 5.26. Voltaje trifásico en el rotor con falla intermitente en el sensor de voltaje.....	64
Figura 5.27. Respuesta del sistema de control en la corriente con falla el sensor de voltaje.	64
Figura 5.28. Voltaje trifásico en el estator con falla en el sensor de voltaje.	65
Figura 5.29. Respuesta del sistema de control en la corriente con fallas en el sensor de corriente y voltaje.	66
Figura 5.30. Comportamiento del voltaje trifásico en el rotor con fallas en el sensor de corriente y voltaje.	66
Figura 5.31. Comportamiento del voltaje trifásico en el estator con fallas en el sensor de corriente y voltaje.	67
Figura 5.32. Comportamiento de la falla deriva.....	67
Figura 5.33. Voltaje trifásico en el rotor debido a un cortocircuito en la fase b del rotor....	68

Figura 5.34. Voltaje trifásico en el estator con falla de cortocircuito en la fase b del rotor.	68
Figura 5.35. Voltaje trifásico en el rotor debido a un cortocircuito en la inductancia de la fase a del estator.	70
Figura 5.36. Voltaje trifásico en el estator debido al cortocircuito en la inductancia de la fase a del estator.	70

Índice de Tablas

Tabla 5.1. Parámetros de la turbina eólica.....	51
Tabla 5.2. Parámetros del sistema de transmisión mecánico.	52
Tabla 5.3. Parámetros del DFIG.....	52
Tabla 5.4. Parámetros del convertidor back to back.....	55
Tabla 5.5. Tabla de análisis de la falla en el sensor de corriente.....	62
Tabla 5.6. Tabla de análisis de falla en sensor de voltaje.....	65
Tabla 5.7. Tabla de análisis de falla en parámetro en el rotor.....	69
Tabla 5.8. Tabla de análisis de falla en parámetro en el estator.	71

Acrónimos

SCEE	Sistema de conversión de energía eoloeleétrica
DFIG	Generador de inducción doblemente alimentado, por sus siglas en inglés Doubly Fed Induction Generator
VSC	Convertidores de fuente de voltaje, por sus siglas en inglés voltage source converter
B2B	Convertidor electrónico Back to back
TE	Turbina eólica
RSC	Convertidor del lado del rotor, por sus siglas en inglés rotor side converter
GSC	Convertidor del lado de la red, por sus siglas en inglés grid side converter
CD	Corriente directa
CA	Corriente alterna

Nomenclatura

v	Velocidad del viento
E	Energía cinética
m	Masa
e	Energía por unidad de volumen
Q	Flujo volumétrico
A	Área transversal
P_v	Potencia del viento
τ_r	Par del rotor de la turbina eólica
ω_r	Velocidad angular del rotor la turbina eólica
ρ	Densidad del aire
C_p	Coefficiente de potencia
C_{p_max}	Coefficiente de potencia máximo
P_r	Potencia del rotor de la turbina eólica
β	Ángulo en punta del aspa
λ	Posición en punta del aspa
R	Radio del rotor de la turbina eólica
J_1, J_2	Son los momentos de inercia
D_1, D_2	Son los coeficientes de fricción
K_1, K_2	Son las constantes de rigidez
J_{r1}, D_{r1}, K_{r1}	Son las cantidades reflejas
ω_m	Velocidad angular del sistema de transmisión mecánico
τ_1	Eje de baja velocidad

τ_2	Eje de alta velocidad
N_1	Engranajes del eje de baja velocidad
N_2	Engranajes del eje de alta velocidad
ω_{sl}	Frecuencia angular de deslizamiento
ω_s	Frecuencia angular del estator
ω_r	Frecuencia angular del rotor
n_p	Número de pares de polos
τ_m	Par generador por el sistema de transmisión mecánico
V_{ar}, V_{br}, V_{cr}	Voltajes trifásicos de la fase abc en el rotor del DFIG
V_{as}, V_{bs}, V_{cs}	Voltajes trifásicos de la fase abc en el estator del DFIG
I_{ar}, I_{br}, I_{cr}	Corrientes trifásicas de la fase abc en el rotor del DFIG
I_{as}, I_{bs}, I_{cs}	Corrientes trifásicas de la fase abc en el estator del DFIG
Ψ_s, Ψ_r	Vector de enlaces de flujo magnéticos en el estator y rotor
R_s, R_r	Vector de resistencia en el estator y rotor
ω_e	Velocidad angular eléctrica
ω_m	Velocidad angular mecánica
L_{ss}	La matriz de inductancia mutua en el estator
L_{rr}	La matriz de inductancia mutua en el rotor
θ_e	Posición de campo eléctrica
θ_m	Posición mecánica
V_{qd0s}, V_{qd0r}	Voltajes en qd0 del estator y rotor
I_{qd0s}, I_{qd0r}	Corrientes en qd0 del estator y rotor
Ψ_{qd0s}, Ψ_{qd0r}	Enlaces de flujo magnéticos en qd0 en el estator y rotor

V_{ag}, V_{bg}, V_{cg}	Son los voltajes de fase de la red
i_{ag}, i_{bg}, i_{cg}	Son las corrientes por fase del lado de la red
s_{ag}, s_{bg}, s_{cg}	Son los interruptores
V_{CD}	Voltaje en el bus de CD
V_{CD}^*	Voltaje de referencia
e	Error de voltaje
e_i	Error de corriente
I_{ref}^*	Corriente de referencia
I_{sm}, I_{rm}	Es la señal medida con falla en el estator y rotor
V_{rm}	Es el voltaje en el rotor con falla
f_1	Es el operador de falla del 90%
f_2	Es el operador de falla del 80%
f_3, f_4	Es el operador de falla
V_{sm}	Es el voltaje en el estator con falla

Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción

En los últimos años, el objetivo de reducir el uso de combustibles fósiles y disminuir los gases de efecto invernadero que dañan la atmosfera se está volviendo una realidad, esto es posible gracias a la generación de energía eléctrica por fuentes de energía renovable como son: La hidráulica, eólica, solar, biomasa y geotérmica [1]. Por su parte, en los últimos años la energía eólica ha tenido un crecimiento significativo, ya que en el año 2023 se posicionó en el segundo lugar en producción mundial de energía eléctrica por fuentes de energía renovables con una producción de energía de 2.304 TWh, por encima de la energía solar, biomasa y geotérmica, y solo por debajo de la energía hidráulica, como se muestra en la Figura 1.1 [2].

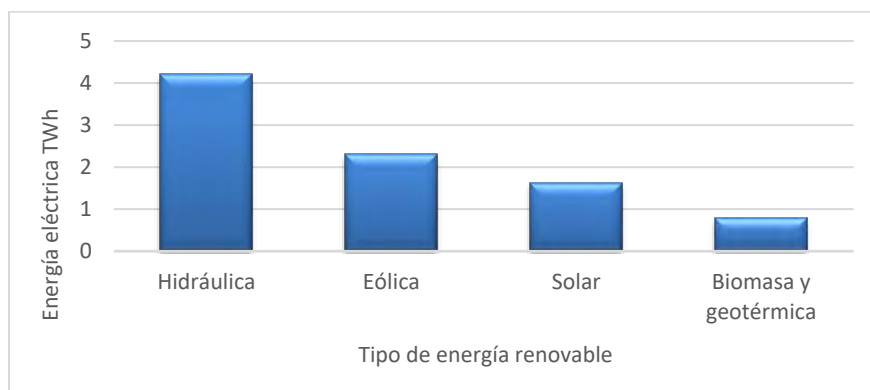


Figura 1.1. Producción mundial de energía eléctrica por fuentes renovables en 2023 [2].

La evolución de la energía eólica ha tenido un crecimiento significativo, en la Figura 1.2. se muestra una gráfica de la capacidad eólica instalada a nivel mundial desde el año 2001 hasta el año 2022, en donde, se puede observar un crecimiento importante en cada año.

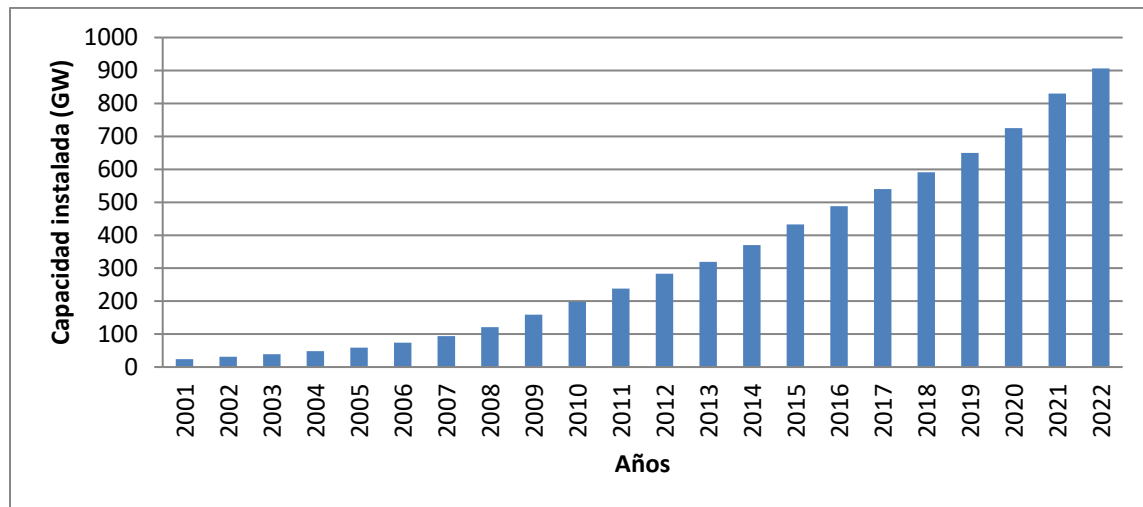


Figura 1.2. Capacidad eólica instalada a nivel mundial [2].

En particular en México la energía eólica ha tenido un registro histórico ya que entre los años 2011 al 2021 existe un aumento constante en la capacidad eólica instalada, en donde, en el año 2021 se puede observar que se alcanzaron los 7.692 MW, lo que representa un incremento con cada año que transcurre, en la Figura 1.3 se muestra una gráfica que comprueban estos datos.

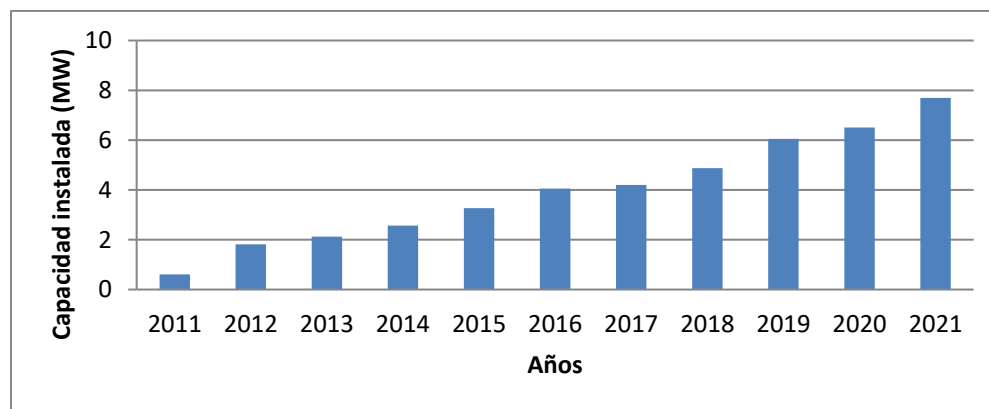


Figura 1.3. Capacidad eólica instalada en México [2].

La generación de electricidad a partir de la energía eólica se realiza mediante los sistemas de conversión de energía eolieléctrica (SCEE); estos sistemas convierten la energía cinética del viento en energía mecánica y, posteriormente, en energía eléctrica, la cual es suministrada a la red eléctrica. Entre los elementos que conforman un SCEE se encuentran: La turbina eólica, sistema de transmisión mecánico, generador eléctrico, convertidor electrónico de potencia y red eléctrica.

Existen diversos desafíos que limitan el posicionamiento de la energía eólica como principal fuente de generación eléctrica. Entre ellos destacan la variabilidad del viento, que resulta en una generación intermitente de energía eléctrica; las dificultades en la integración a la red, que pueden afectar la estabilidad del sistema eléctrico; los impactos ambientales, como la alteración de hábitats; y las fallas en el sistema, las cuales pueden provocar degradación en el rendimiento e incluso averías en los componentes como las palas del rotor, sistema de transmisión, generador eléctrico, unidad de control, entre otros. Este trabajo de investigación se centra en las fallas en el sistema, con el objetivo de analizar la propagación y simultaneidad de las fallas.

El estudio de las fallas en los sistemas de conversión de energía eoloelectrónica (SCEE) es de gran importancia debido al impacto significativo que estas pueden tener, así como su propagación en el sistema. Entre los tipos de fallas que pueden presentarse en los SCEE se encuentran las fallas mecánicas y eléctricas, las cuales pueden propagarse en cascada o mediante retroalimentación. Estas fallas tienen el potencial de ocasionar la desconexión total del sistema afectando gravemente la generación de energía.

En la Figura 1.4 se muestran datos referentes a la tasa anual de la probabilidad de fallas en los subsistemas del SCEE según el tipo de componente; como se puede observar los sistemas que cuentan con una probabilidad de falla más alta es el sistema eléctrico con el 23% y la electrónica de control con un 18%, por su parte el generador y la caja multiplicadora cuentan con el porcentaje más bajo con un 4% cada uno [3].

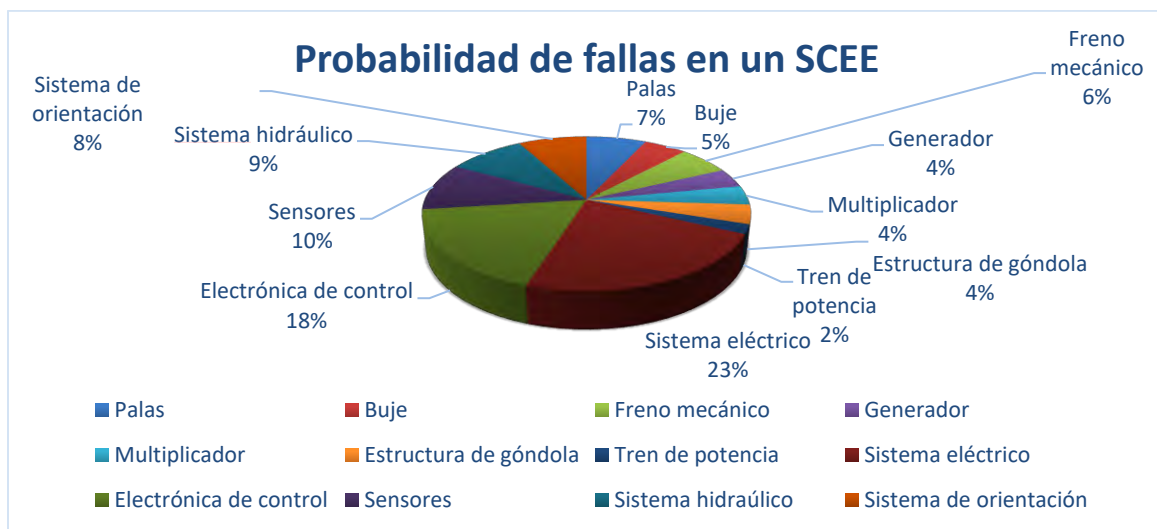


Figura 1.4. Probabilidad de fallas en un SCEE [3].

La solución de estas fallas no es proporcional con el porcentaje de la probabilidad de fallas, ya que la solución del sistema eléctrico y la electrónica de control es relativamente rápida, debido a que el sistema vuelve a estar en funcionamiento en un rango de 2 a 4 días; por lo contrario, las fallas que tienen un menor porcentaje de probabilidad tienen un tiempo de solución más prolongado, tardando hasta 8 días o más para que el sistema vuelva a funcionar. Aunque la frecuencia de las fallas en estos componentes sea menor interrumpen el funcionamiento casi tanto tiempo como otras fallas más habituales, en la Figura 1.5 se muestra la duración en días de las principales reparaciones de un SCEE [3].

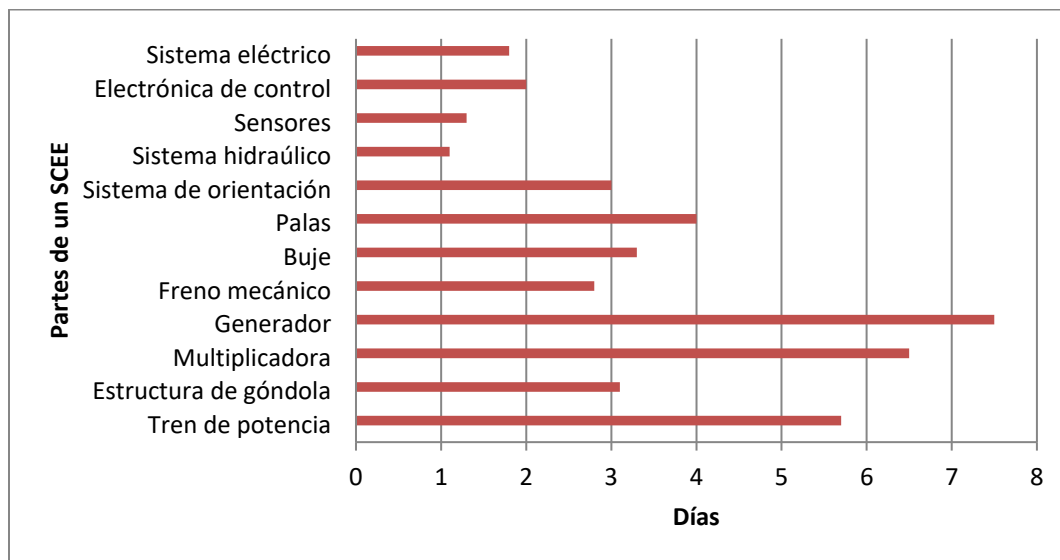


Figura 1.5. Tiempo de reparación de un SCEE [3].

Las diversas fallas en los SCEE pueden ser prevenidas y con ello evitar que el sistema sufra algún daño o se interrumpa su funcionamiento, esto gracias al diagnóstico de fallas, el cual consiste en la determinación del tipo, tamaño, localización e instante de aparición de una falla. Existen diferentes métodos de diagnóstico de fallas, basado en señales, basado en modelos y basado en inteligencia artificial.

El diagnóstico de fallas basado en modelos puede ser definido como la determinación de las fallas de un sistema mediante la comparación de mediciones disponibles del mismo, con información a priori representada por el modelo matemático del sistema, a través de la generación de cantidades indicadoras de fallas y su análisis. Las señales indicadoras de falla son llamados residuos, los cuales son independientes del punto de operación del sistema y responden a las fallas en forma característica [4].

El enfoque de análisis de propagación de fallas se basa en la construcción de modelos de fallas. Estos modelos se utilizan para construir todos los escenarios posibles de propagación de fallas asignados a las rutas de topología del sistema. La propagación de fallas puede describirse como el evento inicial que se propaga la falla a través de los subsistemas hasta que alcanza la consecuencia final [5].

1.2. Estado del arte

Debido a la estructura compleja y de gran escala de los SCEE, junto con su ubicación en zonas remotas hacen inevitable la aparición de fallas. Estas fallas pueden ocasionar desde una degradación, una avería o la destrucción del sistema completo. Una falla se define como todo cambio no permitido en el comportamiento de alguno de los componentes del sistema, de manera que ya no satisface la función para la que fue diseñado [6].

Existen diferentes tipos de fallas que pueden afectar a los sensores, actuadores o parámetros del sistema, como las abruptas, derivas e intermitentes; las fallas abruptas se representan con una señal tipo escalón de los actuadores, sensores o parámetros del sistema, las fallas derivas se representan como cambios en los parámetros del sistema o valores de *offset* en las mediciones de los sensores y las fallas intermitentes, se presentan durante intervalos de tiempo arbitrarios en las mediciones de los sensores o actuando sobre los parámetros del sistema [7]. Estas fallas pueden ser representadas como aditivas o multiplicativas. Las fallas aditivas influyen sobre las variables del sistema mediante una adición de la falla sobre la señal medida, por lo general se modelan como niveles de *offset* en los sensores; las fallas multiplicativas, se modelan como el producto entre ella y la variable, estas fallas se modelan con cambios de parámetros dentro del sistema [7].

Los actuadores y sensores son claves en el funcionamiento de los SCEE y están situados en los diferentes subsistemas como es: la turbina eólica, el sistema de transmisión mecánico o el generador eléctrico. Las fallas en los actuadores pueden presentarse en el sistema de *pitch*, sistema de orientación y el convertidor; por otra parte, en los sensores las fallas pueden presentarse en la velocidad de rotación de las palas, la velocidad del viento, la velocidad del generador, entre otras. La causa de las fallas en los actuadores puede deberse a componentes internos o causas externas debidas a factores ambientales, por su parte las fallas

en los sensores pueden ser ocasionados por factores eléctricos, mecánicos o parámetros ambientales, como es la temperatura o humedad [8].

Generalmente las principales fallas en parámetros de los subsistemas se encuentran en el sistema de transmisión mecánico y en el generador eléctrico, por su parte, en el sistema de transmisión mecánico las fallas se originan en la caja de engranajes, el eje y el cojinete, estas fallas requieren mucho tiempo de mantenimiento y un alto costo [8]. Por su parte, en el generador eléctrico las fallas suelen originarse en los devanados del rotor, estator, la barra del rotor, anillos del rotor o fallas en los cojinetes [9].

En [10] y [11] proponen un esquema de control tolerante a fallas basados en observadores para abordar las fallas en los sensores y actuadores que suelen producirse en los subsistemas, como son el sensor de velocidad del rotor, temperatura, corriente y voltaje, que como posible causa de la falla puede deberse al desgaste o sobrecalentamiento repentino, lo cual puede llevar a la ineficiencia operativa o sobrecalentamiento y un menor desempeño [12]. Por su parte en el actuador de control de velocidad la causa de la falla puede deberse al desgaste en partes móviles y como consecuencia pérdida en la eficiencia de generación de energía [13] y [14].

En [9] y [15] presentan una revisión de las técnicas de detección de fallas eléctricas internas en turbinas eólicas basadas en DFIG, en donde muestran las diferentes fallas en parámetros que afectan al DFIG, entre las que destacan las fallas en cortocircuito entre los devanados de la misma fase, entre fases o circuito abierto en una fase; como causa de estas fallas puede deberse a la degradación del aislamiento, conexión a la red sometida a caídas de voltaje [16] y [17], como consecuencia puede provocar, una avería en el generador, desconexión con la red y daños a otros subsistemas [18].

Gran parte de los trabajos revisados en la literatura se enfocan en analizar el impacto de las fallas en subsistemas individuales y en proponer estrategias para que el sistema continúe operando de forma adecuada. Sin embargo, muchos de estos estudios no abordan cómo una falla en un subsistema puede propagarse y afectar el funcionamiento de los demás subsistemas, alterando así el comportamiento del SCEE. Además, se ha identificado en la literatura una limitada información relacionada con el modelado de falla en parámetros del DFIG. Estas limitaciones evidencian la necesidad de estudios que consideren la interacción

de diversas fallas en los subsistemas, diferenciando este trabajo al proponer un análisis de propagación de fallas y su modelado dentro del DFIG.

1.3. Planteamiento del Problema

Los SCEE desempeñan un papel crucial en la generación de energía eléctrica. Sin embargo, debido a su estructura compleja, gran escala y ubicación en zonas remotas, la aparición de fallas resulta inevitable. Estas fallas pueden propagarse a través de todo el sistema y ocasionar una avería, lo que puede resultar en la interrupción de la conexión de los SCEE con la red eléctrica.

Una estrategia para abordar este problema es la identificación y diagnóstico de fallas, cuyo objetivo es determinar el tipo, tamaño, localización e instante de la aparición de una falla. Sin embargo, en muchos casos, el análisis de fallas requiere aislar cada subsistema, lo que dificulta el estudio de la propagación de fallas en el sistema completo y los efectos de la simultaneidad de fallas en el sistema. De igual forma, al propagarse la falla en los demás subsistemas aumenta la dificultad de realizar el diagnóstico de falla, lo que puede complicar la identificación precisa y los efectos secundarios de la falla.

La propagación de fallas en los SCEE presenta un desafío significativo debido a la complejidad y la interconexión de sus múltiples subsistemas. Aunque el análisis de fallas individuales es crucial, entender como estas fallas pueden propagarse a través de los subsistemas y afectar la operación del sistema completo es fundamental para mejorar la fiabilidad de los SCEE. La propagación de fallas en los SCEE puede resultar en interrupciones no planificadas en la generación de energía eléctrica y afectar la conexión con la red. Además, la identificación precisa de las causas de la falla es crucial para garantizar un buen funcionamiento por parte de los SCEE.

Un análisis de propagación de fallas resalta la necesidad de modelos integrales para analizar no solo las fallas individuales, sino también su propagación y las posibles interacciones entre subsistemas, para mitigar riesgos y garantizar una operación más confiable.

1.4. Hipótesis

La propagación de fallas entre los subsistemas de un SCEE, ocasionada por la interacción dinámica entre los componentes como el DFIG y el convertidor back to back, reduce la eficiencia global del sistema y dificulta la detección temprana mediante técnicas de diagnóstico. Se espera que la simulación de escenarios con múltiples fallas interdependientes muestre una disminución en el rendimiento del sistema, validando el impacto de las fallas en la operación del SCEE.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo general

Realizar un análisis de propagación de fallas en los componentes que integran el sistema de conversión de energía eoloelectrónica.

