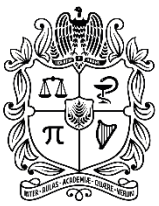

UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Desempeño de algoritmo wavelet para la detección de fallas de alta impedancia en redes del sistema de potencia con comunicación IEC 61850-9-2

Esteban Córdoba Guzmán

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2018

Desempeño de algoritmo wavelet para la detección de fallas de alta impedancia en redes del sistema de potencia con comunicación IEC 61850-9-2

Esteban Córdoba Guzmán

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería - Ingeniería Eléctrica

Director (a):

Prof. Ernesto Pérez González, Ph. D.

Línea de Investigación:

Sistemas de Potencia

Grupo de Investigación:

Programa de Adquisición y Análisis de Señales - PAAS

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2018

Performance of wavelet algorithm for the detection of high impedance faults in power system networks with IEC 61850-9-2 communication

Esteban Córdoba Guzmán

Thesis or Research work submitted as partial requirement to apply for the title of:

Master in Engineering - Electric engineering

Director (a):

Prof. Ernesto Pérez González, Ph. D.

Line of research:

Power System

Research group:

Programa de Adquisición y Análisis de Señales - PAAS

National University of Colombia

Minas School

Electric Power and Automatic Department

Medellín, Colombia

2018

Dedico está tesis especialmente a mí padre por el apoyo en todos estos años de estudio, madre, hermana y todos aquellos que creyeron en mí y siempre me apoyaron

"El futuro mostrará los resultados y juzgará a cada uno de acuerdo a sus logros".
Nikola Tesla

"La mente es como un paracaídas… Solo funciona si la tenemos abierta".
Albert Einstein

"La raza humana necesita un desafío intelectual. Debe ser aburrido ser Dios y no tener nada que descubrir".
Stephen Hawking

Agradecimientos

Agradezco a mi director Ernesto Pérez González por su incondicional ayuda, por la dedicación, los aportes académicos y consejos para mi crecimiento personal y profesional que me guiaban a lograr el objetivo. También agradecerle por ayudarme con el capricho de querer irme a estudiar a otra parte. Sin él no hubiera sido posible todo esto. Además agradecer a la profesora Gina María Idárraga Ospina por recibirme en la Universidad Autónoma de Nuevo León en la ciudad de Monterrey, México y transmitirme su conocimiento en el tema de mí tesis.

Agradezco a la Universidad Nacional de Colombia por la beca de grado de honor de pregrado bajo el acuerdo 070 de 2009, de la cual fui beneficiario cuya resolución es la CS-015 Acta No. 03 del 19 de febrero de 2016.

Reconozco a mi familia, compañeros y amigos que comprendieron mis ausencias y dedicación para lograr respuestas y soluciones en esta investigación.

Resumen

Los eventos en los sistemas eléctricos de potencia generan ciertos transitorios que son utilizados para la extracción de características y así generar una clasificación de las diferentes perturbaciones, permitiendo la construcción de algoritmos de protección basados en el procesamiento digital de señales, mediante sofisticadas herramientas matemáticas como la transformada wavelet que brinda información en tiempo-frecuencia. La ocurrencia de fallas eléctricas son posibles eventos que se pueden presentar, siendo necesario su identificación y despeje para evitar daños en los equipos y afectaciones en el ecosistema y seres humanos. Las fallas de alta impedancia son un tipo de falla atípico por el bajo nivel de corriente que se presenta, ocasionando dificultad para su detección en los sistemas eléctricos. Una posible solución para diferenciar estos eventos es diseñar algoritmos de protección que aprovechen las características del transitorio extraídas mediante la transformada wavelet discreta, utilizando los niveles de descomposición después de procesar en el software MATLAB la señal de corriente obtenida por simulación en sistemas de prueba radial y de transmisión ejecutados en el software ATP. Además se utiliza otro algoritmo para obtener las características llamado modos de correlación wavelet aprovechando la información contenida en los valores propios de la matriz wavelet; creando dos algoritmos de protección para cada sistema. Con rendimientos del 75% aproximadamente cuando se realizó la evaluación mediante eventos simulados. Todo el procesamiento de la señal se restringió a la frecuencia de muestreo que impone el estándar de comunicaciones IEC 61850-9-2 en las subestaciones digitales.

Palabras clave: Energía de Shannon, Fallas de alta impedancia, IEC 61850-9-2, Modos de Correlación Wavelet, Sistema de distribución, Sistema de transmisión, Transformada wavelet.

Abstract

The events in the electrical power system generate some transients utilized to extract characteristics. These produce a classification of different disturbances, allowing the construction of protection algorithm based on the digital signal processing. By means of sophisticated mathematical tools such as Wavelet Transform that provides information in time-frequency. The occurrence of electrical faults are events possible that can occur in anytime. For this reason, it is necessary their identification and isolation to avoid damage in the equipment and impacts on the ecosystem and humans. The high impedance faults are a type of atypical faults due to low level of currents, causing difficulty in their detection in the electrical systems. A possible solution to identify these events, it is to design protection algorithms that take advantage of the transients characteristics extracted using the discrete wavelet transform and their levels decomposition. The software utilized to process the signals is MATLAB and the fault current signal of radial test and transmission system are simulated in ATP. Besides, it is utilized other algorithm called wavelet correlation mode, this uses the information of the eigenvalues of the wavelet matrix, creating two protection algorithms for each system. The performances are 75% approximately. When, the evaluation was made through simulated events. All signal processing is limited to the sampling frequency impose by the IEC 61850-9-2 communications standard in the digital substations.

Keywords: Distribution System, High Fault Impedance, IEC 61850-9-2, Shannon Energy, Transmission System, Wavelet Correlation Mode, Wavelet Transform.

Contenido

PÁG.

RESUMEN ..... **IX**

ABSTRACT ..... **XI**

LISTA DE FIGURAS ..... **XV**

LISTA DE TABLAS ..... **XIX**

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS ..... **XX**

INTRODUCCIÓN **1**

CAPÍTULO 1. ESTADO DEL ARTE **5**

1.1 FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA 6
1.1.1 Dificultad de detección *7*
1.1.2 Características y propiedades *9*
1.1.3 Algoritmos de detección *11*
1.2 MODELOS DE FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA 14
1.2.1 Basados en diodos en anti paralelo *15*
1.2.2 Basados en la teoría del arco *17*
1.2.3 Basados en modelos matemáticos *19*
1.3 CARACTERÍSTICAS DE LA INSTRUMENTACIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA 21
1.4 BUS DE PROCESOS BASADO EN EL ESTÁNDAR IEC 61850-9-2 24

CAPÍTULO 2. PROCESAMIENTO DE LA SEÑAL CON WAVELET **28**

2.1 TRANSFORMADA WAVELET 28
2.1.1 Transformada Wavelet Discreta y Análisis Multi-resolución *32*
2.1.2 Onda Wavelet madre *34*
2.2 MODOS DE CORRELACIÓN WAVELET 36
2.3 EXTRACCIÓN DE CARACTERÍSTICAS 37
2.3.1 Niveles de descomposición de la DWT *38*
2.3.2 Valores propios de WCM *38*

CAPÍTULO 3. SIMULACIÓN Y CASOS DE PRUEBA **41**

3.1 SISTEMAS Y MODELOS DE PRUEBA 41
3.1.1 Sistema enmallado de transmisión IEEE de 9 barras *41*
3.1.2 Sistema radial de distribución IEEE de 13 nodos *42*
3.1.3 Modelos de HIF seleccionados *44*
3.1.4 Modelos para LIF *49*
3.2 CASOS DE PRUEBA 50
3.2.1 En la red de transmisión *50*
3.2.2 En la red de distribución *53*

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DE LAS PERTURBACIONES TRANSITORIAS 57

4.1 SISTEMA ENMALLADO UTILIZANDO LA TRANSFORMADA WAVELET DISCRETA 58
4.2 SISTEMA ENMALLADO UTILIZANDO MODOS DE CORRELACIÓN WAVELET 65
4.3 SISTEMA RADIAL UTILIZANDO LA TRANSFORMADA WAVELET DISCRETA 76
4.4 SISTEMA RADIAL UTILIZANDO MODOS DE CORRELACIÓN WAVELET 81

CAPÍTULO 5. ALGORITMOS DE DETECCIÓN 89

5.1 ALGORITMO GENERALIZADO 89
5.2 PROTECCIÓN BASADA EN LA TRANSFORMADA WAVELET DISCRETA 91
5.3 PROTECCIÓN BASADA EN MODOS DE CORRELACIÓN WAVELET 93

CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS ALGORITMOS DETECCIÓN DE FALLAS 97

6.1 CASOS DE PRUEBA 97
6.1.1 En el sistema de transmisión 98
6.1.2 En el sistema de distribución 100
6.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN 103
6.3 RENDIMIENTO DEL ALGORITMO DE PROTECCIÓN PARA SISTEMAS ENMALLADOS 106
6.4 RENDIMIENTO DEL ALGORITMO DE PROTECCIÓN PARA SISTEMAS RADIALES 108

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 111

7.1 CONCLUSIONES 111
7.2 RECOMENDACIONES 113

A. ANEXO: MODEL PROGRAMADO EN ATP PARA CONTROLAR LAS RESISTENCIAS. 115

B. ANEXO: DIAGRAMAS DE FLUJO DE LOS SUBPROCESOS EN ALGORITMO DE PROTECCIÓN UTILIZANDO DWT 117

C. ANEXO: DIAGRAMAS DE FLUJO DE LOS SUBPROCESOS EN ALGORITMO DE PROTECCIÓN UTILIZANDO WCM 123

BIBLIOGRAFÍA 131

Lista de figuras

PÁG.

Figura 1-1. Corriente y Voltaje durante un arco eléctrico [17]..... 10
Figura 1-2. Característica de arco V-I; (a) oscilograma de laboratorio; (b) Descripción teórica [17]..... 10
Figura 1-3. Corriente de falla de alta impedancia en una red de medio voltaje en pruebas de laboratorio Siemens, presentando varías características típicas, modificada de [5].... 11
Figura 1-4. Número de publicaciones por año relacionados a las HIFs [20]. 12
Figura 1-5. Modelo propuesto por Emanuel [17]. 15
Figura 1-6. Modelo presentado en [24]. 15
Figura 1-7. Modelo simplificado presentado en [25]. 16
Figura 1-8. Modelo con resistencia no lineal [26]. 16
Figura 1-9. Modelo con inductancia [27]. 17
Figura 1-10. Modelo basado sobre varios modelos de arco Emanuel [19]. 17
Figura 1-11. Diagrama de bloques propuesto en [28]. 18
Figura 1-12. Modelo de HIF con dos TVRs conectados en serie [18]. 19
Figura 1-13. Modelo HIF con dos resistencias variables [4]. 20
Figura 1-14. Modelo HIF basado en la ecuación diferencial de Hochrainer [31]. 21
Figura 1-15. Diagrama de bloques de un OCT. Basado en [34]. 24
Figura 1-16. Arquitectura propuesta por el estándar IEC 61850, tomado de [10]..... 25
Figura 2-1. Embaldosado frecuencia-tiempo de las transformaciones de Fourier, STFT y Wavelet, basado en [42]. 29
Figura 2-2. Los cuadros de tiempo-frecuencia de una base wavelet, tomado de [42]. 30
Figura 2-3. MRA para descomposición de señales, basado en [38] 32
Figura 2-4. Señal de prueba x(n) 33
Figura 2-5. Descomposición wavelet de x(n) en tres niveles..... 34
Figura 2-6. Wavelet con 4 y 20 coeficientes respectivamente, tomado de [46]..... 35
Figura 2-7. Transformada Rápida de Fourier para las wavelet 4 y wavelet 20 [45]..... 35
Figura 2-8.Valor RMS total ($MT(n)$) usando la WM db4. 39
Figura 2-9. .Valor RMS total ($MT(n)$) usando la WM db8. 40
Figura 3-1. Modelo IEEE 9 barras simulado en ATP. 42
Figura 3-2. Diagrama de línea del sistema IEEE 13 [55]..... 43
Figura 3-3. Modelo IEEE 13 nodos simulados en ATP..... 44
Figura 3-4. Modelo HIF simplificado simulado en ATP. 45
Figura 3-5. Voltaje y corriente durante una HIF en la red de transmisión. 46

Figura 3-6. Curva V-I para el modelo empleado en transmisión. 46
Figura 3-7. Curva V-I experimental [18] vs Muestreada. 47
Figura 3-8. Curva de $R2$ experimental [18] vs la obtenida por la ecuación (3.3) 48
Figura 3-9. Modelo de dos TRVs conectadas en serie controladas por MODELS. 48
Figura 3-10. Forma de la corriente de falla y su valor RMS. 49
Figura 3-11. Valor de la impedancia de falla. 49
Figura 3-12. Cruce por cero de la corriente producida por una HIF. 51
Figura 3-13. Cruce por cero la corriente de falla por HIF. 55
Figura 3-14. Curva V-I obtenida en el sistema IEEE13. 56
Figura 4-1. Descomposición de la señal en tres niveles de detalle y uno de aproximación. 58
Figura 4-2. Energía para la señal de falla en cualquier momento (lado izquierdo) y cerca al cruce por cero (lado derecho). 60
Figura 4-3. Comparación de la energía entre un evento de falla HIF y carga. 61
Figura 4-4. Comparación de la pendiente entre la energía de falla HIF y carga. 62
Figura 4-5. Relación entre la energía cD1 y energía cD2. 62
Figura 4-6. Característica de la energía cD3. 63
Figura 4-7. Característica de la pendiente de la energía del coeficiente de detalle 3. 63
Figura 4-8. Relación entre el valor de energía residual de $cD1$ y $cD2$ 64
Figura 4-9. Energía residual en señal experimental [67]. 65
Figura 4-10. Valores propios correspondiente a cada nivel de descomposición. 66
Figura 4-11. Valor total de los valores propios o envolvente de la señal. 66
Figura 4-12. Energía de Shannon de $M4, M3$ y $M2$. 67
Figura 4-13. Señales finales para el análisis de M4. 68
Figura 4-14. Señales de energía normalizadas de $M3$ y $M2$ 69
Figura 4-15. Envolvente normalizada MT de la señal. 69
Figura 4-16. Relación entre el valor $RMS\ M4$ y la energía de $M4$. 70
Figura 4-17. Relación entre la energía $M3$ y energía de $M2$. 71
Figura 4-18. Característica de la envolvente MT en todos los eventos. 72
Figura 4-19. Relación entre la energía residual del $RMS\ M4$ y la energía $M4$. 73
Figura 4-20. Relación entre el valor residual de la energía $M3$ y $M2$ 73
Figura 4-21. Trayectoria de la energía $M3$ y $M2$ para una HIF continua. 74
Figura 4-22. Trayectoria de la energía $M3$ y $M2$ para una HIF con desconexión. 75
Figura 4-23. Trayectoria de la energía $M3$ y $M2$ entre una HIF y carga. 76
Figura 4-24. Descomposición de la señal en tres niveles de detalle y uno de aproximación. 76
Figura 4-25. Energía del primer nivel de descomposición entre HIF y carga. 77
Figura 4-26. Energía del segundo nivel de descomposición entre HIF y carga. 78
Figura 4-27. Energía del tercer nivel de descomposición entre HIF y carga. 78
Figura 4-28. Energía normalizada $cD1(n)$ y $cD2(n)$ para un evento de HIF y una conexión de carga. 79
Figura 4-29. Relación entre la energía normalizada $cD1$ y $cD2$. 80
Figura 4-30. Relación entre la energía residual normalizada $cD1$ y $cD2$. 80

Figura 4-31. Sistema de prueba divido en dos zonas. 81
Figura 4-32. Energía residual por zonas. 81
Figura 4-33. Valores propios correspondiente a la descomposición en cada nivel. 82
Figura 4-34. Señales $RMS\ M4$ y Energía M4 utilizadas para extraer características. 83
Figura 4-35. Señales Energía $M3$ y $M2$ utilizadas para extraer características. 84
Figura 4-36. Señal RMS total para extraer características. 84
Figura 4-37. Relación entre el valor $RMS\ M4$ y energía $M4$ en el valor pico. 85
Figura 4-38. Características entre la energía $M3$ y $M2$ en el valor pico. 86
Figura 4-39. Característica de la envolvente MT en todos los eventos. 86
Figura 4-40. Relación entre $RMS\ M4$ y Energía para el valor residual. 87
Figura 4-41. Relación entre Energía $M3$ y $M2$ para el valor residual. 87
Figura 4-42. Localización de LIF a partir de la energía $M3$ y $M2$. 88
Figura 5-1. Diagrama de flujo general para el algoritmo de protección. 90
Figura 5-2. Lógica utilizada para determinar la fase fallada, basado en [23], [68]. 91
Figura 7-1. Subproceso de detección usando DWT en sistema enmallado. 117
Figura 7-2. Primera parte del subproceso de clasificación del evento y la zona usando DWT en sistema enmallado. 118
Figura 7-3. Segunda parte del subproceso de clasificación del evento y la zona usando DWT en sistema enmallado. 119
Figura 7-4. Subproceso de reporte del evento usando DWT en sistema enmallado. 120
Figura 7-5. Subproceso de detección usando DWT en sistema radial. 121
Figura 7-6. Subproceso de clasificación del evento usando DWT en sistema radial. 122
Figura 7-7. Subproceso de reporte del evento usando DWT en sistema radial. 122
Figura 7-8. Subproceso de detección usando WCM en sistema enmallado. 123
Figura 7-9. Subproceso de clasificación del evento usando WCM en sistema enmallado. 124
Figura 7-10. Subproceso de clasificación del evento y la zona usando WCM en sistema enmallado. 125
Figura 7-11. Subproceso de reporte del evento usando DWT en sistema enmallado. 126
Figura 7-12. Subproceso de detección usando WCM en sistema radial. 127
Figura 7-13. Subproceso de clasificación del evento usando WCM en sistema radial. 128
Figura 7-14. Subproceso para la localización de LIF usando WCM en sistema radial. 129
Figura 7-15. Subproceso de reporte del evento usando WCM en sistema radial. 129

Lista de tablas

PÁG.

Tabla 1-1. Símbolos con letras latinas XX
Tabla 1-2. Símbolo griego. XX
Tabla 1-3. Subíndices XX
Tabla 1-4. Abreviaturas. XX
Tabla 1-1. Niveles de corriente estimados en una red de Distribución de 12.5kV 7
Tabla 3-1. Parámetros del modelo simplificado de Emanuel. 45
Tabla 3-2. Eventos simulados en el sistema de transmisión. 52
Tabla 3-3. Eventos simulados en el sistema de distribución 53
Tabla 4-1. Valores de ajuste para arranque e intervalos de tiempo para extraer características de la DWT. 59
Tabla 4-2. Valores de ajuste para arranque e intervalos de tiempo para extraer características de WCM. 68
Tabla 4-3. Valores de ajuste para arranque e intervalos de tiempo para extraer características de la DWT. 79
Tabla 4-4. Valores de ajuste para arranque e intervalos de tiempo para extraer características de WCM. 82
Tabla 5-1. Resumen de los umbrales propuestos utilizando DWT. 92
Tabla 5-2. Resumen de los umbrales propuestos utilizando WCM. 94
Tabla 6-1. Eventos simulados para probar los algoritmos para el sistema de transmisión. 98
Tabla 6-2. Eventos simulados en el sistema IEEE9 con un cambio en la topología. 99
Tabla 6-3. Perturbaciones simuladas para probar los algoritmos en el sistema de distribución. 100
Tabla 6-4. Perturbaciones transitorias con cambio en la topología del IEEE13. 103
Tabla 6-5. Matriz de Confusión. 104
Tabla 6-6. Parámetros de valoración obtenidos para DWT en sistema enmallado. 106
Tabla 6-7. Parámetros de evaluación obtenidos para WCM en sistema enmallado. 106
Tabla 6-8. Comparación del rendimiento entre DWT y WCM cambiando la topología del sistema de transmisión. 107
Tabla 6-9. Parámetros de rendimiento obtenidos para DWT en sistema radial. 108
Tabla 6-10. Parámetros de rendimiento obtenidos para WCM en sistema radial. 108

Tabla 6-11. Comparación del rendimiento entre DWT y WCM cambiando la topología del sistema de distribución. 109

Lista de Símbolos y abreviaturas

Tabla 1-1. Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI
I	Corriente	A
F	Frecuencia	Hz
Fs	Frecuencia de muestreo	Hz
T	Período	S
Z	Impedancia	Ω

Tabla 1-2. Símbolo griego.

Símbolo	Término
λ	Valor propio de la matriz diagonal

Tabla 1-3. Subíndices

Subíndice	Término
N	Negativo
P	Positivo
S	Muestreo

Tabla 1-4. Abreviaturas.

Abreviatura	Término
cA_3	Coeficiente de aproximación 3
cD_i	Coeficiente de detalle i [1,3]

Abreviatura	Término
CM	Matriz de Correlación
CT	Transformador de corriente
CWT	Transformada Wavelet Continua
DWT	Transformada Wavelet Discreta
FDEC	Criterio de Evaluación de Detección de Fallas
FIR	Filtro de Respuesta Finita al Impulso
HIF	Falla de alta impedancia
HPF	Filtro paso altos
IEC	Comisión Internacional de Electro-tecnia
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente
L	Línea
LIF	Falla de baja impedancia
LPF	Filtro paso bajos
M_j	Valor propio j[1,4]
MU	Merging Unit
MRA	Análisis Multi-resolución
N	Nodo
NCIT	Transformador de Instrumentación No Convencional
RMS	Valor eficaz
STFT	Transformada de Fourier de Tiempo Corto
SV	Valores muestreados
IT	Transformadores de Instrumentación
VT	Transformador de Voltaje
WCM	Modos de Correlación Wavelet
WM	Onda Madre

Introducción

Las fallas de alta impedancia han sido siempre un desafío para los ingenieros de protección, en la búsqueda de lograr sistemas de potencia confiables y seguros. El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE por sus siglas en inglés) en el grupo de trabajo del comité de relés de sistemas de potencia en la tecnología de detección de HIF las define como *"Una falla que no produce suficiente corriente de falla para ser detectable por relés de sobrecorriente convencionales o fusibles"* [1]. Una HIF ocurre cuando un conductor energizado hace contacto eléctrico no deseado con una superficie de alta impedancia como: asfalto, cemento, arena, césped, ramas de árboles o algún otro objeto o superficie que restringe el flujo de corriente de falla a niveles inferiores que pueden detectarse de manera confiable por los dispositivos de protección convencionales [1].

Cuando ocurre una falla de alta impedancia existe una disipación de energía en forma de calor con la superficie de contacto resultando así un arco asociado, el fenómeno de arco se presenta por la existencia de aire entre la superficie de alta impedancia como la tierra o ramas y el conductor, haciendo que la diferencia de potencial en esa pequeña distancia inicie la aparición del arco. Por esta razón, muchas veces el arco acompaña este tipo de fallas, convirtiendo el modelo de HIF en un caso complicado por la presencia de dicho fenómeno que tiene ciertas características físicas, térmicas y eléctricas que se han tratado de modelar a través de los años [2].

Las HIFs presentan un riesgo para todos los seres vivos que se encuentran cerca de un punto de falla sea en un línea de transmisión o red de distribución, pues se pueden generar choques eléctricos o incendios. Existen algunos registros de problemas causados por este tipo de eventos, por ejemplo en Brasil se han reportado un número considerable de incidentes y muertes asociadas con este tipo de fallas, alcanzando en el 2014 un total de

53 víctimas.[3]. Adicionalmente las empresas prestadoras de servicios públicos se ven afectadas por pérdidas de potencia debido al flujo de potencia disipada por estos caminos.

La frecuencia de ocurrencia de estos eventos es incierta, se cree que el número de fallas es un pequeño porcentaje de las fallas reportadas, el problema radica en la falta de registros ya que se pueden tener mayor cantidad de eventos que nunca fueron detectados por sistemas de protección o registradores [4]. Por eso en la actualidad se han comercializado algunos productos probados en las redes por las compañías tratando de mejorar el problema, lo que demuestra la importancia y el interés por solucionarlo. Sin embargo, los resultados no satisfacen la tasa de detección de fallas sin mejorar la seguridad y confiabilidad de los sistemas [5].

Existen diversas técnicas y métodos propuestos a través del tiempo que permiten detectar HIF de otro tipo de perturbaciones en los sistemas, partiendo de métodos mecánicos antiguos hasta el procesamiento de señales digitales por medio de la transformada de Fourier en el dominio de la frecuencia, la transformada wavelet con información en el tiempo y la frecuencia y técnicas más complejas que combinan ambos dominios. Además de métodos heurísticos como redes neuronales, máquinas de soporte vectorial y algoritmos genéticos. A pesar de todas estas soluciones no se ha conseguido crear un método que sea sistemático para cualquier tipo de red y robusto frente a la variabilidad que presentan las HIFs en su comportamiento, pues se ven afectadas por la superficie de contacto y configuración de la red [3], [6]. Siendo la transformada wavelet una de las más utilizadas para diseñar algoritmos de detección de HIF [7] y los dos tipos de redes radiales y enmalladas deben ser consideradas como sistemas de pruebas [8].

Por otro lado, la implementación del bus de procesos mediante el estándar IEC 61850-9-2 [9] en las subestaciones digitales ha permitido normalizar los sistemas de comunicaciones definiendo ciertos parámetros que deben cumplir los fabricantes para asegurar la interoperabilidad entre ellos. El bus de procesos define una frecuencia de muestreo de 80 muestras por ciclo para los sistemas de protección, siendo una restricción en el ancho de banda que se debe considerar cuando se van a obtener y analizar las señales [10].

Dado lo anterior, en este documento se propone cuatro algoritmos de detección de fallas de alta impedancia utilizando la transformada wavelet como herramienta para procesar las señales obtenidas por simulación de un sistema de transmisión y otro de distribución. Se desea extraer características típicas de las HIFs que permitan establecer un criterio de detección y obtener buenos rendimientos de la protección.

Como objetivo general de esta tesis se planteó evaluar el desempeño de algoritmos de protección para detectar fallas de alta impedancia en redes de sistema de potencia basada en algoritmos wavelet, teniendo en cuenta las restricciones existentes de instrumentación y protocolos de comunicación en los sistemas de potencia.

En el marco de este objetivo general, se planteó los siguientes objetivos específicos:

- Identificar las características transitorias de las fallas de alta impedancia en sistemas de potencia enmallados y radiales.
- Determinar el desempeño de la transformada wavelet discreta y los modos de correlación wavelet con Duabechies 4 como onda madre, en el algoritmo de protección para la detección de fallas de alta impedancia.
- Evaluar mediante simulación el desempeño del algoritmo de protección con restricciones basados en sistemas de comunicación IEC61850-9-2 y los transformadores de medida.

La metodología propuesta en este trabajo donde se van a programar varios algoritmos de protección dependiendo del sistema de prueba y el método para procesar la señal basado en el análisis dominio escala de tiempo a través de la transformada wavelet discreta, teniendo la capacidad de detectar fallas de alta impedancia respecto a otros eventos analizados como: fallas de baja impedancia, carga y capacitores. El cual será probado y validado mediante simulación en dos sistemas de prueba radial y enmallado en el software ATP y luego ser procesadas en el software MATLAB.

Este documento está organizado de la siguiente manera, los tres primeros capítulos describe la fase teórica donde el capítulo 1 presenta el estado del arte de las fallas de alta impedancia mostrando su dificultad para ser detectada, características y propiedades y los

algoritmos de detección propuestos en varias investigaciones. Además, se presenta un resumen de los diferentes modelos propuestos basados en datos experimentales y ecuaciones matemáticas de la conductividad eléctrica y por último las características de la instrumentación y el estándar de comunicaciones IEC 61850-9-2. En el capítulo 2, se explica la transformada wavelet discreta como herramienta para el procesamiento de las señales y el algoritmo modos de correlación wavelet basado en los coeficientes de detalle y aproximación, y valores propios respectivamente; así como la energía de Shannon utilizada para extraer las características. Además de la onda madre elegida para el análisis. En el capítulo 3, se describen los sistemas de prueba, los modelos utilizados para describir HIF y los casos de prueba para realizar la caracterización de las fallas tipo HIF. Utilizando un sistema de transmisión y otro de distribución para analizar los tipos de redes de los más comunes en los sistemas eléctricos.

En el capítulo 4, se presenta la caracterización de los diferentes eventos simulados utilizando la energía de los coeficientes de detalle y valores propios, que permitan crear umbrales para su detección y en algunos clasificar por zonas los eventos o dirección útiles para localización.

En el capítulo 5, se tienen los diagramas de flujo de cada uno de los algoritmos de protección propuestos según los estudios realizados, utilizando la transformada Wavelet discreta y los modos de correlación para ambos sistemas de prueba.

Por último, la validación se presenta en el capítulo 6 donde se mide el rendimiento de los algoritmos mediante criterios de evaluación de detección de fallas, probando la protección con más eventos simulados en los sistemas. Finalmente, en el capítulo 7 se presentan las conclusiones obtenidas durante esta investigación y algunas recomendaciones.

Capítulo 1. Estado del arte

En los últimos años se han tenido grandes avances en los sistemas de protección, los instrumentos de medida, comunicación, automatización y control del sistema eléctrico de potencia, permitiendo mejorar la confiabilidad, seguridad e interoperabilidad; lo que impacta directamente en una mejor calidad del servicio para los usuarios.

Con el avance en el procesamiento de señales y sistemas digitales se han investigado y desarrollado protecciones para la detección de fallas de alta impedancia (HIF por sus siglas en inglés), desafío que enfrentan los ingenieros de protección del sistema eléctrico por las particulares características y riesgo que estas presentan [6]. Ocasionando un importante interés en investigar modelos de falla y técnicas para detección y solución del problema; teniendo en cuenta los medios de comunicación empleados en el sector eléctrico y los nuevos desarrollos en instrumentación para la toma medidas. Por otro lado, las comunicaciones entre los dispositivos la brinda el estándar IEC 61850 [9], que permite tener sistemas interoperables y más flexibles para una mejor integración en los Sistemas de Subestaciones Automáticas y redes inteligentes en redes de distribución.

En este capítulo, se presenta el estado del arte de las HIFs mostrando la dificultad en su detección, características y propiedades y por último los algoritmos de detección más comunes utilizados. Además se presentan los modelos de fallas que se han desarrollado y propuesto con el paso del tiempo, basados en los resultados y características experimentales obtenidas en pruebas de laboratorios o registros reales. Para finalizar, se presentan las características de los transformadores de instrumentación convencionales y no convencionales utilizados en los sistemas de potencia.

1.1 Fallas de alta impedancia

La naturaleza de las HIFs ha sido objeto de estudio desde principios de la década de 1970 con la esperanza de encontrar alguna característica en la forma de onda de la corriente y voltaje que hagan posible la detección [1]. Investigaciones han identificado muchas características de HIF y pruebas para su detección, la mayoría usando técnicas avanzadas en el procesamiento de señales para extraer toda la información de la corriente y voltaje monitoreada en la subestación por los transformadores de instrumentación (IT por sus siglas en inglés) [4].

Adicionalmente, el arco es asociado con este tipo de fallas, generando problemas de seguridad pública peligrosos cuando se tiene conductores caídos e incendios que pueden iniciarse por la presencia del arco. Causando la posibilidad de choques eléctricos a humanos y animales, pérdidas en propiedades y daños en equipos. También las compañías eléctricas sufren pérdidas considerables porque grandes cantidades de energía generadas por las fuentes de alimentación son disipadas a través de objetos con alta resistencia que están en contacto con la línea [4], [11].

Por ejemplo, en el 2009 los incendios forestales en Murrindini-Marysville, Victoria mató a 40 personas y la causa se remonta a un conductor caído que provocó el incendio, el cual pertenecía a una línea eléctrica aérea defectuosa [4]. También la Asociación Brasileña de Distribuidores de Electricidad (Abradee) reportó el número de accidentes en redes de distribución en Brasil desde el 2001 hasta el 2014, la cantidad de incidentes reportados disminuyó de 1046 a 777 y el número de muertes se redujo de 381 a 299. A pesar de la reducción de estos eventos, las HIFs han sido reportadas repetidamente como una de las principales causas de muerte. Incluso en 2013 y 2014 estás fueron la causa de 30 y 53 muertes respectivamente [3].

La frecuencia de HIF en los sistemas de potencia es incierto, se dice que la mayor cantidad de este tipo de fallas se presenta en niveles de voltaje de distribución, aunque en las redes de transmisión también se presentan [11], [1], [5]. Asimismo los ingenieros afirman que el número de HIF es un pequeño porcentaje de las fallas notificadas, aunque esto no presenta

con precisión la frecuencia real de estos eventos. Pero los equipos de campo perciben un porcentaje más grande que no es detectado por los relés de sobrecorriente y pocos datos han sido registrados por las compañías ya que no se mantienen registros, solamente cuando se dispara un interruptor o se quema un fusible. Viéndose la necesidad de mejorar los datos para las empresas del sector eléctrico considerando el uso de detección de HIF, pues según investigadores de la Universidad de Texas A&M realizaron más de 200 fallas de alta impedancia por un período de 11 años y solo 35 fueron eliminadas por protección convencional [1].

En el mercado existen pocos dispositivos de protección comerciales capaces de detectar este tipo de fallas en redes aéreas como el relé de General Electric F60, Schweitzer Engineering Laboratories SEL-451 y el relé ABB REF550 [12]. Además ABB publicó un algoritmo de detección confiable de HIF causadas por conductores caídos [13] y en [14] se instaló un sistema computarizado en redes de distribución aéreas.

1.1.1 Dificultad de detección

La necesidad de detectar las HIF por los riesgos que se presentan se ha convertido en un desafío para las compañías eléctricas siendo un tipo de falla críticamente importante [15]. Aunque hay ciertos factores que dificultan su detección como:

- La magnitud de la corriente de falla: Los niveles de corriente son bajos y depende de la superficie de contacto. Los rangos típicos de corriente de falla son de 10 a 50 amperios. Como se muestra en la Tabla 1-1, para un conjunto de pruebas en una red típica de 12.5kV [1].

Tabla 1-1. Niveles de corriente estimados en una red de Distribución de 12.5kV

Superficie	Corriente [A]
Asfalto seco	≈ 0
Concreto (No reforzado)	≈ 0
Arena seca	≈ 0
Arena húmeda	15
Tierra seca	20
Césped seco	25
Pasto húmedo	40

Superficie	Corriente [A]
Césped húmedo	50
Concreto (Reforzado)	75

Si se observa los valores anteriores el tipo de superficie, el clima y el contenido de húmeda afectan el comportamiento de la HIF. Por esta razón, se debe considerar ciertas condiciones específicas cuando se proponen técnicas de detección [4].

- Tipo de construcción: Circuitos alimentadores subterráneos no necesitan detectores de HIF. Circuitos nuevos poseen cables más gruesos que evitan la caída, siendo los circuitos antiguos más susceptibles a las HIFs [1].
- Edad del circuito: Conductores en malas condiciones por soportar varias sobrecargas, tormentas, contacto con árboles o eventos repetitivos de conductor caído, facilita la ocurrencia de HIF. Incluso fallas ocasionadas por el uso de técnicas antiguas en su construcción [1].
- Arco: Los niveles de corriente en los eventos acompañados de arco no son sostenibles y suficientes para ser detectados por las protecciones convencionales. Debido al cambio de condición en la superficie que soporta el arco [1].
- Costos: La instalación de equipos de supervisión como cámaras o sensores para pérdidas de voltaje se pueden instalar en los sistemas o soluciones mecánicas como segunda opción. Son soluciones que generan costos adicionales en su instalación y mantenimiento [4].
- Tipos de carga: Existen ciertos eventos de carga que presentan las mismas características de HIF, como soldadores y hornos de arco, equipos electrónicos y otras cargas no lineales. Ese tipo de carga son llamadas como *"Cargas como fallas de alta impedancia*" [4].