1.5.2. Objetivos específicos

- Modelar y simular la turbina eólica.
- Modelar y simular el sistema de transmisión mecánico.
- Modelar y simular el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés).
- Modelar y simular el convertidor electrónico Back to Back.
- Integrar el sistema completo.
- Desarrollar modelos de fallas en los componentes.
- Analizar el sistema con fallas.

1.6. Metas

- Simulación en Matlab de la turbina eólica
- Simulación en Matlab del sistema de transmisión mecánico
- Simulación en Matlab del generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)
- Simulación en Matlab del convertidor electrónico back to back
- Simulación en Matlab del sistema completo
- Simulación en Matlab del sistema con fallas

1.7. Justificación

Garantizar la continuidad y estabilidad en la generación de energía eléctrica es esencial, lo que hace imprescindible el desarrollo de métodos que no solo detecten y diagnostiquen fallas en los subsistemas, sino que también analicen la propagación de fallas a través del sistema en su totalidad. Tener una visión integral del comportamiento del SCEE ante las fallas permite mejorar la detección y diagnóstico de fallas mejorando la confiabilidad del sistema y garantizando un suministro eléctrico más seguro.

Además, un análisis completo de la propagación de fallas en los SCEE es crucial no solo para mejorar la fiabilidad del sistema, sino también para reducir riesgos asociados con interrupciones no planificadas.

El diagnóstico de fallas es muy importante en los SCEE debido al impacto que estas pueden tener en la confiabilidad del suministro de la energía eléctrica, en [19] destacan la importancia del diagnóstico en el SCEE ya que puede ayudar a evitar fallas catastróficas en los subsistemas, en [20] y [21] describen la importancia de realizar un diagnóstico de fallas ya que estos son utilizados para evaluar los daños producidos en los SCEE.

1.8. Metodología

El análisis de propagación de fallas en un sistema de conversión de energía eoloelectrónica (SCEE) busca analizar el efecto y la severidad de las fallas que ocasionan en el SCEE. Para esto se plantea realizar un análisis de propagación de fallas en los diversos componentes que integran un sistema de conversión de energía eoloelectrónica y la red eléctrica. Para ello se plantea realizar el modelado matemático de los subsistemas de un SCEE como: la turbina eólica, el sistema de transmisión mecánico, el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés) y el convertidor electrónico back to back, así como su integración dentro del SCEE y el diseño de los controladores.

Además, se plantea desarrollar modelos de fallas en algunos subsistemas e incorporarlos a la plataforma de simulación, con el objetivo de analizar el efecto y la severidad de las fallas individuales y simultáneas en el sistema.

1.9. Aportación y limitaciones

1.9.1. Aportación

El análisis de propagación de fallas en sistemas de conversión de energía eoloelectrica ayuda en la identificación y diagnóstico de fallas al ofrecer una visión más detallada de cómo las fallas en los subsistemas afectan al sistema completo. Esto ayudará a un diagnóstico más preciso, reduciendo la incertidumbre sobre la causa exacta del problema dentro del sistema, permitiendo la detección temprana de fallas potenciales y optimizando las estrategias de mantenimiento predictivo. Por otra parte, ayuda al mejoramiento de algoritmos de control y supervisión previniendo daños secundarios, esto con la finalidad de aumentar la confiabilidad del sistema.

1.9.2. Limitaciones

Una de las principales limitaciones es una plataforma física experimental, en donde se visualice la interconexión de los subsistemas del SCEE, así como el funcionamiento de cada subsistema y del sistema completo, por otro lado, visualizar y analizar el comportamiento del SCEE ante fallas en sensores y parámetros.

1.10. Esquema del documento de tesis

Los demás capítulos del documento de tesis se organizan de la siguiente manera: El capítulo 2 presenta el marco teórico de los subsistemas del sistema de conversión de energía eoloelectrica y las fallas en el mismo.

El capítulo 3 aborda el modelado matemático de los diversos subsistemas del sistema de conversión de energía eoloelectrica, así como la integración de este, y el diseño de los controladores.

En el capítulo 4 se desarrollan modelos de fallas en sensores y parámetros en el generador de inducción doblemente alimentado del SCEE para el análisis de propagación de fallas.

El capítulo 5 presenta los resultados del trabajo de tesis antes los diferentes escenarios de simulación considerados.

El capítulo 6 muestra las conclusiones del trabajo, en donde se analizan y discuten los resultados obtenidos, además, se presentan los trabajos futuros de esta investigación.

Capítulo 2. Marco Teórico

2.1. Introducción

El sistema de conversión de energía eoloelectrica (SCEE) busca convertir la energía cinética del viento en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica. Un SCEE está compuesto por; la turbina eólica, el sistema de transmisión mecánico, el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés) y el convertidor electrónico back to back.

2.2. Turbina eólica

El viento es generado mediante el movimiento del aire ocasionado por las diferencias de presión atmosférica entre dos puntos, así como por la rotación de la tierra. La diferencia de presiones se debe a variaciones en la temperatura de esos dos puntos, esto ocasiona una diferencia en la densidad del aire, el aire se mueve para compensar estas diferencias y dar origen al viento [22].

En el diseño de un sistema de conversión de energía eoloelectrica (SCEE) se incluye la variable del viento, ya que la dirección y velocidad del mismo varía dependiendo la región en donde se desee instalar un SCEE, una predicción fiable de estas variables influye en la cantidad de energía que se puede generar [23].

La turbina eólica es la encargada de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica con una velocidad angular mecánica baja y un par mecánico alto, entre los elementos que hacen posible esta conversión se encuentran: aspas o palas, buje y eje del rotor [24] [25], como se muestra en la Figura 2.1.

- Las palas de la turbina eólica están compuestas de fibra de vidrio, fibra de carbono y aluminio. Están diseñadas para el tamaño y la forma del parque eólico. Para aumentar la eficiencia de la turbina eólica se pueden añadir más palas o hacerlas más largas.
- El buje de la turbina eólica suele estar fabricado mediante la fundición de acero debido a sus propiedades mecánicas. El buje se conecta al eje de la

turbina mediante acoplamientos y anillos para mantener las palas en su posición adecuada para una máxima eficiencia.

- El eje del rotor de la turbina eólica (eje de baja velocidad) está fabricado de acero de alta resistencia para transmitir y resistir grandes pares y cargas, su principal función es transmitir el par generador al sistema de transmisión mecánico.

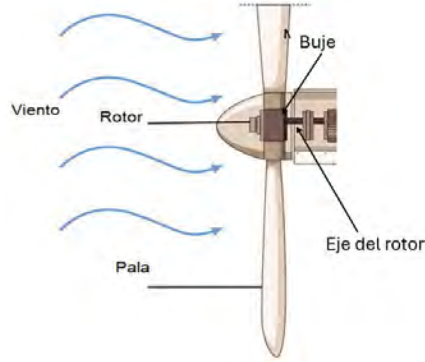


Figura 2.1. Turbina eólica.

Para aprovechar el viento la turbina eólica utiliza el movimiento de las palas a través de la energía cinética del viento para hacer girar el rotor y producir energía mecánica, esta energía producida es transmitida al sistema de transmisión mecánico, cabe mencionar que la energía mecánica producida depende directamente de la interacción entre la fuerza aplicada a las palas del rotor y el viento.

La potencia extraída del viento por la turbina eólica mediante el movimiento de las palas y el eje del rotor se puede expresar como:

$$P_r = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.1)$$

En donde ρ es la densidad del aire, R es el radio de las palas, v es la velocidad del viento y C_p es el coeficiente de potencia, el cual depende de los parámetros de la relación de velocidades en punta del aspa λ y la posición angular del aspa β [26].

La relación de velocidades en punta de las palas se puede expresar como:

$$\lambda = \frac{R \omega_r}{v} \quad (2.2)$$

En donde R es el radio de las palas, ω_r es la velocidad angular del rotor y v la velocidad del viento.

El par de la turbina eólica generada por el viento esta dado por:

$$\tau_r = \frac{P_r}{\omega_r} \quad (2.3)$$

Sin embargo, solo una parte de esta potencia del viento puede ser aprovechada, y existe un máximo teórico para el coeficiente de potencia, el cual está dado por:

$$C_{p_max} = 0.593 = 59.3\% \quad (2.4)$$

Donde C_{p_max} es el coeficiente de potencia máximo. Este coeficiente representa el máximo porcentaje de potencia del viento que puede ser capturada por la turbina eólica, cuando $\beta = 0$ y $\lambda = \lambda_{opt}$, el coeficiente de potencia alcanzará su máximo, en la Figura 2.2 se muestra el comportamiento típico del coeficiente de potencia [8].

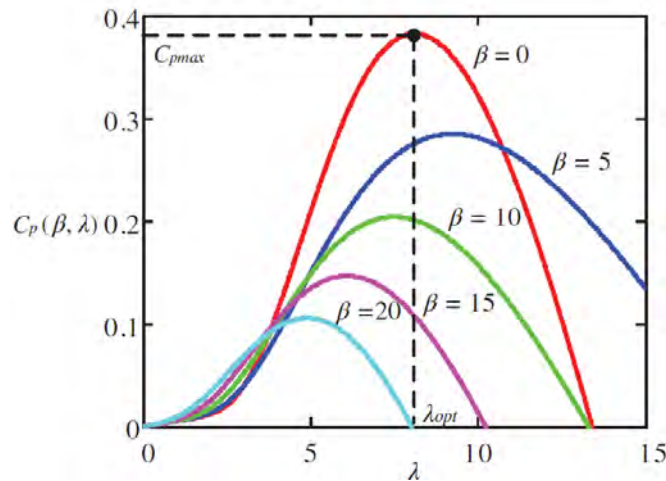


Figura 2.2. Relación entre el coeficiente de potencia C_p , la relación de velocidades λ y el ángulo pitch β [27].

2.3. Sistema de transmisión mecánico

El sistema de transmisión mecánico está compuesto por una caja de cambios, la cual, posee múltiples etapas de engranes con la finalidad de aumentar la velocidad de rotación del eje de baja velocidad al eje de alta velocidad [8]. El eje de baja velocidad está situado del lado de la turbina eólica, por su parte el eje de alta velocidad está situado del lado del

generador eléctrico, en la Figura 2.3 se muestra el esquema de un sistema de transmisión mecánico.

- Los engranajes dentro de la caja multiplicadora suelen estar fabricados de acero templado, el cual ofrece alta resistencia al par aplicado, así como buena resistencia al desgaste y la corrosión, ya que esta parte es fundamental para elevar la velocidad de giro del eje de baja velocidad al de alta velocidad.

Es importante mencionar que de la caja de cambios se tenga un funcionamiento continuo, algunos aspectos importantes a tomar en cuenta es la configuración óptima de la caja de cambios y el dimensionamiento correcto de los componentes, ya que el par y velocidad angular que transmitirá depende de las condiciones ambientales a las que está expuesto [28].

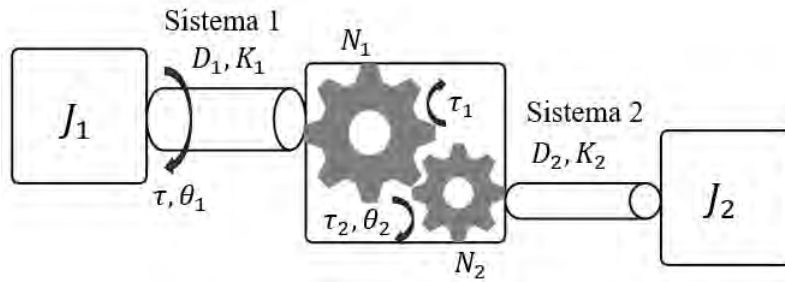


Figura 2.3. Sistema de transmisión mecánico.

El sistema de transmisión mecánico es modelado como un sistema de dos masas. El propósito es transferir el par o velocidad del rotor al generador, a partir de la relación de número de engranajes N_1 y N_2 , siendo N_1 el eje de baja velocidad y N_2 el eje de alta velocidad, el par de la turbina eólica τ_1 (baja velocidad) y el par mecánico generado por el sistema de transmisión τ_2 (alta velocidad) se relacionan por la siguiente expresión [29]:

$$\tau_1 = \left(\frac{N_1}{N_2}\right) \tau_2 \quad (2.5)$$

De igual forma a partir de la relación del número de engranajes, la velocidad de la turbina eólica $\frac{d\theta_1}{dt}$ (baja velocidad) y la velocidad generada por el sistema de transmisión $\frac{d\theta_2}{dt}$ se relacionan por la siguiente expresión:

$$\frac{d\theta_2}{dt} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right) \frac{d\theta_1}{dt} \quad (2.6)$$

2.4. DFIG

2.4.1. Construcción del DFIG

El generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés) es una máquina capaz de convertir la energía mecánica en energía eléctrica, y es utilizado en aplicaciones eolieléctricas debido a las características que posee, como mantenimiento flexible, alta confiabilidad, entre otras.

El DFIG está compuesto por dos partes principales: estator y rotor [30], [31].

- El estator es la parte estacionaria formada por una carcasa cilíndrica que internamente cuenta con un conjunto de ranuras, en las que se ubican los devanados trifásicos, creando un campo magnético en el entrehierro con dos o tres pares de polos.
- El rotor es la parte electromecánica móvil de forma cilíndrica que tiene en su cara externa un conjunto de ranuras, en las cuales se ubican los devanados trifásicos, creando un campo magnético en el entrehierro del mismo par de polos que el estator, dado que el rotor es la parte giratoria de la máquina, para alimentarlo se requieren tres anillos colectores.
- El campo magnético creado por los devanados del estator y rotor debe girar a la misma velocidad, pero con un desfase de algunos grados en función del par creado por la máquina.

En el DFIG el estator está conectado directamente a la red eléctrica, y el rotor se alimenta mediante un convertidor electrónico. Los devanados del estator se alimentan a frecuencias y amplitud trifásicas constantes, ya que está conectado directamente a la red eléctrica. Los devanados del rotor se alimentan mediante un convertidor electrónico capaz de alimentar el DFIG con voltajes trifásicos de frecuencia variable.

2.4.2. Circuito equivalente en estado estacionario de un DFIG

Como se mencionó anteriormente, el devanado del estator se alimenta mediante la red eléctrica, mientras que el rotor suele alimentarse mediante un inversor trifásico. Para obtener el modelo en estado estacionario del DFIG, se propone que tanto el devanado del estator

como el del rotor están conectados en estrella. La red eléctrica es ideal y sus salidas son voltajes trifásicos balanceados en amplitud y frecuencia constantes. Los voltajes del rotor también son voltajes trifásicos balanceados con amplitud y frecuencia constantes. En este caso, dado que las tres fases del DFIG son simétricas y balanceadas, se puede simplificar el análisis a una sola fase de la máquina. La Figura 2.4 muestra el circuito monofásico de un DFIG [27], [31].

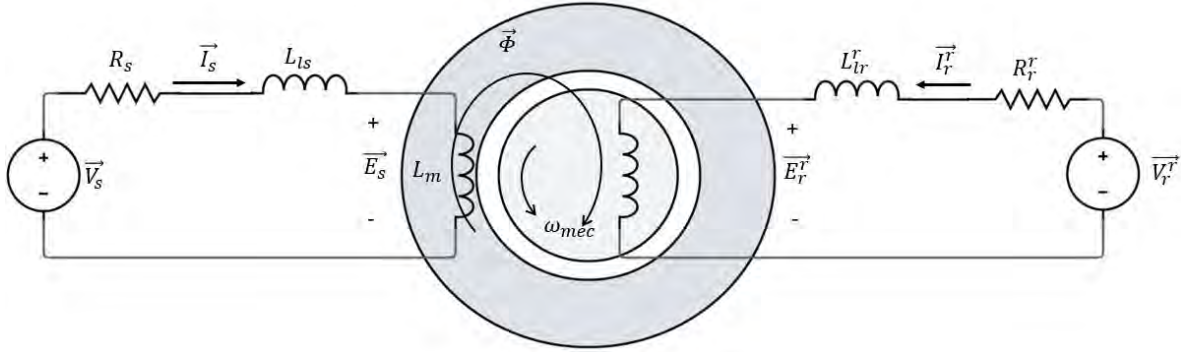


Figura 2.4. Circuito equivalente en estado estacionario monofásico de un DFIG.

En donde $\vec{V}_s$ y $\vec{V}_r^r$ son los fasores de voltaje en el estator y rotor suministrados por la red y el inversor, respectivamente. $\vec{I}_s$ y $\vec{I}_r^r$ son los fasores de corriente en el estator y rotor. $\vec{E}_s$ y $\vec{E}_r^r$ son las fuerzas electromotrices (EMF) inducidas por el estator y rotor, respectivamente. $\vec{\phi}$ es el flujo mutuo. L_m es la inductancia mutua. $\vec{L}_{ls}$ y $\vec{L}_{lr}^r$ son las inductancias de fuga del devanado del estator y rotor, R_s y R_r^r son las resistencias del estator y del rotor. Las variables con superíndice r representan las variables del lado del rotor.

El rotor gira a una velocidad angular mecánica ω_{mec} , si los pares de polos del DFIG son n_p , la frecuencia angular eléctrica de los devanados del rotor ω_e se expresa por:

$$\omega_e = n_p \omega_{mec} \quad (2.7)$$

Dado que el lado del estator del DFIG está conectado a la red, la frecuencia angular de los voltajes y las corrientes en los devanados del estator es $\omega_s = 2\pi f_s$, donde f_s es la frecuencia de la red, también denominada frecuencia síncrona. La frecuencia angular del voltaje EMF inducida en los devanados del rotor depende tanto de la velocidad de rotación del flujo del estator como de la velocidad de rotación del rotor. Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\omega_{sl} = \omega_s - \omega_r \quad (2.8)$$

Se observa que ω_{sl} es igual a la diferencia entre la frecuencia angular del estator y la frecuencia angular del rotor. Esta es denominada frecuencia angular de deslizamiento del DFIG, y $f_{sl} = \frac{\omega_{sl}}{2\pi}$ es la frecuencia de deslizamiento. Según la Figura 2.5 las ecuaciones fasoriales para el lado del estator y el lado del rotor del DFIG, se expresan como:

$$\vec{V}_s = \vec{E}_s + (R_s + j\omega_s L_{ls})\vec{I}_s \quad (2.9)$$

$$\vec{V}_r = \vec{E}_r + (R_r + j\omega_{sl} L_{lr})\vec{I}_r \quad (2.10)$$

La ecuación (2.9) se deriva con base en la frecuencia síncrona f_s , mientras que la ecuación (2.10) se expresa con base en la frecuencia de deslizamiento f_{sl} . Es común transformar las variables eléctricas del lado del rotor en las del lado del estator para facilitar la comprensión de la relación entre las variables del estator y del rotor. Los devanados del estator y del rotor del DFIG están acoplados con un flujo mutuo $\vec{\phi}$. La EMF inducida en el devanado del estator se expresa como.

$$\vec{E}_s = j\omega_s k_s N_s \vec{\phi} = j\omega_s \vec{\Psi} \quad (2.11)$$

Donde N_s es el número de vueltas del devanado monofásico del estator, k_s es el factor de devanado del estator y $\vec{\Psi}$ es el enlace de flujo. De forma similar, la EMF inducida en el devanado del rotor se representa como:

$$\vec{E}_r = j\omega_{sl} k_r N_r \vec{\phi} \quad (2.12)$$

Donde N_r es el número de vueltas de los devanados monofásicos del rotor y k_r es el factor de devanado del rotor. Con las ecuaciones (2.11) y (2.12) se deriva la relación entre $\vec{E}_s$ y $\vec{E}_r$:

$$\frac{\vec{E}_r}{\vec{E}_s} = \frac{\omega_{sl} k_r N_r}{\omega_s k_s N_s} \approx s_l \quad (2.13)$$

Donde $s_l = \frac{f_{sl}}{f_s} = \frac{\omega_{sl}}{\omega_s}$ es definida como la relación de deslizamiento, $n_{sr} = \frac{N_s}{N_r}$ es la relación de aspiras del estator al rotor. Además, la aproximación $\frac{k_r}{k_s} \approx 1$ se utiliza en la ecuación (2.13). La relación entre las variables del lado del estator y las del lado del rotor es

similar a la de un transformador. Se convierten las variables del lado del rotor al lado del estator mediante el análisis de un transformador. La ecuación (2.10) puede reescribirse utilizando la ecuación (2.13) como:

$$\overrightarrow{V_r^r} = s_l \frac{1}{n_{sr}} \overrightarrow{E_s} + (R_r^r + j\omega_{sl} L_{lr}^r) \overrightarrow{I_r^r} \quad (2.14)$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación por $s_l \frac{1}{n_{sr}}$, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{s_l} n_{sr} \overrightarrow{V_r^r} = \overrightarrow{E_s} + \left(\frac{1}{s_l} n_{sr}^2 R_r^r + j\omega_s n_{sr}^2 L_{lr}^r \right) \overrightarrow{I_r^r} \frac{1}{n_{sr}} \quad (2.15)$$

Para simplificar la expresión de la ecuación anterior, se introducen las siguientes variables:

$$\overrightarrow{V_r} = n_{sr} \overrightarrow{V_r^r} \quad (2.16)$$

$$\overrightarrow{I_r} = \frac{1}{n_{sr}} \overrightarrow{I_r^r} \quad (2.17)$$

$$R_r = n_{sr}^2 R_r^r \quad (2.18)$$

$$L_{lr} = n_{sr}^2 L_{lr}^r \quad (2.19)$$

Donde $\overrightarrow{V_r}$ representa el voltaje del rotor $\overrightarrow{V_r^r}$ referida al lado del estator, $\overrightarrow{I_r}$ representa la corriente del rotor $\overrightarrow{I_r^r}$ referida al estator, y R_r y L_{lr} representa la resistencia del rotor R_r^r y la inductancia de fuga L_{lr}^r , en el lado del estator. Aplicando las ecuaciones (2.16) - (2.19), la ecuación (2.15) del lado del rotor queda expresada como:

$$\frac{1}{s_l} \overrightarrow{V_r} = \overrightarrow{E_s} + \left(\frac{1}{s_l} R_r + j\omega_s L_{lr} \right) \overrightarrow{I_r} \quad (2.20)$$

En la ecuación (2.20), el voltaje y la corriente del rotor se han reflejado al lado del estator según la relación de vueltas entre el devanado del estator y el del rotor. La resistencia del devanado del rotor y la inductancia de fuga se han reflejado al lado del estator. Esto describe la EMF inducida por el rotor y la EMF inducida por el estator.

La EMF inducida por el estator $\overrightarrow{E_s}$ producirá una corriente magnética $\overrightarrow{I_m}$ en la máquina:

$$\overrightarrow{E_s} = j\omega_s L_m \overrightarrow{I_m} \quad (2.21)$$

Donde L_m es la inductancia magnetizante.

Combinando la ecuación (2.11) y la (2.21) se obtiene la siguiente ecuación.

$$\vec{\Psi} = L_m \vec{I}_m \quad (2.22)$$

La corriente magnética $\vec{I}_m$ se puede expresar como:

$$\vec{I}_m = \frac{\vec{\Psi}}{L_m} \quad (2.23)$$

Según las ecuaciones (2.9), (2.20) y (2.21), el circuito equivalente monofásico en estado estacionario del DFIG se puede expresar en la Figura 2.5. Todas las variables del lado del rotor se han referido al lado del estator. Sin embargo, la frecuencia de las variables del lado del rotor es diferente a la del lado del estator. La frecuencia de las variables del lado del estator es la frecuencia síncrona f_s , mientras que la frecuencia de las variables del lado del rotor es la frecuencia de deslizamiento f_{sl} .

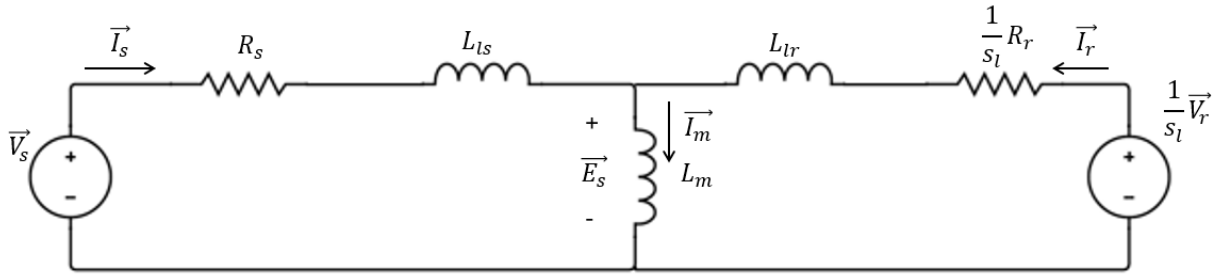


Figura 2.5. Circuito eléctrico en estado estacionario monofásico del DFIG referido al lado del estator.

2.5. Convertidor electrónico Back to Back

El convertidor electrónico back to back consta de dos convertidores tipo fuente de voltaje (VSC, por sus siglas en inglés voltage source converter) desacoplados mediante un bus de CD, estos convertidores se pueden controlar de manera independiente uno del otro, el voltaje, la fase y la frecuencia. Un convertidor se conecta a los devanados del rotor del DFIG el cual denominado convertidor del lado del rotor (RSC, por sus siglas en inglés rotor side converter), y el otro convertidor se conecta a la red eléctrica denominado convertidor del lado de la red (GSC, por sus siglas en inglés grid side converter). El bus de CD permite desacoplar los convertidores RSC y GSC proporcionando la capacidad independiente de control de los

dos convertidores. El RSC ayuda a controlar el voltaje de alimentación que se suministra al DFIG, así como a obtener la velocidad del rotor del generador deseado, por su parte el GSC, ayuda a controlar el flujo de potencia activa y reactiva hacia la red y mantiene el voltaje en el bus de CD constante [32].