Por otra parte se tienen malas operaciones en los sistemas de protección convencionales causados por las características de las HIF. Por ejemplo, los relés de sobrecorriente o fusibles son capaces de interrumpir corrientes de fallas que sobrepasan un umbral con valores picos entre 125-200% del máximo de carga, pero como se expresó anteriormente los niveles de corriente son bajos haciendo que estos umbrales no puedan ser superados

para un correcta operación. También se tiene dispositivos de protección de tierra para fallas a tierra pues normalmente las fallas la involucran, siendo una solución que ayuda a detectarlas cuando se tienen corrientes bajas. Pero este tipo de protección se ve afectado por la configuración de los sistemas cuando son aterrizados y no necesariamente por el neutro o desbalanceados [4], [5].

Adicionalmente en los sistemas de transmisión se tiene la protección de distancia ampliamente usadas en niveles de alto y ultra alto voltaje como protección principal y respaldo en las líneas de transmisión, que son propensas a malas operaciones cuando ocurren fallas HIF o de alta resistencia; pues el relé está enfrentado constantemente a cambios en la configuración del sistema lo que requiere cambios proporcionales en el valor de resistencia de falla para la impedancia vista en la región de disparo en el plano R-X. Como los relés comerciales de distancia para fallas a tierra no garantizan la confiabilidad y la seguridad en situaciones de fallas HIF, dejando al relé propenso a sub-alcance y/o sobre-alcance en varias condiciones de operación [16].

1.1.2 Características y propiedades

La presencia del fenómeno de arco en las HIFs genera ciertos comportamientos debido a la naturaleza dinámica del arco que puede mantenerse mientras la corriente que fluye lo produce, el arco tiene la capacidad de extinguirse y reiniciarse nuevamente durante el siguiente medio ciclo cuando el voltaje alcance el nivel de ruptura, la Figura 1-1, representa está dinámica en las señales y la Figura 1-2, muestra la asimetría en la curva característica Voltaje-Corriente de estos eventos. Además el fenómeno de arco tiene un alto contenido de armónicos impares que resulta de la ocurrencia de una HIF [15].

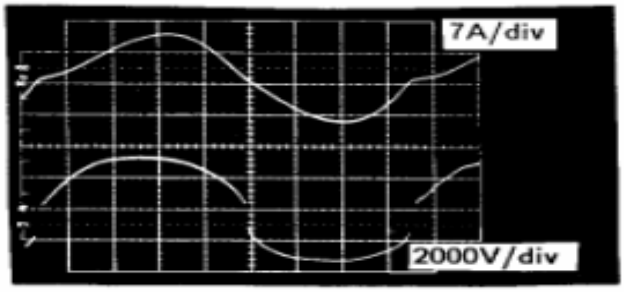

Figura 1-1. Corriente y Voltaje durante un arco eléctrico [17].

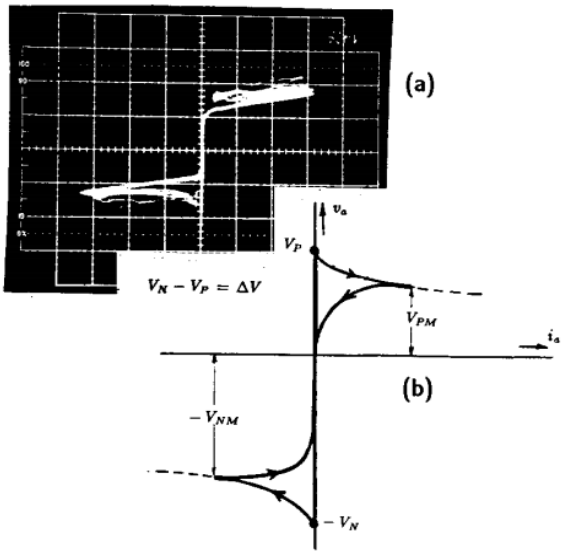

Figura 1-2. Característica de arco V-I; (a) oscilograma de laboratorio; (b) Descripción teórica [17].

Fuera del arco involucrado en los eventos de falla, también se tiene características no lineales de la impedancia falla la cual causa patrones de distorsión cíclicos en corriente y voltajes, presentándose en el estado transitorio y en el estable. Las siguientes son las cuatro características típicas inducidas por una HIF [18]:

- Crecimiento: Corriente de falla crece a su valor máximo aproximadamente en diez ciclos [18].
- Joroba: El crecimiento cesa por unos pocos ciclos [18].

- No linealidad: La curva característica de voltaje - corriente de HIF es no lineal junto con las formas de onda de las señales [18], además la resistencia de tierra la cual es afectada por la característica de la tierra, tipo y humedad [19].
- Asimetría: La corriente de falla tiene diferente forma de onda para el semiciclo positivo y negativo [18].

Otra característica considerada en algunas investigaciones es la intermitencia, cuando en algunos ciclos el cable energizado deja de hacer contacto con la superficie o rama de algún árbol [11]. En la Figura 1-3, se puede observar la señal típica de falla con las cinco características mencionadas.

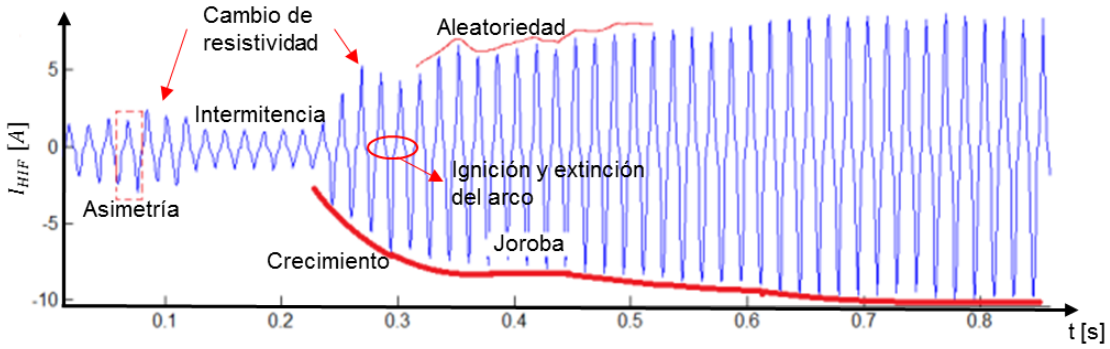

Figura 1-3. Corriente de falla de alta impedancia en una red de medio voltaje en pruebas de laboratorio Siemens, presentando varías características típicas, modificada de [5].

1.1.3 Algoritmos de detección

La detección de HIF se convierte en una preocupación para las compañías eléctricas debido al crecimiento de la redes, volviéndolas más complejas y con requerimientos de buena calidad en el servicio para los clientes y normas de regulación. Las investigaciones sobre detección de HIF iniciaron desde principios del siglo pasado en 1949 [6].

Históricamente las investigaciones sobre métodos de detección de HIF publicado en un informe por el Comité de Retransmisión de Sistemas de Energía AIEE. Algunas décadas han pasado pero todavía no se tiene una solución universal para detectar todas las HIFs debido

a la complejidad y alta aleatoriedad en su comportamiento. Siendo así un desafío que todavía los ingenieros de protección tienen que resolver [6].

Por lo mencionado anteriormente el estudio de este tipo de eventos es un problema que aún sigue vigente y ha sido objeto de estudio en los últimos años, como se puede observar en la Figura 1-4 cuando se consultó la cantidad de publicaciones por año relacionadas con las fallas de alta impedancia utilizando la ecuación de búsqueda “High Impedance Fault” en Scopus [20], teniendo un crecimiento desde el año 2005 en adelante, siendo el 2017 como el año donde más se publicó respecto al tema

Figura 1-4. Número de publicaciones por año relacionados a las HIFs [20].

Durante el tiempo se han propuesto varios métodos de protección. Protección mecánica donde se pone un cable conectado a tierra por debajo de la fase para cuando está se caiga produzca una falla de baja impedancia [4]. Métodos basados sobre la modificación de los dispositivos de protección existentes, falladas en casi todos los casos pues ocasionaban interrupciones innecesarias [6].

Posteriormente métodos basados en el análisis de señales en el dominio del tiempo fueron propuestas para extraer las irregularidades de las formas de onda, en magnitud de

secuencia cero de la corriente y voltaje. Algunas técnicas computacionales más complejas se han propuesto como algoritmos de relés proporcionales y relés de relación a tierra [6], [7]. Aunque este tipo de técnicas son generalmente simples, pues asumen ventana de frecuencia infinita generando la pérdida de información en el dominio de la frecuencia, disminuyendo la precisión para extraer características de las HIFs [7].

En los años recientes, se han utilizado las señales de falla en el dominio de la frecuencia para detección, pues las HIF generan componentes de baja y alta frecuencia en el espectro de la corriente. Los primeros son basados sobre el hecho que la no linealidad del arco produce armónicos de bajo orden, teniendo métodos que utilizan ampliamente el tercer armónico de la corriente y voltaje, otros usan el segundo y quinto armónico adicionalmente para mejorar la confiabilidad de las técnicas basadas en estás características [6], [7].

Las técnicas que usan el espectro de alta frecuencia toman ventaja de la variación aleatoria y forma de la corriente HIF, una técnica funciona comparando la magnitud de las componentes entre los valores previos y el actual para definir un incremento significante [6]. También se tiene el uso de la Transformada Rápida de Fourier para extraer los armónicos, aunque la señal de corriente de HIF no es estacionaria los componentes de frecuencia dependen del tiempo. Además otras técnicas más complejas utilizan filtros de Kalman para estimar los componentes de frecuencia. Aunque todo este tipo de técnicas basadas en la frecuencia se tiene la inhabilidad de tener la información en el tiempo, generando un decrecimiento de la confiabilidad de los métodos [7].

Sin embargo, se tienen métodos que utilizan el análisis en el dominio escala de tiempo, donde las señales son mapeadas en el dominio del tiempo en un dominio escala de tiempo. Captura la información en frecuencia y el instante de tiempo donde ocurren esas componentes de frecuencia. Este método conocido como la Transformada Wavelet (WT por sus siglas en inglés) para analizar señales con espectros variables en el tiempo. Está habilidad única genera la popularidad del método para descubrir HIF abarcando casi el 40% de todas las técnicas de detección. A pesar de las ventajas de las técnicas establecidas en

la WT, el desafío está en diseñar una técnica de detección sistemática, debido al estrecho soporte de alta frecuencia, subjetividad para escoger la onda madre (MW por sus siglas en inglés) y pérdidas de resolución de características disminuyendo la posibilidad de interpretación [7].

Por otra parte, se tiene el análisis en tiempo-frecuencia para evitar algunas de las falencias de la WT. El análisis en tiempo-frecuencia estima la energía de la señal en cada punto en coordenadas de tiempo y frecuencia. Aunque este tipo de análisis requiere más carga computacional en comparación a los otros dominios descritos anteriormente [7], [21].

Por último, se tienen otras técnicas que utilizan el comportamiento de la HIF como las Redes Neuronales Artificiales para discriminar de otros eventos, la lógica difusa, árbol de decisión, umbrales simples y contadores basados en las técnicas de protección convencionales y el uso de Máquinas de Soporte Vectorial [7], [22].

1.2 Modelos de Fallas de Alta Impedancia

Un modelo preciso de este tipo de fallas es fundamental para extraer las características necesarias de los métodos de identificación y algoritmos de detección. Los datos de los modelos deberían tener la mayoría de las características mencionadas anteriormente, ya que algunos modelos se les dificultan representar comportamientos diferentes a la no linealidad [2].

Para describir los diferentes modelos que existen de HIF se pueden dividir en tres grupos. El primer grupo conocido como par de diodos en anti paralelo, son los modelos basados en Emanuel propuesto en 1990 apoyado en la naturaleza del arco eléctrico cuando el conductor entra en contacto con la tierra [17]. El segundo son los controlados por sistemas de control de análisis transitorios (TACS). El tercer grupo se encuentran los modelos que se basan en el fenómeno térmico que ocurre cuando se presenta un arco eléctrico, introduciendo la primera descripción de la conductividad del arco mediante ecuaciones diferenciales de primer orden, estos son los modelos de Cassie propuesto en 1939, Mayr propuesto en 1943 y Hochrainer [4], [23].

1.2.1 Basados en diodos en anti paralelo

En 1990, un modelo fundamentado sobre medidas de laboratorio y cálculos teóricos, donde se tiene un circuito compuesto por dos fuentes de voltaje continua, positivo (V_P) y negativo (V_N) en anti paralelo a través de dos diodos para presentar el período cero del arco y la asimetría. Asimismo una resistencia y una reactancia para controlar la magnitud de la corriente de falla, como se muestre en la Figura 1-5 [17].

Las dos fuentes representan el voltaje inicial del aire en el suelo o entre los árboles y la línea. Durante el medio ciclo positivo fluye solo por medio de V_P y los parámetros de cada superficie son definidos por el voltaje V_N. Cuando el voltaje de fase es mayor a V_P la corriente fluye hacia la tierra y cuando el voltaje de fase es menor que V_N, la corriente se devuelve. Para valores de voltaje de fase entre V_P y V_N, no hay flujo de corriente [15].

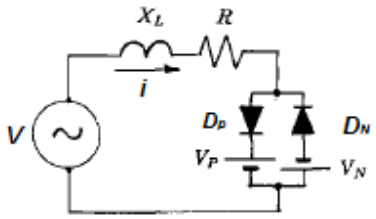

Figura 1-5. Modelo propuesto por Emanuel [17].

En 1993, para considerar la no linealidad de la impedancia de tierra se agregó dos resistencias no lineales en cada semiciclo [24], como se presenta en la Figura 1-6 [2].

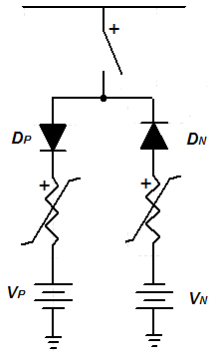

Figura 1-6. Modelo presentado en [24].

En 2003, un modelo simplificado fue presentado donde se tienen dos resistencia de falla diferentes R_n y R_p para representar la asimetría de la corriente de falla [25].

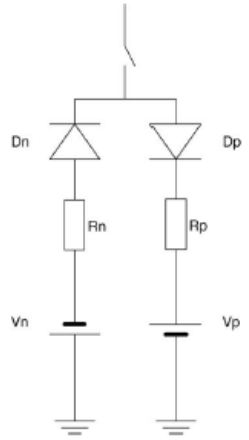

Figura 1-7. Modelo simplificado presentado en [25].

En 2004, un modelo más dinámico donde se incluye una resistencia no lineal, dos diodos y dos fuentes de voltaje encargados de cambiar la amplitud aleatoriamente cada medio ciclo, se presenta en la Figura 1-8. El cambio promedio y la variación de las fuentes de voltaje se determinan relacionados al tipo de superficie [26].

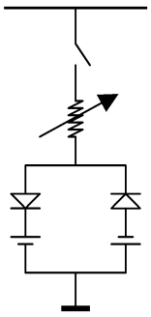

Figura 1-8. Modelo con resistencia no lineal [26].

En 2006, se agregaron dos inductancias diferentes L_P y L_N ya que la mayoría de los eventos de arco se presenta en circuitos altamente inductivos. El efecto de las inductancias permite representar mejor el bucle de no linealidad y la forma asimétrica en la curva característica Voltaje-Corriente para las HIFs [27], como se ve en la Figura 1-9.

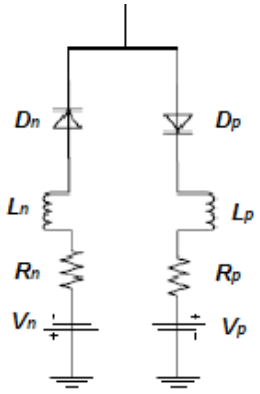

Figura 1-9. Modelo con inductancia [27].

En 2010, se propuso conectar varios modelos de arco en paralelo para producir la corriente de arco. Se utilizan interruptores estadísticos en EMTP para producir la aleatoriedad de los estados de falla en seis modelos de arco [19], presentado en la Figura 1-10.

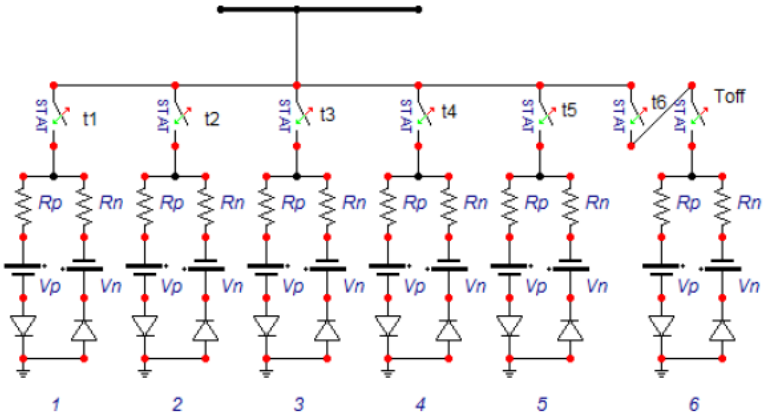

Figura 1-10. Modelo basado sobre varios modelos de arco Emanuel [19].

1.2.2 Basados en la teoría del arco

En este tipo de modelos los TACS controlan los mecanismos de interruptores para la conexión del circuito de falla, los cuales replican el comportamiento no lineal y asimétrico del arco. El interruptor conecta y desconecta la falla variando aleatoriamente la resistencia efectiva HIF. Además existen otros modelos con resistencias variables controladas por TACS [4].

En 1996, se tiene un modelo basado sobre la teoría del arco, un modelo realístico de HIF que considera impedancia no lineal, el interruptor 3 controlado por TACS para la extinción y reencendido, y dos interruptores 2 y 3 convencionales controlados por tiempo. Dos fuentes diente de sierra S_1 y S_2 incrementando y decreciendo linealmente para modelar mejor la característica de voltaje-corriente. La entrada V_r es el reencendido del voltaje de arco, V_m el valor del voltaje pico aplicado y V_a el voltaje de arco. Además la resistencia no lineal R controla la magnitud de la corriente de falla [28], como se ve en la Figura 1-11.

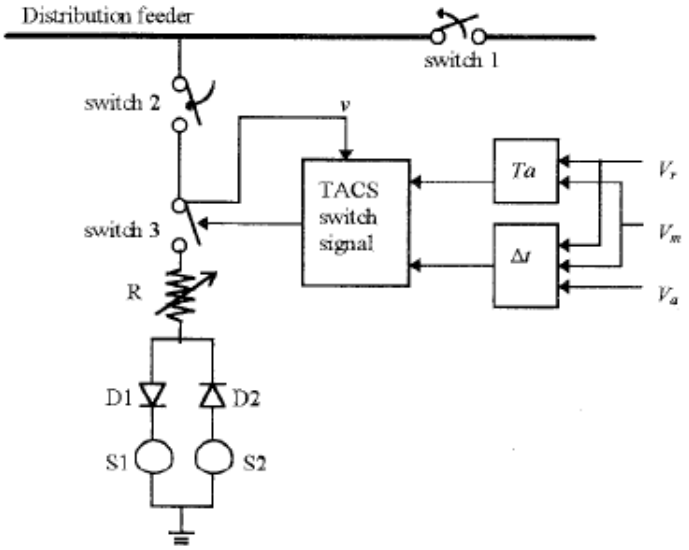

Figura 1-11. Diagrama de bloques propuesto en [28].

En 2001 utilizando dos resistencia no lineales variables en el tiempo (TVRs) controladas por TACS en EMTP, como se ve en la Figura 1-12. Un TVR es usado para la no linealidad y asimétrica de la característica voltaje-corriente para un ciclo en estado estable después de una falla, la otra TVR se utiliza para representar las características de crecimiento y joroba de las formas de onda en el estado transitorio de una HIF [18].

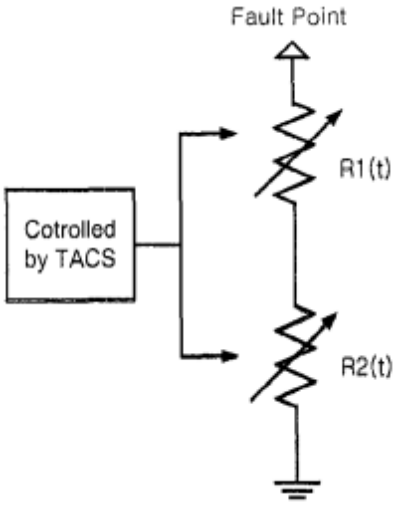

Figura 1-12. Modelo de HIF con dos TVRs conectados en serie [18].

1.2.3 Basados en modelos matemáticos

Los modelos matemáticos de HIF un poco más sofisticados que combinan modelos simples con algo de programación. Los modelos matemáticos de arco se clasifican en dos grupos, el primero basado en los registros de reactivación dieléctrica y el otro es relacionado a las características térmicas que muestran mejor el comportamiento del arco, la mayoría de los esfuerzos han sido enfocados a crear nuevos modelos térmicos o modificar los existentes [23], [5].

Los modelos térmicos son fundados basados en la descripción de la conductividad del arco introducidos por Cassie in 1939 y Mayr en 1943. Los cuales fueron mejorados y modificados para incrementar la validez de los modelos y reducir la carga computacional [5]. El circuito mostrado en la Figura 1-13, se utiliza MODELS/TACS en el software EMTP para la resolución de las ecuaciones diferenciales como se utilizó en [4], [23], [29].

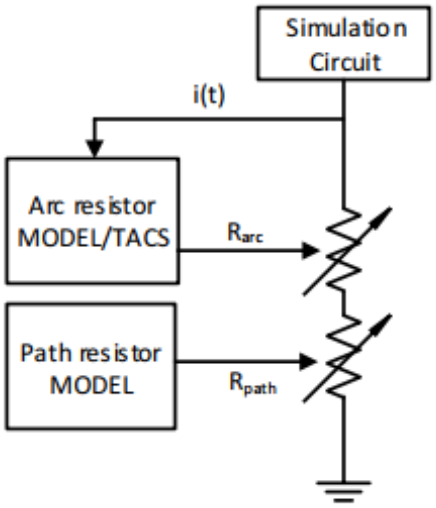

Figura 1-13. Modelo HIF con dos resistencias variables [4].

Sin embargo, existen modelos de arco usados para describir fallas de arco en líneas de transmisión las cuales son derivadas del modelo de arco de Hochrainer descrito en la ecuación (1.1) [4]. Además se tiene dos métodos para deducir los valores de la conductividad y la constante de tiempo del arco presentados en [30] y [31].

$$\frac{dg}{dt} = \frac{1}{\tau}(G - g) \tag{1.1}$$

Donde: g Es la conductancia de arco instantánea.

G Es la conductancia de arco estacionaria.

τ Es la constante de tiempo.

El modelo presentado en [31] tiene además una resistencia para el camino de falla R, el arreglo de diodos, dos resistencias y fuentes de voltaje de corriente continua y alterna para representar de la mejor manera las características de las HIF y del arco, como se presenta en la Figura 1-14.

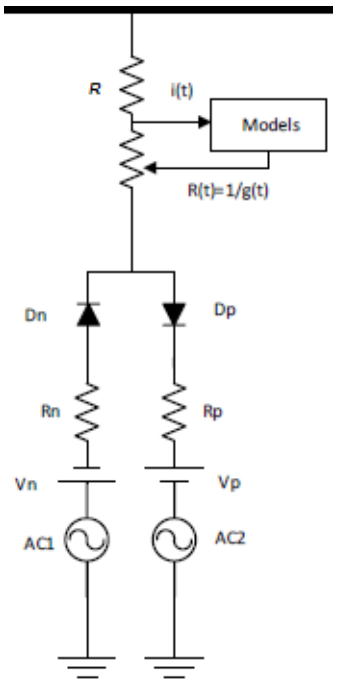

Figura 1-14. Modelo HIF basado en la ecuación diferencial de Hochrainer [31].

1.3 Características de la instrumentación en sistemas de potencia

Los transformadores de instrumentación son dispositivos instalados en puntos estratégicos de las redes del sistema eléctrico para medir la forma de onda de las señales de corriente y voltaje. La función de transformadores de corriente y voltaje (populares como transductores) es transformar corriente (CT por sus siglas en inglés) y voltaje (VT por sus siglas en inglés) de sistemas de potencia a magnitudes más bajas y permite un aislamiento galvánico entre la red de potencia y los relés y otros equipos conectados a los devanados secundarios. Los CTs son diseñados para soportar corrientes de falla que pueden superar cincuenta veces la de carga por unos pocos segundos y están acoplados magnéticamente.

Mientras que los VTs requieren soportar sobrevoltajes dinámicos en el orden del 20% de valor nominal por largos períodos de tiempo. Cuando están conectados magnéticamente necesitan un divisor de voltaje capacitivo para sistemas de alto voltaje conocidos como Transformador de Acople de Voltaje Capacitivo (CCVT por sus siglas en inglés), y cuando el

devanado primario del transformador está conectado directamente al sistema de potencia, se conoce como transformador de voltaje [32].

Algunos CTs son utilizados para medir, necesitando un alto rendimiento durante las condiciones normales de carga. Mientras que otros son diseñados para los relés, donde deben tener una buena reproducción de la señal en la condición de falla, pero en el estado estable no es importante la precisión [32]. Existe un parámetro de funcionamiento muy importante en estos transformadores que es el ancho de banda, el cual debe ser adecuado para tener una reproducción de la corriente medida aparte de las incertidumbres que son causadas por las formas de onda no sinusoidal junto con los armónicos [33].

Por otra parte, los transformadores de voltaje son transformadores normales conectados directamente con el devanado primario a los equipos de alto voltaje y con uno o más devanados secundarios con una relación de voltaje estándar de 120V fase-fase, este tipo de transformadores se encuentra en niveles inferiores a los 345kV mientras que para valores superiores se utilizan CCVT [34].

Los sistemas de protección y medida tradicionales tienen como componente un transformador de corriente y uno de voltaje. El lado primario de los ITs son alimentados por la corriente y el voltaje de la red. El lado secundario suple los relés de protección o sistemas de medición de energía y las señales generadas por los ITs son transportadas por medio de cables eléctricos a las salas de control [34].

Los transformadores tradicionales son considerados magnéticos porque tienen un núcleo de cobre para convertir la señal primaria a secundaria a niveles manejables (5 A o 1 A para los CT y 120/115 V para los VT). Cuando el núcleo magnético se satura las señales secundarias son distorsionadas llegando información incorrecta los relés [34].

Sin embargo, con el avance de la tecnología se han desarrollado los Transformadores de Instrumentación Ópticos o conocidos también como Transformadores de Instrumentación No Convencionales (NCIT por sus siglas en inglés), permitiendo una alta precisión comparada con los magnéticos y eliminar los problemas de saturación, pues a diferencia

de los convencionales los digitales no poseen núcleo de hierro que limita el ancho de banda; lo que permite mejorar la respuesta transitoria. Estos tienen tres tipos de señales de salida de acuerdo a los fabricantes: baja energía, alta energía y salidas digitales [34].

- Análoga de baja energía (LEA por sus siglas en inglés): Un transformador óptico de corriente (OCT por sus siglas en inglés) con esta salida puede ser configurado para aplicaciones de protección y medida, siendo el mismo diseño físico para ambas aplicaciones pero algunos ajustes son optimizados en cada aplicación. Para medida la salida es de 4 V con dos veces la capacidad de medir sobrecorrientes y en protección la relación típica es de 200 mV, permitiendo medidas de sobrecorriente de falla hasta 40 veces, totalmente compensadas. En el caso del transformador óptico de voltaje (OVT por sus siglas en inglés) es de 4 V.
- Análoga de alta energía (HEA por sus siglas en inglés): La salida de alta energía cambia de relación fácilmente con un software y son utilizados para propósitos de pruebas. Para los OCT una corriente nominal de 5 A y los OVT voltajes de 120/115 V fase-fase.
- Digital: Es considerada como opcional por los fabricantes, que permite la transferencia de valores muestreados a los dispositivos de protección. Usados principalmente por el estándar IEC 61850 en las subestaciones digitales.

En la Figura 1-15, se muestra el diagrama de bloques para el OCT basado en el estándar IEC 60044-8 [35]. La unidad de procesamiento de la señal digitaliza la corriente del sensor producida por la señal de luz y la salida es enviada al convertidor Digital/Análogo (D/A) y la *Merging Unit* (MU por sus siglas en inglés). El convertidor genera las señales análogas y la MU remuestrea la señal y genera una salida digital bajo el estándar IEC 61850-9-2 [9], en formato Ethernet para ser transmitido por la red hacia los dispositivos de protección y medida MUs.

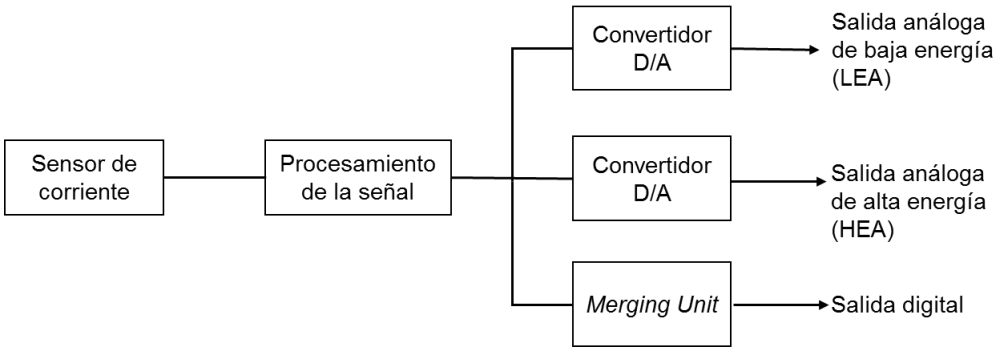

Figura 1-15. Diagrama de bloques de un OCT. Basado en [34].

Al tener salidas análogas y digitales los anchos de banda de estas señales son de magnitud diferente, para el primer caso se tiene un ancho de banda ajustable desde 20 a 40 kHz y en los digitales se tiene un valor de 2.4 kHz debido a la tasa de muestreo involucrada. La salida digital establecida por la guía de implementación establecida por la UCA del estándar IEC 61850-9-2 [9] en una versión ligera (IEC 61850-9-2 *Light Edition*) [36], define dos frecuencias de muestreo una para funciones de protección de 80 muestras/ciclo y la segunda para funciones de medida 256 muestras/ciclo. Esa tasa en un sistema de potencia con una frecuencia de 60 Hz corresponde a 4800muestras/s y 15360muestras/s y para una frecuencia de 50 Hz se tiene 4000muestras/s y 12800muestras/s. Quedando limitado el ancho de banda a la mitad de las descritas anteriormente por el teorema de Nyquist, por ejemplo, valores de 2.4 kHz y 2 kHz respectivamente [34].

1.4 Bus de procesos basado en el estándar IEC 61850-9-2

La implementación del estándar de redes y sistemas de comunicación en subestaciones IEC 61850 presentado por la Comisión Internacional Electro-técnica (IEC por sus siglas en inglés), se ha comenzado a utilizar en los Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS por sus siglas en inglés) con el objetivo de comunicar Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs por sus siglas en inglés) de diferentes fabricantes lo que facilita la interoperabilidad [10].

La tecnología de bus de procesos utiliza la transmisión de valores análogos muestreados (SVs por sus siglas en inglés) de corrientes y voltajes de acuerdo a IEC 61850-9-2 [9] y

señales de disparo de alta velocidad con comunicación punto a punto mediante mensajes de Evento Genérico de Subestación Orientado a Objetos (GOOSE) de acuerdo a IEC 61850-8-1 [37] sobre una red Ethernet. Las MUs como se mencionó en la sesión 1.3 se encarga de la salida digital de los NCIT, operando como una interface entre los ITs y dispositivos de bahía. Cada IED se suscribe a los SVs publicados por las diferentes MUs en la red de comunicación para aplicaciones de protección, control o monitoreo; e igualmente se transmiten mensajes GOOSE relacionado a eventos o maniobras [10]. En la Figura 1-16, se presenta un esquema general del estándar donde se muestran los tres niveles que propone la norma y los dos buses, además de las señales que componen el bus de procesos.

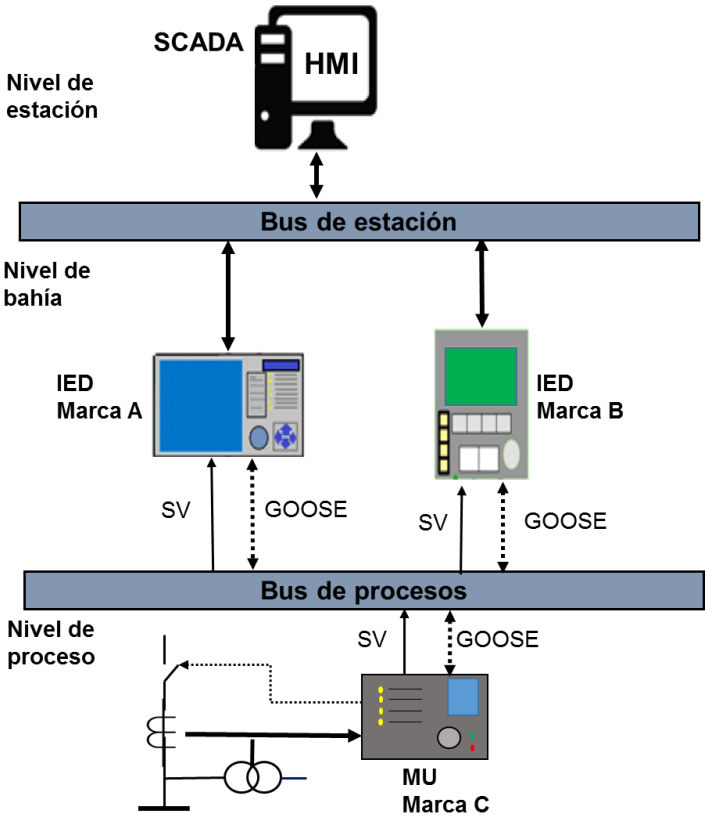

Figura 1-16. Arquitectura propuesta por el estándar IEC 61850, tomado de [10].

El uso del bus de procesos en esta tesis limita el ancho de banda de las señales provenientes de la instrumentación de los sistemas de potencia, al ser digitalizadas y transmitidas mediante el protocolo de comunicaciones IEC 61850-9-2 [9].

Capítulo 2. Procesamiento de la señal con Wavelet

Características de localización en tiempo-frecuencia que tiene wavelet son muy importantes para el análisis de señales no estacionarias como las generadas por perturbaciones en sistemas de potencia. Además, el uso de la transformada wavelet ha ido en aumento en diferentes áreas como: análisis de transitorios, comunicaciones, procesamiento de imágenes, verificación de huellas digitales, compresión de datos, detección de fallas del alta impedancia, perturbaciones en la calidad de la potencia, entre otros [38], [39], [40].

2.1 Transformada Wavelet

En 1982, el francés Jean Morlet introdujo el concepto de wavelet que significa una onda pequeña. La WT es una herramienta matemática eficiente computacionalmente que convierte una señal dentro de una serie de wavelets utilizadas para extraer información útil de señales distorsionadas [39]. Las condiciones necesarias y suficientes para utilizalar wavelet es que debe ser oscilatoria, decaer rápidamente a cero y tener un valor promedio de cero [41].

Las señales descompuestas mediante wavelet son localizadas en tiempo (A través de la translación) y en frecuencia (Mediante la expansión), permitiendo múltiples resoluciones en ambos. La señal puede ser reproducida con el análisis wavelet utilizando un pequeño número de componentes. La wavelet analizadora o función base llamada wavelet madre y sus versiones, la traslada y expandida son conocidas como wavelets hijas [41]. Donde las señales estacionarias pueden ser localizadas en el tiempo o la frecuencia utilizando la transformada de Fourier. Mientras, las no estacionarias donde la frecuencia varía en el

tiempo, al utilizar el análisis de Fourier es imposible tener información en el tiempo sin conocerse el momento que se presenta el cambio de frecuencia. Necesitándose una técnica que permita tener información en el tiempo y la frecuencia, Gabor implementa el uso de la Transformada de Fourier de Tiempo Corto (STFT por sus siglas en inglés) donde se analiza de forma bidimensional la señal en un tamaño de ventana fija, permitiendo conocer cuándo y a que frecuencia ocurrió el evento. La deficiencia de este último método es el tamaño fijo de la ventana, impidiendo analizar los detales en señales de frecuencia variable. De este problema surge la división no uniforme en el dominio de la frecuencia del análisis wavelet, pues permite la descomposición de una señal en diferentes niveles de resolución; comparación mostrada en la Figura 2-1. [39]

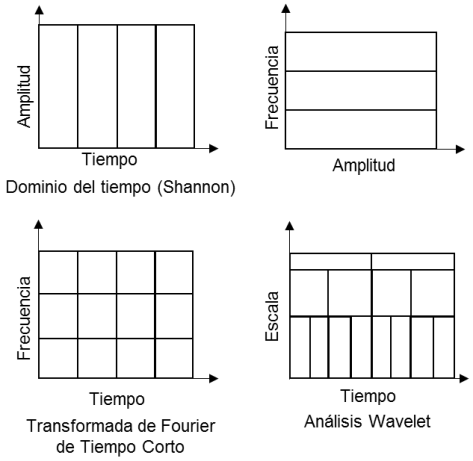

Figura 2-1. Embaldosado frecuencia-tiempo de las transformaciones de Fourier, STFT y Wavelet, basado en [42].

Además, la MW es expandida en bajas frecuencias utilizando ventanas grandes para obtener los componentes de la señal en esa frecuencia; mientras que en altas frecuencias la función base es comprimida y ventanas pequeñas son utilizadas para obtener las componentes de la señal, como se puede ver en la Figura 2-2 [11]. Con la transformada wavelet las altas frecuencias tiene mejor resolución en el tiempo, es decir que una componente de alta frecuencia se puede localizar mejor en el tiempo; mientras que para bajas frecuencias se tiene buena resolución en frecuencia lo que permite localizarla mejor que una componente de alta frecuencia [40].

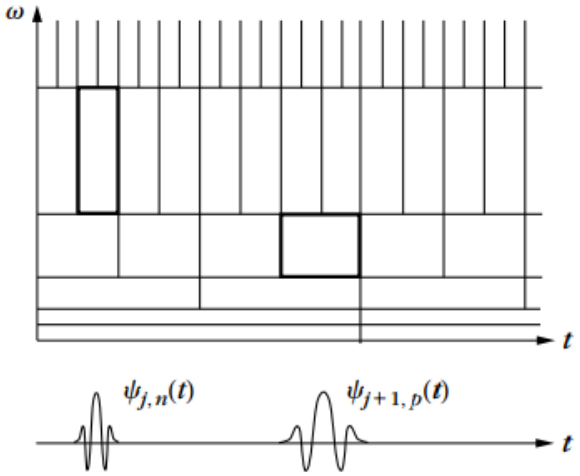

Figura 2-2. Los cuadros de tiempo-frecuencia de una base wavelet, tomado de [42].

En la descomposición cada nivel representa una parte de la señal original que ocurre en un momento particular y en esa banda de frecuencia. Las bandas de frecuencia son individuales y separadas logarítmicamente, diferente a STFT donde el espacio es uniforme, como se presentó en la Figura 2-1. Esto hace que la señal descompuesta tenga la poderosa propiedad de localización en tiempo-frecuencia siendo este uno de los mejores beneficios de la WT [38].

Existen dos tipos de transformada wavelet: Transformada Wavelet Continua (CWT por sus siglas en inglés), mostrada en las ecuaciones (2.1) y (2.2); y la Transformada Wavelet Discreta (DWT por sus siglas en inglés), presentada en la ecuación (2.7). Aunque en la actualidad el uso masivo de los computadores con datos en forma digital genera que la discreta sea preferida en la mayoría de investigaciones y desarrollos [40]. Siendo este el caso de estudio y herramienta a utilizar en esta tesis.

$$CWT_x^{\varphi}(\tau, s) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t)\varphi^*(\tau, s, t)dt \tag{2.1}$$

$$\varphi(\tau, s, t) = \frac{1}{\sqrt{s}}\varphi\left(\frac{t-\tau}{s}\right) \tag{2.2}$$

Donde s es el factor de escala utilizado para comprimir y dilatar la MW φ (t) para obtener información de alta y baja frecuencia de la señal x (t), mientras el parámetro de traslación τ es usado para obtener información en el tiempo.

Ahora la versión matemática discreta está definida como:

$$DWT_x^{\varphi}(m,k) = \frac{1}{\sqrt{a_0^m}} \sum_n x(n) \varphi \left(\frac{k - n b_0 a_0^m}{a_0^m} \right) \tag{2.3}$$

Donde $\varphi(n)$ es la MW, $x(n)$ la versión discreta de $x(t)$, el parámetro de escala a y el de traslación b, son funciones de parámetros enteros m. El resultado es una escala geométrica (1, 1/a, $1/a^2$…) y traslación por $0, n, 2n, \ldots$. Intercambiando las variables n, k y reacomodando la ecuación (2.3) se obtiene [43]:

$$DWT_x^{\varphi}(m,n) = \frac{1}{\sqrt{a_0^m}} \sum_k x(k) \varphi \left(a_0^{-m} n - b_0 k \right) \tag{2.4}$$

Observando la ecuación anterior, se puede notar que hay una similitud a la ecuación de convolución para la Respuesta Finita del Impulso (FIR por sus siglas en inglés) de filtros digitales, así

$$y(n) = \frac{1}{c} \sum_k x(k) h(n-k) \tag{2.5}$$

Donde $h(n-k)$ es la respuesta al impulso del filtro.

Pero comparando (2.4) y (2.5), se evidencia que la respuesta al impulso del filtro en la ecuación DWT es:

$$g(a_0^{-m} n - b_0 k) \tag{2.6}$$

Seleccionando $a_0 = 2$ o (a_0^{-m} =1, ½, ¼,…) y $b_0 = 1$, valores escogidos por la transformada diádica [39]. La DWT puede ser implementada usando filtros de múltiples etapas con la onda madre como filtro paso bajo y su dual paso alto [43].

En la ecuación (2.7) la DWT queda simplificada como:

$$DWT_x^{\varphi}(j,n,k) = 2^{-j/2} \sum_n x(n) \varphi \left(2^{-j} n - k \right) \tag{2.7}$$

Donde x(n) es dilatada discretamente por j y traslada por el parámetro k.

2.1.1 Transformada Wavelet Discreta y Análisis Multi-resolución

La DWT emplea dos conjuntos de funciones llamadas función de escala y función de detalle, que son asociadas con filtros pasa alto y pasa bajos respectivamente [38]. De esas dos funciones utilizadas surge el análisis multi-resolución (MRA por sus siglas en inglés) con el objetivo de desarrollar una representación sofisticada de señales en términos de las funciones de escala y wavelet. El cual es diseñado para producir buena resolución de tiempo y mala resolución en frecuencia para las altas frecuencias y mala resolución de tiempo y buena resolución de frecuencia en bajas frecuencias [38]. La utilización de esta metodología se da por la naturaleza de las señales encontradas en las aplicaciones prácticas donde los transitorios ocurren en períodos cortos de tiempo y las bajas frecuencias son de larga duración. El diagrama MRA se muestra en la Figura 2-3 con tres niveles de descomposición.

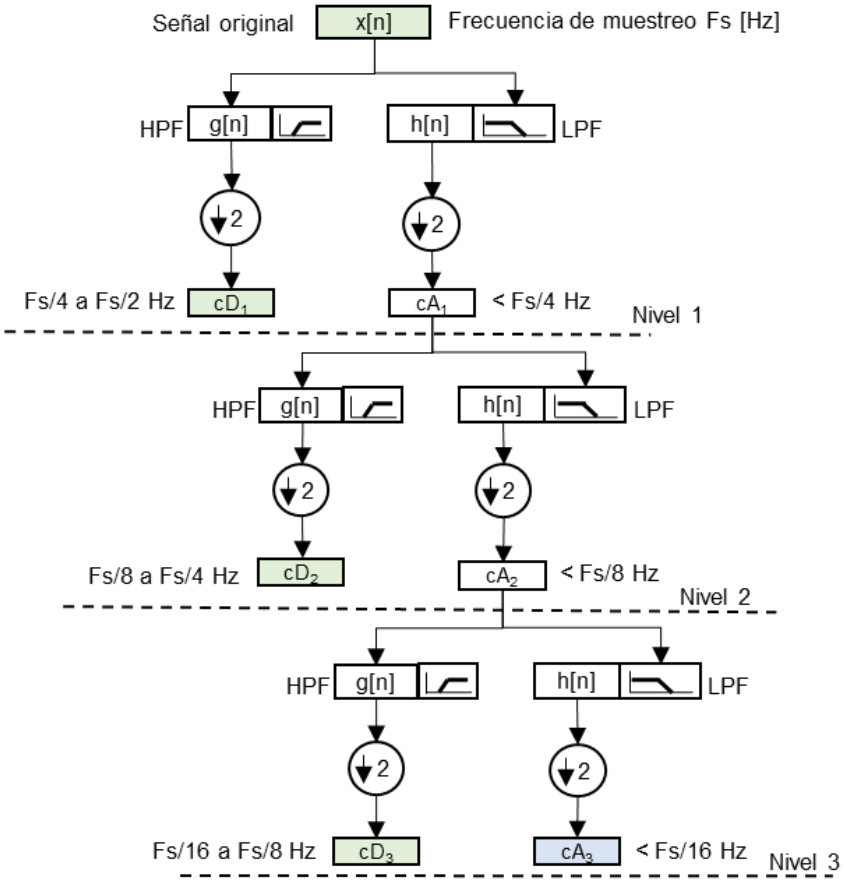

Figura 2-3. MRA para descomposición de señales, basado en [38].

Los coeficientes de escala conocidos como aproximación (cA), son los que representan la baja frecuencia de la señal original y los coeficientes de detalle (cD), son los que representan la alta frecuencia [38], [40]. Esos coeficientes son calculados empleando las siguientes ecuaciones:

$$cA_{j,k} = \sum_{n=0}^{N} x(n)h(2k-j) \tag{2.8}$$

$$cD_{j,k} = \sum_{n=0}^{N} x(n)g(2k-j) \tag{2.9}$$

Donde N es la longitud de la señal, cA y cD son las salidas obtenidas al pasar la señal por el filtro pasa bajos h y paso alto g respectivamente para un nivel dado, después de un sub-muestreo por dos. Cabe destacar que los coeficientes de los filtros son los de la MW elegida.

Realizando una implementación de la DWT para descomponer una señal en tres niveles mediante el software MATLAB y utilizando la función *wavedec* disponible en el *toolbox* wavelet para descomposición multinivel de señales en una dimensión. Teniendo como señal de prueba una onda sinusoidal de 60 Hz muestreada a una frecuencia de 15.36 kHz, correspondiente a una tasa de 256 muestras/ciclo ver Figura 2-4, la cual se le adicionó ruido y un cambio por algún evento. En la Figura 2-5, se presenta el resultado obtenido por la descomposición Wavelet.

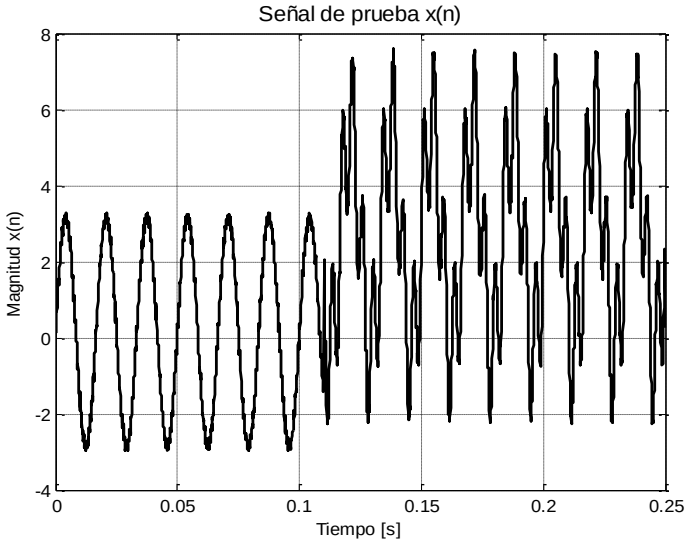

Figura 2-4. Señal de prueba x(n)

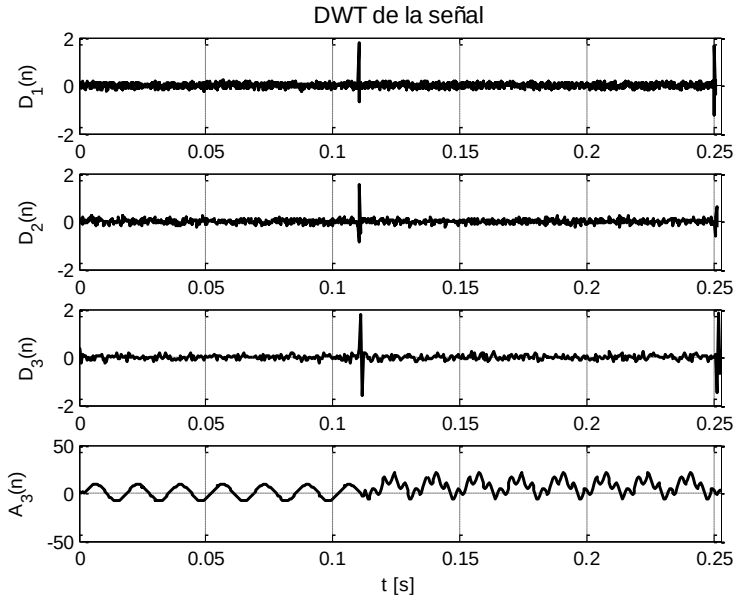

Figura 2-5. Descomposición wavelet de x(n) en tres niveles.

En el primer nivel de detalle se logra observar el momento en que ocurre el evento con un escalón pero también predomina el ruido si se compara con los otros dos niveles de detalle siguientes. Mientras que el último nivel correspondiente al de aproximación tres, se observa la señal sinusoidal de 60 Hz por ser de baja frecuencia.

2.1.2 Onda Wavelet madre

La elección de la función base u onda Wavelet madre adecuada es muy importante cuando se va a utilizar la WT, pues de esto depende obtener un buen resultado en el análisis de la señal proveniente de algún tipo de aplicación. Según las investigaciones realizadas para la utilización de Wavelet en los sistemas de protección para detectar diferentes tipos de fallas transitorias, se encuentra que: La más usadas son la familia Daubechies entre ellas la db4, db6 y db20 [38]. Debido a la capacidad de detección precisa de señales con baja amplitud, corta duración y rápida decadencia [7]. Una buena MW se comprueba cuando la señal reconstruida es lo más cercana a la señal bajo análisis utilizando pocos niveles de descomposición [44].

Por ejemplo si se observa la Figura 2-6, la diferencia entre la wavelet 4 y la wavelet 20, la primera está más localizada en el tiempo. Por eso la wavelet 4 es adecuado escogerla para detectar transitorios rápidos como impulsos o eventos de conexión en sistemas de potencia [44], [45].

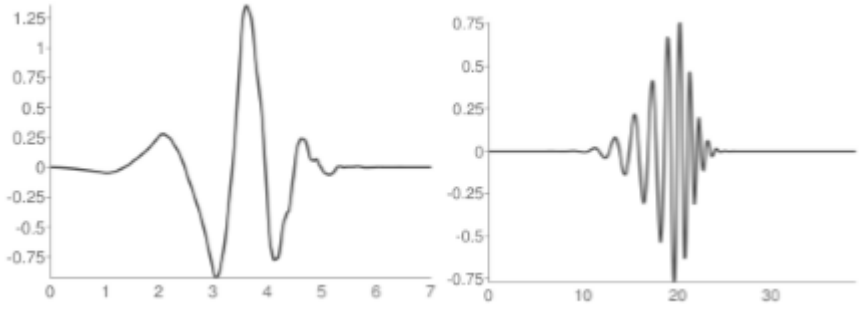

Figura 2-6. Wavelet con 4 y 20 coeficientes respectivamente, tomado de [46].

Sin embargo, la wavelet 4 es menos localizada en frecuencia que la wavelet 20, como se observa en la Figura 2-7, mostrando la transformada de Fourier para las dos wavelets madres presentadas en la figura anterior [45].

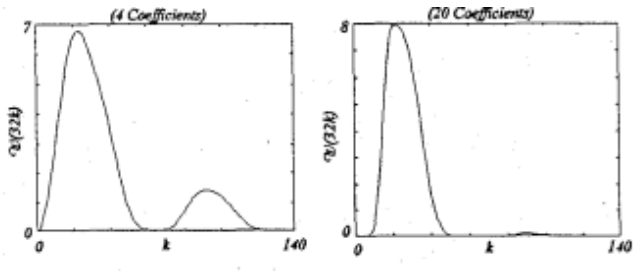

Figura 2-7. Transformada Rápida de Fourier para las wavelet 4 y wavelet 20 [45].

En [4], se presenta que la mayoría de ondas madres seleccionadas para detectar HIF es la db4, además de ser usada en otras investigaciones [38], [45] y en [47]. En [48] también se utilizó para para un sistema de protección basado en la transformada wavelet en tiempo real, siendo una gran ventaja para aplicación en protecciones de los sistemas de potencia. Por esta razón esta wavelet madre será la utilizada en este trabajo.

2.2 Modos de Correlación Wavelet

El algoritmo modos de correlación wavelet (WCM por sus siglas en inglés), parte del último coeficiente de aproximación obtenido mediante la ecuación (2.8) y los de detalle (2.9) calculados en cada nivel de descomposición después de realizarse la operación de filtrado mediante el análisis multi-resolución. Con los coeficientes calculados se completa la matriz (*M*), llamada matriz wavelet (2.10); que contiene los valores correspondientes a cada nivel de detalle y el último de aproximación [49], [50]. Siendo una representación alternativa que contiene todas las propiedades de la transformada wavelet pero es significativamente más rápido [51].

$$M_{N+1,n} = \begin{bmatrix} cD_1(1) & cD_1(2) \dots & cD_1(n) \\ cD_2(1) & cD_2(2) \dots & cD_2(n) \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ cD_N(1) & cD_N(2) \dots & cD_N(n) \\ cA_N(1) & cA_N(2) \ \dots & cA_N(n) \end{bmatrix} \tag{2.10}$$

Luego se calcula la matriz de correlación (CM por sus siglas en inglés) mediante la ecuación (2.11) para analizar la matriz M.

$$CM = MM^T \tag{2.11}$$

El algoritmo WCM se basa en extraer la información contenida en cada valor propio mediante la descomposición en valores singulares de la CM según la ecuación (2.12), que representa cada nivel de descomposición, pues están asociados con el rango de frecuencia de la señal analizada.

$$M = L\boldsymbol{\Lambda}T \tag{2.12}$$

Donde L es una matriz $m\ x\ r$ y T es una matriz $n\ x\ r$ que representan los vectores propios izquierdo y derecho respectivamente, mientras $\boldsymbol{\Lambda}$ es la matriz diagonal $r\ x\ r$ mostrada en la ecuación (2.13), que contiene todos los valores propios de la matriz wavelet [49], [50].

$$\lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \lambda_{r-1} & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_r \end{bmatrix} \tag{2.13}$$

Siendo el primer valor propio (λ_1) el de más alta frecuencia, es decir el correspondiente al primer nivel de detalle calculado a partir del análisis multi-resolución presentado en la Figura 2-3; hasta llegar al último valor propio equivalente al coeficiente de aproximación del nivel más bajo de descomposición. Todos los valores propios están divididos sobre el número de muestras de la ventana (80 muestras) ecuación (2.14) para asociar los valores RMS de la señal analizada con los valores propios obtenidos.

$$\lambda_{i,RMS} = \frac{\lambda_i}{ventana} \tag{2.14}$$

Cuando se produce un fenómeno transitorio ese cambio modifica características en la matriz wavelet que puede ser analizado usando los valores propios de la matriz de correlación [49], [50].

2.3 Extracción de características

Los diferentes coeficientes de detalle obtenido de los niveles de descomposición de la DWT, no son medidas individuales que se puedan usar directamente como características de las señales procesadas. Estos valores se utilizan para calcular usualmente la energía, desviación estándar, energía de Shannon o se maneja la suma de los valores absolutos por mencionar algunas. El cálculo se realiza utilizando la técnica de ventana deslizante que permite realizar el cálculo con una cantidad de muestras que conforman una ventana, la cual se va moviendo por toda la señal en un paso de muestra establecido [8], [39], [43].

En varias otras ocasiones se aplican para amplificar los valores, logrando magnitudes mayores que permitan apreciar mejor los cambios y no ser afectados por ruidos que componen las señales [11].

Por otra parte, el comportamiento de los valores propios extraídos de la matriz wavelet por el método WCM también representa las particularidades de las señales. Pero no necesariamente se aplican algunas de las características mencionadas antes para la DWT; como se hizo en [49]. Mientras en [50], se utilizó la ventana deslizante para clasificación de la falla y no para calcular alguna propiedad.

Por último de las diferentes características utilizadas en la literatura, en esta tesis se va a utilizar la energía de Shannon presentada en la ecuación (2.15). Pues tiene la capacidad de enfatizar magnitudes bajas y medias en comparación con el cálculo de la energía cuadrada convencional [52]. También es usada para evitar que los resultados se vean afectados por la MW seleccionada y garantizar el rendimiento de los algoritmos propuestos [53]. Asimismo la energía se aproxima mejor a los rangos de detección, cuando hay presencia de ruido se tienen resultados con menos errores y posee la capacidad de enfatizar el medio son ventajas para utilizarla [54].

$$SE = -x(n)^2 \log_{10}(x(n)^2) \tag{2.15}$$

Donde, $x(n)$ es el valor de los coeficientes de detalle y los valores propios para cada nivel de descomposición. Además, se va a utilizar la técnica de ventana deslizante para calcular la energía total de la señal por medio de la ecuación (2.16).

$$SE(k) = \sum_{n=k-(N-1)}^{k} x_i(n)^2 |\log_{10}(x_i(n)^2)| \tag{2.16}$$

Donde, $SE(k)$ es la energía, n es usado para mover la ventana deslizante en todas las muestras para cada nivel o valor propio i y N define el tamaño de la ventana según la cantidad de muestras.

2.3.1 Niveles de descomposición de la DWT

La energía de Shannon calculada será correspondiente a los tres primeros niveles de detalle, para extraer características de las más altas frecuencias. Teniendo en cuenta que la frecuencia de muestreo es de 4.8kS/s, para el primer coeficiente de detalle será de 2.4 kHz, el segundo de 1.2 kHz y el tercero de 0.6 kHz, está reducción ocurre por lo mostrado en la sección 2.1.1 con el análisis multi-resolución.

2.3.2 Valores propios de WCM

En este caso se obtiene la energía de Shannon de los valores propios que representan las más altas frecuencias de los mismos tres niveles de detalle empleados en la wavelet

discreta tradicional. Donde el primer valor propio (λ_1) presentado en la ecuación (2.13) será igual a $M4$, el segundo valor propio (λ_2) será igual a $M3$ y el tercer valor propio (λ_3) es $M2$. Adicionalmente como se dijo antes ese método no siempre se utiliza alguna característica particular, permitiendo utilizar el valor de alta frecuencia directamente del valor propio calculado de la matriz wavelet y utilizando la ecuación (2.17) para determinar el valor RMS total, la cual se comporta como la envolvente de la señal analizada permitiendo determinar cuándo sufre algún cambio por un evento transitorio asociado a alguna perturbación[49].

$$MT(n) = \sqrt{2 * (\lambda_1 + \lambda_2 + \ldots + \lambda_{N+1})} = \sqrt{2 * (M1 + M2 + M3 + M4)} = Env(n) \quad (2.17)$$

Donde, N es el número de niveles de descomposición, que para este caso será de tres. Además, el comportamiento de la señal $MT(n)$ no es afectado por el cambio de la onda madre utilizada para el análisis, siendo una ventaja en la obtención del resultado pues la elección de una onda madre cuando se utiliza la WT siempre genera algún tipo de incertidumbre y variabilidad en los resultados. Comparación presentada en la Figura 2-8 y Figura 2-9, donde se utilizó la WM db4 y la db8.

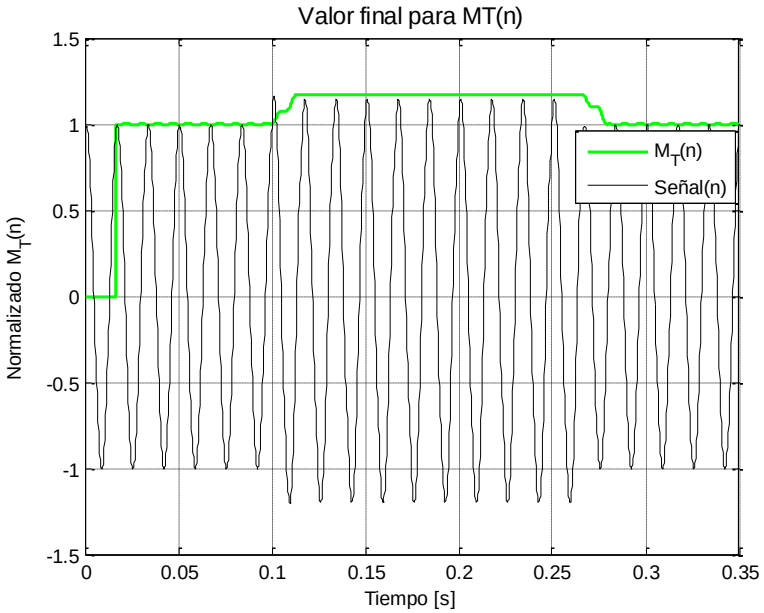

Figura 2-8.Valor RMS total ($MT(n)$) usando la WM db4.

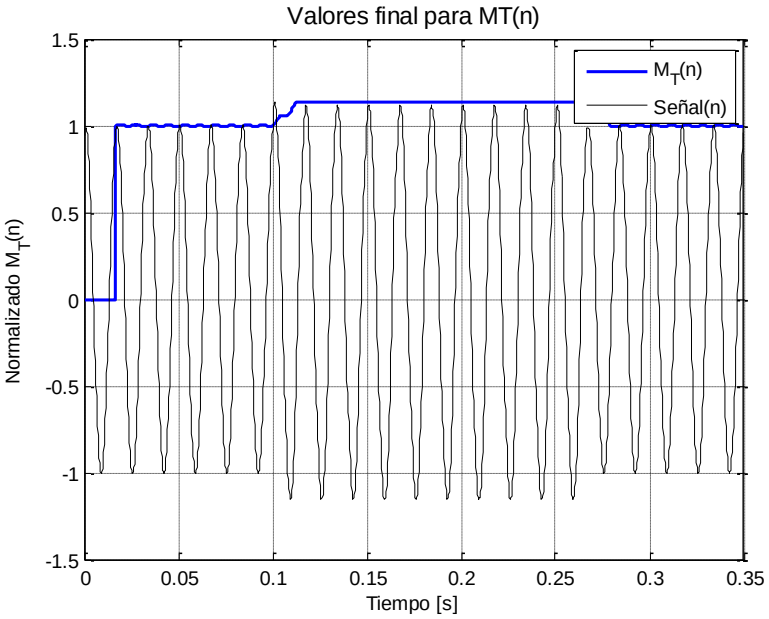

Figura 2-9 .Valor RMS total ($MT(n)$) usando la WM db8.

Capítulo 3. Simulación y casos de prueba

En este capítulo se presentan los sistemas de prueba utilizados para caracterizar las HIF, las LIF y las conexiones de carga utilizando DWT y WCW. Para el análisis se seleccionó el sistema IEEE de 9 nodos [11] para representar una red enmallada y el sistema IEEE 13 nodos [55] para representar una red radial. Adicionalmente se especifican los modelos utilizados para representar las HIF, las fallas tradicionales o de baja impedancia (LIF por sus siglas en inglés) y las conexiones de carga.

3.1 Sistemas y modelos de prueba

El software utilizado para simular los dos sistemas de prueba y los dos modelos de HIF seleccionados es el *"Alternative Transients Program/Electro-Magnetic Transients Program*" (ATP/EMTP por sus siglas inglés). Este software es muy utilizado para simular transitorios electromagnéticos y fenómenos electromecánicos, además de poseer modelos de elementos del sistema de potencia como arcos eléctricos y transformadores saturables. Existe una versión conocida como ATPDraw que es un pre-procesador gráfico para la versión ATP de EMTP [4], utilizada en este trabajo.

3.1.1 Sistema enmallado de transmisión IEEE de 9 barras

Aunque las HIF no han sido muy estudiadas sobre sistemas de alto voltaje existen ciertas investigaciones que también consideran la ocurrencia en este tipo de redes, como se presenta en la tabla resumen de los métodos de detección y la red utilizada para pruebas en el artículo [7]. En los sistemas de transmisión estudiados en [41], [43], [56] utilizan solamente una línea con generadores en ambos extremos. Mientras que en otros casos se utiliza una topología de sistema enmallado como en [11].

Como en este trabajo se quiso estudiar las HIF tanto en sistemas radiales como enmallados. Entonces para tener un sistema de transmisión un poco más completo que con una sola línea, se va a utilizar el sistema IEEE de 9 barras como caso de estudio; alimentado por tres generadores y sus respectivos transformadores elevadores, seis líneas interconectadas y tres cargas, con un nivel de tensión de 230kV. Para mayor información sobre los valores y características del sistema se puede consultar en [11] y [57]. Adicionalmente como el sistema fue simulado en ATP ver Figura 3-1, se utilizó el modelo J Marti para las líneas de transmisión, siendo necesario escoger una estructura típica de torre de un solo circuito para el nivel de voltaje de la red, asumiendo los valores presentados en [58].

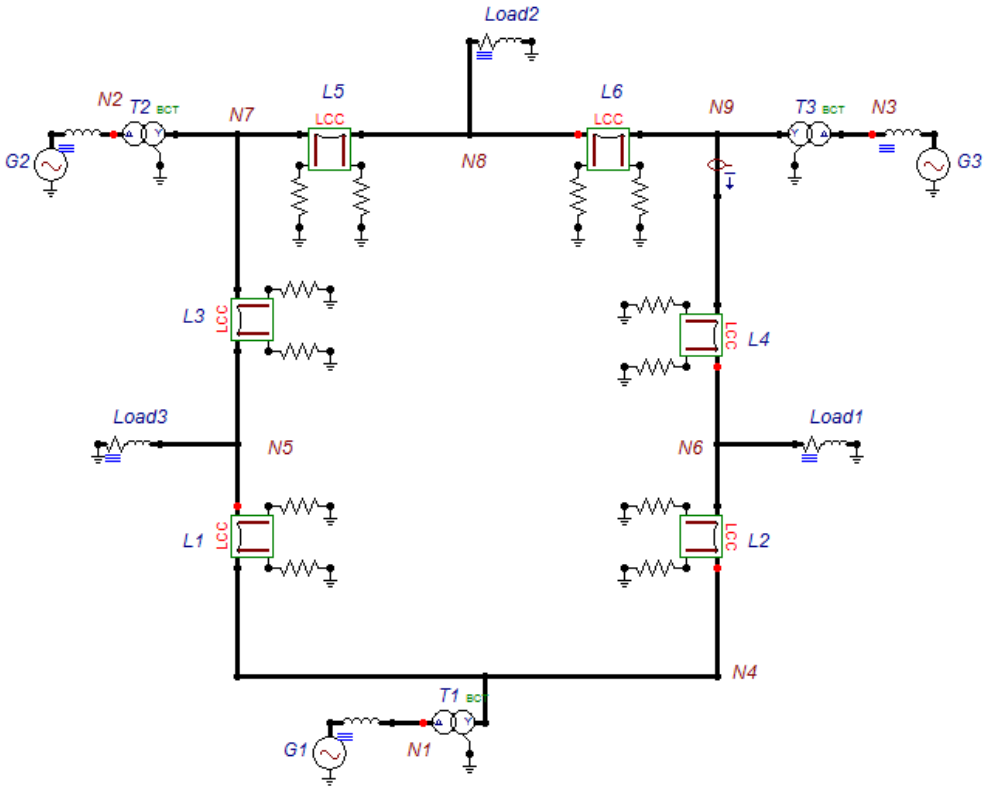

Figura 3-1. Modelo IEEE 9 barras simulado en ATP.

3.1.2 Sistema radial de distribución IEEE de 13 nodos

Los sistemas de prueba radiales de distribución propuestos en la IEEE disponibles en [59], sirven para probar técnicas desarrolladas y analizar los resultados en sistemas con configuraciones típicas, para tener casos de estudio cercanos a la realidad.

Los niveles de distribución son una prioridad por la alta probabilidad que se tiene de la ocurrencia en este tipo de fallas si se compara con los niveles de transmisión [60]. En [7] se muestra una tabla con una clasificación de las técnicas existentes haciendo un compilado y se evidencia que la mayoría de redes utilizadas son de distribución. Asimismo, se tiene una cantidad infinita de posibles configuraciones de redes basados en consideraciones como nivel de voltaje, número de nodos, densidad de cargas, entre muchas más [61].

Por lo anterior, se seleccionó la red de distribución estándar de 13 nodos como la adecuada para evaluar las características de los eventos a probar. En la Figura 3-2, se presenta el sistema pequeño y fuertemente desbalanceado de 4.16kV. La red está conectada a un nivel superior mediante un transformador de 5MVA 115kV/4.16kV ubicado en el nodo 650, incluye combinaciones de extensiones trifásicas y monofásicas, líneas aéreas y subterráneas. Las extensiones monofásicas y las líneas trifásicas son modeladas usando parámetros agrupados y modelos especiales con parámetros personalizados [60]. En [55] se puede encontrar toda la información del sistema de distribución.

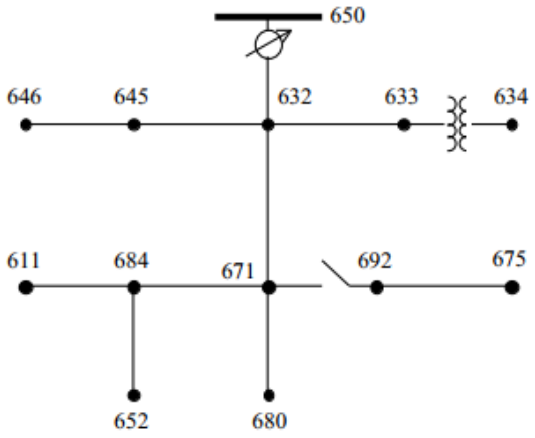

Figura 3-2. Diagrama de línea del sistema IEEE 13 [55].

El sistema simulado en ATP se puede observar en la Figura 3-3, el modelo de línea utilizados nuevamente es el J Marti por ser un modelo matemático preciso que permite simular la respuesta de una línea ante algún evento en todo el rango de frecuencia [62]. Necesaria

para el estudio de los transitorios electromagnéticos en el sistema de potencia por la variación que se tiene en la frecuencia.