En la Figura 2.6 se presenta el esquema del convertidor electrónico back to back, este convertidor se divide en tres partes, el RSC, el bus de CD y el GSC.

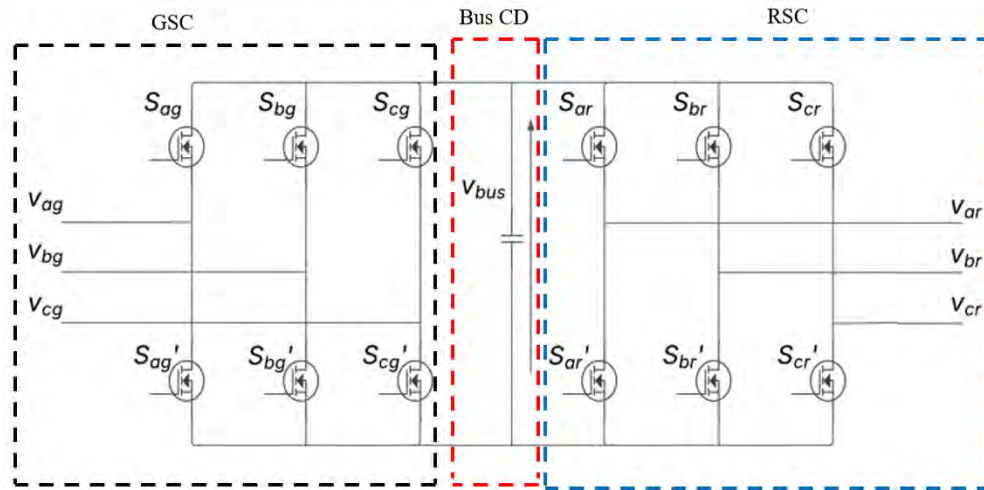


Figura 2.6. Circuito eléctrico del convertidor Back to Back.

Dado que el convertidor back to back es bidireccional el RSC puede actuar como rectificador o inversor convirtiendo los niveles de CA a CD o viceversa dependiendo del requerimiento de operación del DFIG, para este trabajo de investigación el RSC actúa en modo inversor, el convertidor trifásico más común consta de seis interruptores de potencia, los cuales se activan mediante la técnica de modulación por ancho de pulso, las señales que activan el dispositivo de conmutación proporcionan una forma de onda senoidal de la señal de salida de CA además de regular su nivel de voltaje y su frecuencia [33].

El GSC puede actuar en modo de rectificar o inversor convirtiendo los niveles de CA a CD o viceversa, para este trabajo de investigación el GSC trabajará en modo de rectificador, de igual forma que el RSC consta de seis interruptores de potencia, los cuales se activan mediante la técnica de modulación por ancho de pulso.

2.6. Control PI

El uso de técnicas de control clásico como es el control PI de ganancia fija, en algunos casos resulta ser muy buena alternativa para controlar sistemas dinámicos, ya que proporcionan tiempos de respuesta rápidos[34]. El principal funcionamiento del controlador proporcional integral (PI) es intentar ajustar y corregir el error entre el proceso medio, el proceso deseado y las medidas correctivas de salida para ajustar el proceso en consecuencia [35]. El controlador PI combina la acción proporcional y la acción integral para mejorar la respuesta del sistema.

La acción proporcional, multiplica la señal de error por una constante k_p que determina la cantidad de acción proporcional que tendrá el controlador [36]. Esta acción intenta minimizar el error del sistema, en la siguiente ecuación se muestra la acción proporcional.

$$u(t) = k_p e(t) \quad (2.24)$$

La acción integral, calcula la integral de la señal de error y la multiplica por la constante k_i . La integral se puede ver como la suma de la señal de error [36]. A medida que pasa el tiempo pequeños errores se van sumando para hacer que la acción integral sea más grande, con esto se consigue reducir el error del sistema en régimen permanente, en la siguiente ecuación se muestra la representación de la acción integral.

$$u_i(t) = k_i \int_0^t e(t) d(t) \quad (2.25)$$

La acción proporcional - integral (PI) se define como:

$$u_{pi}(t) = k_p e(t) + k_i \int_0^t e(\tau) d(\tau) \quad (2.26)$$

El controlador PI ayuda reducir el error estacionario, lo que con lleva a que el sistema pueda mantener la variable controlada en la referencia con una mayor precisión, la acción proporcional ayuda a que el sistema alcance la referencia con mayor rapidez, por su parte, la acción integral asegura que no haya errores persistentes [37], en la Figura 2.7 se muestra el diagrama a bloques de un controlador PI.

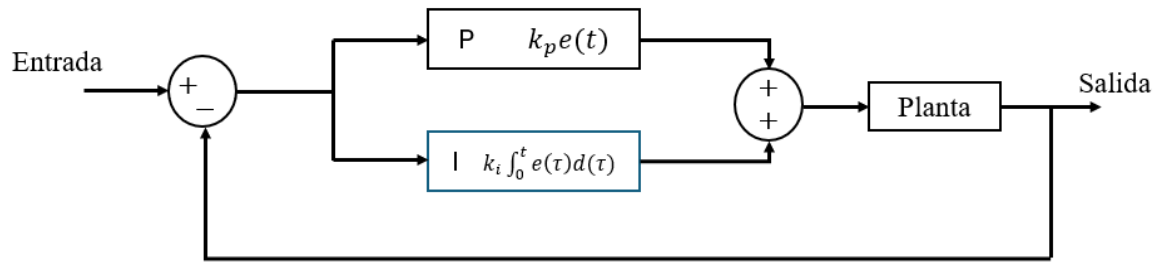


Figura 2.7. Diagrama a bloques del control PI.

2.7. Tipos de fallas en sistemas eléctricos:

En los sistemas de conversión de energía eoloelectrónica (SCEE), el monitoreo del estado operativo depende en gran medida de sensores, actuadores o parámetros físicos que pueden presentar falla durante su operación, estas fallas pueden ser de tipo abrupta, intermitente y deriva [8] [38]. A continuación, se presentan sus características, causas y consecuencias en su operación del sistema.

La falla abrupta es aquella que ocurre de manera repentina y permanente, por lo general se modelan con un cambio de tipo escalón en las señales de los actuadores, sensores o en parámetros. El sensor, actuador o parámetro, deja de funcionar de inmediato lo que provoca este cambio brusco en la señal o comportamiento del sistema [39].

Entre las causas comunes por las que puede presentarse este tipo de falla son, el daño interno del sensor o actuador por sobrevoltajes o calentamiento excesivo del dispositivo, desconexión física o cortocircuito, la presencia de esta falla puede derivar en variaciones bruscas de potencia, sobrevoltajes o llevar al sistema a operar fuera de sus condiciones seguras [38], [40].

La falla intermitente se caracteriza por la aparición aleatoria y temporal de errores, estas fallas se modelan por medio de señales continuas actuando sobre las mediciones de los sensores, actuadores o bien sobre los parámetros del sistema. El funcionamiento del sensor se interrumpe por lapsos breves, para después establecerse [39].

Las causas por las que se presenta esta falla son, condiciones ambientales variables, fallas en el aislamiento, vibraciones mecánicas, lo que puede resultar como consecuencia en deterioro progresivo del sensor o actuador, el sistema puede presentar oscilaciones o comportamientos inestables, así como variaciones de potencia [41].

La falla deriva implica en un cambio progresivo en la señal o parámetro del componente, por lo general se modela mediante cambios en los parámetros del sistema o valores de *offset* en las mediciones de los sensores [39].

La causa por la que puede presentarse este tipo de falla es, descalibración natural por uso prolongado, acumulación de suciedad, envejecimiento de componentes eléctricos, lo que puede resultar como consecuencia, generación de errores en la medición lo que puede llevar al sistema a operar fuera de su región aceptable [42].

Capítulo 3. Modelado Matemático y Control del Sistema de Conversión de Energía Eoloeléctrica

3.1. Introducción

Un sistema de conversión de energía eoloeléctrica (SCEE) convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. Un SCEE se integra por cuatro componentes principales como son: la turbina eólica, el sistema de transmisión mecánico, el generador eléctrico y un convertidor electrónico de potencia. La turbina eólica transforma la energía cinética del viento en energía mecánica rotacional la cual se transmite a través del sistema de transmisión mecánico y el generador eléctrico para ser transformada en energía eléctrica, esta energía se transmite por lo regular hacia la red eléctrica.

3.2. Modelado matemático de los subsistemas del sistema de conversión de energía eoloeléctrica

3.2.1. Modelado matemático de la turbina eólica

El viento es un factor muy importante para llevar a cabo la generación de la electricidad. El viento posee cierta energía cinética, que está representado por la ecuación (3.1) [26]:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.1)$$

En donde:

m = la masa del aire (kg)

v = la velocidad en la cual se desplaza en una dirección $\left(\frac{m}{s}\right)$

Para poder realizar el análisis, la energía del viento se mide en unidad de volumen, apoyándonos de la ecuación (3.2):

$$e = \frac{1}{2}\rho v^2 \quad (3.2)$$

Dónde:

e = energía por unidad de volumen $\left(\frac{kg}{ms^2}\right)$

ρ = densidad del aire $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$

Sabiendo que el flujo volumétrico se puede expresar como Q , que pasa a través de un área A está dado por la ecuación (3.3):

$$Q = Av \quad (3.3)$$

En donde:

Q = flujo volumétrico $\left(\frac{m^3}{s}\right)$

A = área transversal (m^2)

v_v = la velocidad en la cual se desplaza $\left(\frac{m}{s}\right)$

Es posible obtener la potencia del aire que pasa a través de una cierta área a una cierta velocidad y con una densidad.

Realizando el producto de (3.2) y (3.3), se obtiene la ecuación (3.4), que representa la potencia del viento:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v(t)^3 \quad (3.4)$$

P_v = potencia del aire (W)

A = Representa la superficie circular de recorrido de las palas (m^2)

Dado que no es posible convertir toda la energía cinética del viento en energía mecánica para el movimiento del rotor de la turbina, ya que, si se aprovecha el 100% que pasa por las palas, entonces el volumen posterior inmediatamente próximo al rotor estaría totalmente inmóvil. Esto provocaría que el caudal posterior a ese instante en el que se ha captado el 100% de la energía descendería muy bajo.

Para representar la fracción de potencia que se extrae del viento es necesario definir el coeficiente de potencia, como se muestra en la ecuación (3.5):

$$C_p = \frac{P_r}{P_v} \quad (3.5)$$

En donde:

P_r = Potencia del rotor (W)

P_v = potencia del viento (W)

Aplicando la ecuación (3.4) en (3.5), se obtiene el coeficiente de potencia expresado en la ecuación (3.6):

$$C_p = \frac{P_r}{\frac{1}{2} \rho A v(t)^3} \quad (3.6)$$

Un SCEE, por tanto, genera una cierta potencia que es función de la densidad del aire, la velocidad del viento y un área transversal, como se muestra en la ecuación (3.7):

$$\begin{aligned}
 P_r(t) &= \tau_r(t)\omega_r(t) \\
 P_r(t) &= \tau_r(t)\omega_r(t) = \frac{1}{2}\rho A v(t)^3 C_p(\lambda, \beta) \\
 \tau_r(t)\omega_r(t) &= \frac{1}{2}\rho A v(t)^3 C_p(\lambda, \beta)
 \end{aligned} \tag{3.7}$$

En donde

τ_r = El par al que está sometido el rotor (Nm)

ω_r = Velocidad angular del rotor $\left(\frac{rad}{s}\right)$

Despejando al par τ_r de la ecuación (3.7), se obtiene el modelado matemático que representa el par que se genera en el rotor debido al giro de las aspas esto provocado por la incidencia del viento. El par de la turbina eólica está dado por la ecuación (3.8):

$$\tau_r(t) = \frac{\frac{1}{2}\rho A v^3(t) C_p(\lambda, \beta)}{\omega_r(t)} \tag{3.8}$$

El coeficiente de potencia está en función de dos parámetros, como se muestra en la ecuación (3.9):

$$C_p = C_p(\lambda, \beta) \tag{3.9}$$

En donde:

λ = velocidad del extremo de la pala

β = ángulo de ataque de las palas

El “Tip-Speed-Ratio” (TSR), la velocidad del extremo de las palas frente a la velocidad del aire esta expresado en la ecuación:

$$\lambda = \frac{\omega_r(t)R}{v(t)} \tag{3.10}$$

En donde:

ω_r = velocidad angular del rotor $\left(\frac{rad}{s}\right)$

R = radio del rotor o longitud de las aspas (m)

v = velocidad del viento $\left(\frac{m}{s}\right)$

El ángulo de ataque de las palas β , es el ángulo que forma la propia pala con el plano del giro del rotor.

El ángulo de ataque de las palas actual es de 0° , la pala se sitúa sobre el giro del rotor, a medida que se aumenta el ángulo de ataque de las palas disminuye la fuerza de sustentación

sobre la pala, lo que provoca un menor par sustraído del viento y por tanto disminuye la potencia recogida por el rotor.

Hay un valor C_p , el cual no se puede superar, este valor es denotado límite de Betz y el cual corresponde al 59.6%, que representa el máximo valor teórico para el coeficiente de potencia [8].

El coeficiente de potencia C_p depende de los parámetros de la relación de velocidades de punta del aspa λ y la posición angular del aspa β , como se expresa en las ecuaciones (3.11) y (3.12):

$$C_p(\lambda, \beta) = (0.75) \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) * e^{\frac{-18.4}{\lambda_i}} \quad (3.11)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.002\beta} + \frac{0.003}{\beta^3 + 1}} \quad (3.12)$$

La velocidad angular del rotor depende de la velocidad del viento, la relación de velocidades en punta del aspa y el radio del rotor, expresado en la ecuación (3.13):

$$\omega_r(t) = \frac{v(t)\lambda}{R} \quad (3.13)$$

3.2.2. Modelado matemático del sistema de transmisión mecánico

El sistema de transmisión mecánico ayuda a elevar la velocidad de rotación del eje de baja velocidad (turbina eólica) al eje de alta velocidad (generador eléctrico) con la finalidad de adaptar la velocidad de giro del rotor de la turbina eólica a la del generador, en la siguiente figura se muestra el sistema a bloques.

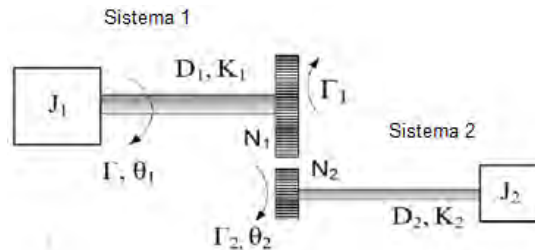


Figura 3.1. Sistema de transmisión mecánico representado por un sistema de dos masas[29].

A partir de la Figura 3.1, en donde, τ es el par externo del sistema de transmisión, J_1 y J_2 son los momentos de inercia, D_1 y D_2 son los coeficientes de fricción, y K_1, K_2 son las

constantes de rigidez, J_{r1}, D_{r1}, K_{r1} , son las cantidades reflejadas en el lado del engranaje 1, se desarrolla la ecuación matemática que describe al par y la velocidad angular en el sistema de transmisión mecánico, dicho sistema se puede ver como un sistema de dos masas acoplado con un tren de engranajes, la ecuación del par en J_1 queda como [29]:

$$\tau_1(t) = J_1 \frac{d^2\theta_1(t)}{dt^2} + D_1 \frac{d\theta_1(t)}{dt} + K_1\theta_1(t) \quad (3.14)$$

Para el par en J_2 es:

$$\tau_2(t) = J_2 \frac{d^2\theta_2(t)}{dt^2} + D_2 \frac{d\theta_2(t)}{dt} + K_2\theta_2(t) \quad (3.15)$$

Las cantidades en el lado del engranaje 2 pueden ser referidas al lado del engranaje 1, dado que $\tau_1(t) = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)\tau_2(t)$, $\theta_2(t) = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)\theta_1(t)$

De lo anterior se obtiene que:

$$\tau_1(t) = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)\tau_2(t) \quad (3.16)$$

$$\tau_2(t) = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)\tau_1(t) \quad (3.17)$$

Reemplazando τ_2 , en la ecuación (3.15):

$$\begin{aligned} \left(\frac{N_2}{N_1}\right)\tau_1(t) &= J_2 \frac{d^2\theta_2(t)}{dt^2} + D_2 \frac{d\theta_2(t)}{dt} + K_2\theta_2(t) \\ \tau_1(t) &= \left(\frac{N_1}{N_2}\right) \left(J_2 \frac{d^2\theta_2(t)}{dt^2} + D_2 \frac{d\theta_2(t)}{dt} + K_2\theta_2(t) \right) \end{aligned} \quad (3.18)$$

De la ecuación (3.18) se sustituye a θ_2 , obteniendo la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \tau_1(t) &= \left(\frac{N_1}{N_2}\right) \left(J_2 \left(\frac{N_1}{N_2}\right) \frac{d^2\theta_1(t)}{dt^2} + D_2 \left(\frac{N_1}{N_2}\right) \frac{d\theta_1(t)}{dt} + K_2 \left(\frac{N_1}{N_2}\right) \theta_1(t) \right) \\ \tau_1(t) &= \left(J_{r1} \frac{d^2\theta_1(t)}{dt^2} + D_{r1} \frac{d\theta_1(t)}{dt} + K_{r1}\theta_1(t) \right) \end{aligned} \quad (3.19)$$

Donde, J_{r1}, D_{r1}, K_{r1} , son las cantidades reflejadas en el lado del engranaje 1, finalmente se obtiene la ecuación (3.20) que describe al par:

$$\tau(t) = \left(J_{eq} \frac{d^2\theta_1(t)}{dt^2} + D_{eq} \frac{d\theta_1(t)}{dt} + K_{eq}\theta_1(t) \right) \quad (3.20)$$

$$\frac{d^2\theta_1(t)}{dt^2} = \left(\frac{1}{J_{eq}}\right) \left(\tau(t) - D_{eq} \frac{d\theta_1(t)}{dt} - K_{eq}\theta_1(t)\right) \quad (3.21)$$

Dónde:

$$J_{eq} = J_1 + J_2 \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 = J_1 + J_{r1} \quad (3.22)$$

$$D_{eq} = D_1 + D_2 \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 = D_1 + D_{r1} \quad (3.23)$$

$$K_{eq} = K_1 + K_2 \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 = K_1 + K_{r1} \quad (3.24)$$

3.2.3. Modelado matemático del generador de inducción doblemente alimentado

3.2.3.1. Modelado en coordenadas abc

El generador eléctrico es indispensable en los SCEE debido a que este ayuda a convertir la energía mecánica proveniente del sistema de transmisión mecánico en energía eléctrica de corriente alterna (CA), para que posteriormente sea suministrada a la red eléctrica. En este apartado se muestra el modelado dinámico del DFIG, en la Figura 3.2 se muestran los tres devanados en el estator y tres en el rotor [31].

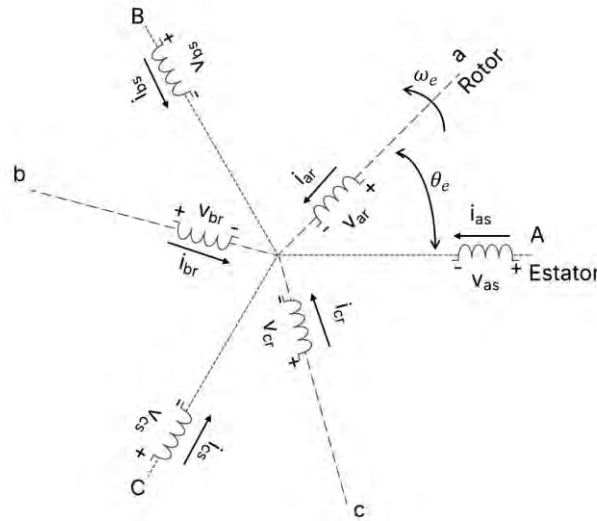


Figura 3.2. Devanados trifásicos del estator y rotor.

Estos devanados son una representación de la máquina real, esto ayuda a derivar un circuito eléctrico equivalente, como se muestra en la Figura 3.3, bajo este modelo se pueden obtener las ecuaciones que describen al voltaje y la corriente.

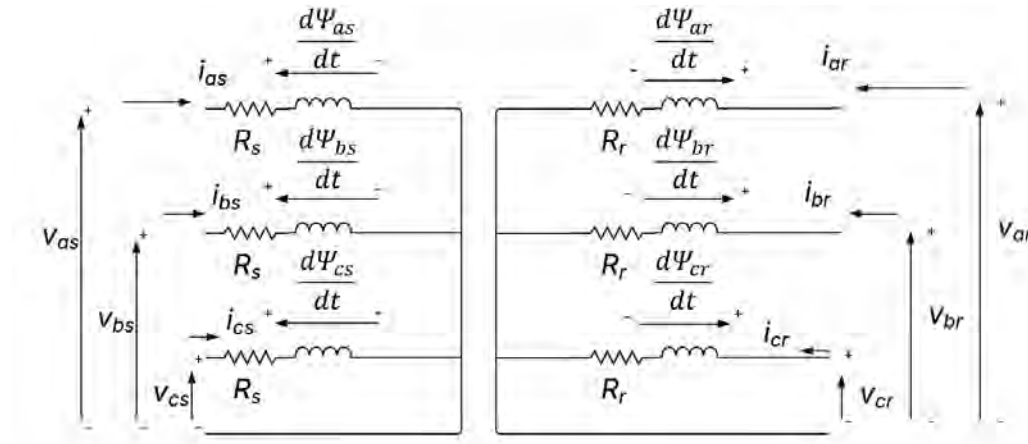


Figura 3.3. Circuito eléctrico equivalente del DFIG.

Para simplificar el análisis dinámico, se introduce lo siguiente [27]:

- Los devanados trifásicos del generador están equilibrados con conexión Y con un desfase de 120° entre sí.
- Se desprecia la pérdida de hierro tanto del estator como del núcleo del rotor.
- Las resistencias parasitas del devanado del estator o del rotor no cambian con la temperatura y la frecuencia.

El DFIG se modela con tres devanados en el estator y tres devanados en el rotor, que giran con una velocidad angular ω_e . El ángulo θ_e , entre los ejes magnéticos de la fase A, B y C se describen como:

$$\theta_e = \omega_e t \quad (3.25)$$

En donde V_{as}, V_{bs}, V_{cs} son voltajes del estator, mientras V_{ar}, V_{br}, V_{cr} son voltajes del rotor trifásico. También $i_{as}, i_{bs}, i_{cs}, i_{ar}, i_{br}, i_{cr}$, son corrientes trifásicas del estator y rotor, L_{ss} y L_{sr} son inductancias mutuas del estator y rotor. Se formula las ecuaciones del estator:

$$\begin{aligned} V_{as}(t) &= R_s i_{as}(t) + \frac{d\Psi_{as}(t)}{dt} \\ V_{bs}(t) &= R_s i_{bs}(t) + \frac{d\Psi_{bs}(t)}{dt} \\ V_{cs}(t) &= R_s i_{cs}(t) + \frac{d\Psi_{cs}(t)}{dt} \end{aligned} \quad (3.26)$$

En donde

R_s : resistencia en cada devanado del estator

Ψ_s : enlaces de flujos de los devanados del estator

El voltaje y la corriente en el estator se puede expresar como $V_s = [V_{as} \ V_{bs} \ V_{cs}]^T$, $I_s = [i_{as} \ i_{bs} \ i_{cs}]^T$, los enlaces de flujo $\Psi_s = [\Psi_{as} \ \Psi_{bs} \ \Psi_{cs}]^T$ y la derivada se puede expresar como $p = \frac{d}{dt}$, expresando así las ecuaciones como:

$$V_s(t) = R_s I_s(t) + p \Psi_s \quad (3.27)$$

De manera similar, las ecuaciones para la parte del rotor se formulan de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} V_{ar}(t) &= R_r i_{ar}(t) + \frac{d\Psi_{ar}(t)}{dt} \\ V_{br}(t) &= R_r i_{br}(t) + \frac{d\Psi_{br}(t)}{dt} \\ V_{cr}(t) &= R_r i_{cr}(t) + \frac{d\Psi_{cr}(t)}{dt} \end{aligned} \quad (3.28)$$

En donde

R_s : resistencia en cada devanado del rotor

Ψ_r : enlaces de flujos de los devanados del rotor

De igual forma el voltaje, la corriente y los enlaces de flujo se pueden expresar como:

$$V_r = [V_{ar} \ V_{br} \ V_{cr}]^T, I_r = [i_{ar} \ i_{br} \ i_{cr}]^T \text{ y } \Psi_r = [\Psi_{ar} \ \Psi_{br} \ \Psi_{cr}]^T$$

Se puede ver expresado como:

$$V_r(t) = R_r I_r(t) + p \Psi_r \quad (3.29)$$

El vector de flujo del estator y rotor se puede escribir mediante:

$$\begin{aligned} \Psi_s &= L_{ss} I_s + L_{sr} I_r \\ \Psi_r &= L_{rs} I_s + L_{rr} I_r \end{aligned} \quad (3.30)$$

La matriz de inductancia mutua del devanado del estator se expresa como:

$$L_{ss} = \begin{bmatrix} L_{ms} + L_{is} & -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ms} + L_{is} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ms} + L_{is} \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Para el rotor se expresa como:

$$L_{rr} = \begin{bmatrix} L_{mr} + L_{ir} & -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{mr} + L_{ir} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{mr} + L_{ir} \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

La matriz de inductancia mutua del estator y del rotor se escribe como:

$$L_{sr} = L_{sr}^T = L_{ms} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & \cos(\theta_r + 120^\circ) & \cos(\theta_r - 120^\circ) \\ \cos(\theta_r - 120^\circ) & \cos(\theta_r) & \cos(\theta_r + 120^\circ) \\ \cos(\theta_r + 120^\circ) & \cos(\theta_r - 120^\circ) & \cos(\theta_r) \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Donde L_{ms} y L_{mr} son inductancias mutuas (magnetización) máximas entre un devanado del estator y un devanado del rotor. Dado que las variables del lado del rotor se han referido al lado del estator y tanto los devanados del estator como los del rotor tienen el mismo número de vueltas, $L_{ms} = L_{mr}$. L_{is} y L_{ir} son inductancias de dispersión (propias) de los devanados del estator y rotor.