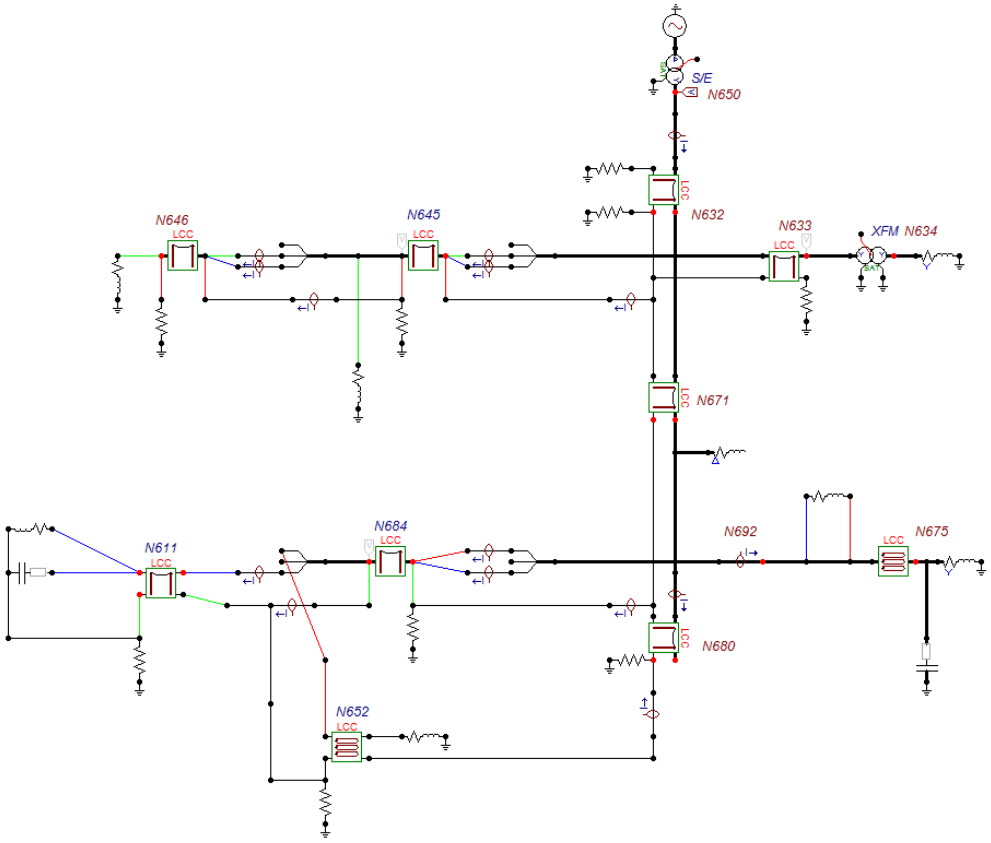

Figura 3-3. Modelo IEEE 13 nodos simulados en ATP.

3.1.3 Modelos de HIF seleccionados

De los diferentes modelos presentados en la sección 1.2, se escogieron dos modelos diferentes, uno para ser usado en la red de transmisión y otro para distribución.

En el caso de sistemas enmallados el modelo elegido es el mostrado en la Figura 1-7, el cual ha sido utilizado en otras investigaciones como [56], donde se tiene un modelo simplificado de Emanuel con dos resistencias diferentes añadidas para representar la resistencia de falla [25]. Como en [15] se tienen los valores de las resistencias y las fuentes de voltaje continuo para un nivel de voltaje de 25kV, los valores de las fuentes se aumentan proporcionalmente al nivel de voltaje del sistema IEEE 9, que es de 230kV. Sin embargo,

los valores de las resistencias no es necesario cambiarlos, porque representan la resistencia de falla, la cual no se ve afectada por el nivel de voltaje sino por la superficie a modelar; estos valores de resistencia están en el rango a los presentados en [19], donde se realizaron pruebas experimentales sobre diversas superficies.

Los parámetros del modelo se presentan en la Tabla 3-1 y el modelo simulado en ATP se puede ver en la Figura 3-4.

Tabla 3-1. Parámetros del modelo simplificado de Emanuel [25].

Parámetro	**Valor**
R_1 [Ω]	1440
R_2 [Ω]	1270
Voltaje DC_1 [kV]	56.0464
Voltaje DC_2 [kV]	45.1812

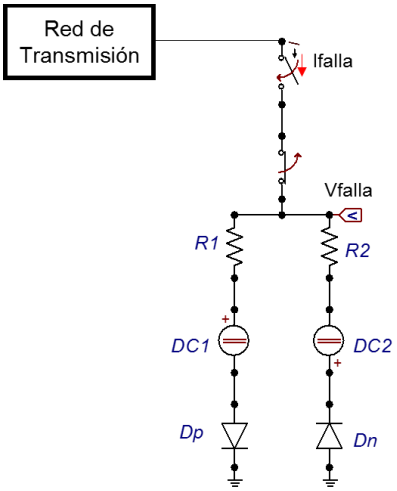

Figura 3-4. Modelo HIF simplificado simulado en ATP.

La formas de onda del voltaje y la corriente de falla de alta impedancia obtenida en la simulación se presenta en la Figura 3-5. Obteniendo una curva que cumple con la asimetría, no linealidad, y la ocurrencia de extinción y re ignición del arco en los cruces por cero de la corriente, cuando ocurre el cambio de estado en el modelo.

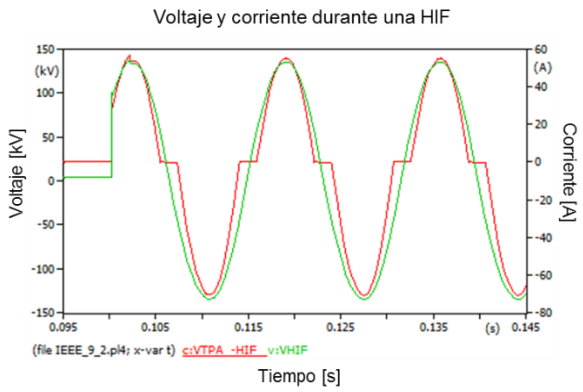

Figura 3-5. Voltaje y corriente durante una HIF en la red de transmisión.

Por último, en la Figura 3-6 se presenta la curva característica V-I obtenida para este modelo, siendo parecida a la presentada en la sección 1.1.2, solo que en este caso no se tiene la formación del bucle sino que el camino de retorno es el mismo que el de subida.

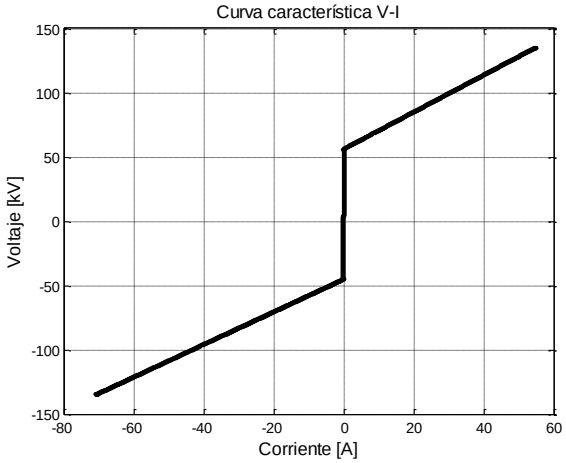

Figura 3-6. Curva V-I para el modelo empleado en transmisión.

En el caso de distribución el modelo escogido fue el presentado en la Figura 1-12, porque es un modelo basado en pruebas experimentales realizadas por la empresa KEPCO sobre una red de distribución de 22.9kV. En el modelo simulado en ATP se utilizan MODELS, objetos creados por los usuarios y fundados en lenguaje de simulación para sistemas que varían en el tiempo [63]. En este caso los MODELS se utilizan para controlar las dos Resistencias Variables en el Tiempo (TVR por sus siglas en inglés), donde $R_1(t)$ es obtenida de los datos

de la curva V-I en el estado estable, mientras $R_2(t)$ es determinada para modelar el transitorio de la corriente de falla [18].

- Representación de no linealidad y asimetría [18]:

  Estas dos características están presentes en la forma de onda de la corriente por ser sinusoidal y los valores en el ciclo positivo son diferentes a los del ciclo negativo. Al tener la curva característica V-I registrada en el experimento, se extrajeron una serie de puntos de esta para crear un vector de corriente y el correspondiente de voltaje, como se muestra en la Figura 3-7, la comparación de las dos curvas. Después de reconstruir la señal y cuando el voltaje se encuentre en el rango $v_n \leq v(t) < v_{n+1}$, se calcula la corriente mediante la siguiente ecuación:

$$i(t) = i_n + \frac{i_{n+1} - i_n}{v_{n+1} - v_n} * (v(t) - v_n) \tag{3.1}$$

  Luego $R_1(t)$ es estimada así:

$$R_1(t) = \frac{v(t)}{i(t)} = \frac{v(t)}{i_n + \frac{i_{n+1} - i_n}{v_{n+1} - v_n} * (v(t) - v_n)} \tag{3.2}$$

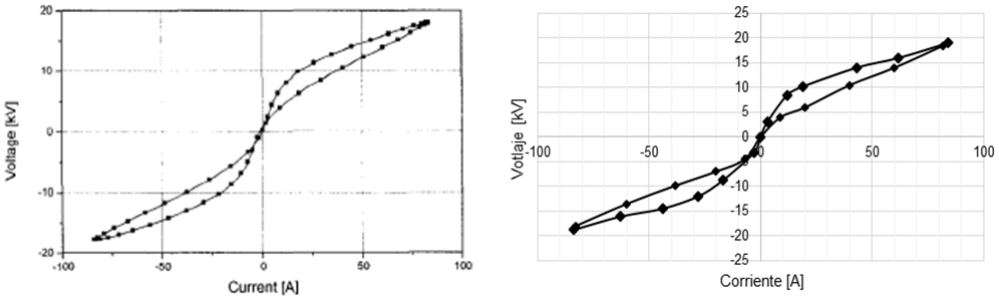

Figura 3-7. Curva V-I experimental [18] vs Muestreada.

- Representación del crecimiento y joroba:

  A partir de los registros tomados en [18], calcularon el valor total de la resistencia y luego se sustrajo el valor calculado de $R1$ para obtener una gráfica y ese conjunto de puntos representan el valor de $R2$ durante todo el experimento. Aunque el

comportamiento de estos puntos se puede modelar mediante la ecuación (3.3) propuesta en [64], [65], obteniendo un resultado aproximado a la curva experimental como se muestra la comparación en la Figura 3-8.

$$R_2(t) = \frac{1600}{1+65t} - 135t \tag{3.3}$$

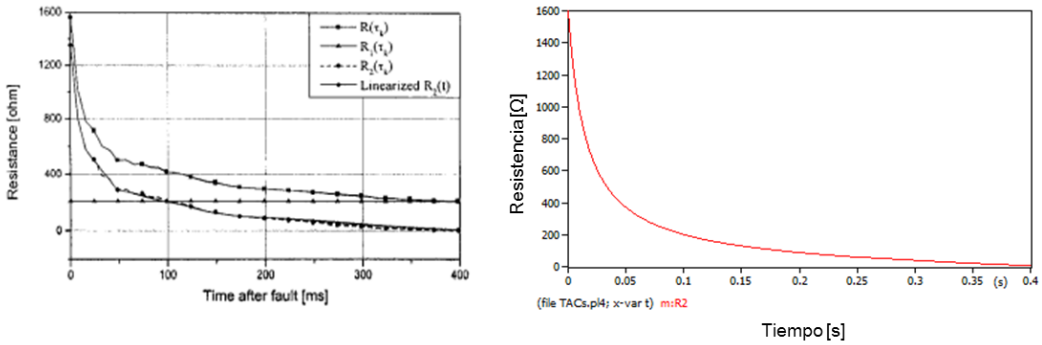

Figura 3-8. Curva de $R2$ experimental [18] vs la obtenida por la ecuación (3.3)

Teniendo los valores de $R_1(t)$ y $R_2(t)$, la impedancia que representa la HIF es la suma de ambos valores al estar conectados en serie. En la Figura 3-9, se muestra el modelo simulado en ATP con un MODEL que controla los valores de las resistencias ver anexo A; y otro utilizado para obtener el valor eficaz o efectivo (RMS: Raíz Media Cuadrática) de la corriente de arco presentado en la Figura 3-10.

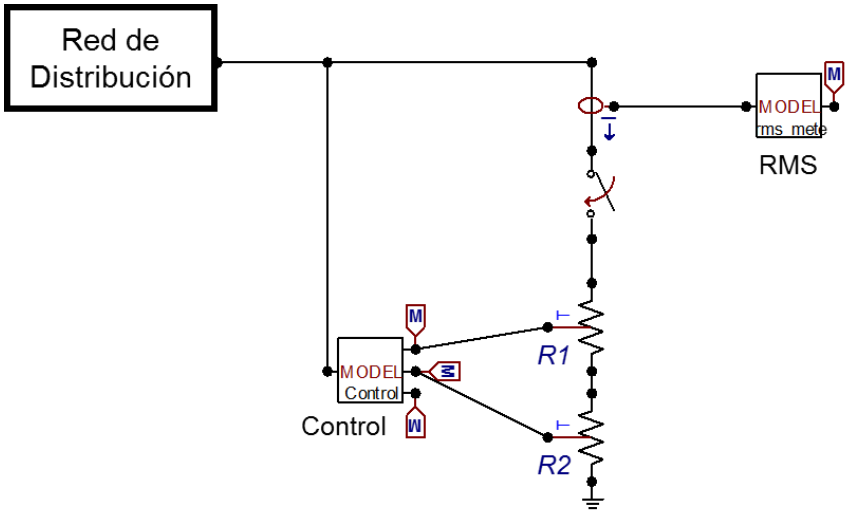

Figura 3-9. Modelo de dos TRVs conectadas en serie controladas por MODELS.

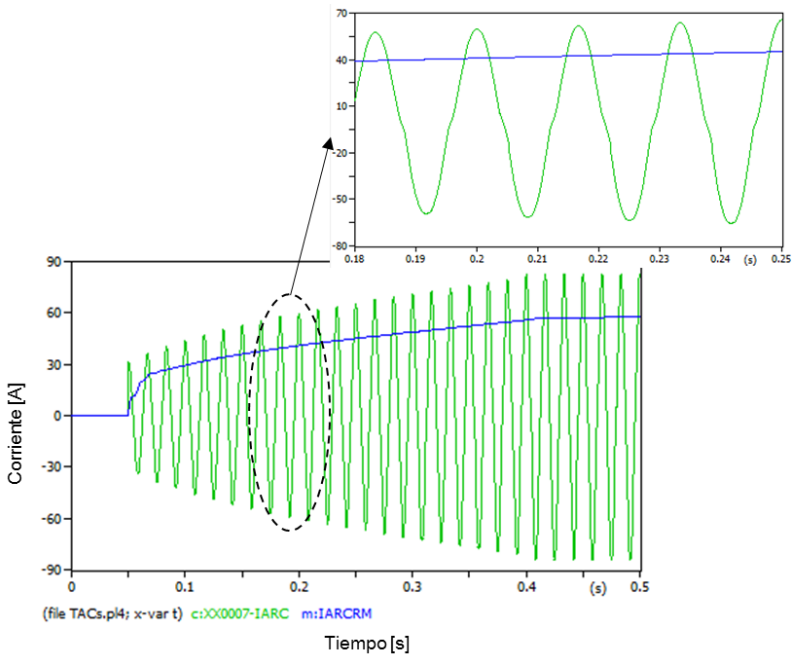

Figura 3-10. Forma de la corriente de falla y su valor RMS.

Por último, en la Figura 3-11 se muestran el valor obtenido para la resistencia de falla de alta impedancia.

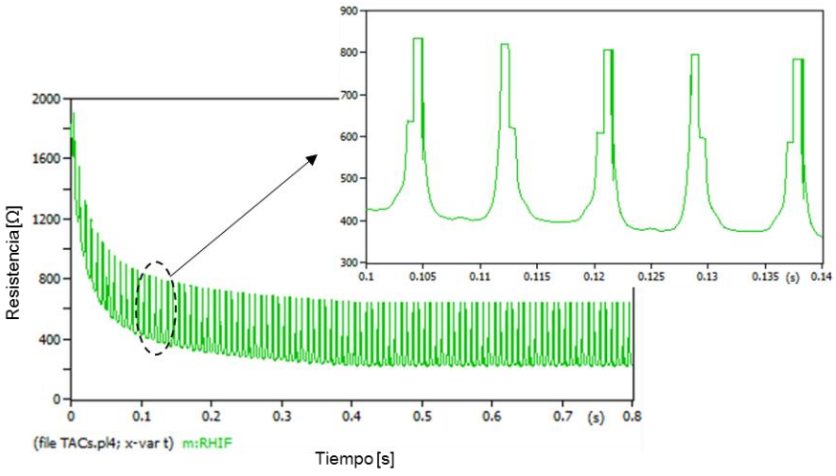

Figura 3-11. Valor de la impedancia de falla.

3.1.4 Modelos para LIF

Las LIFs se representan con una resistencia de falla de 20Ω, pero en algunos casos se consideró un valor mayor de 40Ω. Aunque cuando se presentan este tipo de fallas los

aumentos en la magnitud de la corriente son del orden de los kilo amperios, pues los valores de resistencia son muy bajos cercanos a cero, pero se eligió veinte al ser un valor promedio según lo visto en [50]. Además si las características encontradas con 20Ω son diferenciadoras si se disminuye el valor, los picos serán mucho más grandes.

3.2 Casos de prueba

Precisión y confiabilidad son requeridos para los algoritmos de detección. Las técnicas de detección de HIF deben estar en la capacidad de discriminar señales transitorias producidas por: eventos de conexión y desconexión de carga y capacitores, fallas de convencionales y las fallas a estudiar que son las de alta impedancia. Por esta razón se propone una serie de perturbaciones y escenarios con cambios en la localización y tiempo de incepción, ya que según el momento en el que se conecta una carga o la falla, la magnitud del valor pico se va ver afectado. Por último, cambios en la fase fallada en las HIFs y LIFs, pues se presentan típicamente como fallas monofásicas, eligiendo estas para el estudio en este trabajo.

3.2.1 En la red de transmisión

Los eventos que se van a simular son: fallas monofásicas de alta y baja impedancia, conexión y desconexión de carga. En las HIFs se simularon conexión en cualquier instante y cerca al cruce por cero y exactamente en el cruce por cero de la señal de corriente de falla, siendo las situaciones más desafiantes para la detección, como se mencionó anteriormente. En comparación al caso de distribución en la Figura 3-12, se observa claramente el momento en el que ocurre el hecho asociada al arco, teniendo un comportamiento muy ideal al modelar una corriente casi cero. Sin embargo, esta situación se tuvo en cuenta como un evento posible.

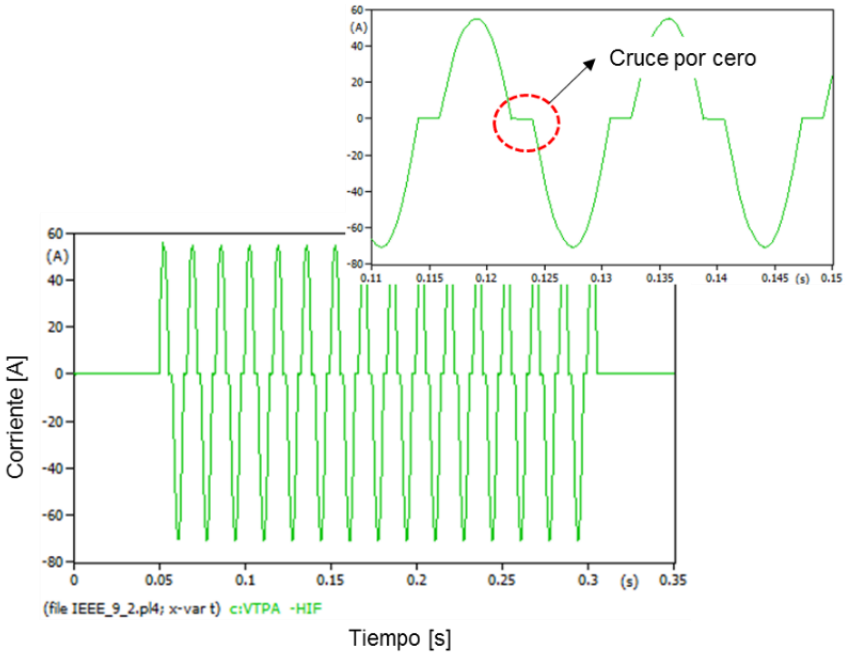

Figura 3-12. Cruce por cero de la corriente producida por una HIF.

En los sistemas de transmisión los puntos de medida se encuentra en cada uno de los barrajes que están asociados a nodos de generación o conexión de carga. Para el caso de estudio se asumió como punto de medida el barraje N9 en dirección a la línea 4 como se presentó en la Figura 3-1.

Los puntos de falla normalmente ocurren en trayectos de la línea. Por esta razón, las perturbaciones asociadas a las fallas se simularon en el 20%, 40%, 60% y 80% de la longitud total de la línea. Mientras que los eventos asociados a las cargas se modelaron en los mismos nodos donde están conectadas las tres cargas que posee el sistema por defecto, en todos los casos se conectó carga adicional al sistema en paralelo a las que se tenían; en unos casos eran iguales a las cargas y en otros se modificaron para obtener aumentos en la corriente similares a los presentados por las HIFs, que fue aproximadamente 25 A.

El listado de eventos simulados se encuentra en la Tabla 3-2, con estos eventos se espera obtener ciertas características que permitan diferenciar las HIFs de las otras perturbaciones para tener sistemas de protección con buena selectividad.

Tabla 3-2. Eventos simulados en el sistema de transmisión.

Evento	Posición	Fase	Tiempo [s]	Descripción del Momento de incepción
Falla de alta impedancia				
1	20% L4	A	0.1002	Cualquier instante
2	40% L4	A	0.1002	
3	60% L4	A	0.1002	
4	60% L4	A	0.1246	
5	60% L4	A	0.1221	Cerca al cruce por cero
6	60% L4	A	0.1020	Pico positivo
7	60% L4	A	0.1274	Pico negativo
8	60% L4	A	0.0985	Cruce por cero
9	60% L4	B	0.1014	Cualquier instante
10	60% L4	C	0.0902	
11	60% L4	C	0.0935	Cruce por cero
12	80% L4	A	0.1002	Cualquier instante
13	20% L2	A	0.1041	
14	60% L2	A	0.1124	
15	60% L2	A	0.1214	Cerca al cruce por cero
16	40% L6	A	0.1002	Cualquier instante
17	80% L6	A	0.1104	Pico negativo
18	80% L6	A	0.1149	En el cruce por cero
Falla de baja impedancia				
19	20% L4	A	0.1002	Cualquier instante
20	40% L4	A	0.1002	
21	60% L4	A	0.1002	
22	80% L4	A	0.1002	
23	20% L2	A	0.1006	
24	60% L2	A	0.1006	
25	40% L6	A	0.1270	
26	80% L6	A	0.1270	
Carga				
27	N8	ABC	0.1269	Conexión en paralelo en el cruce por cero de la fase A
28	N8 modificada	ABC	0.0936	Conexión en paralelo en el cruce por cero de la fase A
29	N8 modificada	ABC	0.1204	Conexión en paralelo en cualquier instante de la fase A
30	N8 modificada	ABC	0.0980	Conexión en paralelo en el pico de la fase A
31	N8 modificada	ABC	0.1175	Conexión en paralelo en el pico de la fase C
32	N6	ABC	0.0975	Conexión en paralelo en el cruce por cero de la fase A
33	N6 modificada	ABC	0.1265	Conexión en paralelo en el cruce por cero de la fase A
34	N5 modificado	ABC	0.1245	Conexión en paralelo en el cruce por cero de la fase A

Evento	Posición	Fase	Tiempo [s]	Descripción del Momento de incepción
35	N8	ABC	0.1705	Desconexión en cualquier momento
36	N8 modificada	ABC	0.1705	Desconexión en paralelo en cualquier momento
37	N6	ABC	0.1608	Desconexión en cualquier momento

3.2.2 En la red de distribución

En los sistemas de distribución típicos los puntos de medida están en el nodo de la subestación de distribución, para este caso de estudio está ubicado en el nodo N650 en el lado secundario del transformador para evitar problemas de filtrado por los devanados. Como se observa en la Figura 3-3. Además en [60], [61] y [66] se encuentran puntos de prueba elegidos para generar los las perturbaciones. Los eventos utilizados para caracterizarlos se listan en la Tabla 3-3.

Tabla 3-3. Eventos simulados en el sistema de distribución

Evento	Nodo	Fase	Tiempo [s]	Descripción del Momento de incepción
Falla de alta impedancia				
1	633	A	0.1090	Primeras etapas del transitorio
2	633	B	0.1090	
3	646	B	0.1090	
4	646	B	0.1865	Mitad del transitorio y cerca al cruce por cero
5	671	B	0.0941	Primeras etapas del transitorio y cerca al cruce por cero
6	671	B	0.1476	Mitad del transitorio
7	680	A	0.0556	Primeras etapas del transitorio
8	680	A	0.2090	Mitad del transitorio
9	684	C	0.1187	
10	684	C	0.1836	Mitad del transitorio y en el cruce por cero
11	692	A	0.1000	Primeras etapas del transitorio
12	692	A	0.1681	Mitad del transitorio
13	692	A	0.0975	Primeras etapas del transitorio y en el cruce por cero
14	40% Línea 632-671	A	0.1200	Mitad del transitorio
15	40% Línea 632-672	A	0.1396	Mitad del transitorio y cerca al cruce por cero

Evento	Nodo	Fase	Tiempo [s]	Descripción del Momento de incepción
16	80% Línea 632-671	A	0.0993	Primeras etapas del transitorio y cerca al cruce por cero
17	80% Línea 632-671	A	0.1845	Mitad del transitorio
18	80% Línea 632-671	A	0.1141	Mitad del transitorio y en el cruce por cero
Falla de baja impedancia				
19	645	B	0.1100	En cualquier momento
20	680	A	0.1000	
21	692	A	0.1030	
22	40% Línea 632-671	A	0.1158	
23	80% Línea 632-671	A	0.1141	En el cruce por cero
24	80% Línea 632-671	B	0.1141	En cualquier momento
Carga				
25	634	ABC	0.1406	Cruce por cero de la corriente en la fase A
26	645	B	0.1201	En cualquier momento
27	652	A	0.1201	
28	671	ABC	0.1324	Cruce por cero de la corriente en la fase A
29	675	ABC	0.1017	En cualquier momento
30	675 modificada	ABC	0.1017	
31	692	CA	0.1051	
32	692 modificada	CA	0.1058	
Capacitor				
33	611	C	0.1128	Cruce por cero de la corriente en la fase C
34	675	ABC	0.1017	Cruce por cero de la corriente en la fase A
35	675 modificado	ABC	0.1017	

Cuando se habla de conexión de falla HIF cerca o exactamente en el cruce por cero, está relacionado al momento en que la onda de la corriente de falla tiene la extinción o ignición del arco, como se muestra en la Figura 3-13, que es una onda obtenida por una falla en el nodo N692. Siendo este el instante más crítico para la detección ya que la magnitud de la corriente es muy baja por lo tanto el transitorio tendrá el mismo comportamiento.

También se ve afectada la magnitud, cuando la conexión se hace comenzando el transitorio o más avanzado pues el transitorio va hasta 0.4 s; por ejemplo antes de los 0,1s o cuando se hace después de los 0,18 s que la onda ha crecido más en magnitud, ver Figura 3-13.

Por otra parte, la conexión de capacitores y algunas cargas también se tuvo en cuenta el momento del enlace, cuando la corriente que cruza por ese nodo es cero. Adicionalmente, para crear otro tipo de evento diferente a las fallas en los nodos, se falló la línea más larga que conecta los nodos N632 y N671, al 40% y 80% de la longitud de la línea. De igual forma se modificaron algunas cargas y la conexión del capacitor en el N675 para que la magnitud en el cambio de la corriente sea similar a la producida por las HIFs, que en el sistema se tenía un incremento de aproximadamente 10 A.

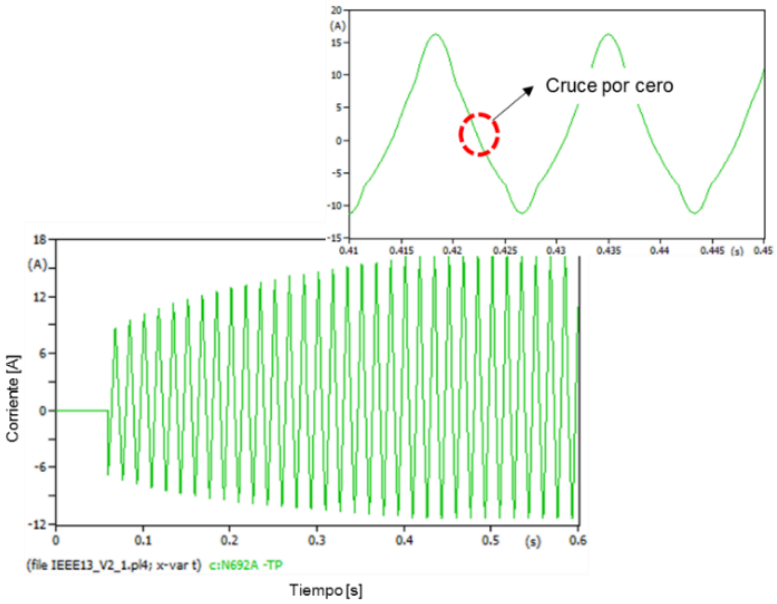

Figura 3-13. Cruce por cero la corriente de falla por HIF.

Como se observa en la figura anterior la forma de onda se ve afectada en su forma por el nivel de voltaje, pero igualmente contiene las mismas características que se buscaba presentar con el modelo; para verificar mejor el resultado se graficó la curva V-I mostrada en la Figura 3-14, siendo similar en forma a la implementada como base y también a la que se tuvo para el sistema de transmisión mostrada en la Figura 3-6.

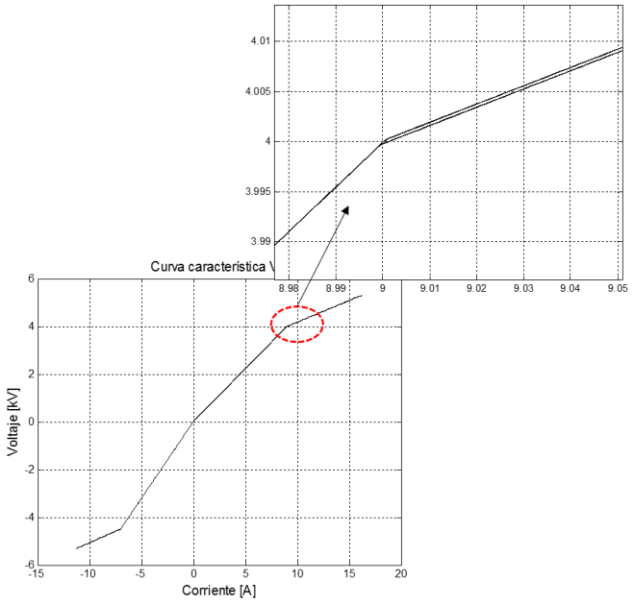

Figura 3-14. Curva V-I obtenida en el sistema IEEE13.

Capítulo 4. Caracterización de las Perturbaciones Transitorias

Con los eventos simulados es posible identificar características diferenciadoras entre las HIFs con otro tipo de eventos transitorios y así definir criterios para la detección. En esta sección se analiza el comportamiento de la energía de Shannon en cada uno de los niveles cuando ocurre una perturbación, así como el uso del valor de $M4$ y el valor RMS total que relaciona todos los valores propios determinados por WCM nombrado envolvente.

La extracción de características y comportamientos de las señales se hizo en dos etapas: la primera se considera cuando se da el impulso del transitorio presentándose un pico por la ocurrencia del evento, valor que es tomado cuando pasa aproximadamente un periodo y medio, después del arranque cuando se tiene un valor superior al ajustado. Mientras en la segunda etapa se analiza el valor residual de las señales cuando ha transcurrido casi tres períodos hasta cinco períodos se toma un valor según el ajuste, en caso de que la falla permanezca un tiempo prolongado.

Cabe destacar que el valor pico y residual no representan la magnitud máxima en un intervalo de tiempo, sino el valor medido después de superado un umbral durante un tiempo de ajuste que pertenece a ese intervalo. En la mayoría de ocasiones ese valor se tomó apenas fue superado el tiempo inicial porque también superaba el valor límite, pero en otras ocasiones no se tenían la suficiente energía y se debía esperar.

Cuando ocurre una falla se tiene un tiempo de espera para que esta se aclare sola y en el sistema pasen los efectos de energización, por eso las protecciones tienen un tiempo mínimo de actuación. Por ejemplo, la protección de sobrecorriente actúa después de los 100ms normalmente. Entonces en este caso si se espera un promedio de cuatro períodos,

quiere decir que han transcurrido solo 66.67ms del inicio de la falla estando entre los tiempos típicos de la protección para analizar este valor residual.

4.1 Sistema enmallado utilizando la Transformada Wavelet Discreta

La aplicación de wavelet para el procesamiento de las señales obtenidas para tres niveles de descomposición y aplicando el valor absoluto se presenta en la Figura 4-1. La señal descompuesta corresponde a una HIF en el 60% de la L4 en la fase A. Las características analizadas del valor de energía son: el valor alcanzado por la señal después de transcurrir un tiempo inferior a dos períodos luego de ser sobrepasado el valor de arranque y el segundo es el valor de energía residual que tiene la señal después de transcurrir de tres a seis períodos. Los valores de ajuste se presentan en la Tabla 4-1, para la energía de Shannon del coeficiente de nivel de detalle uno (Energía $cD1$), dos (Energía $cD2$), tres (Energía $cD3$) y la pendiente calculada para la energía del coeficiente tres. Donde T significa: el período de la señal correspondiente a 16.67ms.

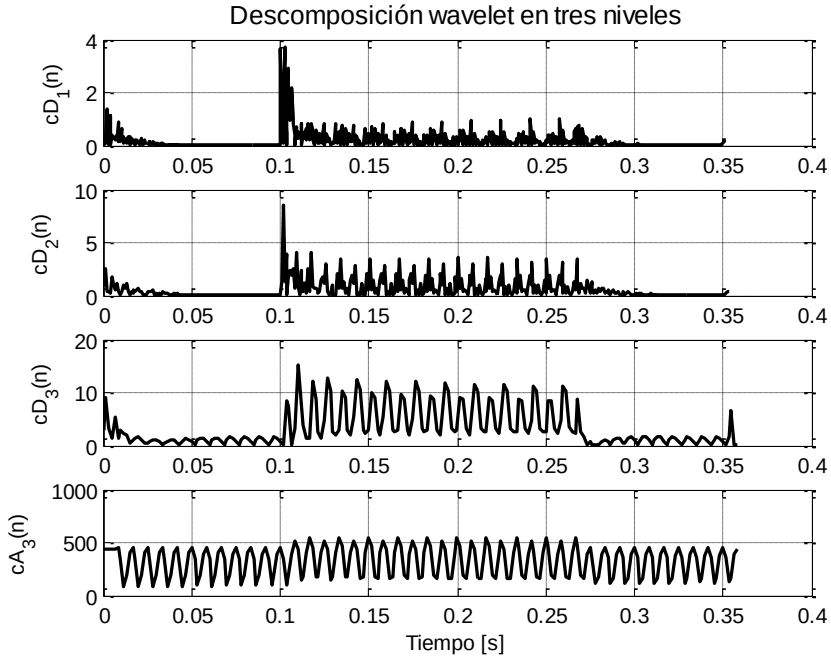

Figura 4-1. Descomposición de la señal en tres niveles de detalle y uno de aproximación.

Tabla 4-1. Valores de ajuste para arranque e intervalos de tiempo para extraer características de la DWT.