La matriz de inductancia mutua del devanado L_{ss} es una matriz constante ya que la geometría de los devanados de fase A, B y C son fijos, esto también es válido para el devanado del rotor, la matriz de inductancia mutua L_{rr} .

La matriz L_{sr} depende del ángulo θ_m debido a que el acoplamiento de flujo entre el devanado del estator y el rotor cambian con el ángulo θ_m entre la fase A del devanado del rotor y del estator de la fase A. Se observa que tanto el flujo del estator como el flujo del rotor cambian con el ángulo del rotor. Por lo tanto, el modelado del DFIG en el marco ABC es un sistema variante en el tiempo.

Teniendo las matrices anteriores:

$$\begin{bmatrix} V_s(t) \\ V_r(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_s(t) \\ I_r(t) \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} L_{ss} & L_{sr} \\ L_{sr}^T & L_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_s(t) \\ I_r(t) \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Se procede a realizar la derivada, con el objetivo de poder obtener una expresión que describa la parte eléctrica del generador:

$$\begin{bmatrix} V_s(t) \\ V_r(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_s(t) \\ I_r(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{ss} & L_{sr} \\ L_{sr}^T & L_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_s(t) \\ \dot{I}_r(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & \dot{L}_{sr} \\ \dot{L}_{sr}^T & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_s(t) \\ I_r(t) \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

La derivada resultante de $L_{sr} = L_{sr}^T$ es:

$$\dot{L}_{sr}^T \quad (3.36)$$

$$= L_{ms} \begin{bmatrix} -\sin(\theta_m)\dot{\theta}_m & -\sin(\theta_m + 120^\circ)\dot{\theta}_m & -\sin(\theta_m - 120^\circ)\dot{\theta}_m \\ -\sin(\theta_m - 120^\circ)\dot{\theta}_m & -\sin(\theta_r)\dot{\theta}_m & -\sin(\theta_m + 120^\circ)\dot{\theta}_m \\ -\sin(\theta_m + 120^\circ)\dot{\theta}_m & -\sin(\theta_m - 120^\circ)\dot{\theta}_m & -\sin(\theta_m)\dot{\theta}_m \end{bmatrix}$$

Despejando a la derivada de la corriente, se obtiene la ecuación que describe a la parte eléctrica del generador:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_s(t) \\ \dot{I}_r(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{ss} & L_{sr} \\ L_{sr}^T & L_{rr} \end{bmatrix}^{-1} \left[\begin{bmatrix} V_s(t) \\ V_r(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_s(t) \\ I_r(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & \dot{L}_{sr} \\ \dot{L}_{sr}^T & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_s(t) \\ I_r(t) \end{bmatrix} \right] \quad (3.37)$$

La relación entre la posición de campo eléctrica y la posición mecánica es:

$$\begin{aligned} \theta_e &= n_p \theta_m \\ \omega_e &= n_p \omega_m \end{aligned} \quad (3.38)$$

El cálculo del par electromagnético está expresado en la siguiente ecuación:

$$\tau_e(t) = n_p (I_s(t))^T \begin{bmatrix} 0 & \dot{L}_{sr} \\ \dot{L}_{sr}^T & 0 \end{bmatrix} [I_r(t)] \quad (3.39)$$

Para la velocidad mecánica se tiene que:

$$\begin{aligned} \tau_e(t) &= J \dot{\omega}_m(t) + \tau_L(t) + B \omega_m(t) \\ \dot{\omega}_m(t) &= \left(\frac{1}{J} \right) (\tau_e(t) - \tau_L(t) - B \omega_m(t)) \end{aligned} \quad (3.40)$$

3.2.3.2. Modelado en coordenadas qd0

El modelado matemático en coordenadas abc se transforma a un modelado en coordenadas qd0, aplicando la matriz de transformación. En el caso de la máquina de inducción se tiene una diferencia en el ángulo utilizado, ya que se tiene que considerar que el rotor es la parte en movimiento.

Para la transformación para el estator y rotor de coordenadas abc a qd0 se tiene que:

$$\begin{aligned} f_{qd0s} &= K_s f_{abcs} \\ f_{qd0r} &= K_r f_{abcr} \end{aligned} \quad (3.41)$$

$f_{qd0} = (f_q \ f_d \ f_0)^T$ Es un vector que representa a f como cualquier señal de voltaje, corriente o de los enlaces de flujo. Para el caso de la máquina de inducción se tiene una diferencia en el ángulo utilizado, ya que se tiene que considerar el rotor, que es la parte en movimiento [43].

Matriz de transformación hacia el estator y rotor:

$$K_s = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2}{3}\pi\right) & \cos\left(\theta + \frac{2}{3}\pi\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2}{3}\pi\right) & \sin\left(\theta + \frac{2}{3}\pi\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

$$K_r = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\gamma) & \cos\left(\gamma - \frac{2}{3}\pi\right) & \cos\left(\gamma + \frac{2}{3}\pi\right) \\ \sin(\gamma) & \sin\left(\gamma - \frac{2}{3}\pi\right) & \sin\left(\gamma + \frac{2}{3}\pi\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

$$\gamma = \theta - \theta_r$$

θ = Es el ángulo de transformación

γ = Es el ángulo de transformación, considerando la parte en movimiento con el ángulo eléctrico del rotor θ_r .

Para la transformación inversa, se tiene las siguientes matrices de transformación:

Matriz de transformación inversa hacia el estator y rotor:

$$K_s^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2}{3}\pi\right) & \sin\left(\theta - \frac{2}{3}\pi\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2}{3}\pi\right) & \sin\left(\theta + \frac{2}{3}\pi\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

$$K_r^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\gamma) & \sin(\gamma) & 1 \\ \cos\left(\gamma - \frac{2}{3}\pi\right) & \sin\left(\gamma - \frac{2}{3}\pi\right) & 1 \\ \cos\left(\gamma + \frac{2}{3}\pi\right) & \sin\left(\gamma + \frac{2}{3}\pi\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

$$\gamma = \theta - \theta_r$$

θ = Es el ángulo de transformación

γ = Es el ángulo de transformación, considerando la parte en movimiento con el ángulo eléctrico del rotor θ_r .

Para la transformación del modelo de abc a qd0 se parte de las siguientes ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} \psi_s \\ \psi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{ss} & L_{sr} \\ L_{sr}^T & L_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_s(t) \\ I_r(t) \end{bmatrix} \quad (3.46)$$

$$\begin{bmatrix} V_s(t) \\ V_r(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_s(t) \\ I_r(t) \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} L_{ss} & L_{sr} \\ L_{sr}^T & L_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_s(t) \\ I_r(t) \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

Se aplican las transformaciones de (3.42) de coordenadas abc a qd0 en las ecuaciones (3.46) y (3.47):

$$\begin{bmatrix} V_{qd0s} \\ V_{qd0r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_s & 0 \\ 0 & K_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} (K_s^{-1})I_{qd0s} \\ (K_r^{-1})I_{qd0r} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} K_s & 0 \\ 0 & K_r \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \left(\begin{bmatrix} (K_s^{-1})\Psi_{qd0s} \\ (K_r^{-1})\Psi_{qd0r} \end{bmatrix} \right) \quad (3.48)$$

$$\begin{bmatrix} \Psi_{qd0s} \\ \Psi_{qd0r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_s & 0 \\ 0 & K_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{ss} & L_{sr} \\ L_{sr}^T & L_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} (K_s^{-1})I_{qd0s} \\ (K_r^{-1})I_{qd0r} \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

Obtenido esto se desarrolla la ecuación (3.48):

$$\begin{bmatrix} V_{qd0s} \\ V_{qd0r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_s R_s (K_s^{-1}) & 0 \\ 0 & K_r R_r (K_r^{-1}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{qd0s} \\ I_{qd0r} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} K_s & 0 \\ 0 & K_r \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \left(\begin{bmatrix} (K_s^{-1})\Psi_{qd0s} \\ (K_r^{-1})\Psi_{qd0r} \end{bmatrix} \right) \quad (3.50)$$

$$\begin{bmatrix} V_{qd0s} \\ V_{qd0r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{qd0s} \\ I_{qd0r} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} K_s \frac{d}{dt} (K_s^{-1}) & 0 \\ 0 & K_r \frac{d}{dt} (K_r^{-1}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Psi_{qd0s} \\ \Psi_{qd0r} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \left(\begin{bmatrix} \Psi_{qd0s} \\ \Psi_{qd0r} \end{bmatrix} \right) \quad (3.51)$$

Considerando lo siguiente:

$$K_s \frac{d}{dt} (K_s^{-1}) = \omega \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

$$K_r \frac{d}{dt} (K_r^{-1}) = (\omega - \omega_r) \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

Aplicando lo anterior a (3.51) se tiene:

$$\begin{bmatrix} V_{qd0s} \\ V_{qd0r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{qd0s} \\ I_{qd0r} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \omega \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} & 0 \\ 0 & (\omega - \omega_r) \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Psi_{qd0s} \\ \Psi_{qd0r} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \left(\begin{bmatrix} \Psi_{qd0s} \\ \Psi_{qd0r} \end{bmatrix} \right) \quad (3.54)$$

Y desarrollando (3.46) se tiene:

$$\begin{bmatrix} \Psi_{qd0s} \\ \Psi_{qd0r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_s L_{ss} (K_s^{-1}) & K_s L_{sr} (K_r^{-1}) \\ K_r L_{sr}^T (K_s^{-1}) & K_r L_{rr} (K_r^{-1}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{qd0s} \\ I_{qd0r} \end{bmatrix} \quad (3.55)$$

En donde:

$$K_s L_{ss} (K_s^{-1}) = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_M & 0 & 0 \\ 0 & L_{ls} + L_M & 0 \\ 0 & 0 & L_{ls} \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

$$K_r L_{rr}(K_r^{-1}) = \begin{bmatrix} L_{lr} + L_M & 0 & 0 \\ 0 & L_{lr} + L_M & 0 \\ 0 & 0 & L_{lr} \end{bmatrix} \quad (3.57)$$

$$K_s L_{sr}(K_r^{-1}) = K_r L_{sr}^T(K_s^{-1}) = \begin{bmatrix} L_M & 0 & 0 \\ 0 & L_M & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.58)$$

$$L_M = \frac{3}{2} L_{ms} \quad (3.59)$$

Para el modelo en términos de las corrientes se sustituye (3.55) en (3.54):

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} V_{qd0s} \\ V_{qd0r} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{qd0s} \\ I_{qd0r} \end{bmatrix} \\ + \begin{bmatrix} \omega \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} & 0 \\ 0 & (\omega - \omega_r) \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} K_s L_{ss}(K_s^{-1}) & K_s L_{sr}(K_r^{-1}) \\ K_r L_{sr}^T(K_s^{-1}) & K_r L_{rr}(K_r^{-1}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{qd0s} \\ I_{qd0r} \end{bmatrix} \\ + \begin{bmatrix} K_s L_{ss}(K_s^{-1}) & K_s L_{sr}(K_r^{-1}) \\ K_r L_{sr}^T(K_s^{-1}) & K_r L_{rr}(K_r^{-1}) \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{qd0s} \\ I_{qd0r} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.60)$$

En términos de la corriente:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} K_s L_{ss}(K_s^{-1}) & K_s L_{sr}(K_r^{-1}) \\ K_r L_{sr}^T(K_s^{-1}) & K_r L_{rr}(K_r^{-1}) \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{qd0s} \\ I_{qd0r} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} V_{qd0s} \\ V_{qd0r} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{qd0s} \\ I_{qd0r} \end{bmatrix} \\ - \begin{bmatrix} \omega \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} & 0 \\ 0 & (\omega - \omega_r) \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} K_s L_{ss}(K_s^{-1}) & K_s L_{sr}(K_r^{-1}) \\ K_r L_{sr}^T(K_s^{-1}) & K_r L_{rr}(K_r^{-1}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{qd0s} \\ I_{qd0r} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.61)$$

Para el par electromagnético se aplican las matrices de transformación y ecuación (2.30) obteniendo:

$$\tau_e = \frac{3}{2} n_p L_M (I_{qs} I_{dr} - I_{ds} I_{qr}) \quad (3.62)$$

Para la ecuación de la velocidad se tiene:

$$\dot{\omega}_m(t) = \left(\frac{1}{J} \right) (\tau_e(t) - \tau_L(t) - B \omega_m(t)) \quad (3.63)$$

3.2.4. Modelado matemático del convertidor electrónico Back to Back

El sistema está compuesto por dos convertidores de fuente de voltaje (VSC, por sus siglas en inglés), unidos por un bus de CD. La parte del convertidor que se conecta a los devanados del rotor del generador es conocido como convertidor del lado del rotor (RSC, por sus siglas en inglés), el que está conectado con la red eléctrica se denomina convertidor del lado de la red (GSC, por sus siglas en inglés). En la Figura 3.4 se muestra el circuito del convertidor back to back [32].

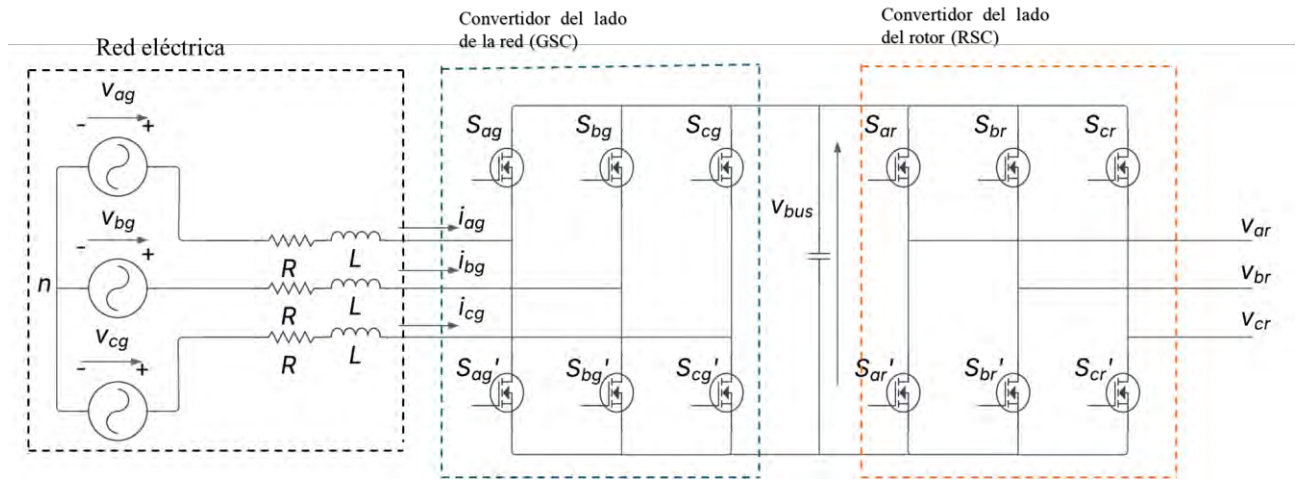


Figura 3.4. Circuito del convertidor back to back.

3.2.4.1. Convertidor del lado de la red (GSC, por sus siglas en inglés)

Las ecuaciones que describen al convertidor de lado de la red se obtienen al aplicar las leyes de Kirchhoff al circuito de la Figura 3.4, expresado por el siguiente sistema de ecuaciones.

$$V_{ag} = Ri_{ag} + L \frac{di_{ag}}{dt} \quad (3.64)$$

$$V_{bg} = Ri_{bg} + L \frac{di_{bg}}{dt} \quad (3.65)$$

$$V_{cg} = Ri_{cg} + L \frac{di_{cg}}{dt} \quad (3.66)$$

Donde V_{ag}, V_{bg}, V_{cg} , son los voltajes de fase de la red, i_{ag}, i_{bg}, i_{cg} , son las corrientes por fase del lado de la red, s_{ag}, s_{bg}, s_{cg} , son los interruptores.

El valor de s puede ser 0 o 1, indicando que la salida puede estar conectada al enlace de CD, para el caso de Li_g, Ri_g , son las inductancias y resistencias por fase.

Considerando un sistema trifasico balanceado, la suma de los voltajes de fase a neutro es igual a cero, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad (3.67)$$

La ecuación anterior se puede expresar de la siguiente forma:

$$V_{jn} = V_{j0} - V_{n0} \quad (3.68)$$

Donde $j = a, b, c$

$$V_{a0} - V_{n0} + V_{b0} - V_{n0} + V_{c0} - V_{n0} = 0 \quad (3.69)$$

Agrupando términos se obtiene:

$$-3V_{n0} + V_{a0} + V_{b0} + V_{c0} = 0 \quad (3.70)$$

Despejando a V_{n0} de la ecuación anterior:

$$V_{n0} = \left(\frac{1}{3}\right)(V_{a0} + V_{b0} + V_{c0}) \quad (3.71)$$

Agrupando y simplificando términos para cada fase:

$$\begin{aligned} V_{an} &= \frac{2}{3}V_{a0} - \frac{1}{3}(V_{b0} + V_{c0}) \\ V_{bn} &= \frac{2}{3}V_{b0} - \frac{1}{3}(V_{a0} + V_{c0}) \\ V_{cn} &= \frac{2}{3}V_{c0} - \frac{1}{3}(V_{a0} + V_{b0}) \end{aligned} \quad (3.72)$$

Los voltajes en las terminales de convertidor pueden ser expresados en términos de las señales de conmutación mediante la siguiente expresión:

$$V_{j0} = V_{cd}s_{jg} \quad (3.73)$$

En donde s_{jg} puede ser 0 o 1 y $j = a, b, c$

Se expresan los voltajes en terminales del convertidor en función de las señales de control de conmutación:

$$\begin{aligned} V_{an} &= \frac{V_{cd}}{3}(2s_{ag} - s_{bg} - s_{cg}) \\ V_{bn} &= \frac{V_{cd}}{3}(-s_{ag} + 2s_{bg} - s_{cg}) \end{aligned} \quad (3.74)$$

$$V_{cn} = \frac{V_{cd}}{3}(-s_{ag} - s_{bg} + 2s_{cg})$$

Obteniendo este sistema de ecuaciones se sustituye en el primer sistema de ecuaciones:

$$V_{ag} = Ri_{ag} + L \frac{di_{ag}}{dt} + \frac{V_{cd}}{3}(2s_{ag} - s_{bg} - s_{cg}) \quad (3.75)$$

$$V_{bg} = Ri_{bg} + L \frac{di_{bg}}{dt} + \frac{V_{cd}}{3}(-s_{ag} + 2s_{bg} - s_{cg}) \quad (3.76)$$

$$V_{cg} = Ri_{cg} + L \frac{di_{cg}}{dt} + \frac{V_{cd}}{3}(-s_{ag} - s_{bg} + 2s_{cg}) \quad (3.77)$$

Considerando lo anterior la expresión en forma matricial es:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{V_{cd}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_{ag} \\ s_{bg} \\ s_{cg} \end{bmatrix} \quad (3.78)$$

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} = \frac{V_{cd}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_{ag} \\ s_{bg} \\ s_{cg} \end{bmatrix} \quad (3.79)$$

3.2.4.2. Modelado del bus de CD

La ecuación que representa la dinámica del voltaje en el enlace de CD del convertidor está dada por la siguiente ecuación:

$$C \frac{dV_{cd}}{dt} = i_c = i_{orSC} - i_{ogSC} \quad (3.80)$$

Donde C, es la capacitancia del capacitor, V_{cd} es el voltaje en el capacitor, i_c es la corriente que fluye en el enlace de CD y i_{orSC} , i_{ogSC} son las corrientes en el RSC y GSC.

Las ecuaciones que permiten obtener las corrientes i_{orSC} , i_{ogSC} , a partir de las corrientes abc del RSC y GSC, en función de las señales de control de conmutación:

$$i_{orSC} = s_{ar}i_{ar} + s_{br}i_{br} + s_{cr}i_{cr} \quad (3.81)$$

$$i_{ogSC} = s_{ag}i_{ag} + s_{bg}i_{bg} + s_{cg}i_{cg} \quad (3.82)$$

El valor del voltaje se puede establecer de manera arbitraria o para una aplicación. Se debe tener un nivel de amplitud más elevado que la amplitud pico del voltaje de la red de línea a línea, esto para lograr un control completo de las corrientes de red. De acuerdo a la literatura este valor se define en una relación entre 1.2 a 1.5 veces el voltaje pico de la red línea a línea [32].

3.2.4.3. Convertidor del lado del rotor (RSC, por sus siglas en inglés)

El sistema de ecuaciones que modela al circuito equivalente del RSC, se obtiene de manera análoga al GSC, el cual es expresado por el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{V_{cd}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -2 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_{ar} \\ s_{br} \\ s_{cr} \end{bmatrix} \quad (3.83)$$

$$\begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix} = \frac{V_{cd}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -2 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_{ar} \\ s_{br} \\ s_{cr} \end{bmatrix} \quad (3.84)$$

3.3. Integración del sistema y diseño de los controladores

Una vez desarrollado el modelado matemático de los diversos subsistemas y comprobado su funcionamiento, se procedió a realizar la integración del SCEE, tomando como salida de la turbina eólica el par y la velocidad angular mecánica, posteriormente esta salida se utilizó como al sistema de transmisión mecánico, de donde se obtuvo como salida la velocidad angular mecánica, la cual se utiliza como entrada en el rotor del DFIG, por su parte, el convertidor back to back se utilizó para alimentar las terminales del rotor del DFIG, esto con la finalidad de obtener voltajes trifásicos en las terminales del estator, en la Figura 3.5 se muestra el SCEE en lazo abierto.

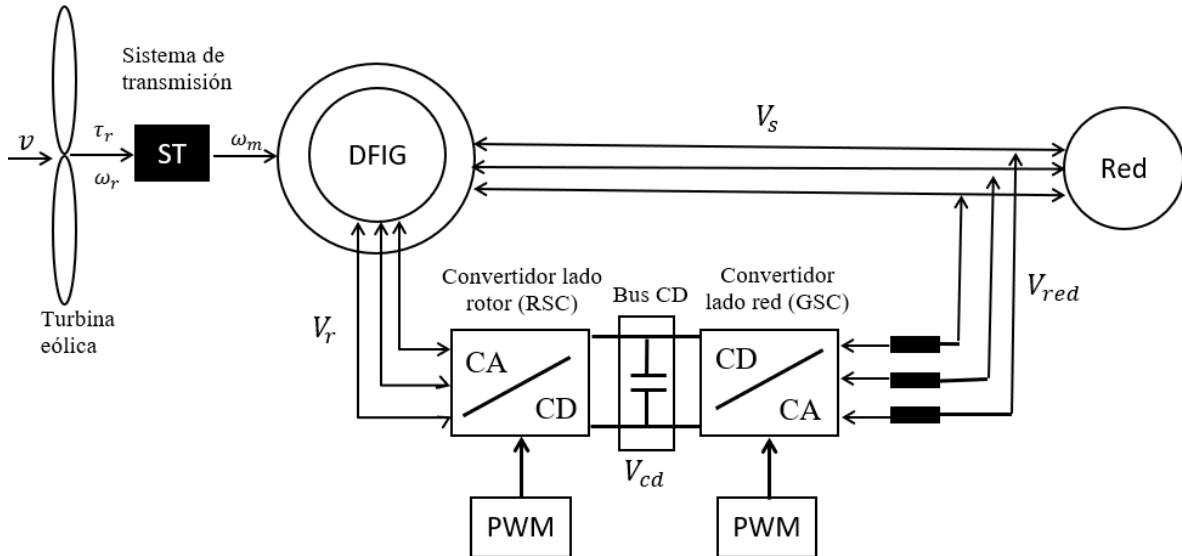


Figura 3.5. SCEE a lazo abierto.

Una vez funcionando el SCEE en lazo abierto se realizó el diseño de los controladores, un lazo de control para el GSC y otro para el RSC, el controlador para el GSC

ayuda a regular el voltaje en el bus de CD dado que el GSC opera como rectificador y el controlador para RSC ayuda a regular el voltaje que alimenta a las terminales del rotor del DFIG, dado que el RSC opera como inversor, en la Figura 3.6 se muestra el SCEE en lazo cerrado.

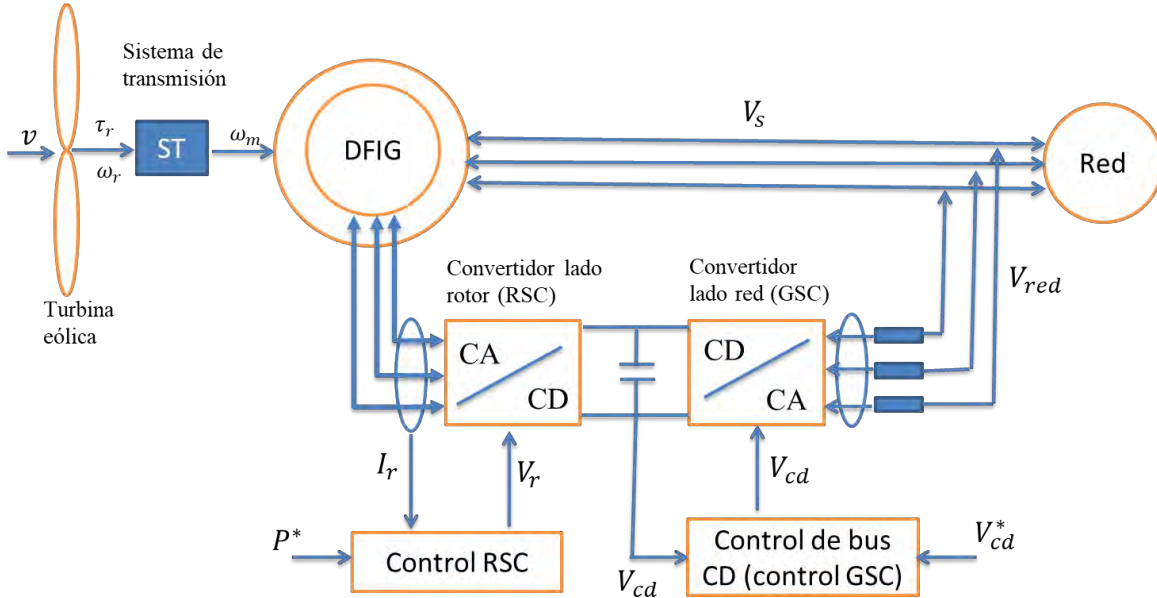


Figura 3.6. SCEE en lazo cerrado.

Para poder manipular adecuadamente los voltajes del convertidor back to back y obtener el voltaje deseado en las terminales del bus de CD y el DFIG. Para el GSC se diseña el controlador PI con el objetivo de mantener el voltaje del bus de CD en un valor de referencia correspondiente a 260V, se calcula la señal de error a partir del voltaje de referencia y el voltaje en el bus:

$$e(t) = V_{CD}^*(t) - V_{CD}(t) \quad (3.85)$$

En donde:

$e(t)$: Es la señal de error

$V_{CD}^*(t)$: Es el voltaje deseado en CD

$V_{CD}(t)$: Es el voltaje medido en el bus de CD

A partir de la señal de error se diseña el controlador PI, obteniendo así una señal de control la cual está dada por la ecuación (3.86), las ganancias de dicho controlador se obtuvieron aplicando la técnica de prueba y error, obteniendo así valores para $k_p = 1.26$ y $k_i = 0.02$, la señal de control obtenida es comparada con tres señales portadoras (G_p) de 60 Hz, desfasadas 120° entre sí, para generar la señal de modulación PWM, esta señal ayuda a

los dispositivos de conmutación del GSC para obtener el voltaje en el bus de CD. En la Figura 3.7 se muestra el esquema de control del convertidor del lado de la red.

$$u(t) = k_p e(t) + k_i \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (3.86)$$

En donde:

$u(t)$: Señal de control del PI

k_p : Ganancia proporcional

k_i : Ganancia integral

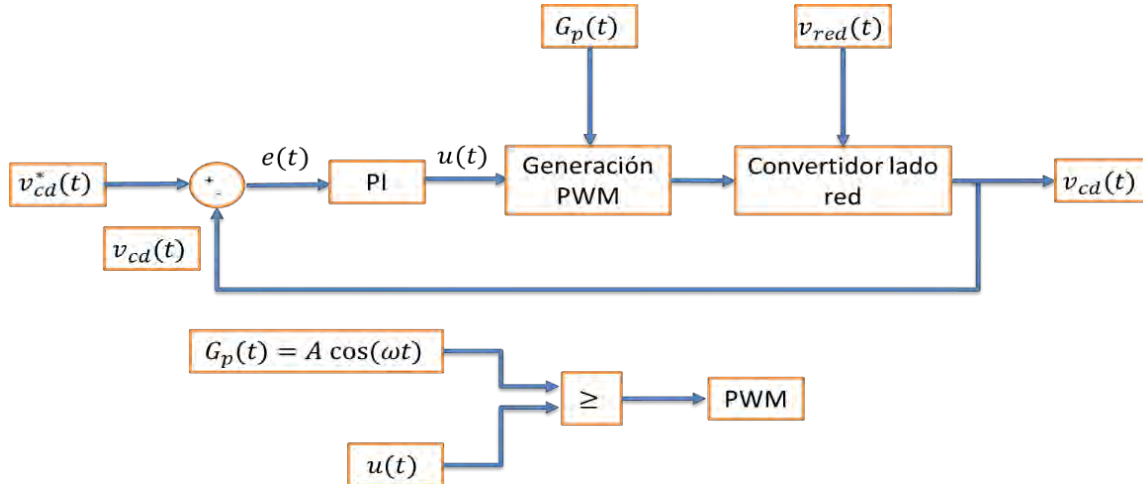


Figura 3.7. Controlador PI para el GSC.

Después se realizó el diseño del controlador PI para el RSC con la finalidad de regular el voltaje en las terminales del rotor del DFIG. Para ello, se utiliza la transformación qd0 desarrollada con anterioridad al DFIG, en donde se consideró la corriente en el eje d del rotor (I_d) y la corriente deseada, la cual se obtiene a partir de la potencia que requiere el usuario, en este caso, la conexión de la red eléctrica. Tomando como referencia una potencia de 200 W trifásica, se calcula la corriente deseada.

$$P(t) = \sqrt{3}V_L(t)I(t) \quad (3.87)$$

$$I(t) = \frac{P(t)}{\sqrt{3}V_L(t)} \quad (3.88)$$

$$I_{ref}^*(t) = I(t) \quad (3.89)$$

En donde:

$P(t)$: Potencia requerida por el generador

$V_L(t)$: Voltaje trifásico de línea a línea del generador

$I(t)$: Corriente (rms) del generador

Una vez determinada la corriente de referencia, se calcula el error e_t entre la corriente deseada y la corriente en el eje d del rotor:

$$e_i(t) = I_{ref}^*(t) - I_{dr}(t) \quad (3.90)$$

En donde:

$e_i(t)$: Señal de error de corriente

$I_{ref}^*(t)$: Corriente de referencia

$I_{dr}(t)$: Corriente medida en el eje d del rotor

A partir del error se diseña el controlador PI, de donde se obtiene la señal de control expresado en (3.91) las ganancias del controlador se obtuvieron aplicando la técnica de prueba y error, obteniendo así valor de $k_p = 134$ y $k_i = 98$. La señal de control se compara con tres señales portadoras (G_{pi}), desfasadas 120° entre sí, para generar la señal de modulación PWM que ayudará a la conmutación de los interruptores del RSC para obtener el voltaje requerido en las terminales del rotor, esto con el objetivo de poder obtener el voltaje en las terminales del estator para el suministro a la red eléctrica, en la Figura 3.8 se muestra el esquema de control del RSC.

$$u_i(t) = k_p e_i(t) + k_i \int_0^t e_i(\tau) d\tau \quad (3.91)$$

En donde:

$u_i(t)$: Señal de control del PI para la corriente

k_p : Ganancia proporcional

k_i : Ganancia integral

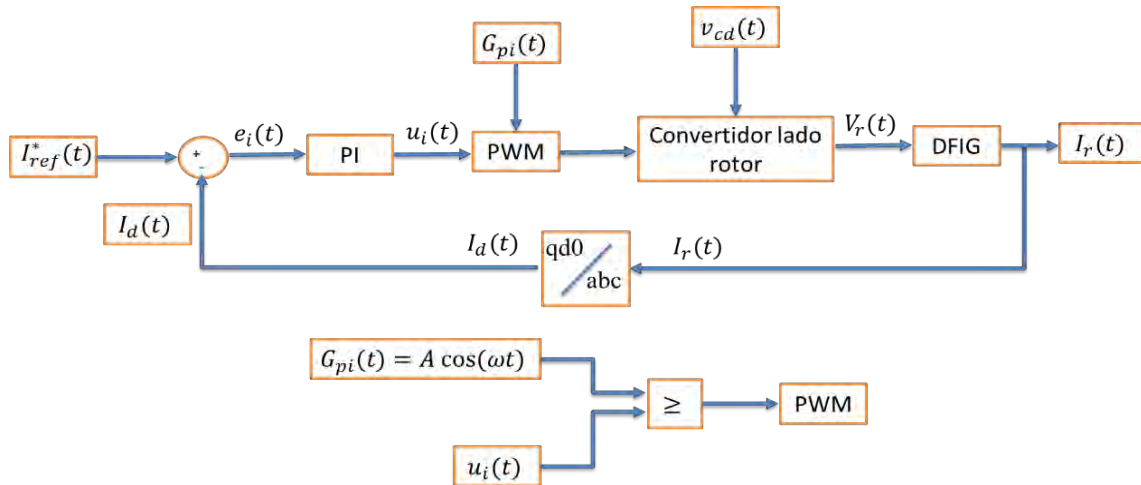


Figura 3.8. Controlador PI para el RSC.

Capítulo 4. Diseño de Modelos de Fallas en el Sistema de Conversión de Energía Eoloelectrónica

4.1. Introducción

En este capítulo se diseñan modelos de fallas en sensores y parámetros del DFIG para conocer el efecto que estas fallas provocan en el SCEE. Los diferentes tipos de fallas que afectan a los sensores, actuadores o parámetros, son las fallas abruptas, derivas e intermitentes; las fallas abruptas se representan con una señal tipo escalón de los actuadores, sensores o parámetros del sistema, las fallas derivas se representan como cambios en los parámetros del sistema o valores de offset en las mediciones de los sensores y las fallas intermitentes, se presentan durante intervalos de tiempo arbitrarios en las mediciones de los sensores o actuando sobre los parámetros del sistema, en la Figura 4.1 se muestran los tipos de fallas.

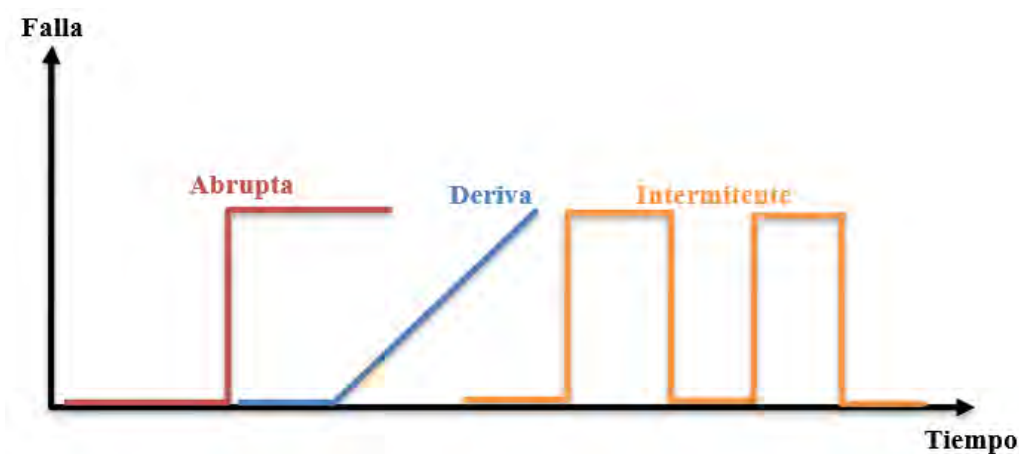


Figura 4.1. Tipos de fallas más comunes.

Estas fallas pueden ser representadas como aditivas o multiplicativas. Las fallas aditivas influyen sobre las variables del sistema mediante una adición de la falla sobre la señal medida, por lo general se modelan como niveles de offset en los sensores; las fallas multiplicativas, se modelan como el producto entre ella y la variable, estas fallas se modelan con cambios de parámetros dentro del sistema, en la Figura 4.2 se muestra la representación de la falla aditiva y en la Figura 4.3 se muestra la representación de la falla multiplicativa.

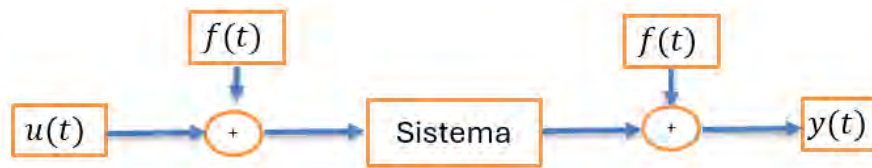


Figura 4.2. Falla aditiva.

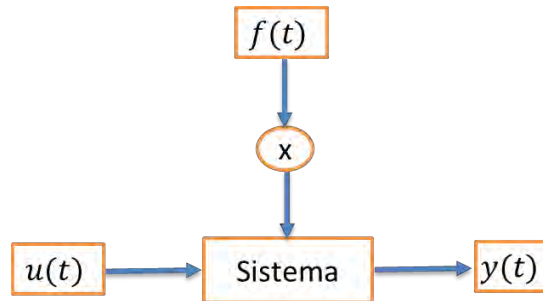


Figura 4.3. Falla multiplicativa.

Los actuadores y sensores son claves en el funcionamiento de los SCEE y están situados en los diferentes subsistemas como es: la turbina eólica, el sistema de transmisión mecánico o el DFIG. Las fallas en sensores del DFIG pueden presentarse en la velocidad del rotor del DFIG, en mediciones incorrectas de voltajes, corrientes, temperaturas, entre otras. La causa de las fallas puede ser por factores eléctricos, mecánicos o parámetros ambientales, como temperatura o humedad. Las principales fallas en parámetros de los subsistemas se encuentran en el sistema de transmisión mecánico y el DFIG, por su parte, en el DFIG las fallas suelen originarse en los devanados del rotor y estator, barra del rotor, anillos del rotor o fallas en los cojinetes, como causa de estas fallas puede deberse a la degradación del aislamiento o la conexión a la red eléctrica la cual es sometida a caídas de voltaje.

4.2. Modelos de fallas en sensores en el generador de inducción doblemente alimentado

En particular, los sensores de corriente y voltaje son esenciales para la operación del DFIG y del SCEE en conjunto. Sin embargo, la fallas en estos sensores pueden provocar mediciones erróneas y con ello el desajuste en los lazos de control.

Se analiza la falla en dos tipos de sensores, el sensor de corriente y de voltaje, ambos situados en el DFIG, para estas fallas abrupta e intermitente se tomaron las siguientes consideraciones:

Falla abrupta en el sensor de corriente (rotor y estator): Representa situaciones en las que el sensor deja de reportar datos precisos o genera valores erróneos permanentes, esto debido a causas físicas como el sobrecalentamiento del sensor.

A continuación, se muestra el modelo de falla en el sensor de corriente en el DFIG, este tipo de modelo de falla ha sido usado en [9] y [11] para simular fallas en sensores de corriente en el DFIG, en donde, f_1 es el operador de falla del 90% que se presenta en el tiempo 0.4s, I_s e I_r es la señal medida en el estator y rotor, I_{sm} e I_{rm} , es la señal medida con falla en el estator y rotor.

$$\begin{bmatrix} I_{sm}(t) \\ I_{rm}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_s(t) \\ I_r(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} f_1 & 0 \\ 0 & f_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_s(t) \\ I_r(t) \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

$$f_1 \in (0,1)$$

Falla intermitente en el sensor de voltaje: La señal del sensor se ve afectada de manera periódica, lo que puede llevar a la desestabilización de los controladores, esto debido a causas físicas como la degradación del sensor.

Se realizó el modelo de falla en el sensor de voltaje, este tipo de modelado ha sido usado en [10] para simular fallas en sensores en el DFIG, en donde V_r , es el voltaje del rotor, I_r , es la corriente del rotor, R_r , es la resistencia del rotor, Ψ_r , son los enlaces de flujos de los devanados del rotor, f_2 , es el operador de falla del 80% que se presenta en los intervalos de tiempo (0.2s – 0.4s) y (0.6s – 0.8s), V_{rm} , es la señal medida con falla en el rotor.

$$V_r(t) = R_r I_r(t) + p \Psi_r \quad (4.2)$$

$$V_{rm}(t) = V_r(t) + (V_r(t))(f_2) \quad (4.3)$$

$$f_2 \in (0,1)$$

4.3. Modelos de fallas en parámetros en el generador de inducción doblemente alimentado

Los daños en los componentes (devanados) provocan variaciones en los parámetros del DFIG que pueden dar como resultado un cambio en la dinámica de este, provocando que el SCEE no trabaje de forma correcta.

En esta sección se analiza el impacto de las fallas en parámetros en el DFIG, para este caso, fallas en cortocircuito en los devanados del rotor y en los devanados del estator, para ambos casos se consideran fallas derivas y se toman las siguientes consideraciones:

Falla de cortocircuito en un devanado del rotor: Para este caso se tomó en consideración la fase b del rotor, en donde se ve afectada la resistencia del rotor, el valor de la resistencia disminuye con respecto del tiempo, esto debido a la degradación que sufre éste con el paso del tiempo.

A continuación, se muestra el modelo de la falla en la resistencia de la fase b del rotor del DFIG, en donde, V_r , es el voltaje del rotor, I_r , es la corriente del rotor, R_r , es la resistencia del rotor, Ψ_r , son los enlaces de flujos de los devanados del rotor, L_{rr} , es la inductancia del rotor, L_{sr}^T , es la matriz de acoplamiento entre el estator y el rotor, f_3 , es el operador de falla que toma valores de $1 > f_3 > 0.006$, en el intervalo de tiempo $(0.2s - 0.8s)$, V_{rm} , es la señal medida con falla en el rotor.

$$V_r(t) = R_r I_r(t) + p \Psi_r \quad (4.4)$$

$$\Psi_r = L_{sr}^T I_s + L_{rr} I_r \quad (4.5)$$

$$V_{rm}(t) = \begin{bmatrix} r & 0 & 0 \\ 0 & r * f_3 & 0 \\ 0 & 0 & r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ar}(t) \\ I_{br}(t) \\ I_{cr}(t) \end{bmatrix} + p \Psi_r \quad (4.6)$$

$$1 > f_3 > 0.006$$

Falla de cortocircuito en el devanado del estator: Para este análisis se tomó en consideración la fase a del estator, en donde se ve afectada la inductancia del estator, el valor de la inductancia disminuye con respecto del tiempo esto debido a la degradación del aislamiento en el devanado, generando un cortocircuito y reduciendo el número de vueltas, provocando la disminución de la inductancia.

A continuación, se muestra el modelo de la falla en la inductancia de la fase a del estator del DFIG, el modelo de falla en parámetros ha sido usado en [18] para simular fallas de cortocircuito en el DFIG, en donde, V_s , es el voltaje del estator, I_s , es la corriente del estator, R_s , es la resistencia del estator, L_{ss} , es la inductancia del estator, L_{sr} , es la matriz de acoplamiento entre el estator y el rotor, Ψ_s , son los enlaces de flujos de los devanados del

estator, f_4 , es el operador de falla que toma valores de $1 > f_4 > 0.006$, en el intervalo de tiempo $(0.2s - 0.8s)$, V_{sm} , es la señal medida con falla.

$$V_s(t) = R_s I_s(t) + p\Psi_s \quad (4.7)$$

$$V_s(t) = R_s I_s(t) + \frac{d\Psi_s(t)}{dt} \quad (4.8)$$

$$\Psi_s f = (L_{ss} f) I_s + (L_{sr} f) I_r \quad (4.9)$$

$$f = \begin{bmatrix} f_4 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

$$V_{sm}(t) = R_s I_s(t) + \frac{d\Psi_s(t)f}{dt} \quad (4.10)$$

$$1 > f_4 > 0.006$$

Capítulo 5. Resultados

5.1. Introducción

En esta sección se presentan los resultados obtenidos del trabajo de investigación desarrollado, en donde se muestran las simulaciones de los modelos desarrollados de cada subsistema, la integración del sistema, y el sistema expuesto a falla abrupta en el sensor de corriente, falla intermitente en el sensor de voltaje y falla deriva en parámetros del DFIG, todos estos modelos desarrollados en el capítulo 4.

5.2. Simulación de los subsistemas del SCEE.

Para llevar a cabo la simulación de la turbina eólica, se utilizan datos del perfil de viento de la comunidad de Santo Domingo Tehuantepec, Oaxaca, en donde los valores obtenidos corresponden a la fecha del 1 de enero al 31 de diciembre del año 2021, el comportamiento de estos datos se muestra en la Figura 5.1.

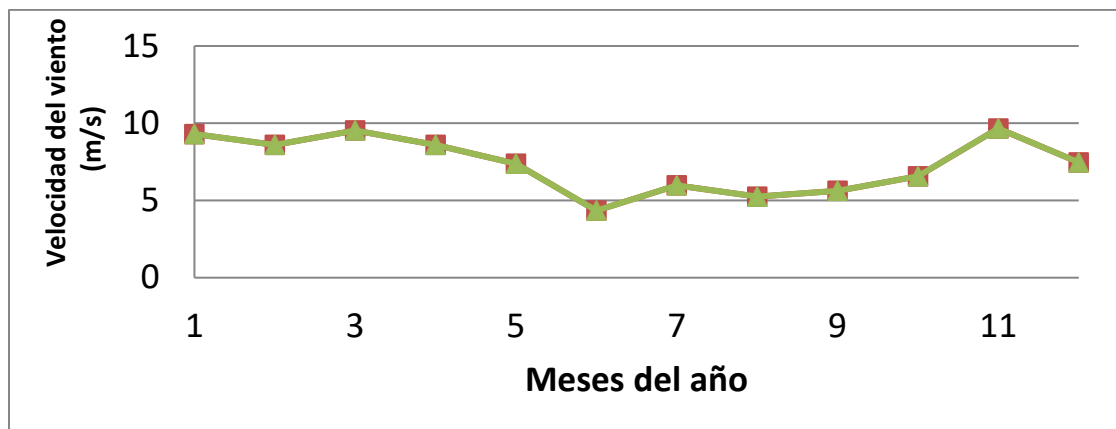


Figura 5.1. Perfil de la velocidad del viento.

Debido que se considera una turbina eólica estática, se toma el promedio del perfil de viento, para tener una velocidad de viento constante la cual es la que ingresa a la turbina eólica. Posteriormente se realizó la simulación de la turbina eólica en el ambiente Matlab/Simulink a partir de los parámetros mostrados en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Parámetros de la turbina eólica.

Parámetros	Valores
Densidad del aire $\rho \left(\frac{kg}{m^3}\right)$	1.225
Radio de la turbina eólica R (m)	55
Velocidad del viento (m/s)	6.84
Ángulo de ataque (beta)	0
Velocidad de punta de aspas (lambda)	7.2

Con los parámetros de la Tabla 5.1 se obtuvo el par de la turbina eólica $\tau_r = 9.15 \times 10^5 (Nm)$ y una velocidad angular del rotor de $\omega_r = 0.9 (rad/s)$, como se muestra en la Figura 5.2 y la Figura 5.3, con un valor de lambda optimo $\lambda = 7.2$ y un valor de velocidad del viento $v = 6.84 (m/s)$.

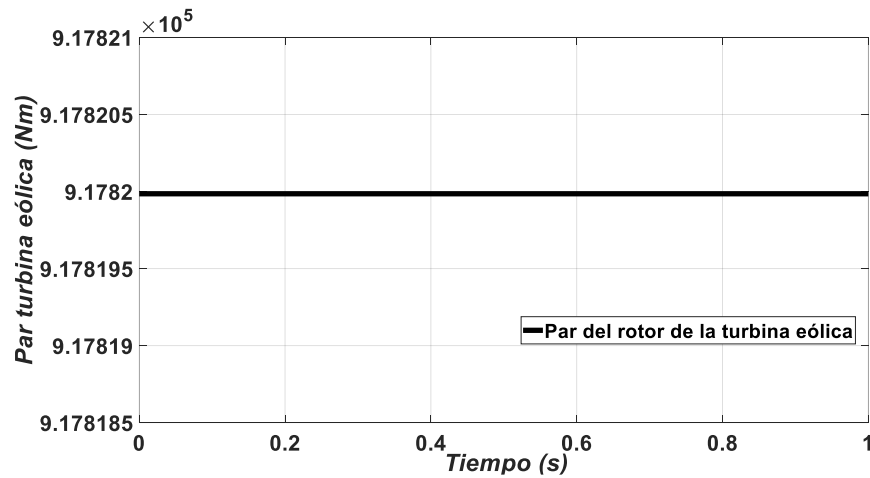


Figura 5.2. Par de la turbina eólica.

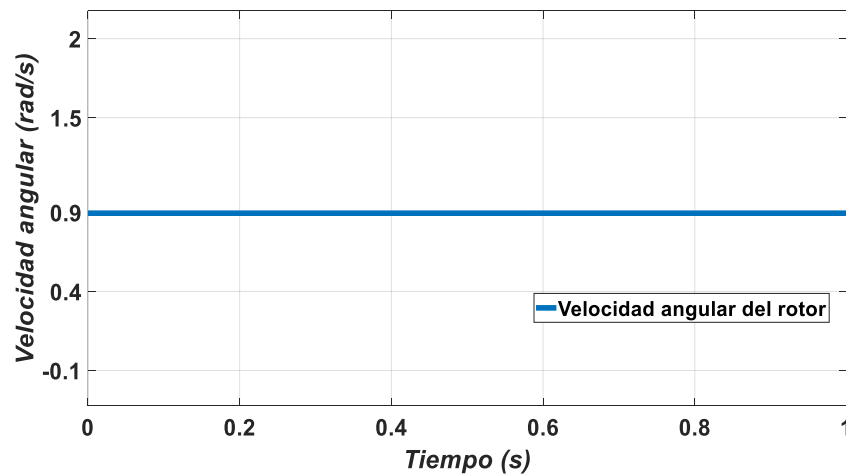


Figura 5.3. Velocidad angular mecánica.

Posteriormente se realizó la simulación del sistema de transmisión mecánico, a partir del modelo desarrollado en el capítulo 3, tomando en consideración los parámetros de la Tabla 5.2.