Valor	Condición para arranque	Intervalo de tiempo	
		Valor pico	Valor residual
Energía cD1	> 0.1	[T, 2T]	[3.5T, 5.5T]
Energía cD2	> 2	[T, 2T]	[5.25T, 6.25T]
Energía cD3	>100	[T, 2T]	No aplica
Pendiente Energía cD3	>2.8e3	Después del arranque hasta 2.75T	>2.75T (Solo para LIF)

En la Figura 4-1, se presenta un efecto borde al principio y final de las señales generado por la frecuencia de muestreo utilizada, este efecto se hace más evidente cuando se tiene una menor cantidad de muestras, pues si se observa el ejemplo presentado en la Figura 2-5, la magnitud del efecto borde es menos evidente aunque también se presenta porque se tienen mayor número de muestras para realizar la convolución. Este inconveniente se logró solucionar en [48] al utilizar la Transformada Wavelet Discreta en tiempo real, donde no es necesario esperar o suponer valores de entrada y salida.

Para el caso de estudio se analizan las características de la señal desde los 0.075s del tiempo de simulación cuando el efecto borde ha terminado y la señal cae a valores cercanos a cero. Aunque el tiempo de espera es grande se escoge este valor porque en algunas ocasiones el valor pico no es lo suficientemente grande para opacar este efecto, siendo adecuado esperar. Por ejemplo, cuando la señal de prueba es una HIF en el 60% de la L4 y el momento de incepción de la falla es cercano al cruce por cero de la onda de corriente de falla, la magnitud del efecto borde es casi igual al generado por la ocurrencia de la falla. En la Figura 4-2, se presenta una comparación de la energía para $cD1$ y $cD2$ cuando la falla fue al 60% de HIF en cualquier momento y cuando es cercano al cruce por cero. Además de marcar las zonas de análisis valor de energía pico y residual.

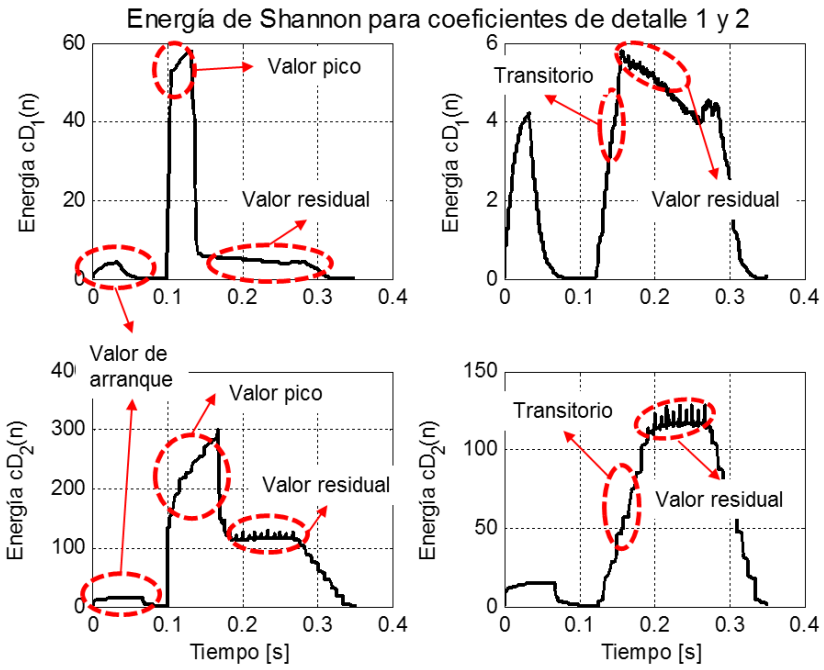

Figura 4-2. Energía para la señal de falla en cualquier momento (lado izquierdo) y cerca al cruce por cero (lado derecho).

Como se presentó en la Tabla 4-1, para el valor de energía de $cD3$ no se utiliza el valor de la energía residual por la forma de la señal presentada durante los eventos relacionados a HIF y a otro tipo de perturbaciones. Por ejemplo en la Figura 4-3, se muestra la energía $cD2$ para HIF en el 60% de la L4 y conexión en paralelo de carga en el N8 modificada en el cruce por cero de la fase A. En este caso no se utiliza el valor pico, porque el tiempo que tarda en llegar a este valor es muy largo cuando la señal a procesar proviene de una HIF, pues en los otros casos la señal sube en forma de escalón; entonces se utiliza el valor de energía que tiene entre uno a dos períodos.

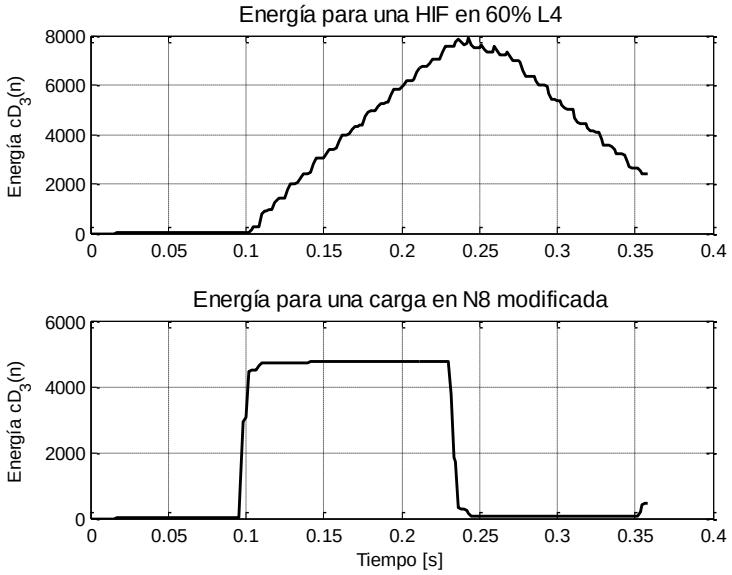

Figura 4-3. Comparación de la energía entre un evento de falla HIF y carga.

Adicionalmente, se va a utilizar el valor de la pendiente o la derivada hacia atrás de la señal de energía para el coeficiente 3, como una característica añadida para discriminar el tipo de perturbación presentada en el sistema. Se dice que es hacia atrás porque se parte del instante actual y el valor pasado mediante la ecuación (4.1).

$$Pendiente = m(n) = \frac{\Delta Energía cD_3(n)}{\Delta t(n)} = \frac{Energía cD_3(n) - Energía cD_3(n-1)}{t(n) - t(n-1)} \qquad (4.1)$$

En la Figura 4-4 se observa la pendiente de la energía $cD3$ de las mismas señales utilizadas en la Figura 4-3. En la Tabla 4-1 de ajustes, se presentó que el valor pico se mide después de superarse la condición de arranque, esto se hace para caracterizar las fallas convencionales que presentan un alto valor en ese instante.

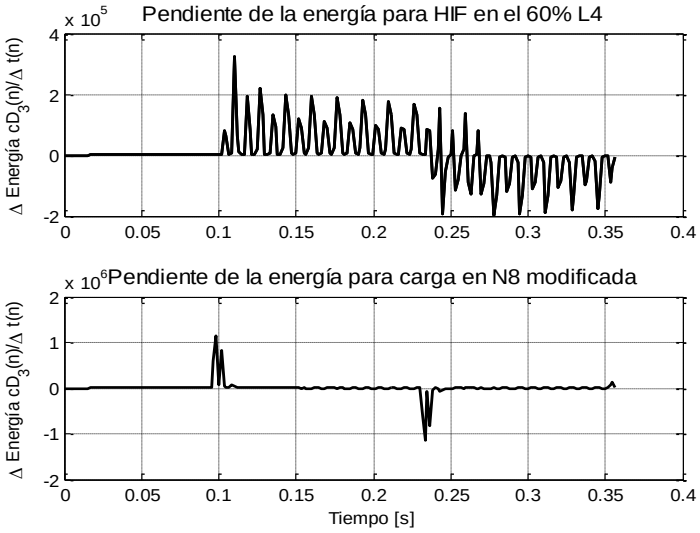

Figura 4-4. Comparación de la pendiente entre la energía de falla HIF y carga.

Todos los eventos simulados presentados en la Tabla 3-2 se les aplicó las características descritas en la fase transitoria y en el valor residual. Obteniendo una nube de puntos que permite identificar valores típicos y zonas para diferenciar los eventos HIF de las otras perturbaciones. A continuación se mostrará una serie de gráficas donde se relaciona los valores obtenidos para la energía de los tres coeficientes utilizados y la pendiente de $cD3$.

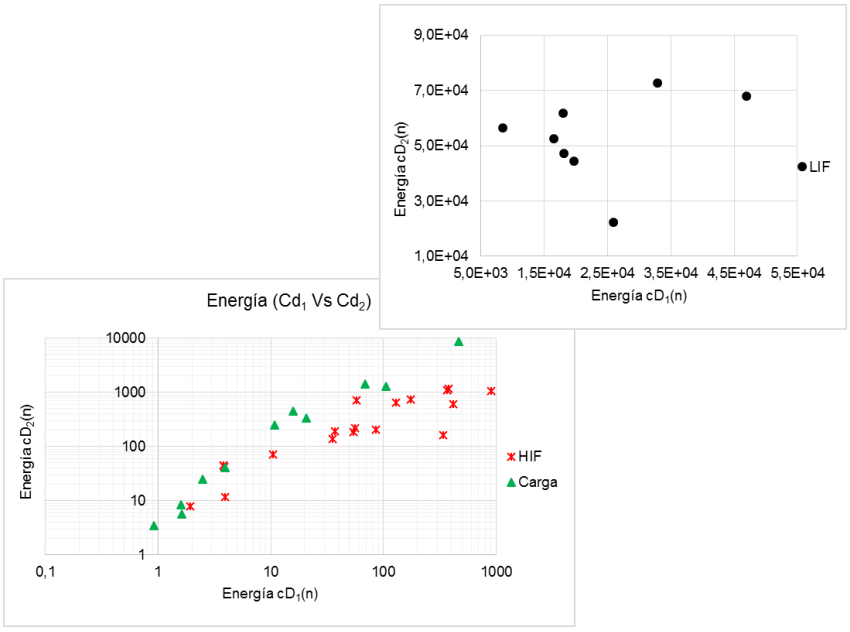

Figura 4-5. Relación entre la energía cD1 y energía cD2.

Los valores de energía en los eventos de carga y HIF se encuentran en algunos casos mezclados entre ellos, pero se puede notar que una gran parte está concentrado cuando la energía es mayor a 3, y 40 y menor a 1000 respecto a $cD1$ y $cD2$ respectivamente. En el caso de LIFs su identificación es fácil debido a los rangos de energía contenida en estas perturbaciones es mucho mayor si se compara con las otras.

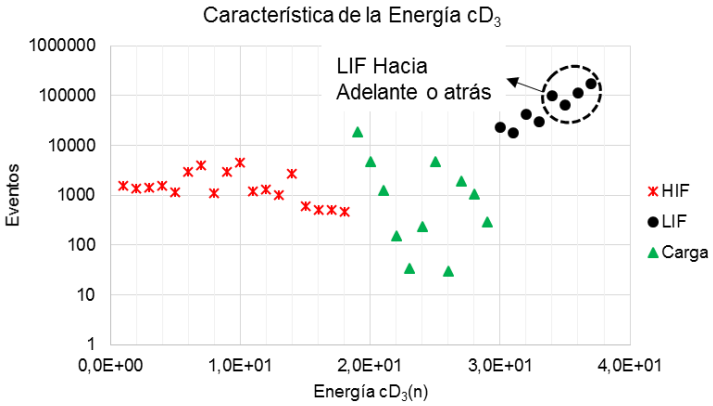

Figura 4-6. Característica de la energía cD3.

La discriminación de los eventos de HIFs y cargas es necesario crear una serie de umbrales que permitan agruparlos, aunque en algunas ocasiones va a operar de forma errónea por la cercanía que tienen ciertos puntos. Por ejemplo, las HIFs se encuentran aproximadamente alrededor de 100 y 1000, respecto a la energía $cD3$. Mientras que para el caso de las LIFs la clasificación es inmediata por los altos valores de energía que presentan este tipo de eventos.

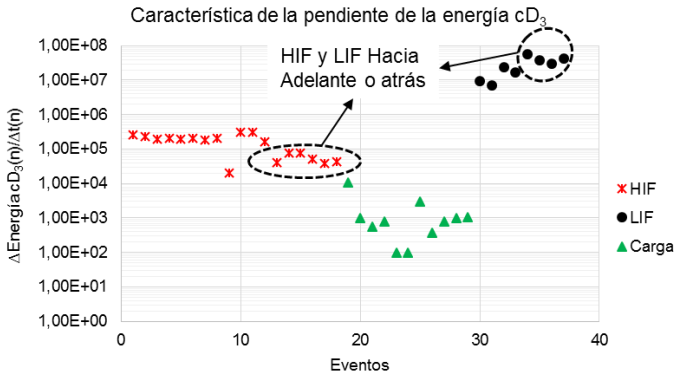

Figura 4-7. Característica de la pendiente de la energía del coeficiente de detalle 3.

El uso de la pendiente permite diferenciar mejor los tres tipos de eventos simulados, pues por medio de umbrales horizontales se logra separarlos sin que ninguno invada la zona, siendo este un buen criterio para detectar las HIFs y las no HIFs (Carga y LIF). Igualmente se logró apreciar que las HIFs y las LIFs que ocurrieron hacia atrás, es decir en la Línea 6 y hacia adelante en la línea 2. Presentan un valor de pendiente diferente al patrón que tienen los eventos simulados sobre la línea donde se encuentra en el relé que es la línea 9, logrando algo extra que es la direccionalidad en los sistemas de protección enmallados.

Ahora la gráfica obtenida para los valores residuales cuando han transcurrido aproximadamente cinco períodos para la energía del coeficiente dos y tres, en los diferentes eventos se muestran a continuación.

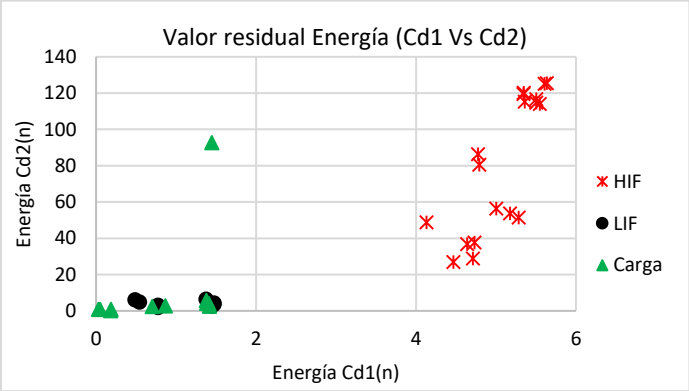

Figura 4-8. Relación entre el valor de energía residual de $cD1$ y $cD2$

El valor residual para las dos energías permite una diferenciación de los eventos de falla de alta impedancia y los otros eventos por medio de umbrales lineales, ya que este tipo de perturbación permanece con más energía después de transcurrido el valor pico. El límite para separar HIFs y no HIFs sería energías mayores a 3 y 20 respecto a $cD1$ y $cD2$ respectivamente. Solo existe un evento de carga que está desviado de los otros valores, el cual se puede corregir si se aumenta el tiempo en el que se mide el valor residual 0,3 períodos más.

Este comportamiento de energía residual también se observó en una señal de prueba para HIF [67], como se presenta en la Figura 4-9. Siendo un valor útil para la detección de fallas

que se debe tener en cuenta como una discriminación sobre el tipo de evento o para detección inicial si no se considera ningún valor tomado durante el pico.

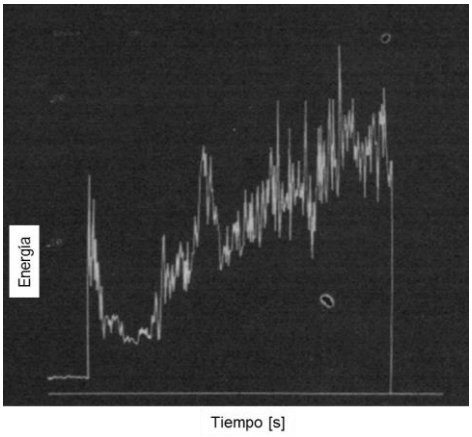

Figura 4-9. Energía residual en señal experimental [67].

4.2 Sistema enmallado utilizando Modos de Correlación Wavelet

Los valores propios obtenidos en este caso no se comportan como en la Wavelet Tradicional donde los valores tienen un valor cercano a cero y en el transitorio crece para las señales en alta frecuencia. Este comportamiento se puede observar en la Figura 4-10, donde se tiene el resultado de los valores propios correspondientes a $M1$, $M2$ $M3$ y $M4$ para la señal de prueba con una HIF en el 40% de L4. Además en la Figura 4-11, se tiene el resultado de MT y la señal bajo estudio donde se observa un comportamiento como una envolvente que dibuja el cambio de la señal.

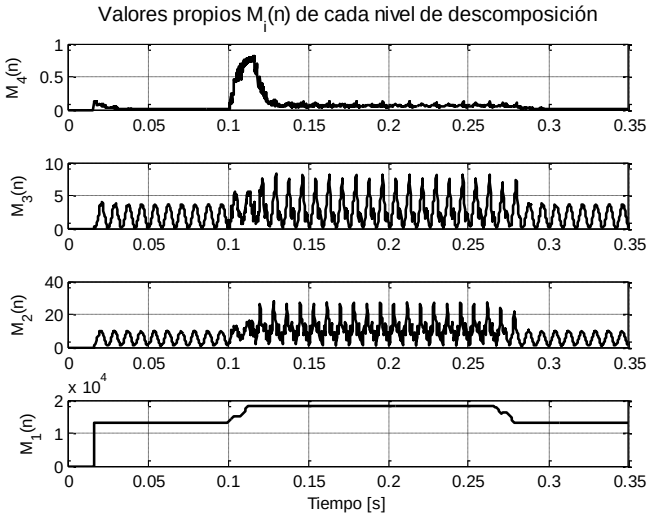

Figura 4-10. Valores propios correspondiente a cada nivel de descomposición.

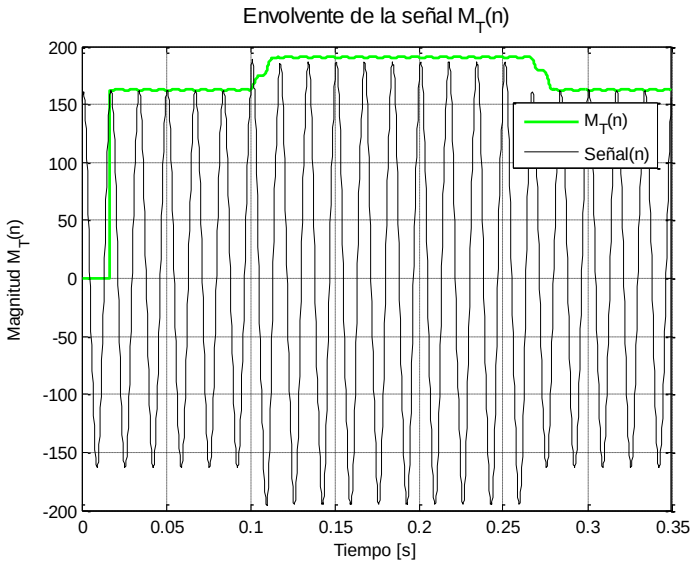

Figura 4-11. Valor total de los valores propios o envolvente de la señal.

Como algunos valores propios no tienen una magnitud casi cero en estado estable cuando se calcula la energía de Shannon como en la DWT, las señales presentan el mismo comportamiento descrito anteriormente, ver Figura 4-12. Por esto se propone utilizar valores normalizados mediante la ecuación (4.2) para la energía de $M2$, $M3$, valor de $M4$ y también para el valor total MT.

$$M_i normalizado(n) = \frac{energíaM_i(n)}{promedioM_i(n)} = \frac{energíaM_i(n)}{\frac{\max(M_i(n)) + \min(M_i(n))}{2}} \quad (4.2)$$

Adicionalmente para el valor de $M4$ normalizado se calcula el valor eficaz (RMS) por el rizado que presenta, mediante la ecuación (4.3) y en el caso de la energía de $M4$ no sufre ningún cambio pues su comportamiento es similar al de los coeficientes obtenidos en DWT.

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}|x(n)|^2} \quad (4.3)$$

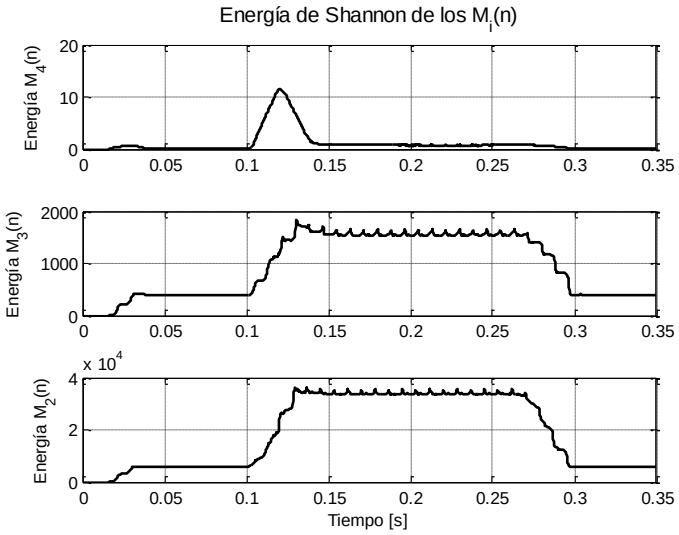

Figura 4-12. Energía de Shannon de $M4, M3$ y $M2$.

La normalización de los valores permite que en estado estable oscilen alrededor de uno ya que el valor promedio se obtiene durante un período en ese estado, siendo este el momento normal o sin falla del sistema, viéndose aumentos o disminución según la ocurrencia de los eventos, ver Figura 4-13 a Figura 4-15.

Así para la extracción de características se analiza el valor pico o el alcanzado cuando transcurre cierto tiempo después del arranque y también se toma el valor residual después de tres períodos aproximadamente. Los valores ajustados se presentan en la Tabla 4-2. Teniendo en cuenta que para el valor de RMS $M4$ en el arranque es ajustado bajo el valor normalizado, porque el RMS no presenta un valor estable para todos los casos.

Tabla 4-2. Valores de ajuste para arranque e intervalos de tiempo para extraer características de WCM.

Valor	Condición para arranque	Intervalo de tiempo	
		Valor Pico	Valor Residual
RMS M4	> 2.22	[T, 1.5T]	[3.5T, 5.25T]
Energía M4	> 0.045	[T, 1.5T]	[3.5T, 5.25T]
Energía M3 Normalizada	> 1.026	[T, 1.35T]	[2.75T, 4.75T]
Energía M2 Normalizada	> 1.025	[1.25T, 1.6T]	[2.75T, 4.75T]
Envolvente MT Normalizado	<0.99 o >1.01	Después del arranque hasta 2T	No aplica

El valor de la envolvente se tiene en cuenta casi desde el momento que ocurre el arranque; este es un umbral definido para que se comience a procesar la señal. Porque ocurrieron eventos de carga en los que la señal comienza hacía abajo obteniendo valores inferiores a uno, que fueron tomados en cuenta para extraer características diferenciadoras y así tener criterios para la detección.

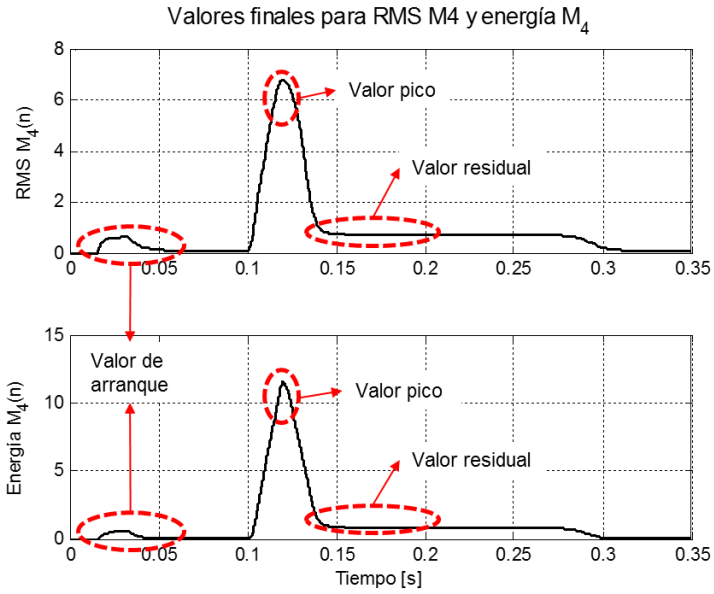

Figura 4-13. Señales finales para el análisis de M4.

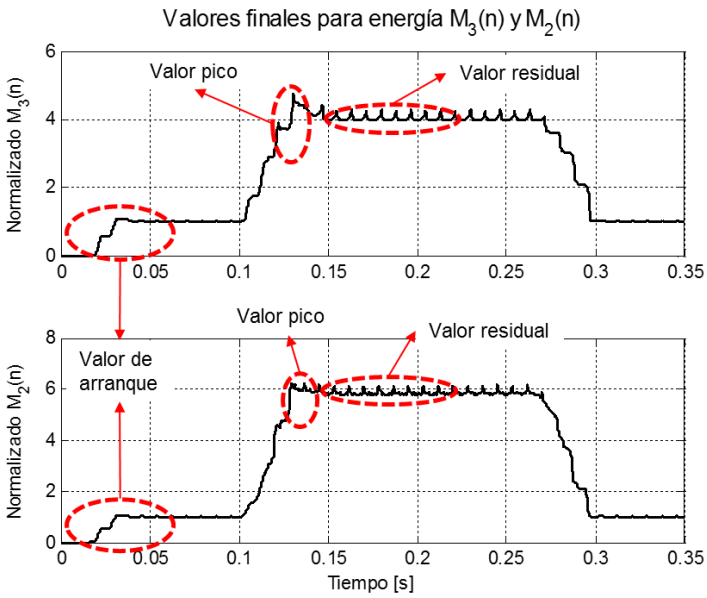

Figura 4-14. Señales de energía normalizadas de $M3$ y $M2$

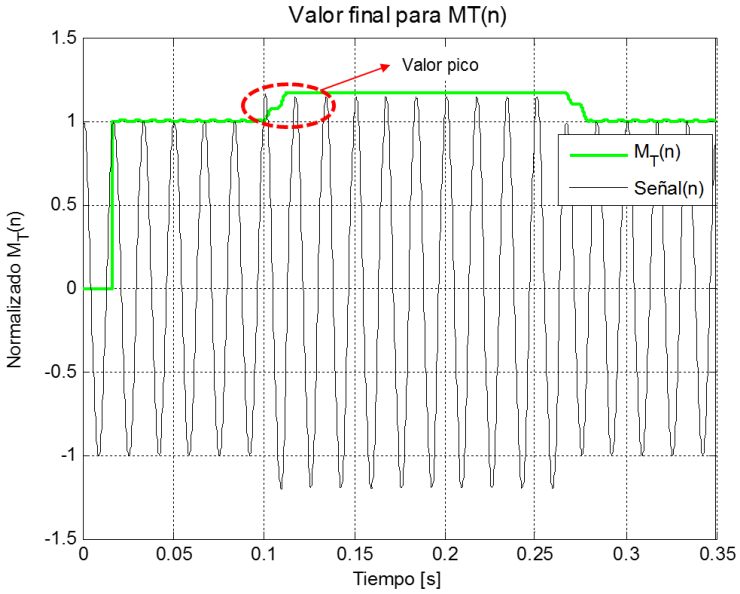

Figura 4-15. Envolvente normalizada MT de la señal.

En las gráficas anteriores todas las señales al inicio tienen un valor de cero durante el primer período, correspondiente al llenado de la primera ventana necesaria para realizar la DWT con enventanado de las primeras 80 muestras. Además se tiene valores de arranque que se deben omitir mientras se estabiliza la transformada en los primeros ciclos de la onda, pues la ventana se va moviendo cada vez que llega una nueva muestra

realizando la transformada con valores nulos que no corresponden a muestras de la señal; por eso el análisis de las características y la incepción de perturbaciones se realiza a partir de un estado estable que se asumió después de los 0.07s en adelante hasta el tiempo de simulación de 0.35s.

Todos los eventos simulados presentados en la Tabla 3-2 se les aplicó las características descritas en la etapa transitoria y en el valor residual, para la energía de los valores propios utilizados, el valor RMS de $M4$ y la envolvente de la señal. Obteniendo una nube de puntos que permite identificar valores típicos y zonas para diferenciar los eventos HIF de las otras perturbaciones.

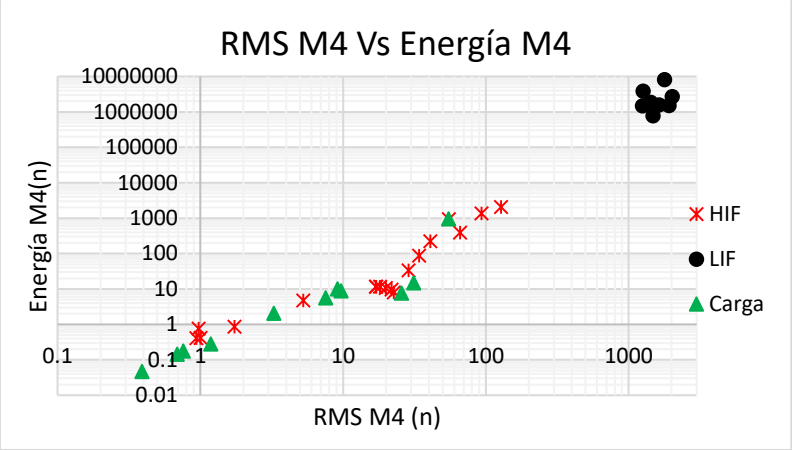

Figura 4-16. Relación entre el valor $RMS\ M4$ y la energía de $M4$.

Para discriminar los diferentes eventos utilizando el valor RMS y la energía de $M4$ tocaría crear una serie de umbrales lineales que no lograrían separar por completo los eventos de carga y HIF, pues los puntos alrededor de diez se encuentran bastante cercanos. El único evento que se puede discriminar son las fallas de baja impedancia o convencionales por la alta energía y valor RMS que presentan.

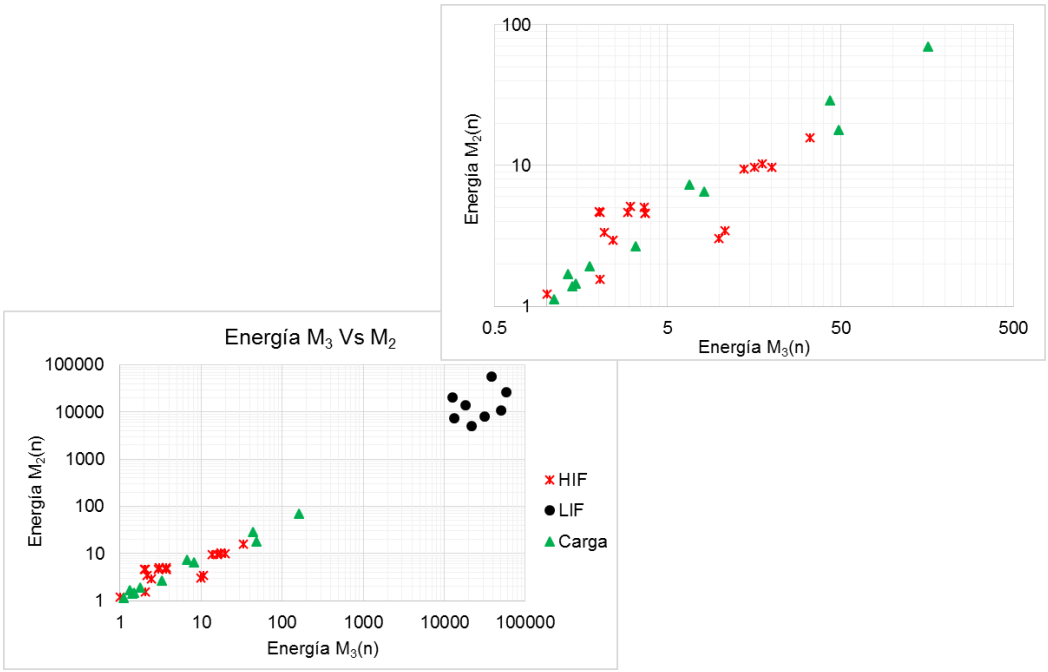

Figura 4-17. Relación entre la energía $M3$ y energía de $M2$.

Igual que el caso anterior las LIF se pueden detectar fácilmente cuando supera el umbral de energía de 1000 para la energía $M2$ y $M3$. En el caso de carga y HIF se pueden crear tres zonas que logran separar la mayoría de los eventos, pues las HIF se encuentran concentradas en el intervalo de 2 a 36 aproximadamente para la energía de $M3$, mientras la energía de $M2$ las cargas son maso menos inferiores a 2.5 y superiores a 17; permitiendo así crear algunas zonas de detección que se pueden confirmar posteriormente con las otras magnitudes consideradas y los valores residuales.

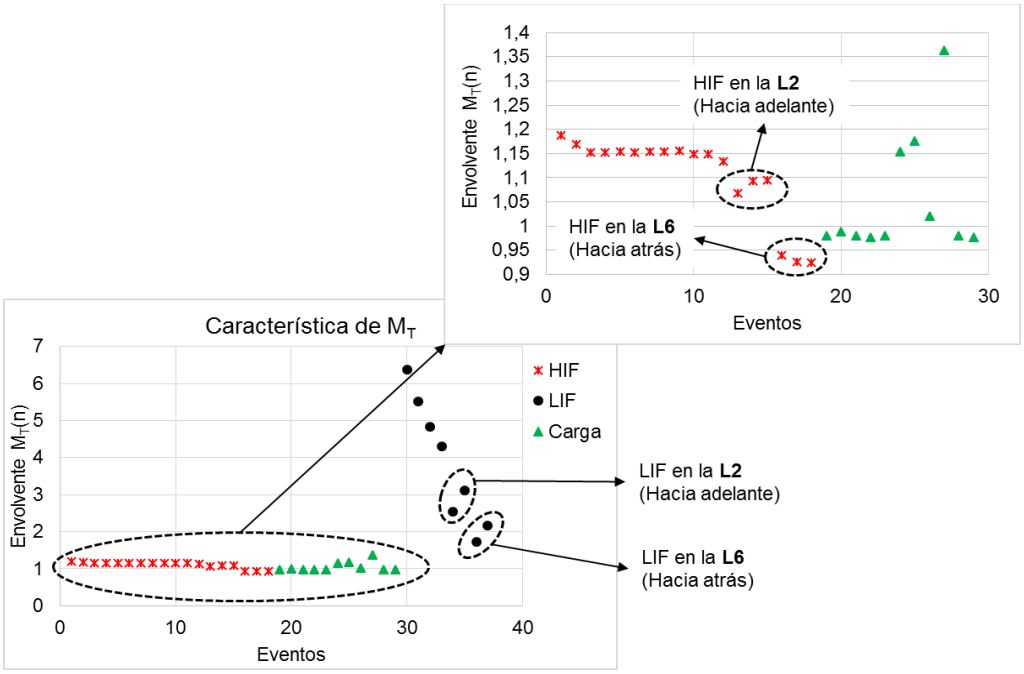

Figura 4-18. Característica de la envolvente MT en todos los eventos.

El uso de la envolvente de la señal permite diferenciar gran parte de los eventos de HIF de las cargas, ya que presentan valores menores a 1.05 y mayores a 1.3, donde también se encuentran las fallas convencionales. Lográndose separar la mayoría de los eventos por medio de ciertos umbrales lineales.