Tabla 5.2. Parámetros del sistema de transmisión mecánico.

Parámetros	Valores
Par (Nm)	(9.17×10^5)
Constante de inercia (kgm^2)	0.1
Constante de inercia (kgm^2)	4
Relación de caja multiplicadora	36

Con los parámetros de la tabla anterior se tienen los siguientes resultados, en donde se obtuvo una velocidad angular mecánica $\omega_m = 177$ (rad/s), como se muestra en la Figura 5.4 con un par de entrada al sistema de $\tau_r = (9.17 \times 10^5)$ (Nm).

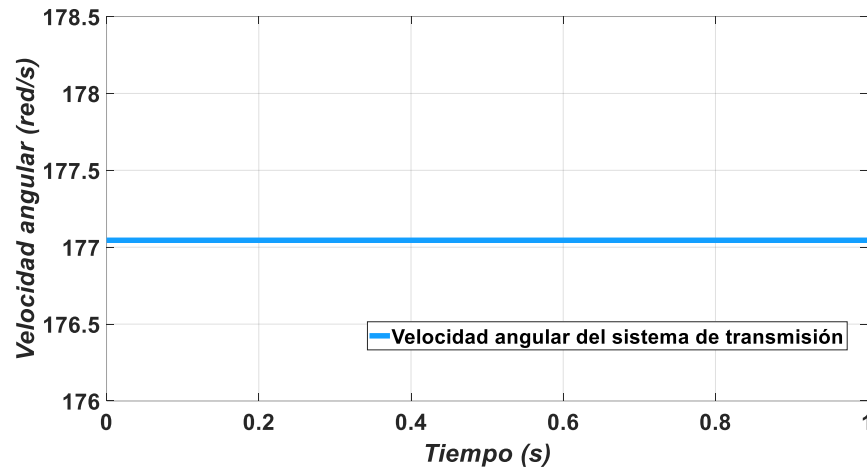


Figura 5.4. Velocidad angular mecánica del sistema de transmisión.

Después se realizó la simulación del DFIG, a partir del modelo desarrollado, tomando en consideración los parámetros de la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Parámetros del DFIG.

Parámetros	Valores
Voltaje en el rotor V_r (V)	20
Número de polos p	4
Resistencia del estator R_s (Ω)	11.995
Resistencia del rotor R_r (Ω)	15.25

Reactancia del estator M_s (Ω)	12.19
Reactancia del rotor M_r (Ω)	12.19
Inercia del generador J (kgm^2)	0.00046423
Coefficiente de fricción B	0
Par de carga τ_g (Nm)	1.25
Velocidad mecánica ω_m (rad/s)	177
Voltaje en el estator V_s (V)	180

A partir de los parámetros de la Tabla 5.3 se obtuvieron valores de corrientes en el estator $I_{abcs} = 1.2A$ y del rotor $I_{abcr} = 1.4A$, así como el voltaje en el estator $V_{abcs} = 180 V$ en coordenadas abc del DFIG, estos resultados se muestran en la Figura 5.5, Figura 5.6 y Figura 5.7.

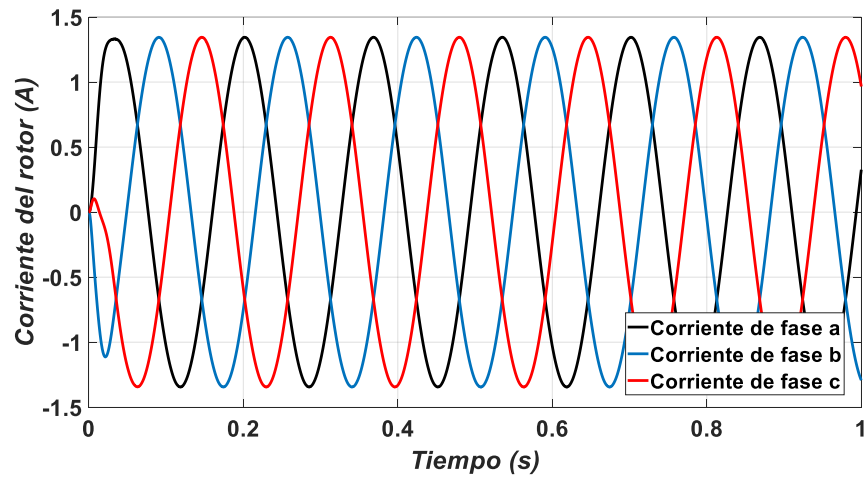


Figura 5.5. Corrientes trifásicas en el rotor.

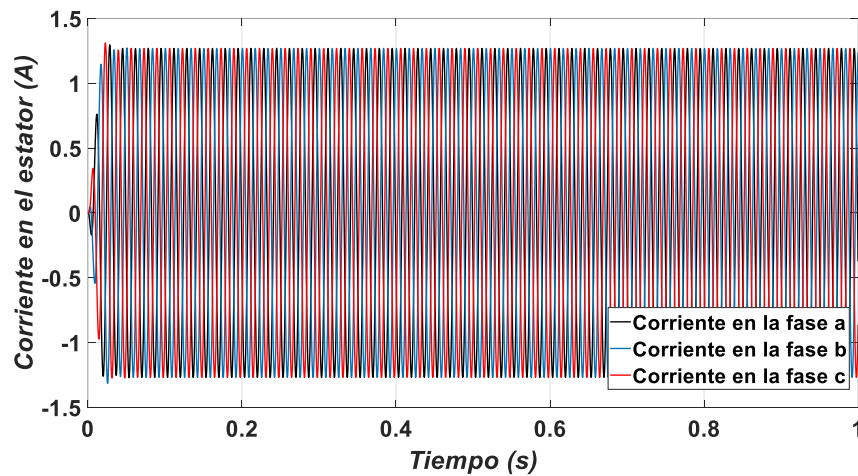


Figura 5.6. Corrientes trifásicas en el estator.

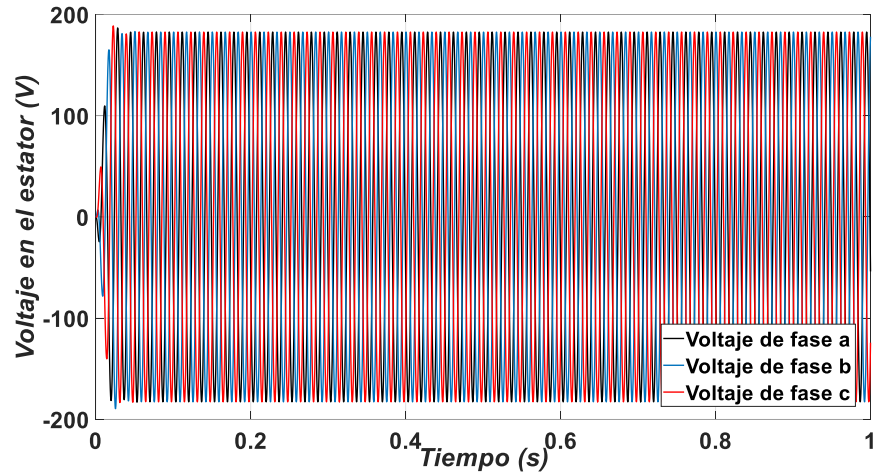


Figura 5.7. Voltajes trifásicos en el estator.

Se realizó la simulación del DFIG en coordenadas $qd0$, ya que para poder diseñar los controladores es más conveniente manejar el sistema en coordenadas $qd0$, para esta simulación se tomaron los mismos parámetros de la Tabla 5.3, en la Figura 5.8, Figura 5.9 y Figura 5.10 se muestran las corrientes en el estator y rotor en coordenadas $qd0$, así como el voltaje en el estator.

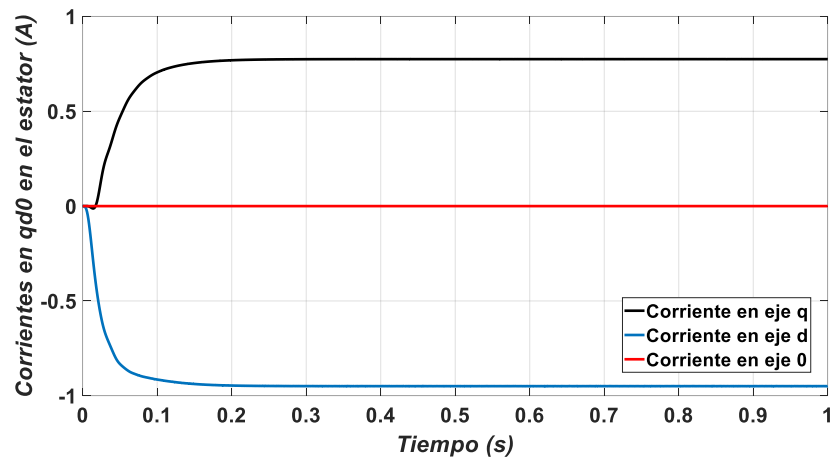


Figura 5.8. Corriente en $qd0$ en el estator.

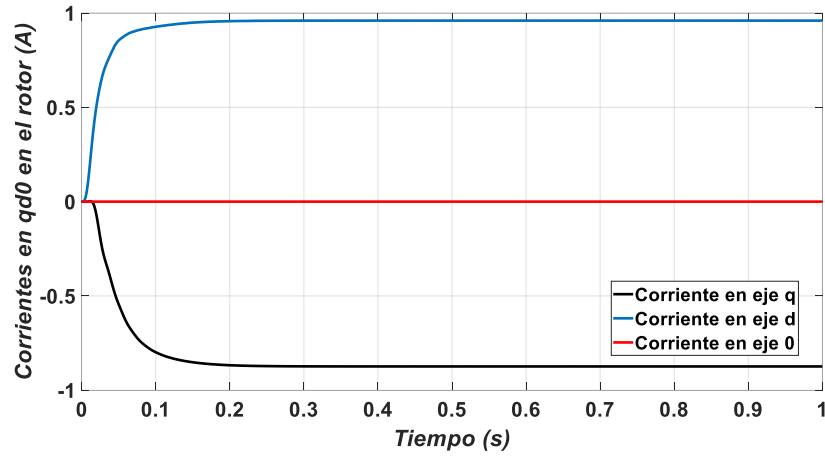


Figura 5.9. Corrientes en qd0 en el rotor.

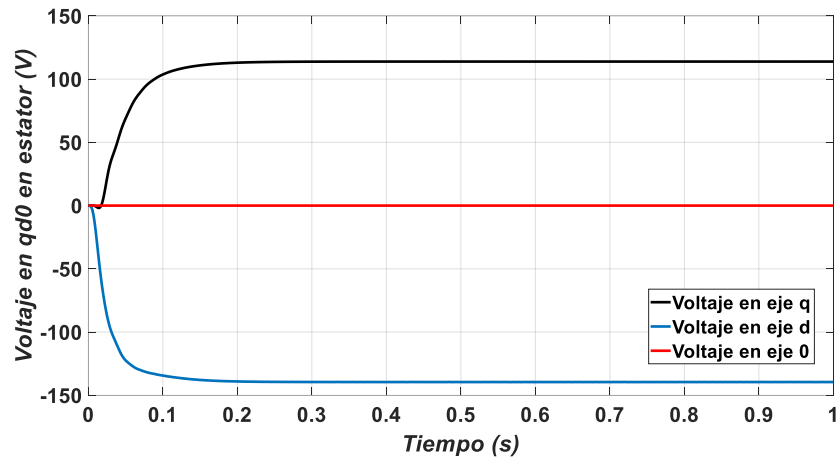


Figura 5.10. Voltaje en qd0 en el estator.

Finalmente se realizó la simulación del convertidor electrónico, tomando en consideración el modo unidireccional, en donde el convertidor del lado de la red trabaja como rectificar y el convertidor del lado del rotor trabaja en modo inversor. Los parámetros tomados en consideración para esta simulación se muestran en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4. Parámetros del convertidor back to back.

Parámetros	Valores
Voltaje de red por fase	180 V
Voltaje en el bus CD	260 V
Voltaje del rotor	20 V
Frecuencia del convertidor lado red	60 Hz
Frecuencia del convertidor lado rotor	6 Hz

En la Figura 5.11 se muestra el voltaje de la red que alimenta al GSC (rectificador) el cual corresponde a $V_{red} = 220 V_{rms}$, posteriormente se obtiene un voltaje en el bus de CD correspondiente a $V_{cd} = 260 V$ como se muestra en la Figura 5.12, este voltaje en CD actúa como fuente de alimentación para el RSC (inversor), obteniendo un voltaje de $V_{rotor} = 20 V$ como se muestra en la Figura 5.13.

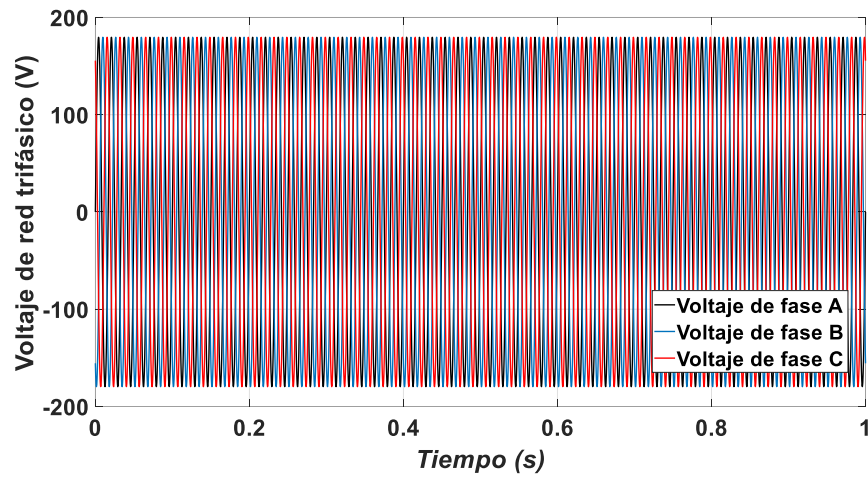


Figura 5.11. Voltajes trifásicos de la red.

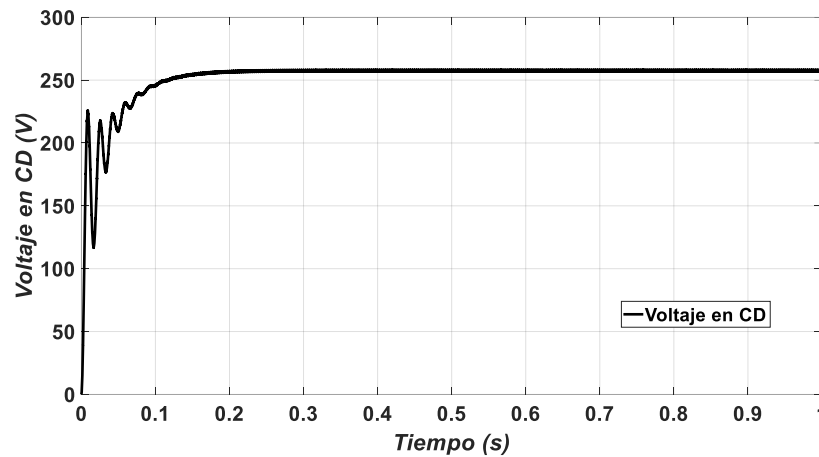


Figura 5.12. Voltaje en el bus de CD.

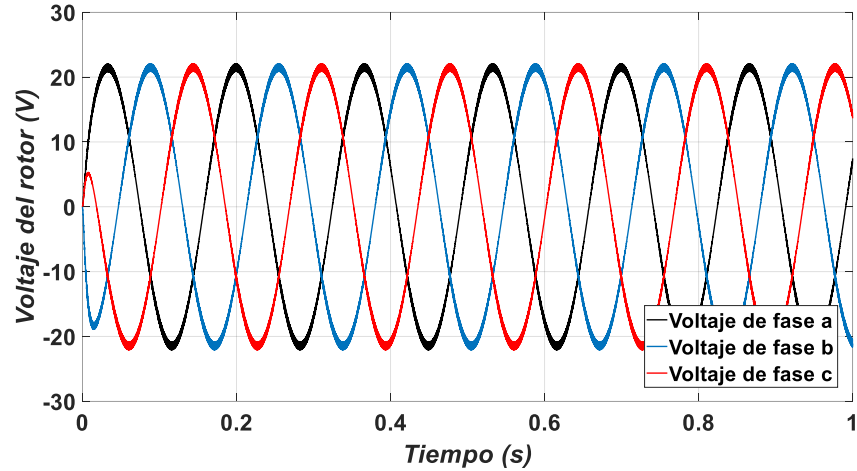


Figura 5.13. Voltajes trifásicos del convertidor lado rotor.

5.3. Integración del SCEE

Una vez realizado la simulación de cada subsistema por separado, se realizó la integración del SCEE, tomando como entrada hacia la turbina eólica la velocidad del viento correspondiente a $v = 6.84 \text{ m/s}$, obteniendo así un par de $\tau_r = 9.17 \times 10^5 \text{ (Nm)}$ y una velocidad angular de $\omega_r = 0.9 \text{ (rad/s)}$, estos valores son utilizados como entrada al sistema de transmisión mecánico, de donde se obtuvo una velocidad angular mecánica de $\omega_m = 177 \text{ (rad/s)}$, la cual es utilizada para mover el rotor del DFIG y con ayuda de la alimentación en sus terminales del rotor poder hacerlo trabajar, para poder obtener el voltaje deseado en las terminales del rotor se diseñaron los controladores (ya desarrollados anteriormente).

Para el caso del GSC el controlador ayuda a regular el voltaje en el bus de CD, en la Figura 5.14 se muestra la respuesta del sistema de control, en donde se observa que el voltaje medido en el bus de CD si llega al voltaje de referencia correspondiente a $V_{ref} = 260 \text{ V}$, con un tiempo de establecimiento de 0.2 s , y un sobreimpulso que llega a los 300 V .

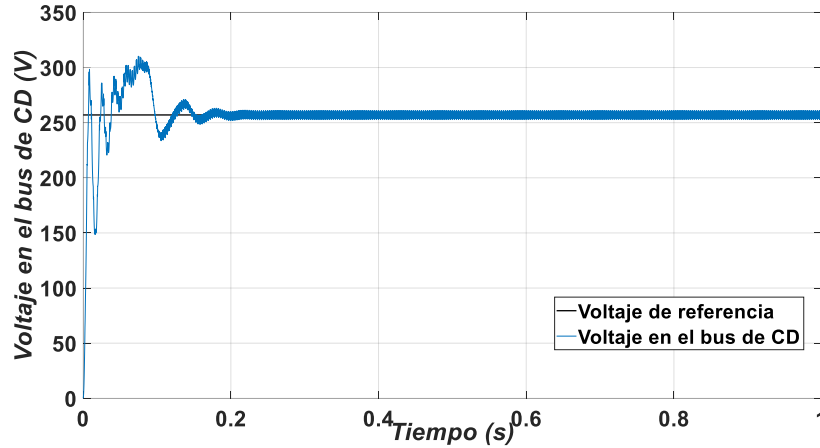


Figura 5.14. Respuesta del sistema de control en el bus de CD.

Por su parte, para el RSC el controlador ayuda a obtener un voltaje trifásico adecuado para alimentar las terminales del rotor del DFIG, en la Figura 5.15 se muestra la respuesta del sistema, para este caso se tomó en consideración la transformada a qd0 del DFIG de donde se tomó la corriente en el eje d del rotor, como se puede observar la corriente medida si alcanza a la corriente de referencia correspondiente a $I_{ref} = 0.98 \text{ A}$, con un tiempo de establecimiento de 0.04s y un sobreimpulso que alcanza los 1.2A.

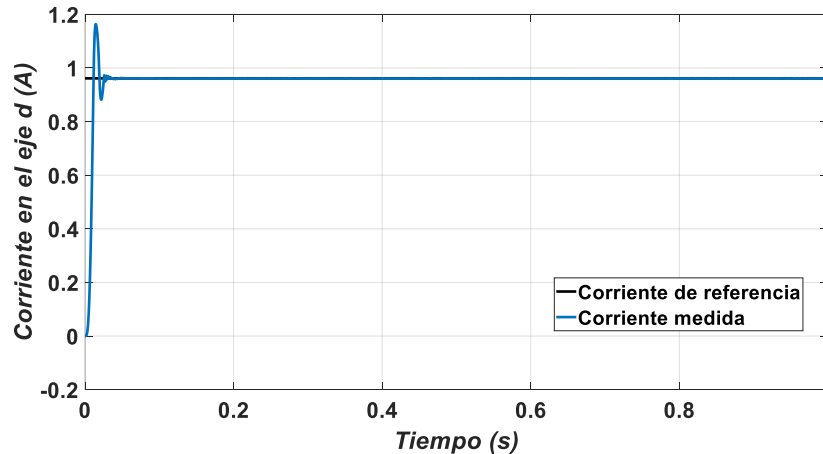


Figura 5.15. Respuesta del sistema del control en la corriente.

En la Figura 5.16 se muestra que el voltaje obtenido en el RSC corresponde a $V_{rotor} = 20 \text{ V}$, necesarios para alimentar las terminales del rotor del DFIG, este voltaje de alimentación en el rotor se induce hacia el estator obteniendo así un voltaje de 180 V_p que corresponde a los 220 V_{rms} trifásicos necesarios para la inyección a la red eléctrica, este voltaje se muestra en la Figura 5.17.

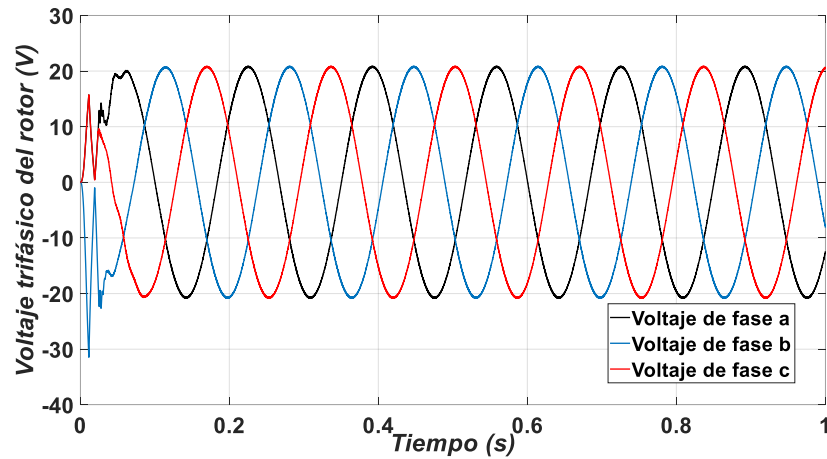


Figura 5.16. Voltaje trifásico en el rotor para alimentar al DFIG.

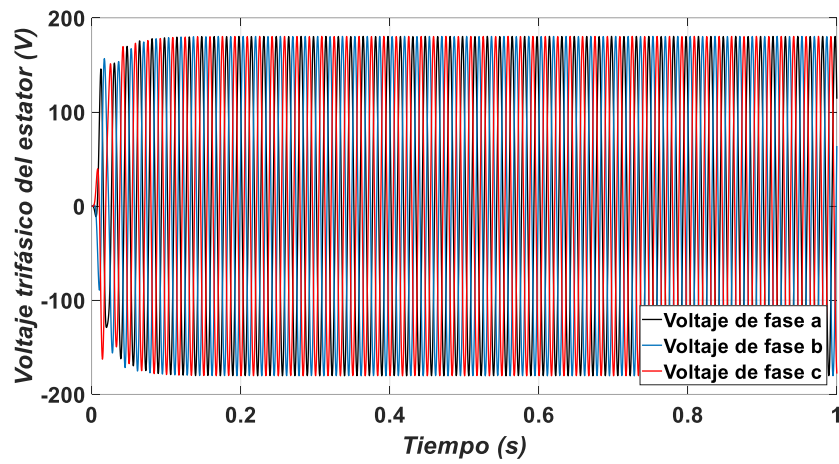


Figura 5.17. Voltaje trifásico en el estator del DFIG.

5.4. Análisis de la falla abrupta en el sensor de corriente del DFIG

Una vez funcionando el SCEE con los debidos controladores, se procedió a analizar el sistema con fallas en sensores de corriente y de voltaje, así como fallas en parámetros en el DFIG, en la Figura 5.18 se muestra el comportamiento de la falla abrupta para el sensor de corriente en donde se tiene en consideración que la falla va a presentarse en el tiempo 0.4s, y que el porcentaje de la falla es del 90%.

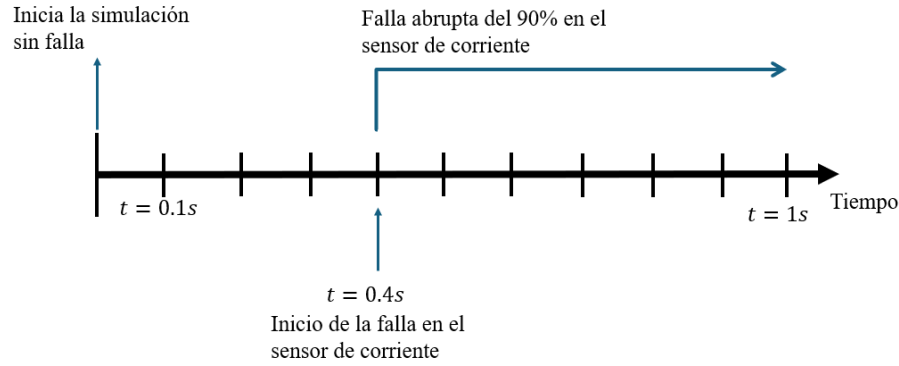


Figura 5.18. Comportamiento de la falla abrupta.

En la Figura 5.19 se muestra el comportamiento de la corriente en el estator del DFIG a lazo abierto con falla en el sensor de corriente, debido a que se trata de una falla abrupta del 90% y el SCEE no tiene control, la corriente en el tiempo 0.4s se incrementa considerablemente lo que se puede tomar como una avería en el sistema, esta simulación se realizó con el objetivo de conocer cómo se comporta el sistema sin un lazo de control.

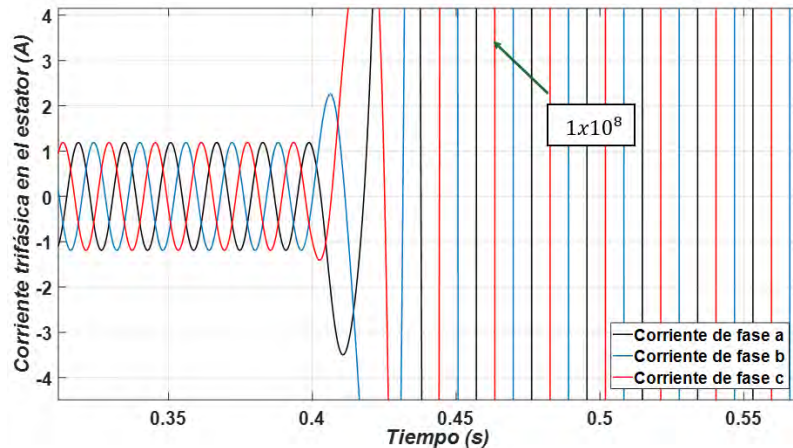


Figura 5.19. Corriente trifásica en el estator con falla abrupta en 0.4s (lazo abierto).

Posteriormente se muestra en la Figura 5.20 el comportamiento de la corriente en el estator del DFIG con la falla abrupta presentada en el tiempo 0.4s, tomando en consideración el SCEE a lazo cerrado, el controlador si logra estabilizar al sistema en el tiempo 0.43s después de presentarse la falla, solo que ocasiona un pico de corriente en el estator y con ello un desajuste en el controlador lo cual provoca que estos picos se propaguen hacia el voltaje en el rotor y estator expresados en la Figura 5.21 y la Figura 5.22, y exista un incremento de la potencia de salida de 195W a 240W, en este instante de tiempo.

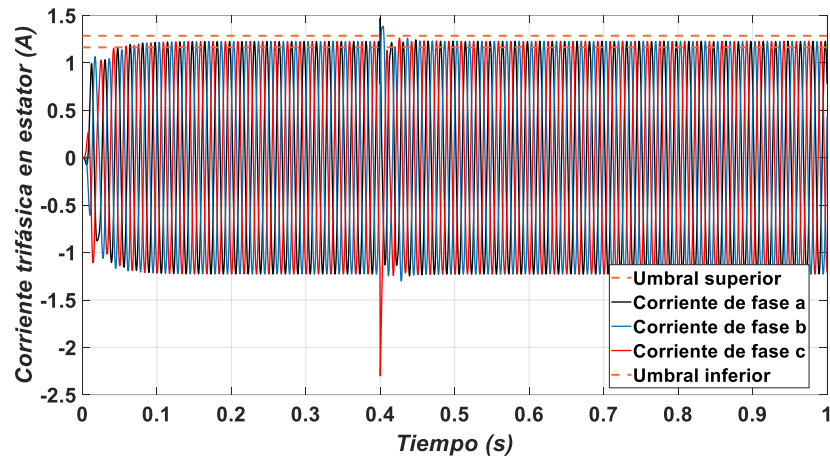


Figura 5.20. Corriente trifásica en el estator con falla abrupta en 0.4s en el sensor de corriente.

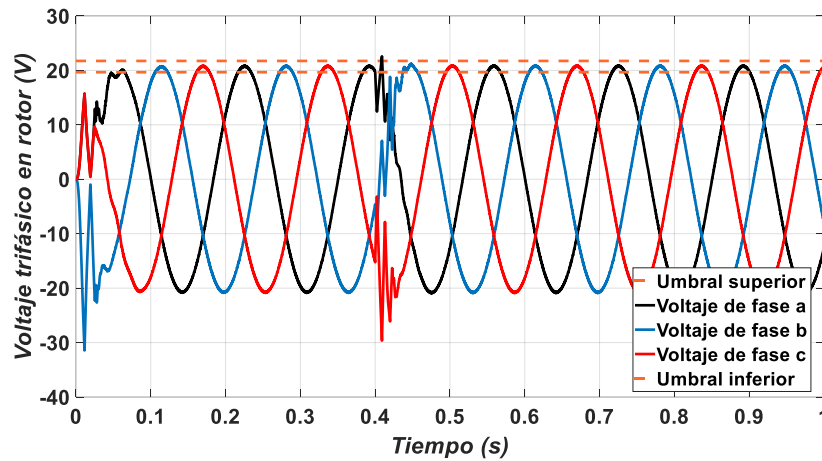


Figura 5.21. Voltaje trifásico en el rotor con falla en el sensor de corriente.

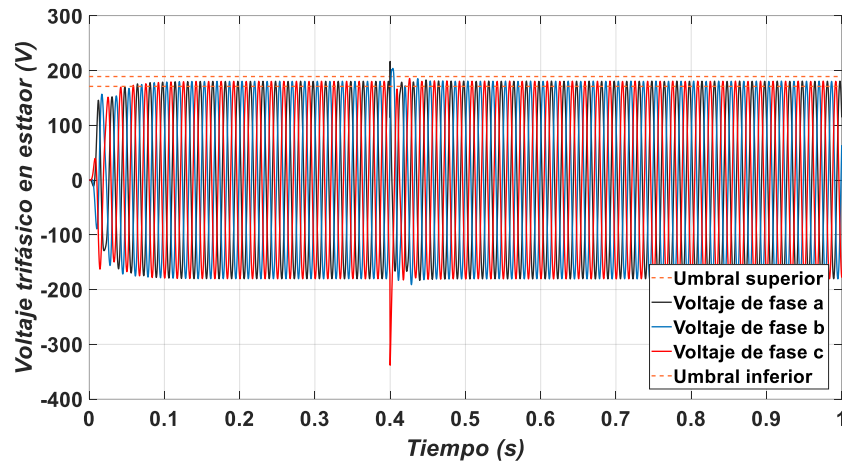


Figura 5.22. Voltaje trifásico en el estator con falla en el sensor de corriente.

En la Tabla 5.5 se muestran los valores que toma la corriente en el estator y el voltaje en el rotor en lazo cerrado a partir de la falla abrupta, y tomando en consideración un umbral del 5% para ambas señales, para el caso de la corriente su valor nominal es de 1.225 A y el

valor impuesto por el umbral del 5% alcanza el valor de corriente de 1.2863 A, al presentarse la falla el valor máximo de amplitud que alcanza es de 2 A lo que supera el umbral y se considera como una falla, para el caso del voltaje el valor nominal es de 20.7 V, al presentar la falla el valor de amplitud máximo llega hasta 29.8 V, lo que supera el valor impuesto por el umbral y se considera una falla.

Tabla 5.5. Tabla de análisis de la falla en el sensor de corriente.

Descripción	Tipo de falla	Corriente nominal (A)	Corriente medida con falla (A)	Umbral superior (5%) (A)	Umbral inferior (5%) (A)	Falla detectada (Si/No)
Falla en sensor de corriente	Aumento abrupto de corriente (90%)	1.225 (A)	2 (A)	1.2863 (A)	1.1638 (A)	Si
Descripción	Tipo de falla	Voltaje nominal en rotor (V)	Voltaje medido con falla en rotor (V)	Umbral superior (V)	Umbral inferior (V)	Falla detectada (Si/No)
Falla en sensor de corriente	Aumento abrupto de corriente (90%)	20.7 (V)	29.8 (V)	21.7350 (V)	19.6650 (V)	Si

5.5. Análisis de la falla intermitente en el sensor de voltaje del DFIG

Se procedió a analizar el sistema con falla en el sensor de voltaje, en donde se tiene en consideración una falla intermitente del 80%, la cual va a presentarse en los intervalos de tiempo $(0.2s - 0.4s)$ y $(0.6s - 0.8s)$, este modelo está expresado en las ecuaciones (4.2) y (4.3) desarrollados previamente, en la Figura 5.23 se muestra el comportamiento de esta falla.

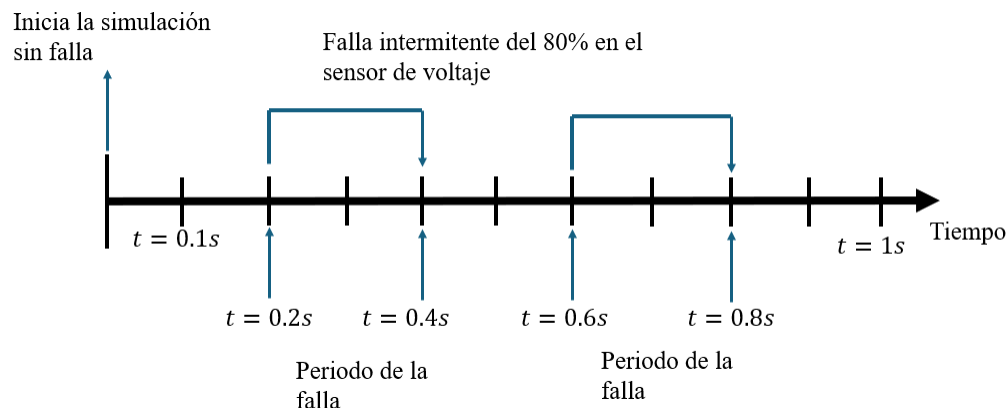


Figura 5.23. Comportamiento de la falla intermitente.

En primera instancia se analizó el sistema en lazo abierto, en la Figura 5.24 se muestra el comportamiento del voltaje en el rotor del DFIG con falla en el sensor de voltaje, dado que se trata de una falla del 80% la amplitud máxima que alcanza el voltaje en el periodo de la falla es de aproximante 36 V, estos incrementos de voltaje provocan en una máquina física un calentamiento en los devanados lo cual puede llevar a una avería de este.

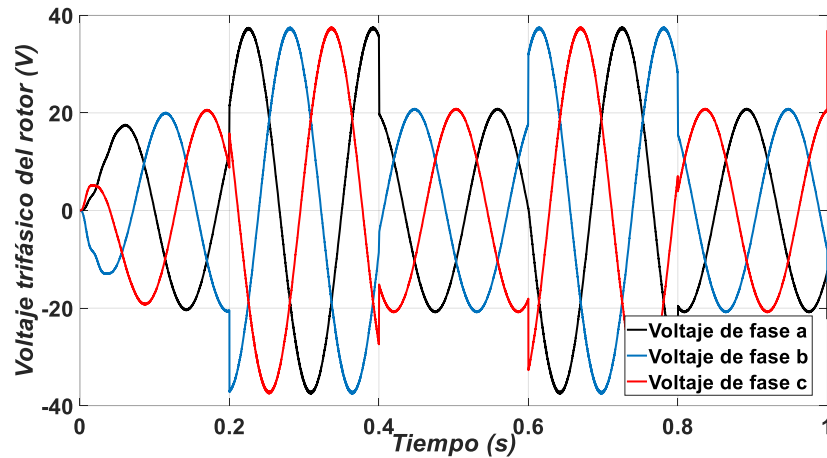


Figura 5.24. Voltaje trifásico del rotor con falla intermitente en el sensor de voltaje (lazo abierto).

En la Figura 5.25 se muestra el comportamiento del voltaje en el estator a partir de la falla en el sensor de voltaje, el incremento del voltaje en el rotor se induce hacia el estator, provocando que se tenga una amplitud máxima de 324 V en el periodo en donde se produce la falla.

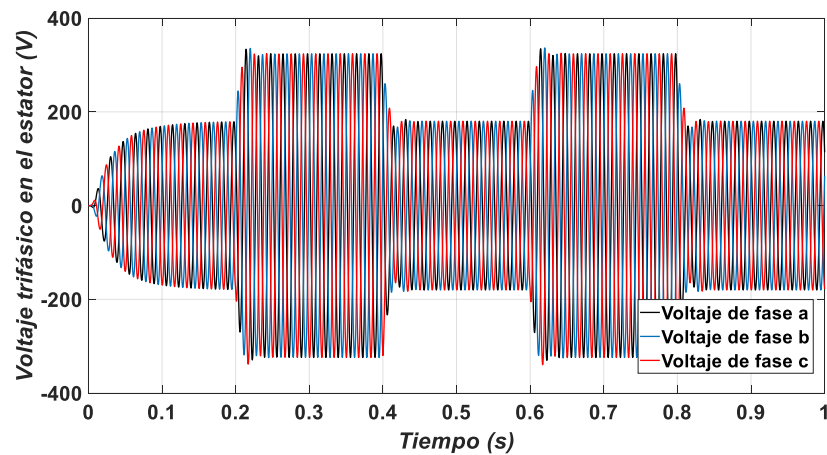


Figura 5.25. Voltaje trifásico en el estator con falla en el sensor de voltaje (lazo abierto).

En la Figura 5.26 se muestra el comportamiento del voltaje en las terminales del rotor en el DFIG, con la falla intermitente y tomando en consideración que el sistema está a lazo cerrado, como se puede observar la falla intermitente provoca picos de voltaje que alcanzan

los 40 V solo en el instante de tiempo en donde inicia la falla, posteriormente el controlador logra compensar la falla en el sistema y que el voltaje en el rotor se estabilice en el tiempo 0.23s para el primer intervalo de tiempo y en el tiempo 0.63s para el segundo intervalo de tiempo, y con ello el voltaje sea el adecuado para alimentar al DFIG, sin embargo cabe mencionar que estos picos de voltaje pueden provocar un desgaste en los devanados del DFIG.

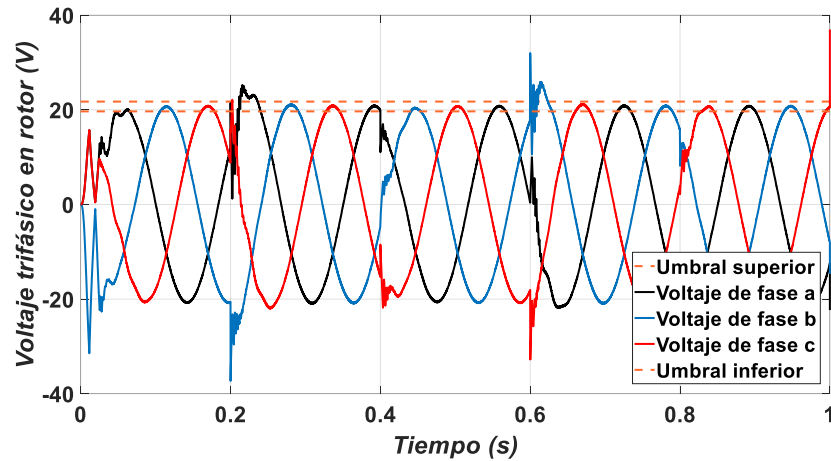


Figura 5.26. Voltaje trifásico en el rotor con falla intermitente en el sensor de voltaje.

Por otra parte, la falla intermitente en el rotor provoca variaciones de corriente en el estator y rotor, lo que lleva al desajuste del controlador cuando aparece la falla, como se muestra en la Figura 5.27, este desajuste afecta directamente al voltaje en el estator como se muestra en la Figura 5.28, ya que, si bien en el estator se obtiene el voltaje deseado, los picos de voltaje ocasionan un incremento de potencia de salida de 195 W a 210 W en esos instantes de tiempo y pueden dañar la carga a la cual esté conectada.

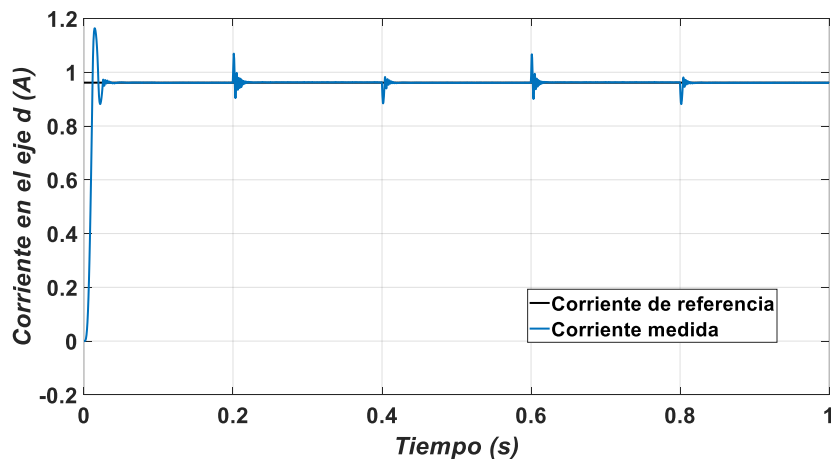


Figura 5.27. Respuesta del sistema de control en la corriente con falla el sensor de voltaje.

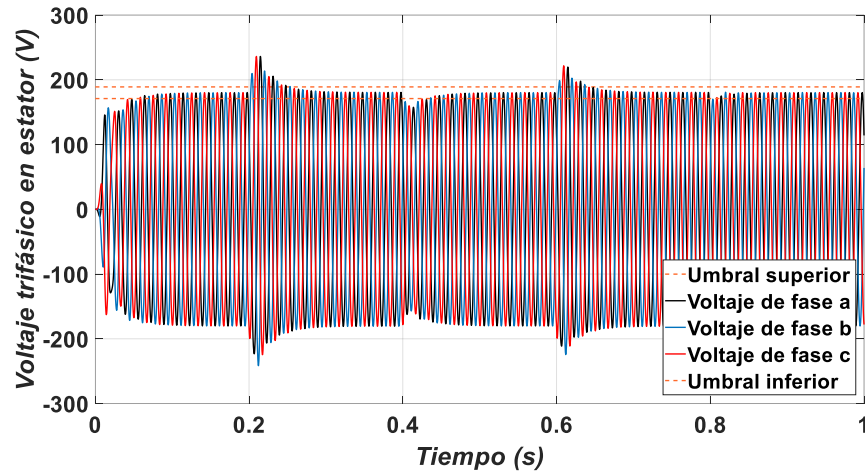


Figura 5.28. Voltaje trifásico en el estator con falla en el sensor de voltaje.

En la Tabla 5.6 se muestran los valores de voltaje en el estator y rotor en lazo cerrado, tomando en consideración un umbral del 5%, para el caso del voltaje en el rotor donde se presenta la falla, el valor nominal es de 20.7 V, cuando se presenta la falla alcanza un valor de amplitud del 38.7 V, lo que se considera como una falla ya que supera los valores de umbral impuesto.

Tabla 5.6. Tabla de análisis de falla en sensor de voltaje.

Tipo de falla	Descripción	Voltaje nominal en rotor (V)	Voltaje medido con falla (V)	Umbral superior (5%) (V)	Umbral inferior (5%) (V)	Falla detectada (Si/No)
Falla en sensor de voltaje del rotor	Aumento intermitente de voltaje (80%)	20.7 (V)	38.7 (V)	21.7350 (V)	19.6650 (V)	Si
Tipo de falla	Descripción	Voltaje nominal en estator (V)	Voltaje medido con falla en estator (V)	Umbral superior (V)	Umbral inferior (V)	Falla detectada (Si/No)
Falla en sensor de voltaje del rotor	Aumento intermitente de voltaje (80%)	180 (V)	220 (V)	189 (V)	171 (V)	Si

Después de analizar las fallas de los sensores por separado, se simuló y analizó el sistema con las fallas en los sensores de corriente y voltaje suministradas al mismo tiempo. En la Figura 5.29 se muestra el comportamiento de la corriente medida y la corriente de referencia, en donde se puede apreciar que existe desajuste por parte del controlador ante

estas fallas provocando que no exista una correcta regulación por parte de la corriente medida, esto debido a las lecturas incorrectas de los sensores provocando un desajuste en la señal de control.

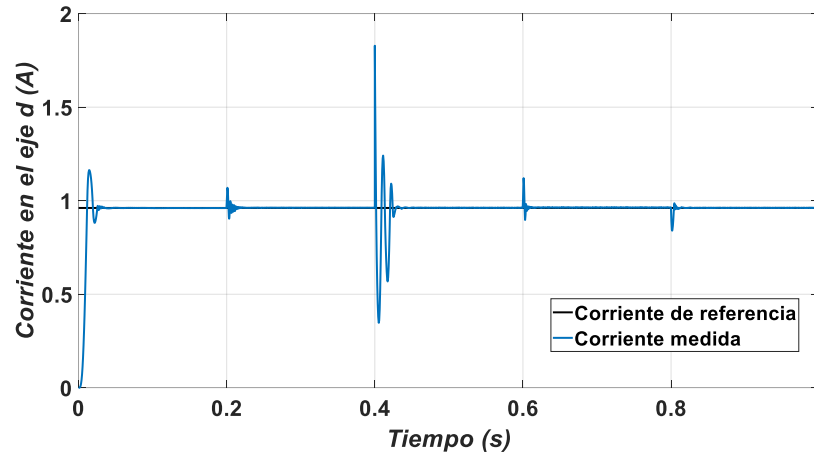


Figura 5.29. Respuesta del sistema de control en la corriente con fallas en el sensor de corriente y voltaje.

Este comportamiento en la corriente provoca picos de voltaje en el rotor como se muestra en la Figura 5.30, esto provoca una propagación hacia el voltaje en el estator del DFIG mostrado en la Figura 5.31, obteniendo así picos de voltaje que llegan hasta los 320 V y un comportamiento no deseado en amplitud de este, lo que conlleva un incremento en la potencia de salida de 195 W a 244 W, esta potencia excesiva puede comprometer al funcionamiento del sistema y resultar en condiciones no deseadas.

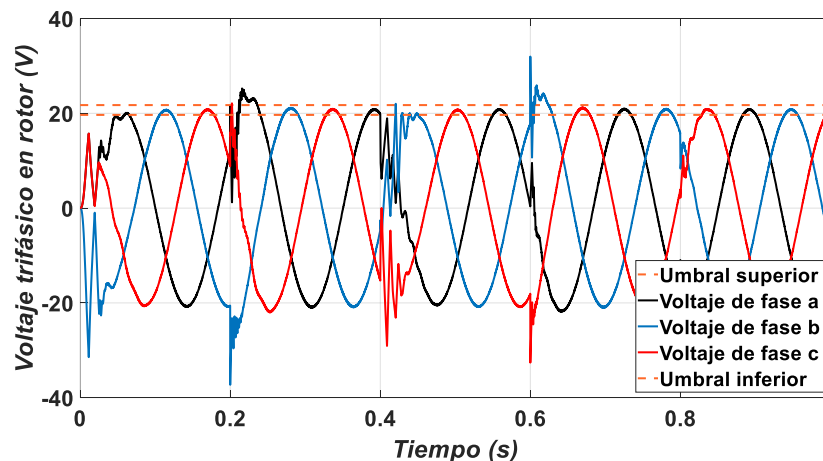


Figura 5.30. Comportamiento del voltaje trifásico en el rotor con fallas en el sensor de corriente y voltaje.

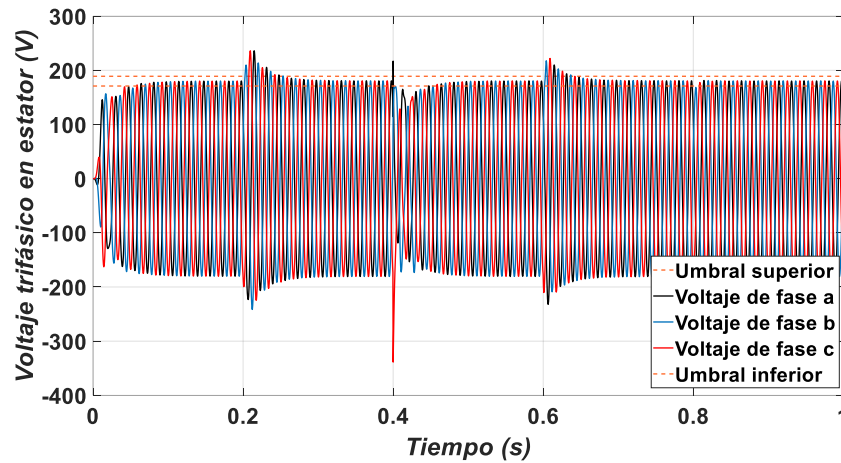


Figura 5.31. Comportamiento del voltaje trifásico en el estator con fallas en el sensor de corriente y voltaje.

5.6. Análisis de la falla deriva en parámetros del DFIG

Posteriormente se procedió a analizar el SCEE con fallas en parámetros en los devanados del rotor y estator en el DFIG, en donde se consideró una falla deriva que va desde $1 > f > 0.006$, en el intervalo de tiempo $(0.2s - 0.8s)$, el modelado de la falla está expresado en las ecuaciones (4.5) y (4.6), el comportamiento que tiene esta falla se muestra en la Figura 5.32.

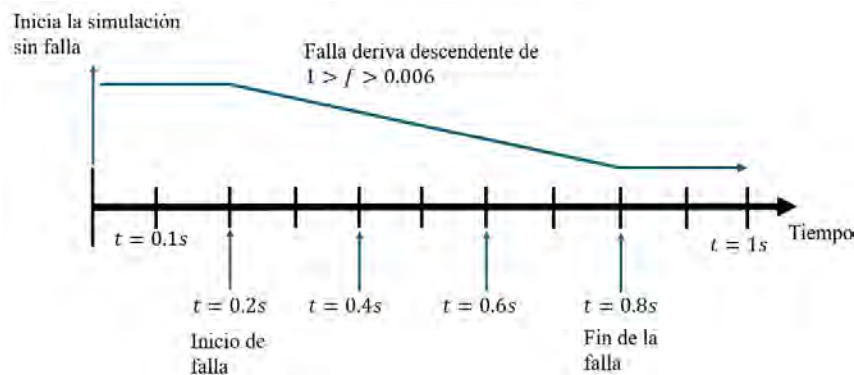


Figura 5.32. Comportamiento de la falla deriva.