Asimismo se logró identificar direccionalidad por la diferencia de magnitud que presentan las HIFs y las LIFs cuando son hacia adelante, es decir en la línea dos (L2), pues tienen magnitud menor a las HIFs y las LIFs simuladas en la línea donde está ubicado el relé (L9). Por otra parte para las fallas hacia atrás, es decir en la línea seis (L6) se presentaron magnitudes menores a 0.95, que están por debajo hasta de los valores obtenidos por algunos eventos de carga en el caso de HIF y en las LIFs estás también tuvieron valores más pequeñas a los presentados en la línea bajo estudio. Lo que permite diferenciar si las fallas de alta y/o baja impedancia ocurrieron en la zona de disparo del relé o debe enviar una señal al otro relé para verificar fallas en su zona, mejorando la selectividad en la protección propuesta.

Ahora se presentan las gráficas correspondientes a los valores de energía residual y el RMS residual para los valores propios utilizados en los criterios de detección.

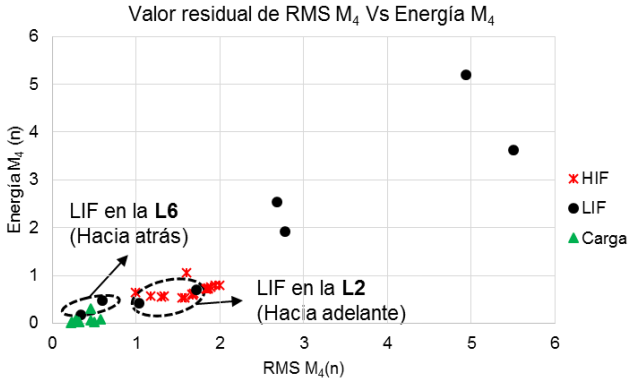

Figura 4-19. Relación entre la energía residual del $RMS\ M4$ y la energía $M4$.

Cuando se presentó en la Figura 4-16 la magnitud en el estado transitorio para cada uno de los eventos no se logró identificar franjas particulares que permitan diferenciarlos, pero observando la Figura 4-19, el valor residual para del valor $RMS\ M4$ y la energía $M4$ es posible separar el evento de carga, las HIFs sin saber si fueron en la línea bajo estudio o vecinas y las LIFs en la línea donde se encuentra el relé (L9). Puesto que las ocurridas hacia adelante y atrás se confunden con las magnitudes de las de alta impedancia y hasta con las cargas. Reflejándose la importancia de tener en cuenta la direccionalidad y selectividad entre los equipos de protección para tener una buena coordinación.

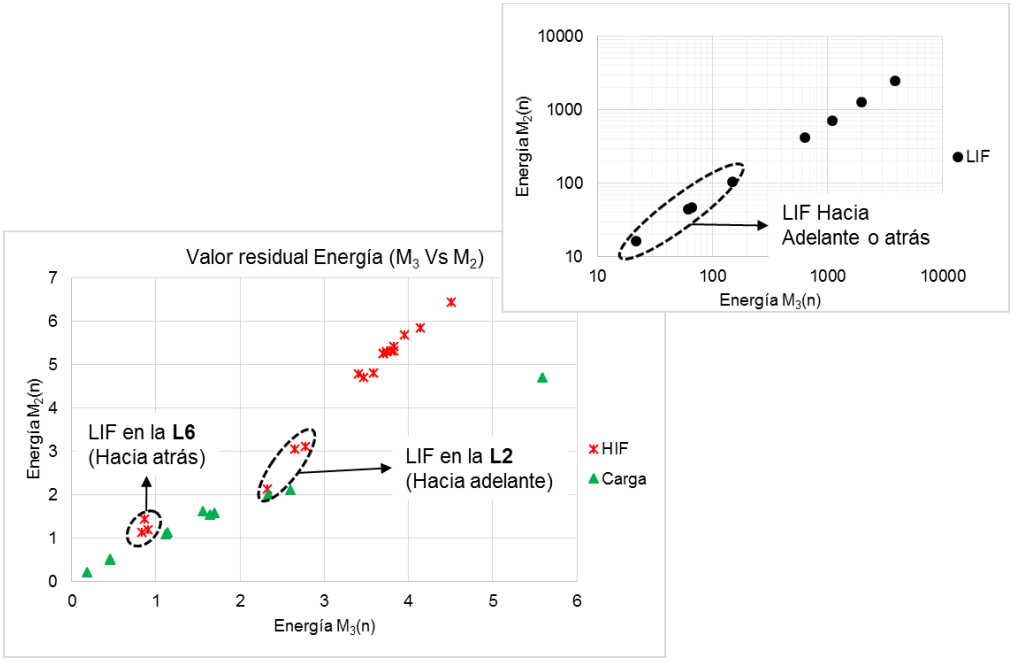

Figura 4-20. Relación entre el valor residual de la energía $M3$ y $M2$.

El valor residual para la energía $M2$ y $M3$ logran separar los tres tipos de eventos y hasta detectar cuando las HIFs ocurrieron en líneas vecinas, ya que la magnitud se ve disminuida entrando en otras zonas de disparo, confundiéndose como evento de carga; pero esto sirve para limitar al relé ubicado en la L9 para que no opere cuando la falla está localizada hacia adelante por ejemplo. Lo mismo ocurre en el caso de las LIFs donde presentan un alto valor de energía residual y las fallas en las líneas aledañas presentan valores de menor magnitud, creando un nivel mínimo para la operación del relé.

Sin embargo, este tipo de análisis se ha realizado basado en el tiempo pues se investiga el comportamiento de las señales de energía y el valor RMS total en el transcurso de la simulación. Aunque existe otra manera adecuada para extraer información de estas señales al observar su trayectoria durante la simulación relacionando dos valores de energía. Es decir, graficando el camino que recorren por ejemplo la energía $M3$ contra $M2$ sin necesidad de tener presente el tiempo, solo se necesita para conocer los momentos en que ocurren los cambios de trayectoria. En la Figura 4-21, se muestra un ejemplo de una HIF continua que no se desconectó durante toda la simulación.

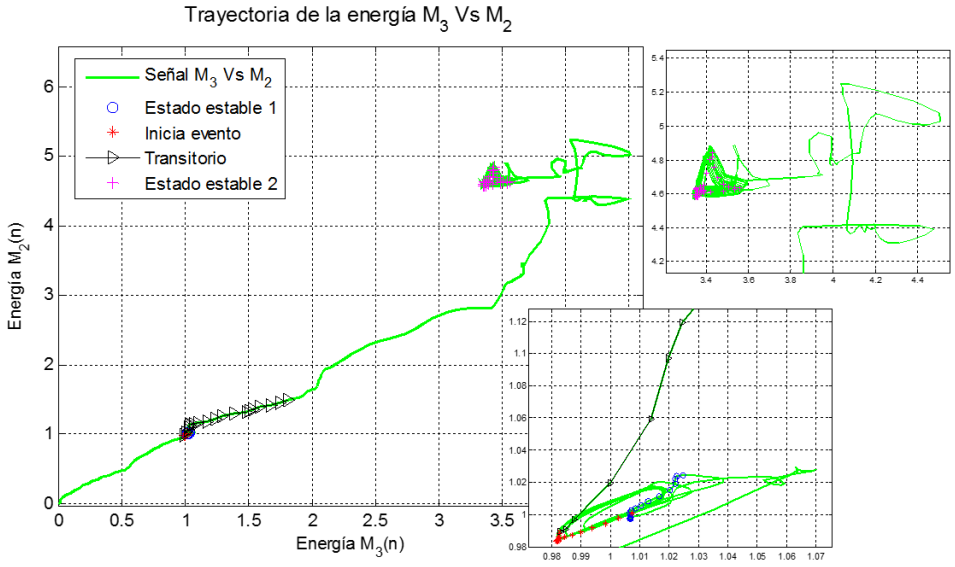

Figura 4-21. Trayectoria de la energía $M3$ y $M2$ para una HIF continua.

Cuando la señal está en estado estable dibuja círculos, pero en el momento que inicia el transitorio cambia su trayectoria saliendo hacia un segundo estado y dependiendo del evento ocurrido permanecerá en un nivel más alto o bajo.

De igual manera, en la Figura 4-22 se observa otro evento de HIF pero con desconexión de la falla antes de acabarse el tiempo de simulación, donde se nota como las señales salen de ese segundo estado con falla y vuelven al inicial.

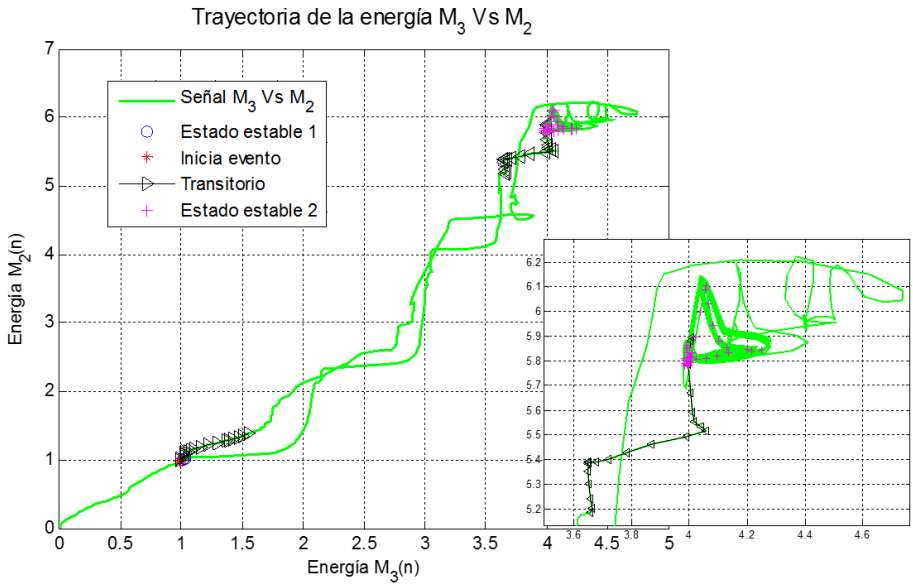

Figura 4-22. Trayectoria de la energía $M3$ y $M2$ para una HIF con desconexión.

Por último, se presenta en la Figura 4-23 una comparación del recorrido relacionada a un evento de carga presentando diferencias en el comportamiento respecto a las HIFs como se notó en los primeros análisis donde por ejemplo el valor residual de energía es menor que las HIF, siendo este segundo estado muy cercano al estado sin falla. Con la gráfica de las trayectorias también se pueden definir umbrales o zonas de operación que se dejan abiertas para ser investigadas en trabajos futuros.

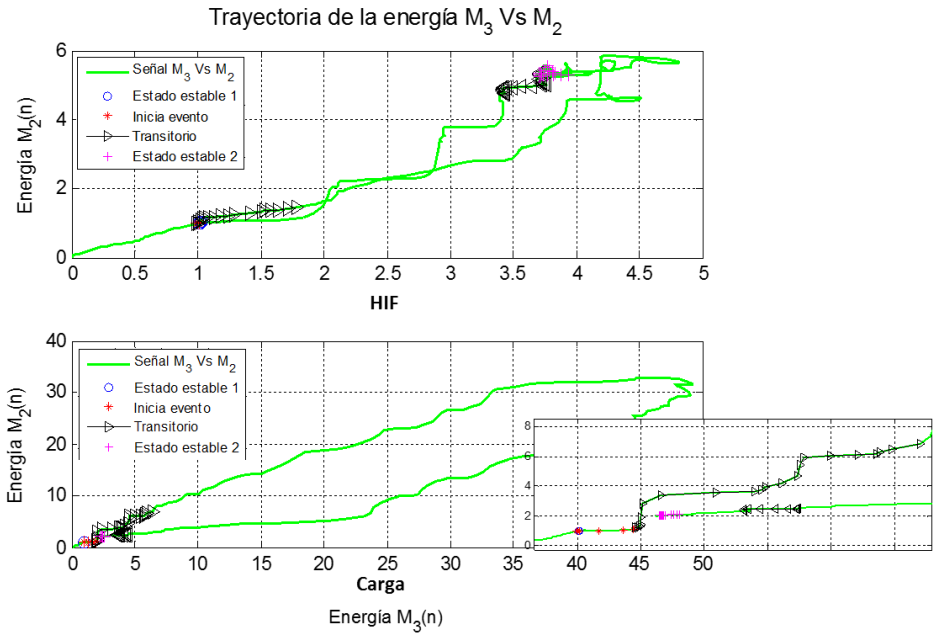

Figura 4-23. Trayectoria de la energía $M3$ y $M2$ entre una HIF y carga.

4.3 Sistema radial utilizando la Transformada Wavelet Discreta

La aplicación de wavelet para el procesamiento de las señales obtenidas para tres niveles de descomposición y aplicando el valor absoluto se presenta en la Figura 4-24Figura 4-1. La señal descompuesta corresponde a una HIF en el nodo 646 en la fase B.

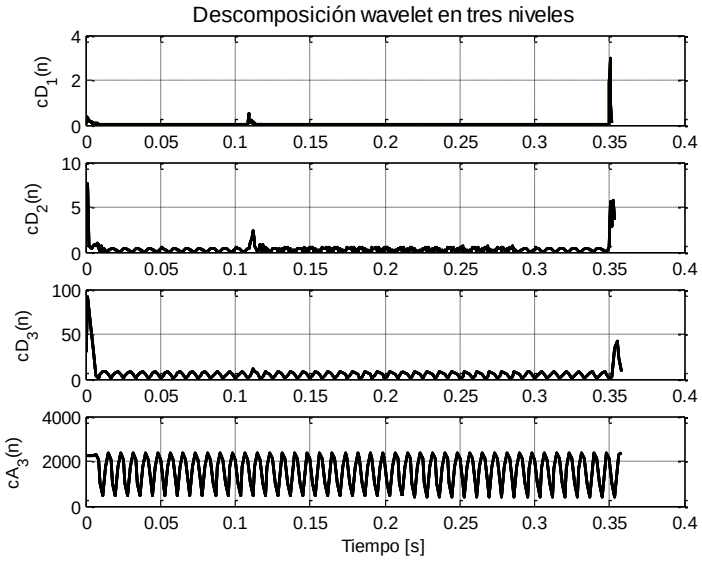

Figura 4-24. Descomposición de la señal en tres niveles de detalle y uno de aproximación.

El efecto borde en este caso es evidente al inicio y final de las señales, ocurriendo casos en los que la señal tarda más que el tiempo de simulación al crear valores ficticios. El efecto se presenta porque la convolución que realiza la transformada lo hace con datos ficticios que generan valores considerados como ruido. Este efecto es más notorio en los niveles de detalle 2 y 3 como se observa en la Figura 4-24 para $cD3(n)$ donde no se alcanza apreciar el instante en el que ocurrió la perturbación. Por esto, con el fin de evitar este efecto, se estudiarán las señales a partir de los 0.087s del tiempo de simulación.

Como el propósito es caracterizar las señales con el valor de energía de los tres coeficientes de detalle, en la Figura 4-25 a Figura 4-26Figura 4-27 se presentan la energía relacionada al evento presentado en la figura anterior contrastado con una conexión de carga en el nodo 675 gráfica inferior, según el listado de eventos de prueba de la Tabla 3-3.

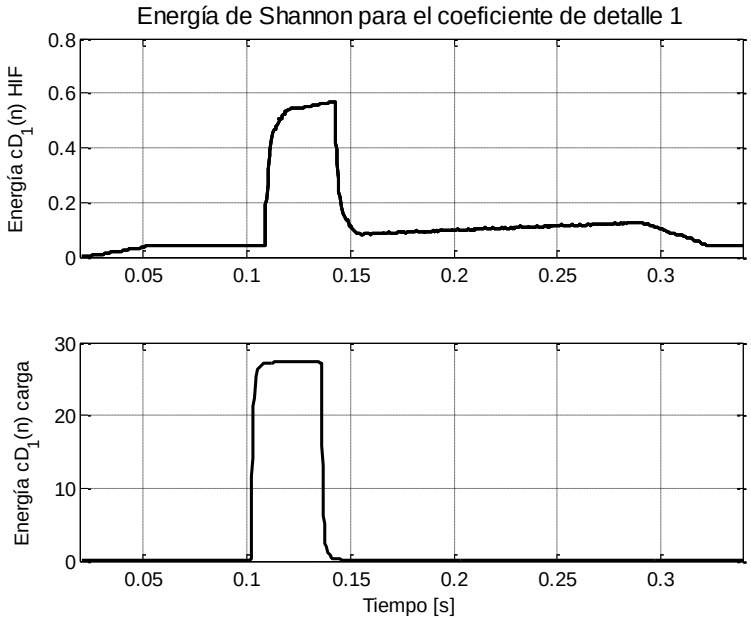

Figura 4-25. Energía del primer nivel de descomposición entre HIF y carga.

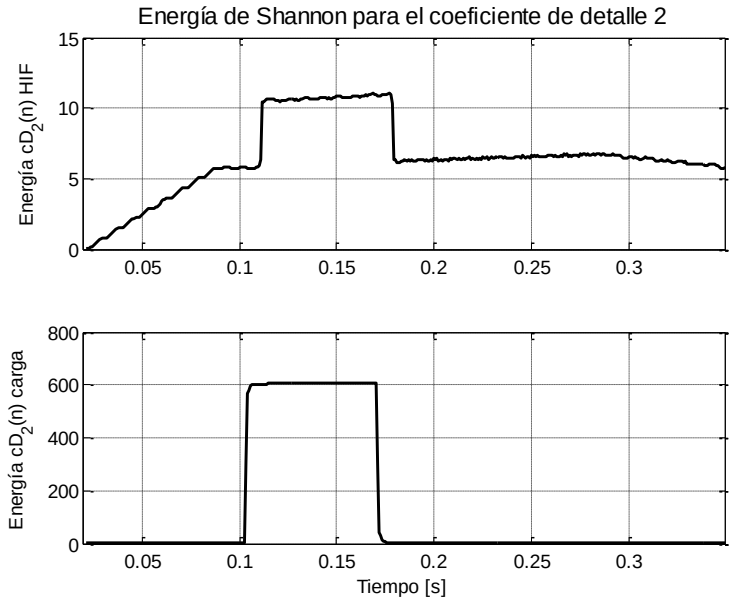

Figura 4-26. Energía del segundo nivel de descomposición entre HIF y carga.

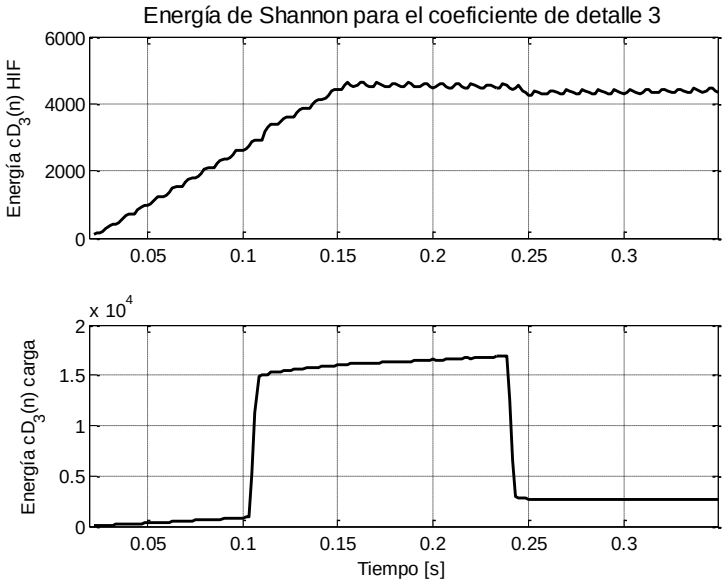

Figura 4-27. Energía del tercer nivel de descomposición entre HIF y carga.

La señal de energía de los dos primeros niveles posee información útil en el valor pico y en el residual, pero para el tercer nivel no se evidencia un cambio en el comportamiento cuando ocurre la perturbación, por ejemplo para la HIF; por lo tanto no se considera para el análisis en los eventos. Mientras los valores de energía $cD1$ y $cD2$ se normalizan usando la ecuación (4.2), teniendo el mismo nivel en el estado estable y poder definir condiciones

de arranque. En la Tabla 4-3, se muestran los parámetros de ajuste y en la Figura 4-28 la marcación de las zonas.

Tabla 4-3. Valores de ajuste para arranque e intervalos de tiempo para extraer características de la DWT.

Valor	Condición para arranque	Intervalo de tiempo	
		Valor pico	Valor residual
Energía cD1 normalizada	> 1.2	[1.5T, 2T]	[3.75T, 5.5T]
Energía cD2 normalizada	> 1.024	[2T, 3.5T]	[5T, 6T]

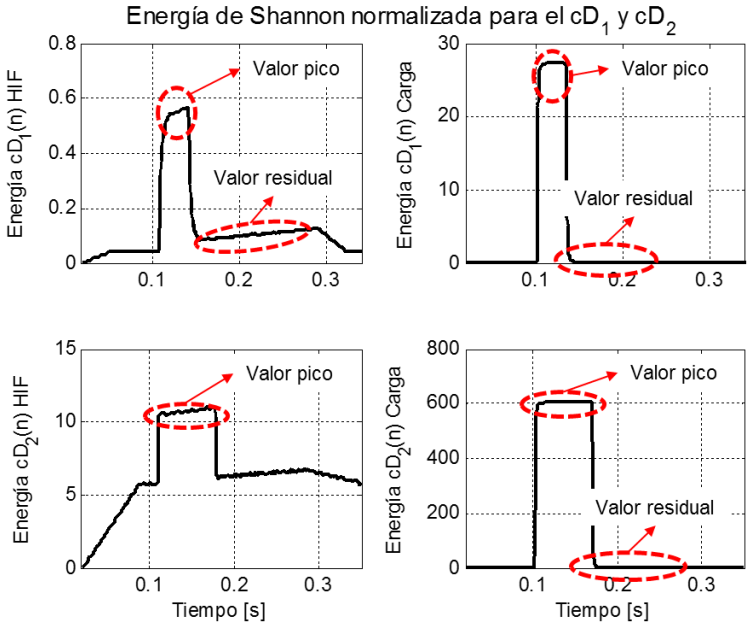

Figura 4-28. Energía normalizada $cD1(n)$ y $cD2(n)$ para un evento de HIF y una conexión de carga.

Todos los eventos simulados presentados en la Tabla 3-3 se caracterizaron con los valores de ajuste presentados en el ejemplo, construyendo una nube de puntos para las magnitudes pico y residual de los eventos, que permitan generar umbrales o zonas de detección. En la Figura 4-29 se puede observar la relación de energía en el valor pico y en la Figura 4-30 se presenta la energía residual.

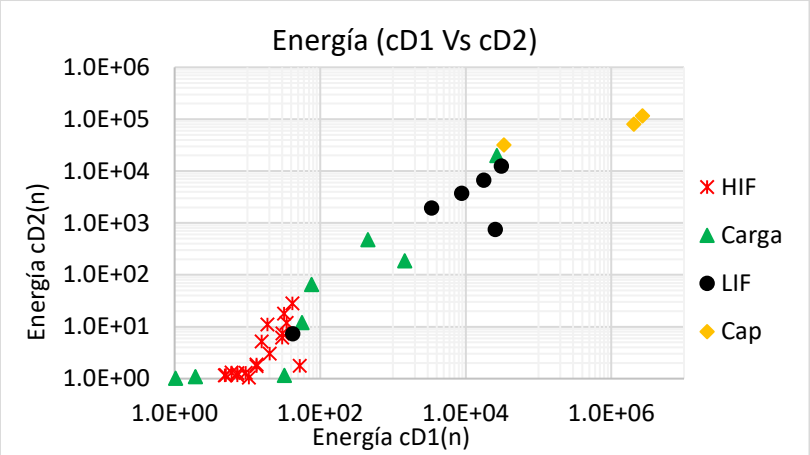

Figura 4-29. Relación entre la energía normalizada $cD1$ y $cD2$.

La detección de la HIF respecto a los otros eventos utilizando el valor pico, no es una buena opción porque se tienen eventos de carga y fallas convencionales que se confunden así se tengan las HIFs agrupadas en una zona.

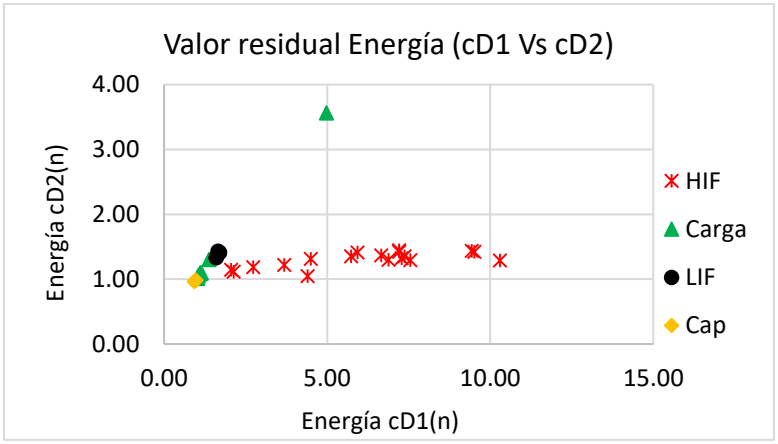

Figura 4-30. Relación entre la energía residual normalizada $cD1$ y $cD2$.

Respecto a la energía residual la diferenciación de los eventos es más fácil, pues las HIF tienen energía $cD1$ superior a dos aproximadamente excepto en un caso de carga que ingresó a esa zona, pero se puede detectar si supera la energía $cD2$ en dos.

En el tema de localización de la falla o el evento se trató diferenciar por zonas dividendo el sistema en dos, la zona 1 corresponde del nodo 671 hacía arriba y la zona 2 de ese mismo nodo hacía abajo sin incluirlo, como se observa en la Figura 4-31.

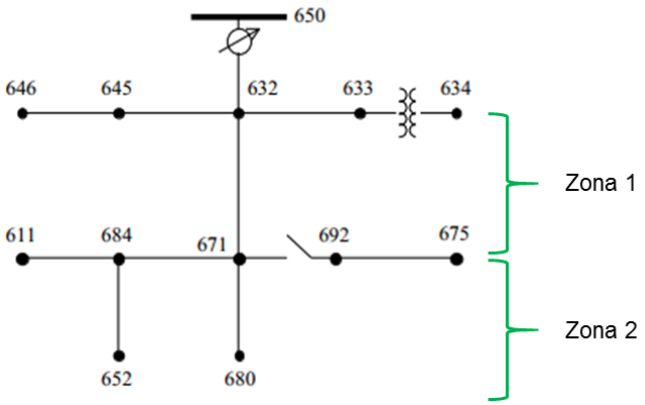

Figura 4-31. Sistema de prueba divido en dos zonas.

La relación del valor residual que presentó la mejor forma de detectar las HIF de los otros eventos cuando se trata de buscar por las dos zonas para localizarlo, no se obtuvo un valor que permitiera hacerlo como se presenta en la Figura 4-32. Por esta razón no es posible proponer localización de los eventos en la red utilizando la DWT.

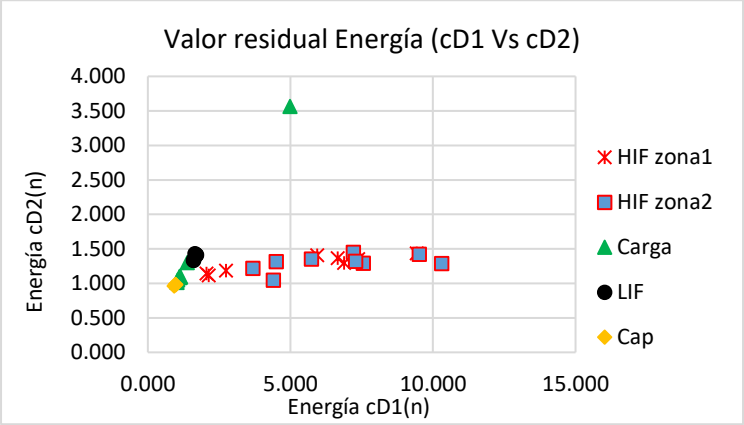

Figura 4-32. Energía residual por zonas.

4.4 Sistema radial utilizando Modos de Correlación Wavelet

Los valores propios obtenidos para una HIF en el nodo 680 de la fase A se presentan en la Figura 4-33, donde no se logra observar muy bien el momento en el que ocurre la perturbación por la magnitud del cambio respecto al estado estable de la señal. El valor en los coeficientes de detalle se comporta de forma sinusoidal y tiene una distorsión en la forma de onda cuando se presentó la falla.

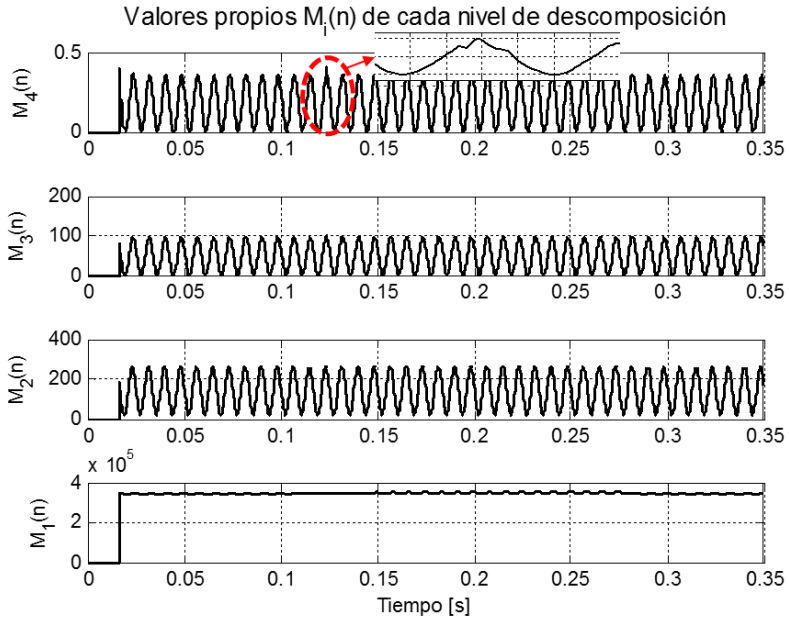

Figura 4-33. Valores propios correspondiente a la descomposición en cada nivel.

Para el caso del sistema radial se van analizar el valor RMS de $M4$ normalizado aplicando (4.2) y (4.3), la energía de Shannon de $M4$, $M3$ y $M2$ normalizadas y el valor RMS total (MT) (2.17) normalizado utilizando la misma ecuación (4.2). Tomando las magnitudes en el valor pico y el residual como se ha venido realizando en todos los casos anteriores, mientras en la Tabla 4-4 se presenta los ajustes de los parámetros para extraer las características y así graficar las nubes de puntos que logren agrupar los eventos para su detección. Solo el valor de $M4$ se toma de dos formas, el pico es la energía sin normalizar pero el residual se normaliza porque ese valor final varía según la señal, siendo necesario estandarizarlo en un valor.

Tabla 4-4. Valores de ajuste para arranque e intervalos de tiempo para extraer características de WCM.

Valor	**Condición para arranque**	**Intervalo de tiempo**	
		Valor Pico	**Valor Residual**
RMS M4 Normalizado	> 1.013	[T, 1.5T]	[3.25T, 5.25T]
Energía M4	> 1.022 (Normalizado)	[T, 1.5T]	[3.25T, 5.25T] (Normalizado)

Valor	Condición para arranque	Intervalo de tiempo	
		Valor pico	Valor residual
Energía M3 Normalizada	> 1.024	[T, 2T]	[3T, 5T]
Energía M2 Normalizada	> 1.029	[T, 2T]	[3T, 5T]
Envolvente MT Normalizado	<0.994 o >1.006	[T, 1.5T]	No aplica

En la Figura 4-34 a Figura 4-36 se presentan las señales procesadas después de aplicarse los ajustes descritos. Observándose las dos zonas donde se toma la señal. Por último, el valor RMS total presenta un cambio pequeño de 0.01 aproximadamente cuando ocurre la perturbación relacionada a una HIF por la baja magnitud del efecto en la señal, pero en otro tipo de eventos como LIF se tienen incrementos de mayor magnitud. Se debe tener en cuenta que las señales se analizaron después de transcurrir 0.04s del tiempo de simulación necesarios para eliminar el efecto borde en la señales.

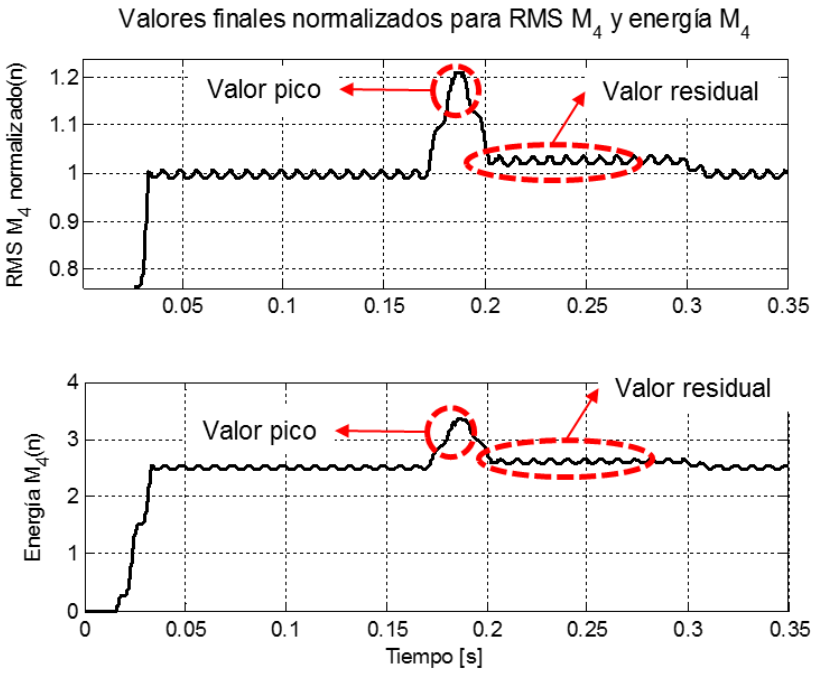

Figura 4-34. Señales $RMS\ M4$ y Energía M4 utilizadas para extraer características.

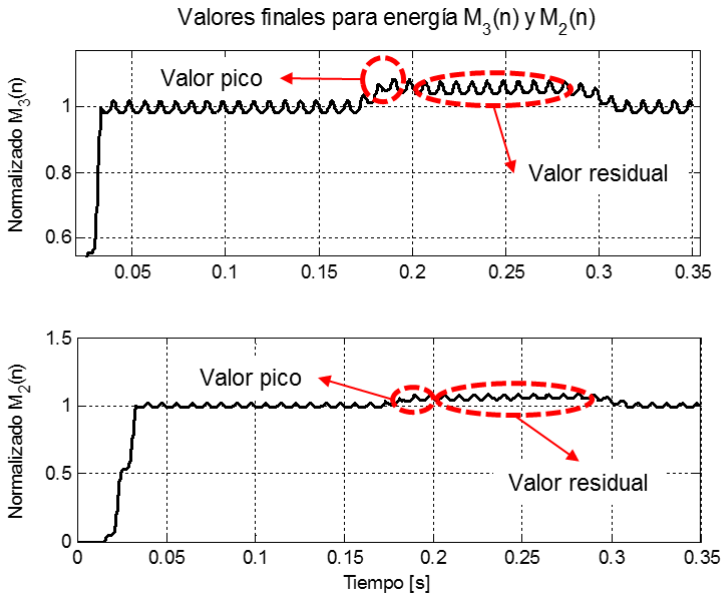

Figura 4-35. Señales Energía $M3$ y $M2$ utilizadas para extraer características.