En la Figura 5.33 se muestra el comportamiento del voltaje en el rotor ante una falla de tipo deriva en parámetros en la resistencia del rotor, esta falla provoca que exista una disminución en el voltaje esto debido a que el convertidor no compensa la disminución de la resistencia R_r , aumentado el voltaje V_r , lo que provoca que la corriente disminuya.

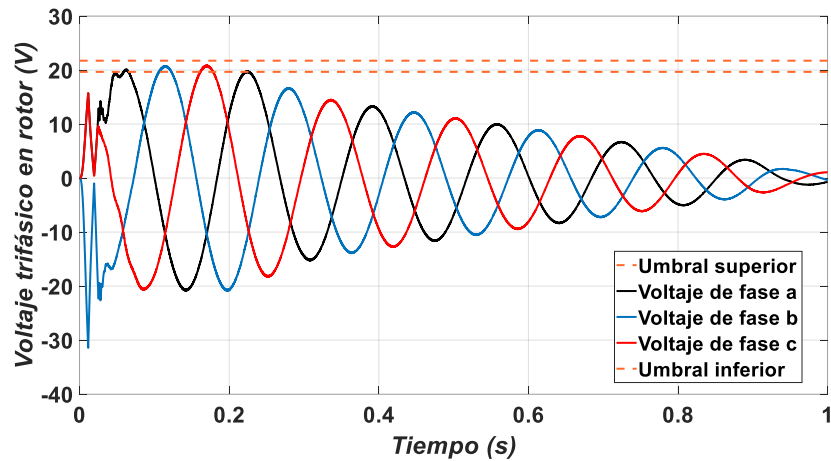


Figura 5.33. Voltaje trifásico en el rotor debido a un cortocircuito en la fase b del rotor.

En la Figura 5.34 se muestra que el voltaje en el estator disminuye, provocando que la potencia disminuya de 195 W a 107.1 W , esto debido a que, al tener un menor voltaje en el rotor, se induce un menor voltaje al estator, provocando que el voltaje de salida del DFIG no sea estable y disminuya.

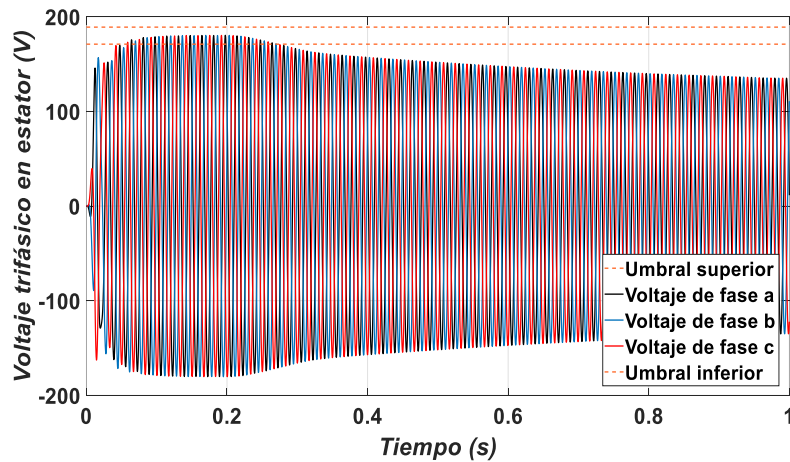


Figura 5.34. Voltaje trifásico en el estator con falla de cortocircuito en la fase b del rotor.

En la Tabla 5.7 se muestran los valores que toman los voltajes en el rotor y estator, tomando en consideración un umbral del 5%, para el caso del voltaje en el rotor el valor nominal es de 20.7 V , al presentarse la falla este alcanza un valor de amplitud de 4 V , por lo que es inferior al establecido por el umbral, y se considera como una falla, por otra parte,

para el caso del voltaje en el estator su valor nominal es de 180 V, cuando ocurre la falla el valor disminuye a 135 V, por lo que es menor al establecido por el umbral y se considera una falla.

Tabla 5.7. Tabla de análisis de falla en parámetro en el rotor.

Tipo de falla	Descripción	Voltaje nominal en rotor (V)	Voltaje medido con falla en rotor (V)	Umbral superior (5%) (V)	Umbral inferior (5%) (V)	Falla detectada (Si/No)
Falla en parámetro en el devanado del rotor	Disminución en la resistencia del rotor ($1 > f > 0.006$)	20.7 (V)	4 (V)	21.7350 (V)	19.6650 (V)	Si
Tipo de falla	Descripción	Voltaje nominal en estator (V)	Voltaje medido con falla en estator (V)	Umbral superior (5%) (V)	Umbral inferior (5%) (V)	Falla detectada (Si/No)
Falla en parámetro en el devanado del rotor	Disminución en la resistencia del rotor ($1 > f > 0.006$)	180 (V)	135 (V)	189 (V)	171 (V)	Si

Para la falla de cortocircuito en los devanados del estator se tomó en consideración el modelado de falla expresado en las ecuaciones (4.9) y (4.10), así como el comportamiento expresado en la Figura 5.32, en la Figura 5.35 se muestra el comportamiento del voltaje en el rotor, ante una falla deriva en parámetros en la inductancia del estator, provocando que exista un aumento en el voltaje esto debido a la reducción de la reactancia del estator lo que permite que más corriente circule en los devanados, por lo que la interacción entre el rotor y el estator incrementa el efecto.

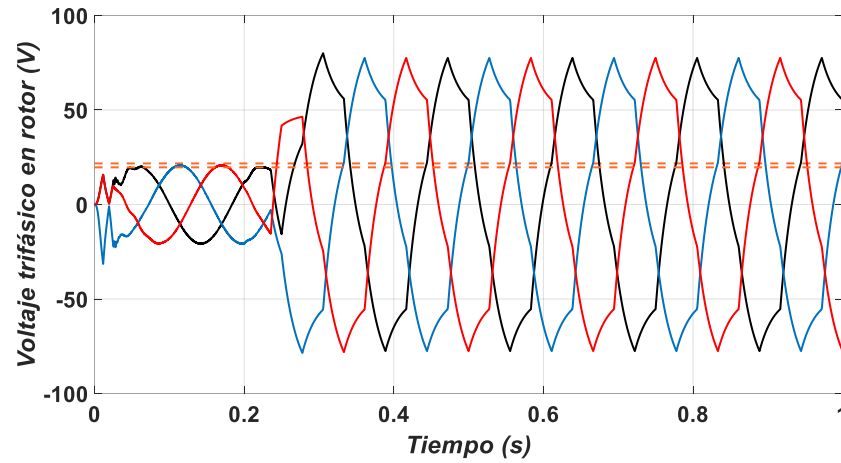


Figura 5.35. Voltaje trifásico en el rotor debido a un cortocircuito en la inductancia de la fase a del estator.

En la Figura 5.36 se muestra que el voltaje en el estator aumentó, esto debido a la inducción de un mayor voltaje del rotor hacia el estator, llegando a provocar que el DFIG sufra una avería y la desconexión del sistema.

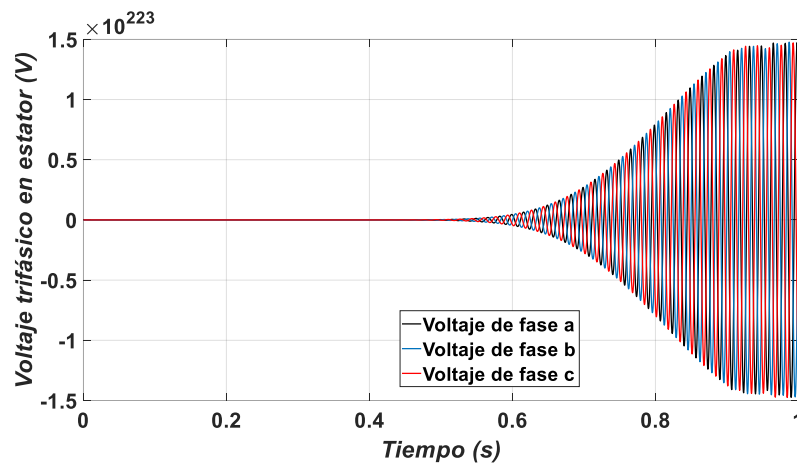


Figura 5.36. Voltaje trifásico en el estator debido al cortocircuito en la inductancia de la fase a del estator.

En la Tabla 5.8 se muestran los valores de voltaje en el rotor y estator, para el caso del rotor, el voltaje nominal es de 20.7 V, al producirse la falla existe un incremento hasta los 80 V, lo que rebasa el valor del umbral contemplado y se considera una falla, por otra parte, para el caso del estator, el voltaje nominal es de 180 V, cuando se presenta la falla alcanza un valor de 1.5×10^{223} , este valor supera al impuesto por los umbrales y se puede considerar no solo una falla si no una avería en el DFIG.

Tabla 5.8. Tabla de análisis de falla en parámetro en el estator.

Tipo de falla	Descripción	Voltaje nominal en rotor (V)	Voltaje medido con falla en rotor (V)	Umbral superior (V)	Umbral inferior (V)	Falla detectada (Si/No)
Falla en parámetro en el devanado del estator	Disminución en la inductancia del estator ($1 > f > 0.006$)	20.7 (V)	80 (V)	21.7350 (V)	19.6650 (V)	Si
Tipo de falla	Descripción	Voltaje nominal en estator (V)	Voltaje medido con falla en estator (V)	Umbral superior (V)	Umbral inferior (V)	Falla detectada (Si/No)
Falla en parámetro en el devanado del estator	Disminución en la inductancia del estator ($1 > f > 0.006$)	180 (V)	1.5×10^{223} (V)	189 (V)	171 (V)	Si

Capítulo 6. Conclusiones

6.1. Conclusiones particulares

El modelado matemático de la turbina eólica y el sistema de transmisión mecánico permitió validar el proceso de conversión de energía cinética del viento en energía mecánica, obteniéndose así un par en la turbina eólica de $9.17 \times 10^5 \text{ Nm}$ y una velocidad de 177 rad/s adecuada para alimentar al DFIG. La simulación desarrollada mostró un comportamiento coherente con las condiciones de viento planteadas.

El desarrollo del modelado matemático del DFIG y su simulación, con alimentación proveniente del sistema de transmisión mecánico y del convertidor, permitió obtener voltajes en el estator de 220 Vrms , validando su funcionamiento para condiciones nominales y su conexión a la red. El modelo del convertidor back to back presentó un buen funcionamiento, considerando la conversión de CA a CD y nuevamente a CA mediante rectificador e inversor. El controlador diseñado para el GSC logró mantener el voltaje en el bus de CD correspondiente a 260 V , por su parte, el controlador diseñado para el RSC mantuvo el voltaje en las terminales del rotor correspondiente a 20 V en CA.

La falla abrupta en el sensor de corriente y la falla intermitente en el sensor de voltaje demostraron afectar el funcionamiento del controlador, derivando en incrementos no deseados de corriente que alcanzan los 2 A para el caso de la falla abrupta y un voltaje que alcanza los 38.7 V para el caso de la falla intermitente, por su parte, las fallas en la resistencia del rotor y en la inductancia del estator mostraron efectos diferenciados: mientras que en la primera redujo el voltaje en el rotor hasta los 4 V provocando que se obtuviera un voltaje de salida de 135 V , la segunda provocó incrementos significativos de voltaje en la salida de 1.5×10^{223} , lo cual podría ser indicio de una falla severa en el devanado del generador. Estos resultados permiten identificar comportamientos característicos útiles para tareas de diagnóstico.

Se evidenció que tanto las fallas en sensores como en parámetros no permanecen estables, si no que se propagan hacia otros subsistemas, para este caso, afectando en particular al generador y convertidor.

6.2. Conclusiones generales

Se llevó a cabo el modelado matemático de los diversos subsistemas que componen un sistema de conversión de energía eoloelectrónica (SCEE), como son, la turbina eólica, el sistema de transmisión mecánico, el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés) y el convertidor electrónico de potencia Back to Back, así como la integración del mismo, cada uno de los modelos se simuló por separado en el software Matlab/Simulink con el fin de validar los modelos matemáticos desarrollados.

El modelado matemático de la turbina eólica y el sistema de transmisión mecánico, demuestran un correcto funcionamiento bajo las condiciones de viento dadas, ya que, por parte de la turbina eólica, se transformó la energía cinética del viento en energía mecánica, obteniendo así un par mecánico y una velocidad angular, la cual fue elevada por parte del sistema de transmisión mecánico a una velocidad aprovechable por el generador de inducción doblemente alimentado.

Al modelado matemático del generador se le suministró la velocidad obtenida por el sistema de transmisión mecánico y un voltaje trifásico generado por el convertidor back to back, obteniendo así corrientes trifásicas en el estator y rotor, así como un voltaje trifásico en las terminales del estator de $220V_{rms}$ línea a línea necesarios para su conexión con la red eléctrica.

El convertidor electrónico back to back se alimentó con una fuente trifásica de $127V_{rms}$ línea-neutro, una parte del convertidor funcionó en modo rectificador, para convertir estos niveles de CA a niveles de CD, posteriormente este voltaje se convirtió de CD a CA mediante un inversor, este voltaje obtenido funcionó como fuente de alimentación para el generador.

Se diseñaron dos controladores, uno que ayuda a regular el voltaje en CD en el rectificador (convertidor lado red, GSC, por sus siglas en inglés) para alimentar el inversor, y otro que ayuda a regular el voltaje en la salida inversor (convertidor lado rotor, RSC, por sus siglas en inglés) para alimentar de manera adecuada al generador y poder obtener un voltaje adecuado en el estator.

La interacción de los modelos matemáticos muestra un buen funcionamiento por parte del SCEE, produciendo un voltaje adecuado en las terminales del estator.

Por otra parte, para analizar la propagación de fallas, se diseñaron modelos que permitieron estudiar como una falla en un subsistema puede afectar a otro subsistema dentro del SCEE. Se contemplaron fallas en sensores y parámetros, esto con la finalidad de conocer cómo afectan las fallas individuales y la simultaneidad de fallas al sistema.

Para el caso de las fallas en sensores, se tomaron en consideración fallas en sensores de corriente y voltaje; para los sensores de corriente, se tomó el estudio de una falla abrupta, que afecta la corriente en el estator y rotor, provocando que exista un incremento en el voltaje del estator, por otra parte, al introducir una falla intermitente en el sensor de voltaje del rotor, existe desajuste por parte del controlador, provocando que exista un incremento en la potencia de salida, de igual forma se analizó la simultaneidad de las fallas en estos sensores provocando que exista un desajuste por parte del controlador y con ello que las corrientes y voltajes tanto en el rotor y estator incrementen, provocando que la potencia de salida incremente de $195W$ a $244W$ y no sea la más adecuada para alguna aplicación o la conexión a la red.

Para el caso de las fallas en parámetros, se tomaron en consideración fallas en la resistencia del rotor y la inductancia del estator provocando un cortocircuito en el devanado del generador; para las fallas en parámetros en la resistencia, se consideró la fase b del rotor, se tomó en consideración una falla deriva descendente, provocando que el voltaje en el rotor disminuyera y con ello el voltaje en el estator, esto debido a que el convertidor no compensa la disminución de la resistencia aumentando el voltaje en el rotor; por otra parte, para la falla en la inductancia, se consideró la fase a del estator, se observó un comportamiento distinto ya que al disminuir la inductancia disminuía la reactancia y esto provoca un incremento en la corriente y con ello el voltaje, este incremento es significativo ya que podría tomarse en consideración una avería en el generador.

Los resultados muestran que las fallas en sensores y parámetros pueden propagarse a través del sistema, afectando los diversos subsistemas y comprometiendo la estabilidad del SCEE. En este estudio, se observó que los afectados fueron el generador de inducción doblemente alimentado y el convertidor electrónico de potencia, lo que dio como resultado

desajustes en la potencia de salida por parte del generador, afectando la calidad de la energía y dificultando la conexión a la red.

Se observó que las fallas tanto en sensores como en parámetros provocan un desajuste importante en el funcionamiento del sistema, esto debido a que el controlador no está diseñado para compensar estas fallas, por lo que el análisis sirve como referencia para proponer una estrategia de control que logre compensar estas fallas, así como métodos de detección y diagnóstico de fallas para el sistema.

6.3. Trabajos futuros

Como trabajos futuros se tiene el modelado matemático dinámico de la turbina eólica para considerar las variaciones del viento y con ello el diseño del controlador en la parte mecánica del SCEE.

Por otra parte, se tiene diseñar los modelos de fallas de diferentes tipos de sensores y parámetros para conocer el comportamiento del sistema y analizar que falla es la que más afecta la SCEE.

De igual forma, diseñar métodos de detección y diagnóstico de fallas al SCEE, así como estrategias de control tolerante a fallas que logren compensar las fallas vistas en este trabajo.

Bibliografía

- [1] E. E. Campos Montero, "Diseño del Esquema de Control para un Convertidor Back-to-Back Multinivel Aplicado a la Generación de Energía Eólica con un DFIG," 2019.
- [2] A. Orús, "Generación mundial de energía renovable por tipo de fuente energética," 2023. [Online]. Available: <https://es.statista.com/estadisticas/638825/generacion-mundial-de-energia-renovable-por-tipo-de-fuente-energetica/>.
- [3] A. Narejos, "Principales averías de un aerogenerador," *Energías renovables e instalaciones industriales*, 7 abril 2011.
- [4] J. Chen and R. J. Patton, "Robust Model-Based Fault Diagnosis for Dynamic Systems [electronic resource]."
- [5] H. A. Gabbar, "Improved qualitative fault propagation analysis," *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, vol. 20, no. 3, pp. 260-270, 2007.
- [6] R. Isermann, "Model-based fault detection and diagnosis-status and applications," *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 37, no. 6, pp. 49-60, 2004.
- [7] J. Gertler, "Fault detection and diagnosis," in *Encyclopedia of systems and control*: Springer, 2021, pp. 764-769.
- [8] B. Jaimes, "Estrategias de Control Tolerante a Fallas de Sistemas de Generación de Energía Eólica e Integración a la Red," 2022.
- [9] A. D. Bebars, A. A. Eladl, G. M. Abdulsalam, and E. A. Badran, "Internal electrical fault detection techniques in DFIG-based wind turbines: a review," *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 7, no. 2, pp. 1-22, 2022.
- [10] J. Teng, C. Li, Y. Feng, T. Yang, R. Zhou, and Q. Z. Sheng, "Adaptive observer based fault tolerant control for sensor and actuator faults in wind turbines," *Sensors*, vol. 21, no. 24, p. 8170, 2021.
- [11] M. Abbas, H. Chafouk, and S. A. E. M. Ardjoun, "Fault diagnosis in wind turbine current sensors: detecting single and multiple faults with the extended kalman filter bank approach," *Sensors*, vol. 24, no. 3, p. 728, 2024.
- [12] K. Xiahou and Q. Wu, "Fault-tolerant control of doubly-fed induction generators under voltage and current sensor faults," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 98, pp. 48-61, 2018.
- [13] P. Acosta Santana, E. Alcorta García, and L. H. Rodríguez Alfaro, "Localización de fallas en un aerogenerador vía redundancia analítica," *Ingenierías*, vol. 16, no. 58, pp. 63-69, 2013.
- [14] H. Peng, S. Li, L. Shangguan, Y. Fan, and H. Zhang, "Analysis of wind turbine equipment failure and intelligent operation and maintenance research," *Sustainability*, vol. 15, no. 10, p. 8333, 2023.

- [15] E. Hamatwi and P. Barendse, "Condition monitoring and fault diagnosis of stator and rotor interturn winding faults in a DFIG-based wind turbine system: A Review," in *2020 International SAUPEC/RobMech/PRASA Conference*, 2020: IEEE, pp. 1-6.
- [16] D. Shah, S. Nandi, and P. Neti, "Stator-interturn-fault detection of doubly fed induction generators using rotor-current and search-coil-voltage signature analysis," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 5, pp. 1831-1842, 2009.
- [17] A. Yazidi, H. Henao, G. Capolino, and F. Betin, "Rotor inter-turn short circuit fault detection in wound rotor induction machines," in *The XIX international conference on electrical machines-ICEM 2010*, 2010: IEEE, pp. 1-6.
- [18] A. U. Rehman *et al.*, "Efficient fault detection of rotor minor inter-turn short circuit in induction machines using wavelet transform and empirical mode decomposition," *Sensors*, vol. 23, no. 16, p. 7109, 2023.
- [19] P. Tchakoua, R. Wamkeue, M. Ouhrouche, F. Slaoui-Hasnaoui, T. A. Tameghe, and G. Ekemb, "Wind turbine condition monitoring: State-of-the-art review, new trends, and future challenges," *Energies*, vol. 7, no. 4, pp. 2595-2630, 2014.
- [20] A. Joshuva and V. Sugumaran, "Fault diagnostic methods for wind turbine: A review," *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 11, no. 7, pp. 4654-4668, 2016.
- [21] S. Abdelmalek, L. Barazane, and A. Larabi, "Fault diagnosis for a doubly fed induction generator," *Revue Roumaine Des Sciences Techniques-Serie Electrotechnique Et Energetique*, vol. 61, no. 2, pp. 159-163, 2016.
- [22] I. M. Uribe, "Valoración del viento como fuente de energía eólica en el estado de Guerrero," *Ingeniería*, vol. 22, no. 3, pp. 30-46, 2018.
- [23] C. T. Barba, "Revisión de literatura de modelos computacionales para la predicción de la velocidad del viento de 2004 a 2016," *Revista de Investigación en Tecnologías de la Información: RITI*, vol. 8, no. 15, pp. 27-40, 2020.
- [24] I. A. R. Martínez, "Diseño de Álabes, Rotor y Transmisión de un Generador Eólico de Eje Horizontal de 500 W," INSTITUTO TECNOLÓGICO DE PACHUCA, 2019.
- [25] "Palas de los aerogeneradores." Iberdrolar. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/palas-aerogeneradores> (accessed).
- [26] A. Rodríguez Sibón, "Modelado y control de un aerogenerador conectado a la red mediante un DFIG," 2018.
- [27] F. Blaabjerg, *ADVANCED CONTROL OF DOUBLY FED INDUCTION GENERATOR FOR WIND POWER SYSTEMS*. 2018.
- [28] I. T. Contreras, C. E. M. López, I. H. Arriaga, and G. V. Flores, "Desarrollo de una caja de engranes para un aerogenerador de 30 kW de capacidad," *Ingeniería Mecánica. Tecnología y Desarrollo*, vol. 6, no. 3, pp. 67-77, 2018.
- [29] M. Singh and S. Santoso, "Dynamic models for wind turbines and wind power plants," National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2011.

- [30] S. J. Chapman, *Electric machinery fundamentals*, 5th ed. New York, NY: McGraw-Hill Education, 2012.
- [31] G. Abad, *DOUBLY FED INDUCTION MACHINE*. 2011.
- [32] C. Román, "Análisis del convertidor de frecuencia back to back para estudios de calidad de la energía y su aplicación en sistema eólicos," UNISTMO, Febrero 2019.
- [33] C. W. P. Pereira, "Análise comparativa entre os sistemas delta-upqc e back-to-back operando como conversor bidirecional de interligação entre a rede elétrica e microrredes ca monofásicas," Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2022.
- [34] A. Ferreyra and R. Fuentes, "Estudio comparativo entre control PID y difuso," in *Memorias, XV Congreso Nacional de Instrumentación. Ciudad de México, México*, 2012, pp. 1-6.
- [35] M. Maa, M. Rahmawaty, and L. P. Ketaren, "Balancing Robot Beroda Dua Menggunakan Metoda Kontrol Proporsional, Integral dan Derivatif," *Jurnal ELEMENTER (Elektro dan Mesin Terapan)*, vol. 2, no. 1, pp. 34-42, 2016.
- [36] V. Mazzone, *Controladores PID*. Universidad Nacional de Quimes, Marzo 2002.
- [37] A. P. Ochoa, "Controller with Full Order State Observer for a DC Motor utilizing dSPACE," *Maskay*, vol. 7, no. 1, pp. 6-14, 2017.
- [38] Y. Ajra, G. Hoblos, H. Al Sheikh, and N. Moubayed, "A Literature Review of Fault Detection and Diagnostic Methods in Three-Phase Voltage-Source Inverters," *Machines*, vol. 12, no. 9, p. 631, 2024.
- [39] J. Gertler, *Fault detection and diagnosis in engineering systems*. CRC press, 2017.
- [40] Y. Xia, Y. Xu, and B. Gou, "Current sensor fault diagnosis and fault-tolerant control for single-phase PWM rectifier based on a hybrid model-based and data-driven method," *IET Power Electronics*, vol. 13, no. 18, pp. 4150-4157, 2020.
- [41] K. Lyu, Q. Li, Z. Zhu, J. Qiu, and G. Liu, "Mechanism analysis and dynamic model construction of intermittent fault of weak-current aviation cable under vibration stress," *Advances in Mechanical Engineering*, vol. 14, no. 3, p. 16878140221074820, 2022.
- [42] A. M. Seba, K. A. Gameda, and P. J. Ramulu, "Prediction and classification of IoT sensor faults using hybrid deep learning model," *Discover Applied Sciences*, vol. 6, no. 1, p. 9, 2024.
- [43] P. Krause, *ANALISIS OF ELECTRIC MACHINERY AND DRIVE SYSTEMS*. 2002.