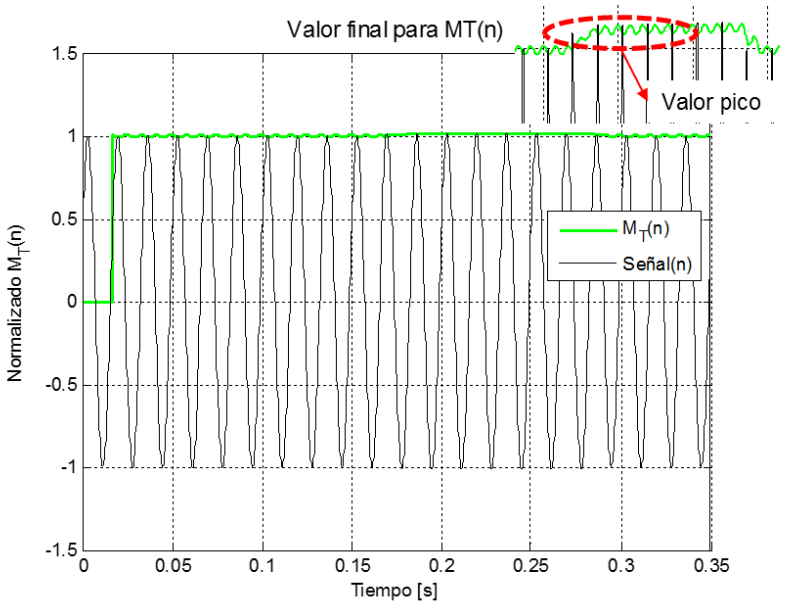

Figura 4-36. Señal RMS total para extraer características.

Después de simular todos los casos de prueba descritos en la Tabla 3-3 y relacionar las magnitudes basados en los valores ajustados, se crean un conjunto de gráficas que permiten observar el comportamiento de las señales según el tipo de perturbación para tratar de agruparlos por evento o por los menos tratar de diferenciar HIF del resto que es el principal objetivo. Además de una posible localización dividiendo el sistema en dos

franjas diferentes los nodos cercanos a la subestación como zona 1 y los alejados como zona 2, diagrama representado en la Figura 4-31.

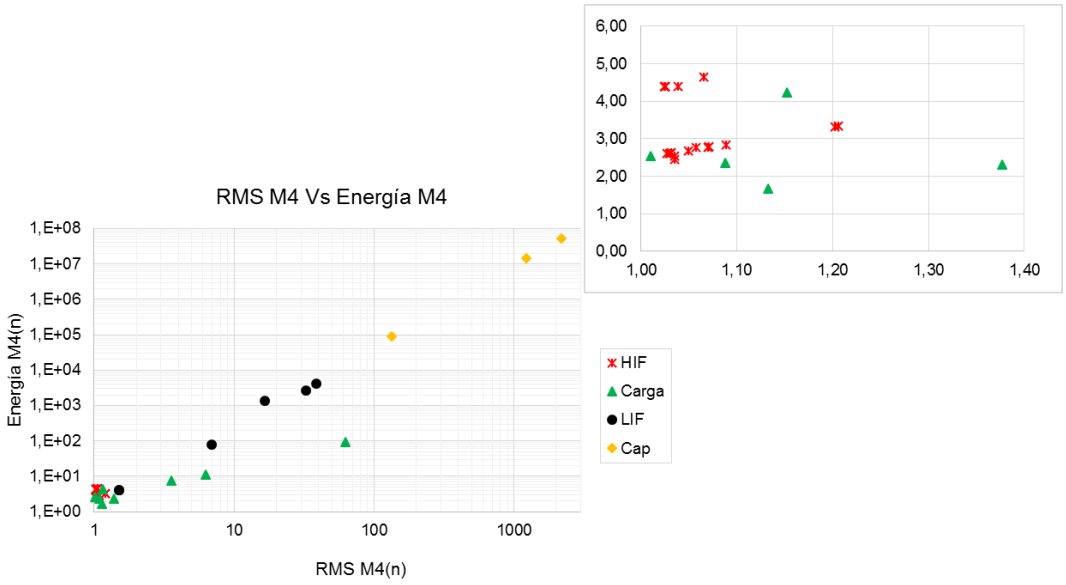

Figura 4-37. Relación entre el valor $RMS\ M4$ y energía $M4$ en el valor pico.

La variación $RMS\ M4$ cuando ocurre una HIF se da en su mayoría en el rango entre 1 y 1.1 mientras la energía de $M4$ está entre 2 y 5, siendo esta una posible zona de detección, pero se alcanza a confundir con eventos asociados a carga.

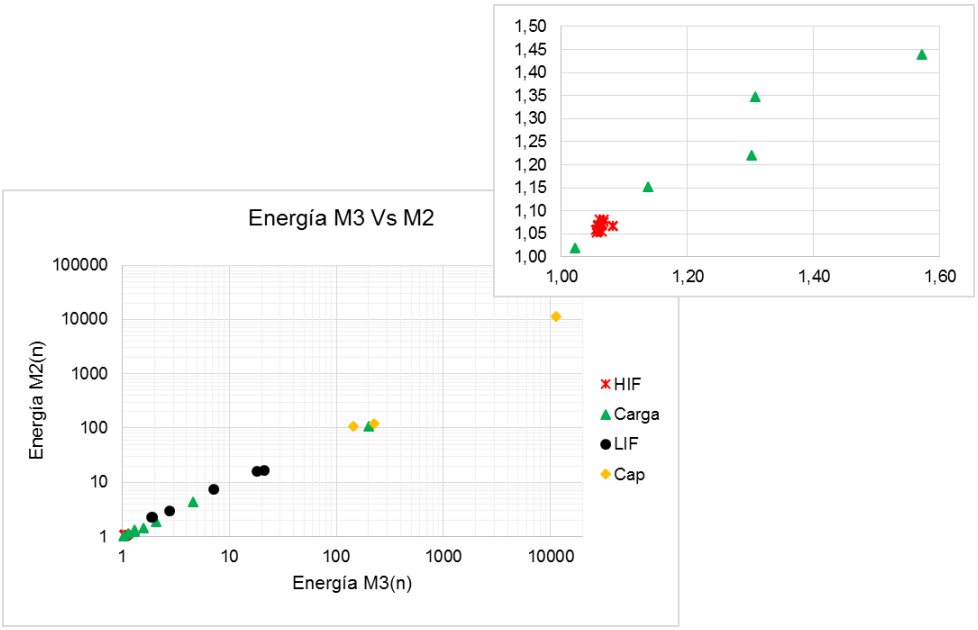

Figura 4-38. Características entre la energía $M3$ y $M2$ en el valor pico.

La relación de las energías de $M3$ y $M2$ logra agrupar de mejor manera las fallas de alta impedancia respecto al otro tipo de perturbaciones, ubicándose en un franja estrecha de forma cuadrada que va de 1.05 a 1.1 en energía $M3$ y $M2$.

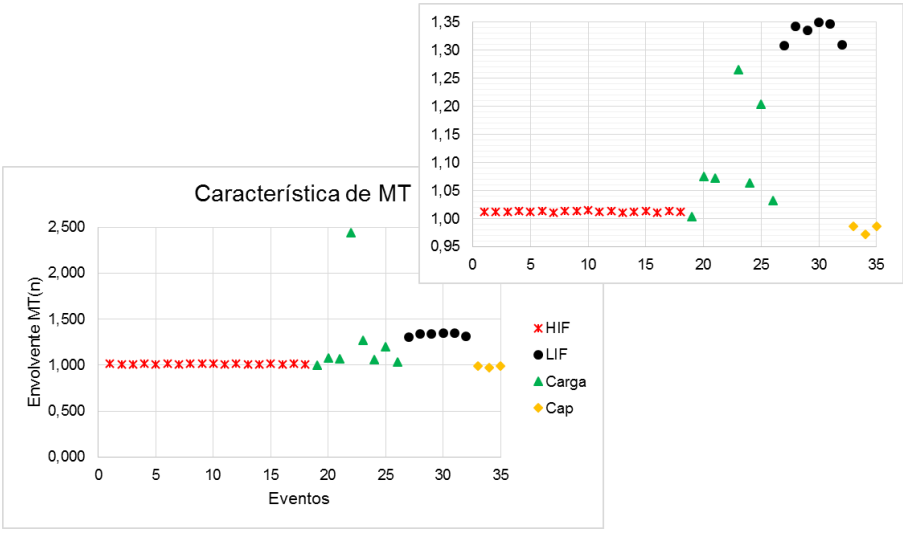

Figura 4-39. Característica de la envolvente MT en todos los eventos.

A diferencias de las energías y el valor RMS, la característica de la envolvente logra separar las cuatro perturbaciones que se están simulando en el sistema. Por otra parte se grafican

las relaciones para los valores residuales y así observar el comportamiento de las magnitudes en todos los casos, como se presenta en seguida.

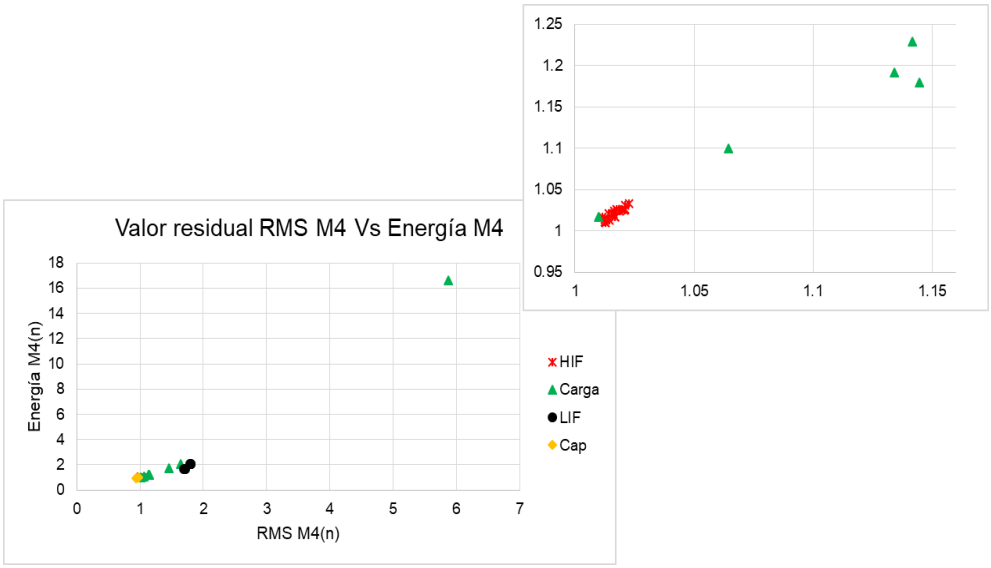

Figura 4-40. Relación entre $RMS\ M4$ y Energía $M4$ para el valor residual.

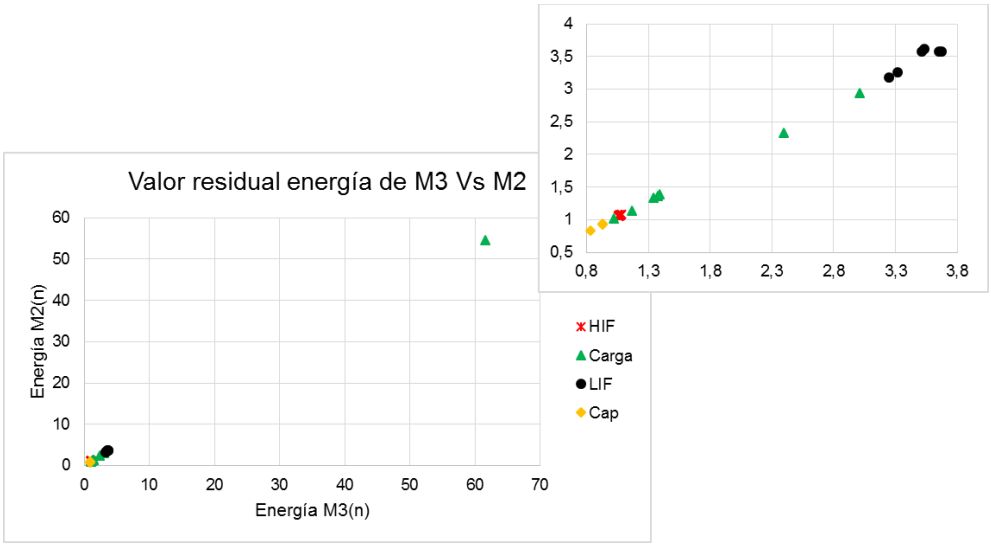

Figura 4-41. Relación entre Energía $M3$ y $M2$ para el valor residual.

En los valores residuales analizados las HIFs se agrupan alrededor de un valor respecto al otro tipo de eventos que oscila según la perturbación pero no se combina con las fallas. Solo existen ciertos valores de carga que se acercan a ese grupo pero no logra combinarse.

Para terminar como en el caso de DWT, se trató de buscar localización de los eventos, obtenido las características mostradas en la Figura 4-42. Donde el valor de energía pico permite diferenciar las zonas de las fallas de baja impedancia, permitiendo detectar y localizar el evento en los sistemas radiales.

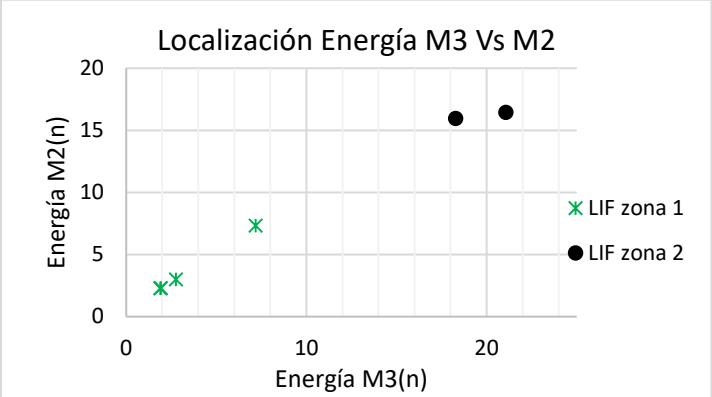

Figura 4-42. Localización de LIF a partir de la energía $M3$ y $M2$.

Capítulo 5. Algoritmos de detección

La creación de los algoritmos de detección propuestos para los dos sistemas estudiados y procesados con cada una de las herramientas y valores obtenidos. Se realiza mediante la extracción de características mostradas en la sección anterior para definir umbrales lineales que permitan clasificar fallas de alta impedancia de otro tipo de perturbaciones; en algunos casos es posible distinguir entre fallas de baja y alta impedancia y eventos de conexión o desconexión de carga y capacitores. Estos límites se proponen en la zona transitoria y residual aprovechando las particularidades encontradas.

En las siguientes secciones se presentan los diagramas de flujo que contienen la lógica propuesta para la detección de fallas, además de la direccionalidad encontrada para el sistema enmallado y localización por zonas en el radial, permitiendo definir si algunos eventos ocurrieron en la zona de protección del relé.

Por último, se incluye la evaluación del rendimiento de los algoritmos con otras perturbaciones simuladas en los sistemas, cambiando su estado de operación ocasionado por el cambio de factor de potencia de las cargas, desconexión de carga y otras más reproducidas en el sistema original. Así mismo se simulan otros eventos con cambios en la topología de los sistemas.

5.1 Algoritmo Generalizado

La Figura 5-1 presenta el diagrama de flujo general utilizando la DWT o WCM, este esquema contienen ciertos subprocesos marcados en color verde como: Procesamiento de la señal, Detección evento transitorio, Clasificación de evento transitorio entre HIF, LIF, Carga y Capacitores, Clasificación de la zona del evento y por último el proceso de reporte.

Los cuales varían según el sistema y herramienta de procesamiento de la señal, pues las características mostradas en la sección anterior evidenciaron diferentes comportamientos según sea el caso de estudio y análisis. Mientras los grises son comunes para todos los casos.

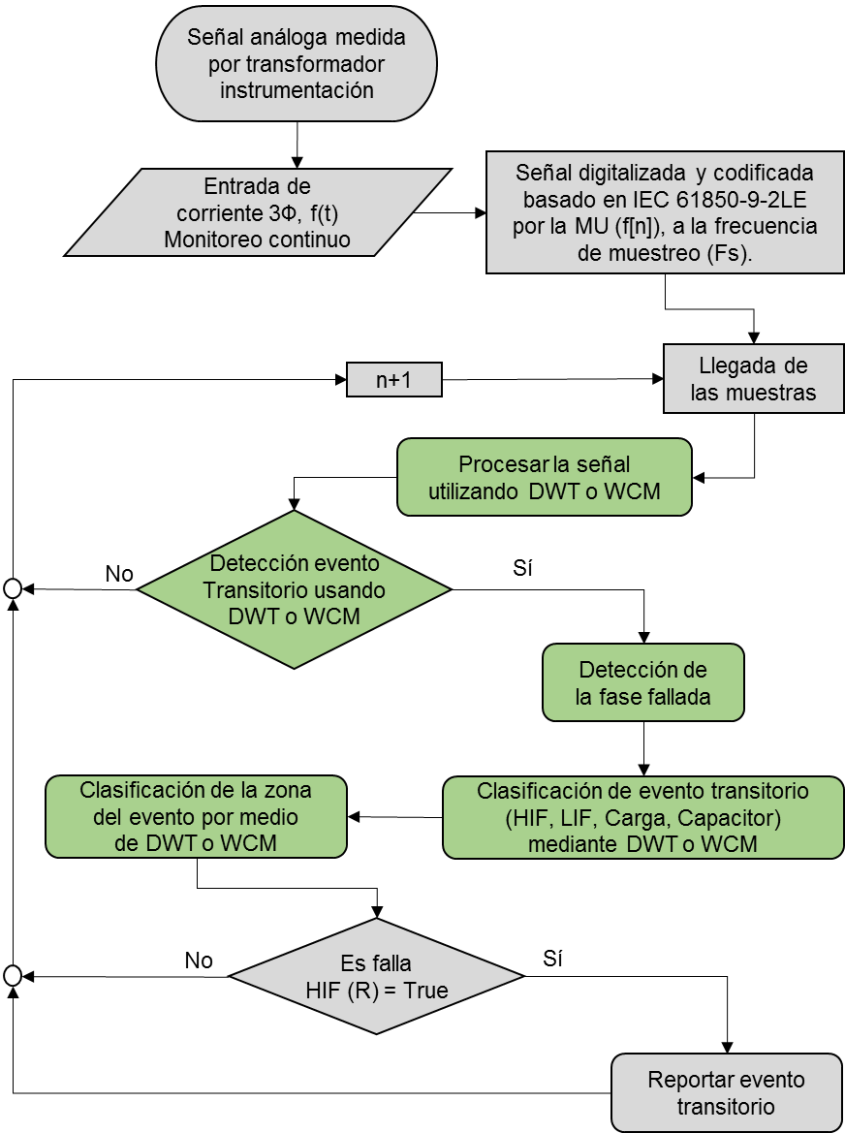

Figura 5-1. Diagrama de flujo general para el algoritmo de protección.

La detección del evento se presenta cuando se supera un umbral de arranque. La clasificación principalmente diferencia HIF de los otros eventos, aunque en algunos casos es posible diferenciarlos todos por separado. La separación de la zona del evento permite definir la direccionalidad del evento para el sistema de transmisión o la franja en

distribución. Mientras el estado de reporte presenta la operación final del algoritmo si ocurrió una HIF.

Igualmente se presenta la lógica utilizada para diferenciar la fase fallada y evitar confusiones con las magnitudes de la señal de las fases sanas [23], [68]. Cuando se presentan eventos monofásicos como HIF o LIF y algunas cargas y capacitores en el sistema radial. El valor de la señal $x(n)$ varía según el caso de aplicación usando DWT o WMC y si el sistema es el de transmisión o radial y posteriormente continuar con el proceso de clasificación. El esquema lógico se presenta en la Figura 5-2 que es el mismo para todos los casos.

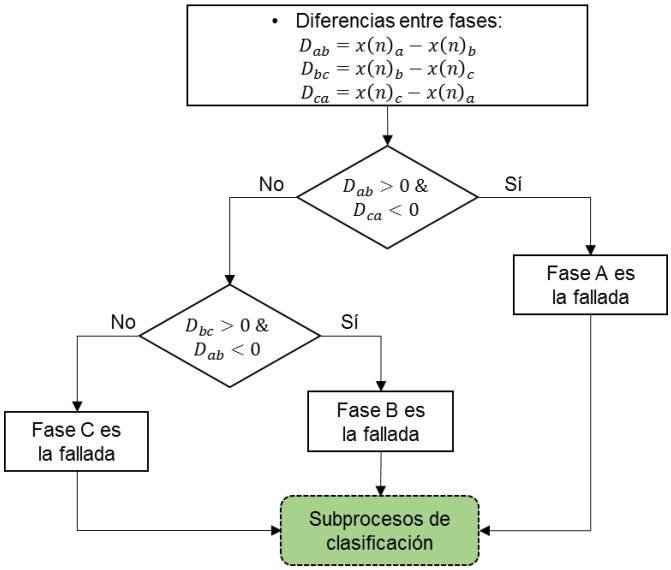

Figura 5-2. Lógica utilizada para determinar la fase fallada, basado en [23], [68].

5.2 Protección basada en la Transformada Wavelet Discreta

Utilizando la DWT para descomponer la señal y extraer las características del valor pico y/o residual de energía de los coeficientes de detalle de todos los eventos de prueba simulados y así crear un algoritmo de protección que permita detectar HIF de otros eventos. Se presenta en la siguiente sección la descripción del algoritmo basado en el diagrama de la Figura 5-1 para el sistema enmallado y radial.

El proceso de detección del transitorio ocurre cuando se supera un umbral de arranque que determina el inicio de la protección ($tstart$), en el sistema de enmallado se utiliza la energía de $cD1$ y en el radial se utilizó la misma energía pero normalizada con la ecuación (4.2) de cualquier fase. Siguiendo con la lógica del diagrama se necesita determinar la fase fallada, para el primer caso se utilizó la energía del $cD1$ y en el de distribución el valor máximo alcanzado por $cD1$ cuando se presenta el primer pico del transitorio.

El subproceso de clasificación del evento en el enmallado se logró diferenciar la ocurrencia de perturbaciones asociadas a cargas, HIF y LIF sobre la línea y las vecinas, sin poderse conocer sí fue hacia adelante o atrás. La detección de LIF se basó en el valor pico de la energía de $cD1$ y $cD2$ y su caracterización de la dirección por medio de la energía de $cD3$ en el valor pico. Mientras que las HIFs y cargas se detectaron por medio del valor máximo del gradiente (4.1) durante un período después de transcurrir un período al iniciar el evento.

Por otra parte, la clasificación de la perturbación en el segundo sistema solo se hizo separando HIF de otro tipos de eventos usando la energía normalizada de $cD1$ y $cD2$ del valor residual; sin adicionar la zona donde se presentó pues las características extraídas no brindaron más información. Mejores detalles del diagrama de flujo y cada uno de los subprocesos se encuentra en el anexo B y la Tabla 5-1.

Tabla 5-1. Resumen de los umbrales propuestos utilizando DWT.

Parámetro	Magnitud	Uso del umbral
Sistema de transmisión		
Energía cD1	> 0.1	Arranque
Energía cD1	No aplica	Detección de fase fallada
Energía cD1	> 3e3	Detección de LIF
Energía cD2	>1e4	
Energía cD3	>9e3	Clasificación zona, LIF sobre la línea
	<=6e4	
	>644	Clasificación zona, LIF línea vecina
	<1e6	
Máximo del gradiente	>50 & <=1.4e4	Evento de carga

Parámetro	Magnitud	Uso del umbral
Máximo del gradiente	>1.5e4 & <=3e4	Clasificación zona, HIF sobre la línea
	>3e4 & <=1e5	Clasificación zona, HIF línea vecina
	>1e5 & <=2.5e6	Clasificación zona, HIF sobre la línea
Sistema de distribución		
Energía cD1	> 1.2	Arranque
Máximo de cD1	No aplica	Detección de fase fallada
Energía cD1 normalizado	<=1.95	Detección de una HIF
Energía cD2 normalizado	<=2	Detección de un evento diferente a HIF

5.3 Protección basada en Modos de Correlación Wavelet

Realizando el procesamiento de la señal por medio del algoritmo WCM para extraer la información que poseen los valores propios y la envolvente de la señal en el valor pico y/o transitorio, sobre perturbaciones ocurridas en la corriente estudiada en los sistemas de prueba. Proponiendo un algoritmo de protección que permita detectar HIF.

Describiendo cada uno de los subprocesos que completan el algoritmo basado en la forma general presentada en la Figura 5-1. Se inicia la protección en el sistema de transmisión cuando el valor de $M4$ normalizado por (4.2) de cualquier fase supera un umbral y en el de distribución se tomó el valor RMS (4.3) de $M4$ normalizado. Luego se determina la fase fallada utilizando como magnitud el valor RMS de $M4$ para ambos casos.

En el proceso de clasificación de los eventos transitorios fue posible diferenciar cada una de las perturbaciones simuladas en los dos sistemas. En el primer caso se utilizó el valor pico de RMS de $M4$ para las LIFs y el valor residual para cargas y HIFs, y en el segundo se manejó el valor RMS total (2.17) normalizado en la etapa pico de la señal.

Continuando con el proceso de caracterización de la zona del evento; para el sistema enmallado la direccionalidad permitió definir la ocurrencia de LIF y HIF hacia adelante o atrás basado en la ubicación del relé. Las LIFs se clasificaron usando el valor RMS total

normalizado en el valor pico y las HIFs empleando el valor de energía de $M3$ y $M2$ normalizadas en la etapa residual. El diagrama de flujo completo está en el anexo C y la Tabla 5-2.

Tabla 5-2. Resumen de los umbrales propuestos utilizando WCM.

Parámetro	Magnitud	Uso del umbral
Sistema de transmisión		
M4 normalizado	>2.2	Arranque
RMS M4	No aplica	Detección de fase fallada
	>400	Detección de LIF
MT normalizado	>=1.35 & <2.35	Clasificación zona, LIF hacía atrás
	>= 2.35 & 3.6	Clasificación zona, LIF hacía adelante
	>=3.6	Clasificación zona, LIF sobre la línea
RMS M4	>=0.1 & 0.75	Evento de carga
	>=0.75 & <=2.4	Detección de HIF
Energía M2 normalizada	>0.5 & <=1.5	Clasificación zona, HIF hacía atrás
Energía M3 normalizada	>0.4 & <=1.4	
Energía M2 normalizada	>1.7 & <=3.6	Clasificación zona, HIF hacía adelante
Energía M3 normalizada	>2 & <=3	
Energía M2 normalizada	>3.8	Clasificación zona, HIF sobre la línea
Energía M3 normalizada	>3.1	
Sistema de distribución		
RMS M4 normalizado	>1.013	Arranque
	No aplica	Detección de fase fallada
MT normalizado	<=0.995	Evento asociado a un capacitor
	>=1.0095 & <1.025	HIF en el sistema
	>=1.025 & <1.275	Evento de carga
	>=1.275	Detección de LIF
Energía M2 normalizada	<=12	Clasificación zona, LIF en la primera zona

Parámetro	Magnitud	Uso del umbral
Energía M3 normalizada	<=13	Clasificación zona, LIF en la primera zona
Energía M2 normalizada	>12 & <=25	Clasificación zona, LIF en la segunda zona
Energía M3 normalizada	>13 & <=27	
Energía M2 normalizada	<=12 & >25	Detección de un evento diferente a HIF
Energía M3 normalizada	<=13 & >27	

Capítulo 6. Evaluación del desempeño de los algoritmos detección de fallas

La complejidad del fenómeno de HIF y las técnicas de detección necesitan un conjunto de criterios para su evaluación. Pues el disparo por este tipo de fallas mejora la seguridad en las personas y el sistema, pero la mala operación también puede generar problemas cuando se desconectan cargas importantes o se opera por la confusión con otro tipo de eventos. Por esta razón, las compañías eléctricas necesitan métodos de protección seguros y con buena sensibilidad, siendo esto dos los criterios de evaluación [21].

En este capítulo se realiza una evaluación del desempeño de los algoritmos a partir de un conjunto de casos de prueba con características diferentes a los de entrenamiento presentados en la sección 3.2

6.1 Casos de Prueba

Para evaluar el desempeño de los algoritmos propuestos, en los sistemas de prueba se simularon otros eventos transitorios diferentes a los utilizados para la extracción de características y entrenamiento de los algoritmos de protección. Los cambios que se efectuaron en los sistemas fue el cambio del punto de operación al afectar los factores de potencia de las cargas y hasta el cambio de topología de la red al agregar nuevas líneas o ramales en el enmallado y radial, respectivamente. También se aumentó en algunos casos la impedancia de las LIF a 40Ω.

6.1.1 En el sistema de transmisión

Para medir el rendimiento del algoritmo para detectar HIF de otros eventos, se simularon otras perturbaciones adicionales a las mostradas en la Tabla 3-2, donde se varía el estado de operación del sistema al modificar los factores de potencia de las cargas disminuyendo su valor por debajo de 0.9, simulando nuevos eventos de fallas HIF y LIF de 20Ω y 40Ω, conexión y desconexión de carga y hasta conexión de dos bancos de capacitores de 61MVAr (Cap1) y 288MVAr (Cap2) en el N6 o N8, sin cambiar la topología de la red. También, se generaron otros eventos en el sistema original. Además de variar el instante en el que ocurre la perturbación transitoria, para las cargas y HIFs en los cruce por cero y cuando se tiene la extinción del arco respectivamente. Completándose un total de 34 perturbaciones diferentes, ver Tabla 6-1.

Tabla 6-1. Eventos simulados para probar los algoritmos para el sistema de transmisión.

Evento	Posición	Fase	Tiempo [s]	Descripción del Momento de incepción
Sistema en otro estado al cambiar el FP de las cargas				
Falla de alta impedancia				
1	20% L4	A	0.1200	Cualquier instante
2	40% L4	A	0.1521	Pico positivo
3	60% L4	B	0.1100	Cerca al cruce por cero
4	80% L4	C	0.1090	En el cruce por cero
5	20% L2	B	0.1100	Cerca al cruce por cero
6	60% L2	A	0.1856	
7	40% L6	B	0.1190	Cualquier instante
8	80% L6	A	0.1271	Pico negativo
Falla de baja impedancia				
9	60% L4	A	0.1073	Cualquier instante
10	60% L4	C	0.1300	
11	60% L4	C	0.1331	Cruce por cero de la fase C
12	80% L4	C	0.1331	
13	20% L2	A	0.1410	Cualquier instante
14	60% L6	B	0.1000	
Carga				
15	N8 modificada	ABC	0.1442	Conexión en paralelo en el cruce por cero de la fase A
16	N8	ABC	0.1334	Desconexión de carga en el cruce por cero de la fase B
17	N8	ABC	0.1442	Conexión en paralelo en el cruce por cero de la fase A

Evento	Posición	Fase	Tiempo [s]	Descripción del Momento de incepción
18	N6 modificada	ABC	0.1468	Conexión en paralelo en el cruce por cero de la fase A
19	N6	ABC	0.1468	Conexión de esa carga en el cruce por cero de la fase A
20	N6	ABC	0.2468	Desconexión de esa carga en el cruce por cero de la fase A
Sistema original				
Falla de alta impedancia				
21	10% L4	A	0.1000	Cualquier instante
22	90% L4	B	0.1000	
23	20% L4	B	0.1539	En el cruce por cero
24	80% L4	C	0.1305	Cualquier instante
25	80% L2	A	0.0950	
26	80% L6	A	0.0999	
Falla de baja impedancia				
27	80% L2	C	0.1100	Cualquier instante
28	40% L4	A	0.1000	
29	80% L4	A	0.1000	
30	40% L6	B	0.1100	
Carga				
31	N8	ABC	0.1274	Conexión en paralelo en el cruce por cero de la fase A
Capacitor				
32	N8 Cap1	ABC	0.1186	Conexión en paralelo en el cruce por cero de la fase A
33	N8 Cap2	ABC	0.1186	
34	N6 Cap2	ABC	0.1186	

Por último, se simularon otros 13 eventos para un total de 47 simulaciones, donde se cambió la topología de la red Figura 3-1, conectando una línea de 150km de longitud con el mismo modelo de las otras entre el nodo 7 y el nodo 6. Lo que afecta directamente el comportamiento de la red y del transitorio, presentados en la Tabla 6-2.

Tabla 6-2. Eventos simulados en el sistema IEEE9 con un cambio en la topología.

Evento	Posición	Fase	Tiempo [s]	Descripción del Momento de incepción
Sistema con cambio en la topología				
35	40% L4	A	0.1085	Cualquier instante
36	40% L4	A	0.1192	Pico positivo
37	80% L4	B	0.1085	Cualquier instante
38	20% L4	C	0.1085	
39	40% L2	B	0.13	
40	60% L6	A	0.112	

Evento	Posición	Fase	Tiempo [s]	Descripción del Momento de incepción
41	40% L4	C	0.1185	Cualquier instante
42	60% L2	B	0.1353	
43	40% L6	A	0.112	
Carga				
44	N8 modificada	ABC	0.1362	Conexión en paralelo en el cruce por cero de la fase A
45	N8	ABC	0.1362	
46	N6	ABC	0.1233	
47	N6	ABC	0.1370	Desconexión de carga en cualquier instante

6.1.2 En el sistema de distribución

El sistema radial también fue afectado por cambios en el estado de operación al desconectar carga, cambiar el factor de potencia de las cargas y capacitores, simulando nuevamente perturbaciones en estos. Adicionalmente se modifican las fases falladas, momentos de conexión y desconexión. Alcanzando 61 nuevos casos en los sistemas modificados y otros en el original manteniendo la topología de la red, ver Tabla 6-3.

Tabla 6-3. Perturbaciones simuladas para probar los algoritmos en el sistema de distribución.

Evento	Nodo	Fase	Tiempo [s]	Descripción del Momento de incepción
Sistema en otro estado al desconectar cargas y cambiar el FP y capacitores				
Falla de alta impedancia				
1	633	B	0.15	Mitad del transitorio
2	633	C	0.115	Primeras etapas del transitorio
3	680	A	0.135	Mitad del transitorio
4	684	C	0.165	
5	611	C	0.095	Primeras etapas del transitorio
6	671	A	0.12	Mitad del transitorio
7	671	A	0.164	Mitad del transitorio en el cruce por cero
8	692	B	0.164	Mitad del transitorio
9	692	B	0.2114	Mitad del transitorio y en el cruce por cero
10	645	B	0.09	Primeras etapas del transitorio

Evento	Nodo	Fase	Tiempo [s]	Descripción del Momento de incepción
11	680	B	0.12	Mitad del transitorio
12	680	B	0.144	Mitad del transitorio cerca al cruce por cero
Evento	**Nodo**	**Fase**	**Tiempo [s]**	**Descripción del Momento de incepción**
13	675	A	0.088	Primeras etapas del transitorio cerca al cruce por cero
14	675	A	0.127	Mitad del transitorio
15	632	B	0.1	Primeras etapas del transitorio
16	671	B	0.1805	Mitad del transitorio
17	671	C	0.1168	Primeras etapas del transitorio cerca al cruce por cero
18	692	C	0.1111	Mitad del transitorio
19	692	B	0.1111	
20	680	C	0.128	Mitad del transitorio
21	20% Línea 632-671	C	0.124	Mitad del transitorio cerca al cruce por cero
22	40% Línea 632-671	B	0.185	Mitad del transitorio
23	60% Línea 632-671	C	0.187	Mitad del transitorio pico negativo
24	80% Línea 632-671	A	0.1502	Mitad del transitorio
Falla de baja impedancia				
25	633	B	0.105	En cualquier momento
26	675	C	0.127	
27	675	C	0.125	Cerca al cruce por cero
28	680	A	0.14	En cualquier momento
29	611	C	0.11	
30	692	B	0.105	
31	645	B	0.135	
32	633	C	0.1321	
33	632	A	0.166	
34	646	B	0.1321	
35	20% Línea 632-671	B	0.1	
36	80% Línea 632-671	A	0.1	
Carga				
37	645	B	0.15	En cualquier momento
38	645	B	0.12	

Evento	Nodo	Fase	Tiempo [s]	Descripción del Momento de incepción
39	646	B	0.12	En cualquier momento
40	692	C	0.132	
41	692 modificada	C	0.132	
42	671	ABC	0.1323	Cruce por cero de la fase A
43	671 modificada		0.1323	
44	671	ABC	0.2	En cualquier momento
45	675	ABC	0.09873	Cruce por cero de la fase A
46	675 modificada	ABC	0.09873	
47	675	ABC	0.10163	Cruce por cero de la fase A
48	652	A	0.15	En cualquier momento
Capacitor				
49	675	ABC	0.10163	Cruce por cero de la fase A
50	675	ABC	0.1099	
51	611	C	0.1114	Cruce por cero de la fase C
Sistema original				
Falla de alta impedancia				
52	611	C	0.109	Primeras etapas del transitorio en el cruce por cero
53	611	C	0.161	En cualquier momento
54	652	A	0.1777	
Falla de baja impedancia				
55	652	A	0.195	En cualquier momento
56	40% Línea 632-671	A	0.1141	En cualquier momento (40Ω)
57	40% Línea 632-671	A	0.1141	En cualquier momento
58	80% Línea 632-671	A	0.1141	En cualquier momento (40Ω)
59	80% Línea 632-671	A	0.1158	En cualquier momento
Carga				
60	611	C	0.125	En cualquier momento
61	646	B	0.145	

Además se simularon otros 16 eventos para alcanzar un total de 83 simulaciones, donde se cambió la topología de la red Figura 3-3, conectando el ramal que parte del nodo 692

hasta la carga 675, en la mitad de la línea que conecta los nodos 632 y 671. Lo que afecta directamente el comportamiento de la red y del transitorio, mostrados en la Tabla 6-4.

Tabla 6-4. Perturbaciones transitorias con cambio en la topología del IEEE13.

Evento	Nodo	Fase	Tiempo [s]	Descripción del Momento de incepción
Sistema con el cambio de la topología				
62	692	A	0.1502	En cualquier momento
63	680	B	0.1352	Cerca al cruce por cero
64	675	C	0.11	En cualquier momento
65	645	B	0.11	
66	632	A	0.1233	
67	692	A	0.1	
68	675	C	0.1	
69	633	B	0.1	
76	692		0.1237	
Falla de baja impedancia				
77	692	A	0.1	En cualquier momento
Carga				
78	675	ABC	0.1321	En cualquier momento
79	652	A	0.1412	
80	645	B	0.1133	
81	692p	CA	0.1425	
Capacitor				
82	675	ABC	0.135	Cruce por cero de la fase A
83	611	C	0.1379	Cruce por cero de la fase C

6.2 Criterios de evaluación

Los Criterios de Evaluación de Detección de Fallas (FDEC por sus siglas en inglés) permite valorar algoritmos de protección utilizando el método evaluador conocido como Matriz de Confusión (CM por sus siglas en inglés) para dos clases de clasificadores [21]. La matriz informa como el método catalogó diferentes categorías de fallas en comparación con los valores clasificados reales, es decir predichos versus observados. Esto está representado por cuatro datos que componen la matriz [69].

- Verdadero Positivo (TP por sus siglas en inglés): Un ítem es predicho como fallado y es fallado.
- Falso Positivo (FP por sus siglas en inglés): Un ítem es predicho como fallado y no es fallado.
- Falso Negativo (FN por sus siglas en inglés): Un ítem es predicho como no fallado y es fallado.
- Verdadero Negativo (TN por sus siglas en inglés): Un ítem es predicho como no fallado y es no fallado.

La Tabla 6-5 muestra la estructura base de la matriz de confusión [69].

Tabla 6-5. Matriz de Confusión.

	Observado verdadero	**Observado falso**
Predicho verdadero	TP	FP
Predicho falso	FN	TN

Esta matriz es comúnmente aplicada en el campo de máquinas de aprendizaje para describir características del método propuesto. La matriz 2x2 es presentada en la ecuación (6.1), donde los términos de la diagonal principal representan una clasificación precisa, mientras los restantes presentan la ocurrencia de operación incorrecta [8]. En este caso los valores se ajustaron para evaluar el algoritmo propuesto para detectar fallas de alta impedancia contra otros eventos.

$$CM = \begin{matrix} & \begin{matrix}\text{HIF} & \text{NoHIF}\end{matrix} \\ \begin{matrix}\text{HIF} \\ \text{NoHIF}\end{matrix} & \begin{bmatrix} FD & ND \\ OE & CS \end{bmatrix} \end{matrix} \tag{6.1}$$

Donde: "FD" es el número de fallas detectadas, "ND" es el número de fallas no detectadas, "OE" representa el número de no fallas que generaron disparo y "CS" es el número de condiciones saludables que no generaron disparos. De los números calculados se pueden inferir importantes parámetros estándar que permiten la evaluación de la confiabilidad del algoritmo de detección. Esos criterios son: Precisión, confiabilidad, seguridad, seguro y sensibilidad. Los cuales están definidos como se presenta a continuación [21], [69]:

- Precisión (P): Medir el rendimiento general del método, es la proporción del número total de predicciones que fueron correctas sobre el total de decisiones. Es determinada por medio de la ecuación (6.2).

$$P = \frac{FD + CS}{FD + ND + OE + CS}\ \% \tag{6.2}$$

- Confiablidad (C): Definida como la tendencia del esquema de protección para detectar y aislar las fallas, se calcula como la proporción del número de fallas detectadas al número real de fallas. Determinada por la ecuación (6.3).

$$C = \frac{FD}{FD + ND}\ \% \tag{6.3}$$

- Seguridad (S): Representa la habilidad del algoritmo para detectar HIF selectivamente y no disparar condiciones de no HIF, siendo capaz de detectar estados saludables. Es la fracción del número de no fallas pronosticado sobre la cantidad de no HIF reales. Se calcula utilizando la ecuación (6.4).

$$S = \frac{CS}{OE + CS}\ \% \tag{6.4}$$

- Seguro (SE): Es la capacidad del algoritmo de ser vigilante para la ocurrencia de fallas y asegurar que fallas no se confundan con no fallas, pues es necesario que el método aísle fallas que son peligrosas para la seguridad pública. Este criterio se calcula dividendo el número correcto de predicciones de no fallas sobre el número total de no fallas predichas, utilizando la ecuación (6.5).

$$SE = \frac{CS}{ND + CS}\ \% \tag{6.5}$$

- Sensibilidad (SD): Permite diferenciar eventos de carga que sean similares a fallas, para evitar disparos innecesarios. Es la proporción del número de HIF que fueron clasificados correctamente sobre el número total de fallas predichas mediante la ecuación (6.6).

$$SD = \frac{FD}{FD + OE}\ \% \tag{6.6}$$

6.3 Rendimiento del algoritmo de protección para sistemas enmallados

La CM obtenida cuando se utilizó la DWT se presenta en (6.7) y el resultado de los cinco parámetros que permite la evaluación del algoritmo se lista en la Tabla 6-6.

$$CM = \begin{bmatrix} 10 & 4 \\ 4 & 14 \end{bmatrix} \tag{6.7}$$

Tabla 6-6. Parámetros de valoración obtenidos para DWT en sistema enmallado.

Parámetro	%
Precisión (P)	75.0
Confiablidad (C)	71.4
Seguridad (S)	77.8
Seguro (SE)	77.8
Sensibilidad (SD)	71.4

Los resultados obtenidos para este caso son aceptables ya que se tiene porcentajes por encima del 71%, evidenciando la afectación que sufre el algoritmo cuando se hacen cambios al sistema bajo prueba modificando su punto de operación lo que impacta directamente en el ajuste de los umbrales. Afectando dos variables muy importantes en protecciones que es la confiabilidad y la sensibilidad.

Ahora los resultados obtenidos usando el algoritmo WCM se muestran en (6.8) y el resultado de los parámetros se organizan en la Tabla 6-7.

$$CM = \begin{bmatrix} 12 & 2 \\ 3 & 16 \end{bmatrix} \tag{6.8}$$

Tabla 6-7. Parámetros de evaluación obtenidos para WCM en sistema enmallado.

Parámetro	%
Precisión (P)	84.8
Confiablidad (C)	85.7
Seguridad (S)	84.2
Seguro (SE)	88.9
Sensibilidad (SD)	80.0

Los valores de los parámetros obtenidos de la matriz de confusión son superiores al caso donde se utilizó DWT, pues todos los porcentajes son mayores al 80% lo que representa

un algoritmo más robusto para soportar los diversos eventos simulados y posibles cambios de operación del sistema. Aunque se presentaron algunos eventos que no fueron detectados por el algoritmo porque no superaban los umbrales propuestos, lo que afectó un poco el rendimiento del método.

Los resultados obtenidos cuando se adicionan los eventos asociados al cambio de la topología se presenta en la Tabla 6-8 comparando el rendimiento entre el algoritmo basado en DWT y WCM. Adicionalmente se agrega la matriz de confusión en (6.9) y (6.10) para DWT y WCM respectivamente.

$$CM = \begin{bmatrix} 13 & 7 \\ 6 & 17 \end{bmatrix} \tag{6.9}$$

$$CM = \begin{bmatrix} 13 & 7 \\ 3 & 21 \end{bmatrix} \tag{6.10}$$

Tabla 6-8. Comparación del rendimiento entre DWT y WCM cambiando la topología del sistema de transmisión.

Algoritmo	**DWT**	**WCM**
Parámetro	**%**	
Precisión (P)	69.8	77.3
Confiablidad (C)	65.0	65.0
Seguridad (S)	73.9	87.5
Seguro (SE)	70.8	75.0
Sensibilidad (SD)	68.4	81.3

Si se compara el resultado obtenido en este caso los rendimientos disminuyeron en ambos con algunas excepciones, ya que la seguridad y sensibilidad aumentaron para el algoritmo con WCM pues incrementaron los casos de no falla despejados correctamente al no confundirse con HIF. La confiabilidad se redujo en ambos casos al 65% siendo una situación no deseable porque es un parámetro base para medir el desempeño de los algoritmos detección, lo que demuestra las afectaciones por cambios en la topología, requiriendo así un entrenamiento el algoritmo cuando se va a utilizar. Usando WCM las HIF simuladas sobre la línea fueron detectadas como si estuvieran en la línea hacia abajo generando un sobre alcance del relé por el cambio de la topología.

6.4 Rendimiento del algoritmo de protección para sistemas radiales

El rendimiento del algoritmo propuesto utilizando DWT se presenta en la ecuación (6.11) y en la Tabla 6-9, se resumen los valores obtenidos para los parámetros de valoración.

$$CM = \begin{bmatrix} 28 & 4 \\ 3 & 32 \end{bmatrix} \tag{6.11}$$

Tabla 6-9. Parámetros de rendimiento obtenidos para DWT en sistema radial.

Parámetro	%
Precisión (P)	88.5
Confiablidad (C)	85.2
Seguridad (S)	91.2
Seguro (SE)	88.6
Sensibilidad (SD)	88.5

El rendimiento obtenido para el algoritmo propuesto utilizando la wavelet discreta presenta buenos porcentajes, pues todos son superiores al 85%, teniendo una correcta detección de HIF respecto a otros eventos considerando cambios en la configuración del sistema al intentar representar un sistema más dinámico.

Por otra parte, se evalúa la operación del algoritmo utilizando el algoritmo modos de correlación en todas las perturbaciones simuladas en el sistema. Obteniéndose la CM (6.12) y los resultados de las cuantificaciones que califican el algoritmo en la Tabla 6-10.

$$CM = \begin{bmatrix} 27 & 0 \\ 0 & 24 \end{bmatrix} \tag{6.12}$$

Tabla 6-10. Parámetros de rendimiento obtenidos para WCM en sistema radial.

Parámetro	%
Precisión (P)	100
Confiablidad (C)	100
Seguridad (S)	100
Seguro (SE)	100
Sensibilidad (SD)	100

En este último caso los resultados fueron perfectos para el algoritmo de protección, a pesar de los diferentes eventos simulados y los cambios en la operación del sistema no lograron confundir el algoritmo para obtener operaciones erróneas, mostrando así la robustez del algoritmo y la información que posee el método WCM.

Los resultados se presenta en la Tabla 6-11 comparando el rendimiento entre el algoritmo basado en DWT y WCM, cuando se adicionaron los casos simulados sobre la topología de la red modificada y en (6.13) y (6.14) se tiene los valores obtenidos en la CM para DWT y WMC respectivamente.

$$CM = \begin{bmatrix} 32 & 6 \\ 3 & 41 \end{bmatrix} \tag{6.13}$$

$$CM = \begin{bmatrix} 33 & 0 \\ 0 & 31 \end{bmatrix} \tag{6.14}$$

Tabla 6-11. Comparación del rendimiento entre DWT y WCM cambiando la topología del sistema de distribución.

Algoritmo	**DWT**	**WCM**
Parámetro	**%**	
Precisión (P)	87.0	100
Confiablidad (C)	81.8	100
Seguridad (S)	90.9	100
Seguro (SE)	87.0	100
Sensibilidad (SD)	87.1	100

El comportamiento del algoritmo propuesto utilizando WCM siguió con un rendimiento perfecto al tener todos los indicadores al 100%, pues a pesar de los cambios no se logró tener malas operaciones. Por otra parte usando DWT los resultados continúan presentando valores adecuados para la evaluación a pesar de la disminución de todos, pero terminaron siendo superiores al 81%, siendo la confiabilidad la más baja.

Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones

7.1 Conclusiones

En esta tesis se presentó el desarrollo de cuatro algoritmos basados en la transformada wavelet discreta para extraer las características de las fallas de alta impedancia que se pueden presentar en los sistemas eléctricos de potencia, considerando los enmallados que representan los de alta potencia en líneas de transmisión y los radiales que esbozan los de medio voltaje en redes de distribución. El procesamiento de la señal utilizando la DWT tradicional y el algoritmo de WCM permitió caracterizar este tipo de eventos frente a perturbaciones convencionales que enfrentan los sistemas como: fallas de baja impedancia o convencionales, conexión y desconexión de carga y capacitores. Teniendo en cuenta las restricciones que impone el uso del estándar de comunicaciones IEC 61850-9-2 en el envío de información por canales digitales en las nuevas subestaciones digitales, siendo un desafío por la baja frecuencia de muestreo para reproducir las señales obtenidas desde la simulación.

La correcta extracción de características de las HIFs es fundamental para lograr sistemas de protección robustos que sean capaz de detectar todo tipo de eventos sin ser afectados por cambios en el ambiente, superficies y configuración de las redes. Obtener toda la información de este fenómeno ha sido difícil porque existen una variedad de modelos que tratan de simular su comportamiento, pero han sido soluciones específicas a pruebas experimentales, siendo necesario tener registros reales por parte de los operadores que permitan conocer la verdad de este tipo de fallas.

En cuanto a los sistemas de prueba y los modelos escogidos se logró obtener magnitudes y comportamientos similares a los encontrados en la literatura, logrando estudiar el fenómeno en las dos arquitecturas que se tienen en los sistemas eléctricos haciendo más completa la investigación. Pero es necesario considerar otras topologías, sistemas de prueba y hasta casos reales.

Con el uso del algoritmo WCM se obtuvieron mejores resultados en los algoritmos de protección diseñados, pues tuvieron valores por encima del 80% en los parámetros que son: Precisión, confiabilidad, seguridad, seguro y sensibilidad. Criterios fundamentales que debe cumplir un buen sistema de protección que garantice la seguridad a las personas y los sistemas eléctricos. Además proporcionaron mayor información cada uno de los valores propios y el valor RMS total, reconociendo en el sistema enmallado direccionalidad en los eventos de fallas.

Si se compara el rendimiento de los algoritmos para el sistema de transmisión respecto al de distribución, con el uso de ambas herramientas de procesamiento se logró mejores resultados para el caso de distribución al tener rendimientos superiores en todos los casos de prueba y simulación.

El diseño de los algoritmos se hizo con una cantidad reducida de simulaciones que lograron mostrar características típicas de cada uno de los eventos para crear los umbrales, separando por zonas según las magnitudes de cada uno. Pero para evaluar los algoritmos de protección se deben adicionar más casos que permitan una mejor valoración de su rendimiento.

El uso de criterios de evaluación de detección de fallas (FDEC) basados en la matriz de confusión, permitió calificar de forma cuantitativa cinco características fundamentales que debe cumplir un sistema de protección; evitando la evaluación cualitativa que puede

generar incertidumbre en los rendimientos encontrados al no tener buenos argumentos en el momento de decidir si algún resultado es conforme o no.

7.2 Recomendaciones

Se recomienda evaluar está metodología en otras configuraciones típicas de los sistemas eléctricos y de ser posible en registros reales proporcionados por empresas para observar el rendimiento frente a este tipo de registros, teniendo en cuenta que todo sistema de protección primero pasa por una etapa de coordinación basado en la red a utilizar.
Además se deberían simular otro tipo de sistemas de pruebas y modelos de HIF para observar el comportamiento de las magnitudes y el algoritmo de protección, teniendo en cuenta que las señales tienen ruido, las conexiones y desconexiones de las perturbaciones deberían ser simuladas usando modelos de interruptores que se asemejen más a la realidad de estos equipos.

Se recomienda investigar más el uso del algoritmo de modos de correlación wavelet por la cantidad de información que posee cada uno de los valores propios y el valor RMS total que se comporta como la envolvente de la señal de prueba. Tratando de implementarlo en un sistema de tiempo real siendo una solución más cercana a un dispositivo electrónico inteligente (IED) basado en el estándar IEC 61850 con la recepción de SV y publicación de mensajes GOOSE asociados a la operación de la protección.

Se recomienda observar otra metodología basada en las trayectorias de las energías de cada uno de los valores propios sin necesidad de tener presente el valor del tiempo, asemejando este tipo de protección a las basadas en el plano RX como la de distancia y así poder definir zonas de operación del sistema.

A. Anexo: MODEL programado en ATP para controlar las resistencias.

```
MODEL Control
INPUT V

VAR in[1..25]
 vn[1..25]
R1
R2
Rhif

OUTPUT R1, R2, Rhif
INIT
in[1]:=0, vn[1]:=0
in[2]:=9, vn[2]:=4000
in[3]:=20, vn[3]:=6000
in[4]:=40, vn[4]:=10500
in[5]:=60, vn[5]:=14000
in[6]:=82, vn[6]:=18500
in[7]:=84, vn[7]:=19000
in[8]:=62, vn[8]:=16000
in[9]:=43, vn[9]:=14000
in[10]:=19,vn[10]:=10200
in[11]:=12,vn[11]:=8500
in[12]:=3, vn[12]:=3000
in[13]:=0, vn[13]:=0
in[14]:=-3,vn[14]:=-3200
in[15]:=-17,vn[15]:=-8800
in[16]:=-28,vn[16]:=-12000
in[17]:=-44, vn[17]:=-14500
in[18]:=-63, vn[18]:=-16100
in[19]:=-84, vn[19]:=-18800
in[20]:=-83, vn[20]:=-18000
in[21]:=-60, vn[21]:=-13500
in[22]:=-38, vn[22]:=-9800
in[23]:=-20, vn[23]:=-7000
in[24]:=-7, vn[24]:=-4500
in[25]:=0, vn[25]:=0
ENDINIT
EXEC
IF t<=0.08 THEN
      R2:=(1600/(1+65*t))-135*t
ELSIF t<=0.1 THEN
```

```
      R2:=-2385*t+438.2
      ELSIF t<=0.4 THEN
      R2:=((1600/(1+65*t))-135*t)
      ELSE
      R2:=1E-4
ENDIF
FOR i:=1 to 24
DO
      IF (V>=vn[i]) AND (V<vn[i+1]) THEN
            R1:=V/(in[i]+((in[i+1]-in[i])/(vn[i+1]-vn[i]))*(V-vn[i]))
      ENDIF
ENDFOR
Rhif:=R1+R2
ENDEXEC
ENDMODEL
```

B. Anexo: Diagramas de flujo de los subprocesos en algoritmo de protección utilizando DWT

Descripción del algoritmo para sistemas enmallados

El diagrama de flujo total basado en el general mostrado en la Figura 5-1, se presenta por cada subproceso. En la Figura 7-1, se tiene el subproceso de detección.

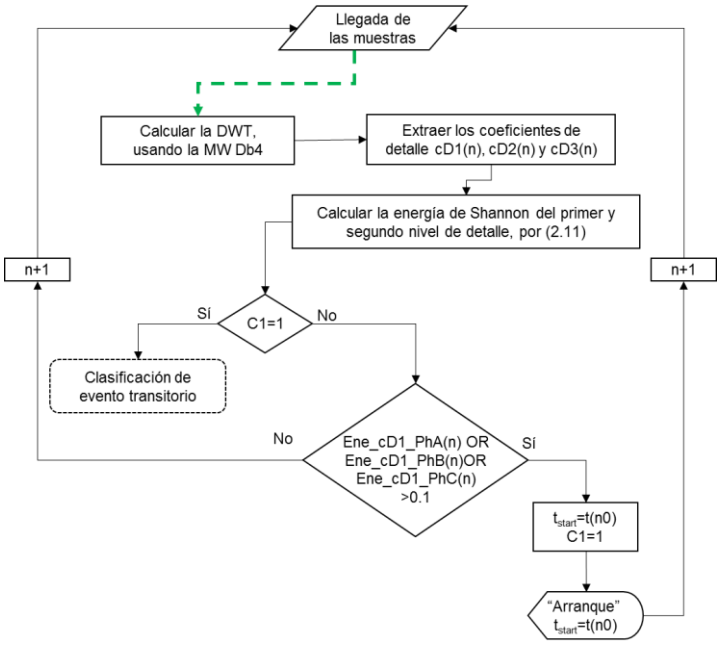

Figura 7-1. Subproceso de detección usando DWT en sistema enmallado.

Para determinar la fase fallada en este caso se utilizó el valor de la energía del coeficiente de detalle uno después del tiempo de arranque (t_{start}) hasta medio período después. Luego se continúa con el subproceso de clasificación del evento y la zona mostrados en la Figura 7-2 y Figura 7-3.

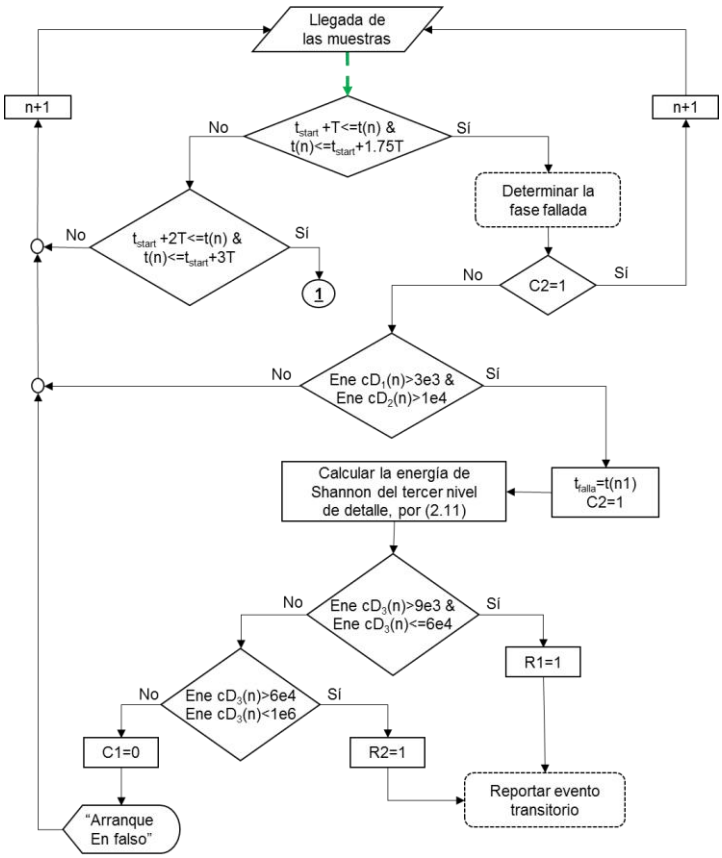

Figura 7-2. Primera parte del subproceso de clasificación del evento y la zona usando DWT en sistema enmallado.

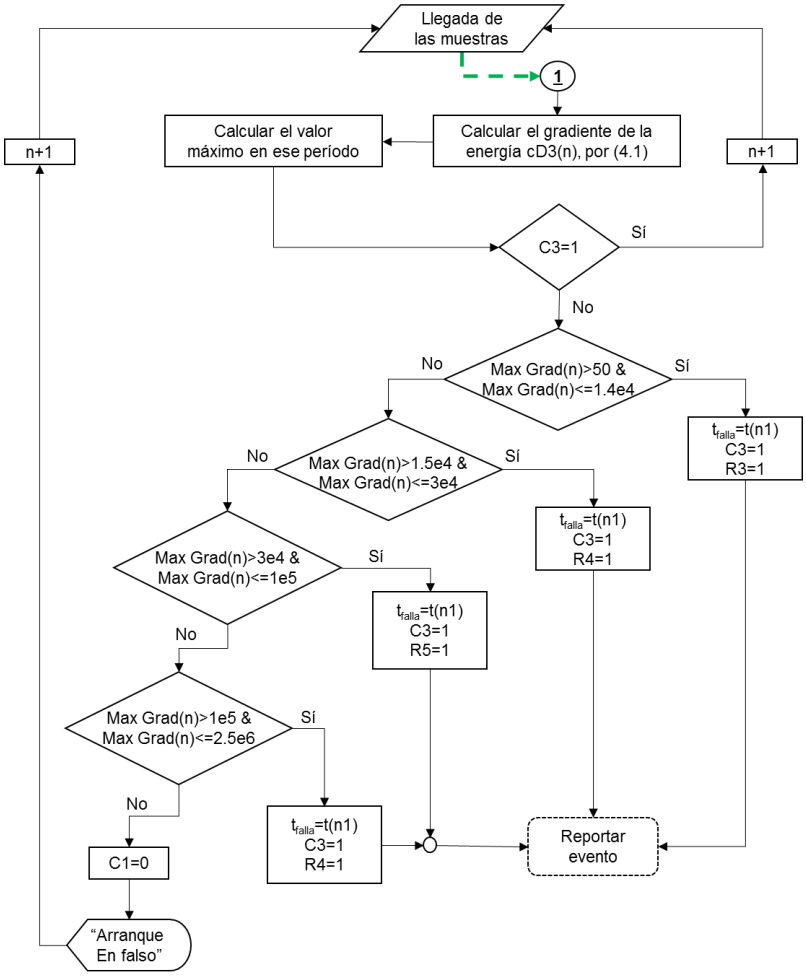

Figura 7-3. Segunda parte del subproceso de clasificación del evento y la zona usando DWT en sistema enmallado.

Para finalizar, se tiene el subproceso de reporte del evento, ver Figura 7-4.

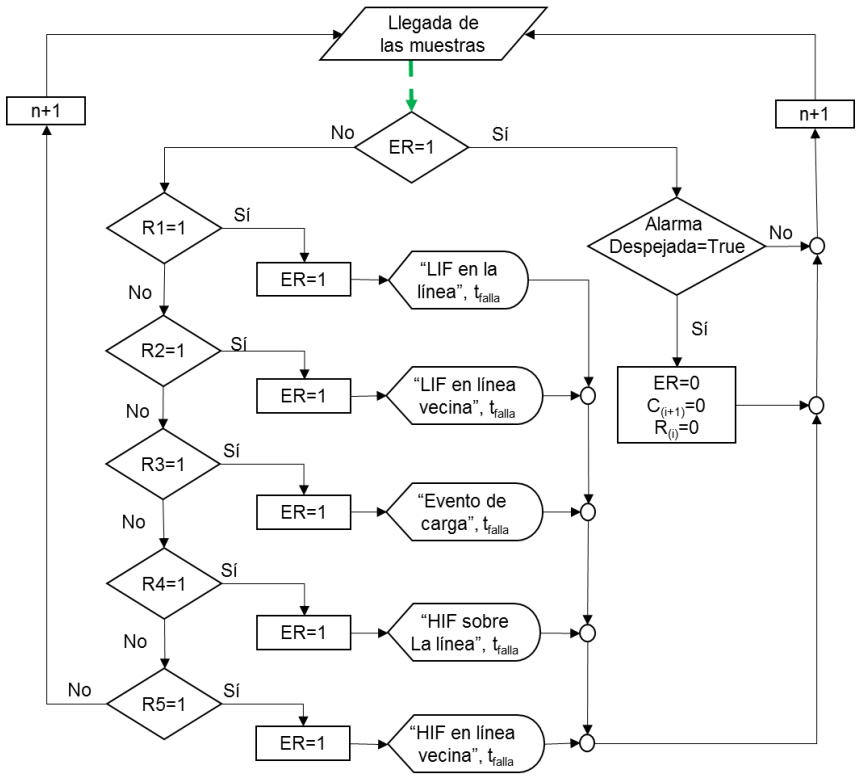

Figura 7-4. Subproceso de reporte del evento usando DWT en sistema enmallado.

Descripción del algoritmo para sistemas radiales

El diagrama de flujo resultante para este caso basado en el general presentado en la introducción del capítulo en la Figura 5-1 se presenta en las siguientes imágenes. Iniciando con la detección del evento Figura 7-5.

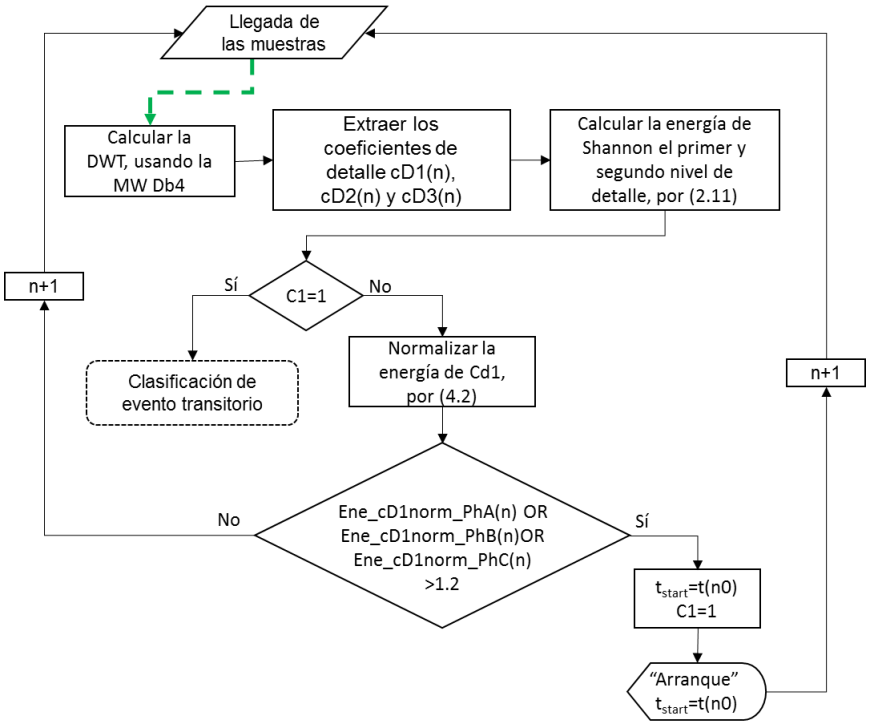

Figura 7-5. Subproceso de detección usando DWT en sistema radial.

La determinación de la fase fallada en la diferencia de fases se realiza utilizando la magnitud del valor máximo del coeficiente del primer nivel después de presentarse el arranque hasta 0.09 veces el período, pues se aprovecha ese primer pico para detectar la fase. Continuando con el proceso de clasificación de la perturbación, ver Figura 7-6.

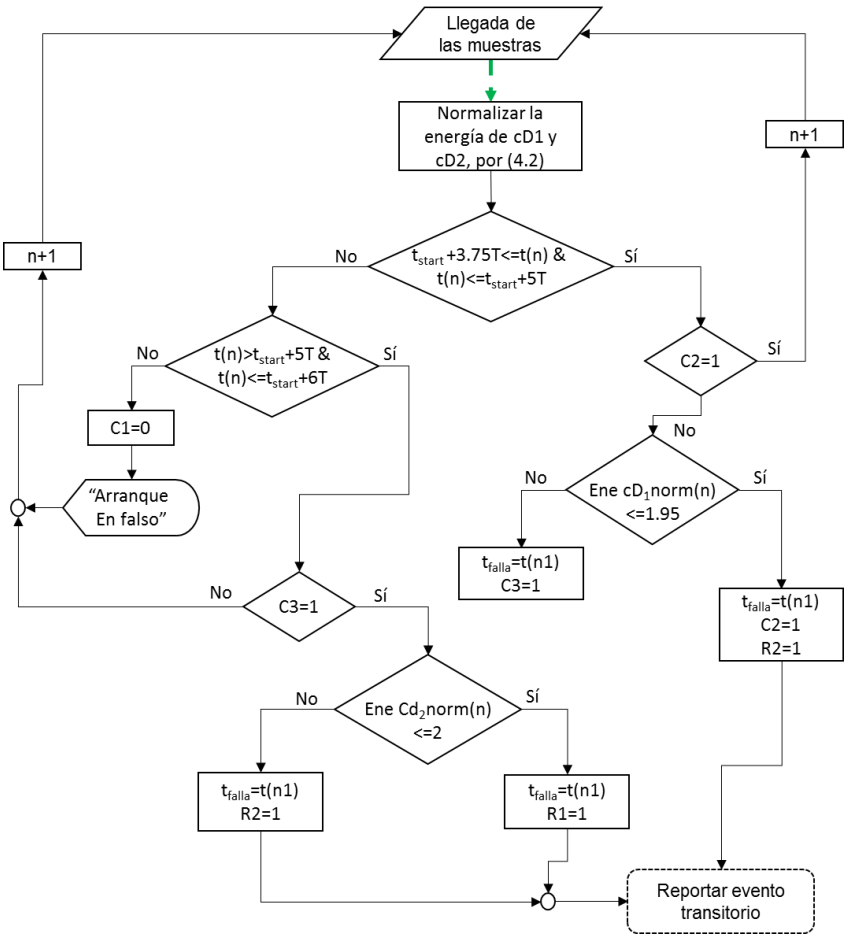

Figura 7-6. Subproceso de clasificación del evento usando DWT en sistema radial.

Por último el estado de reporte mostrado en la Figura 7-7.

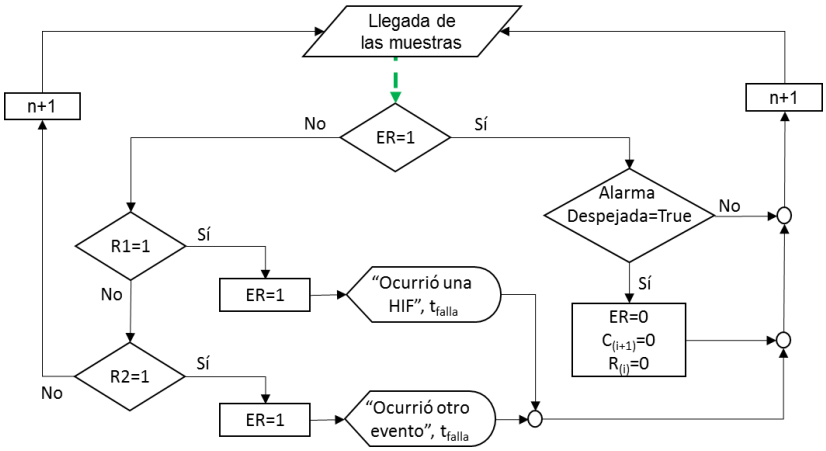

Figura 7-7. Subproceso de reporte del evento usando DWT en sistema radial.

C. Anexo: Diagramas de flujo de los subprocesos en algoritmo de protección utilizando WCM

Descripción del algoritmo para sistemas enmallados

Las partes del diagrama de flujo se irá presentando a continuación, comenzando con la Figura 7-8 para el descubrimiento del evento.

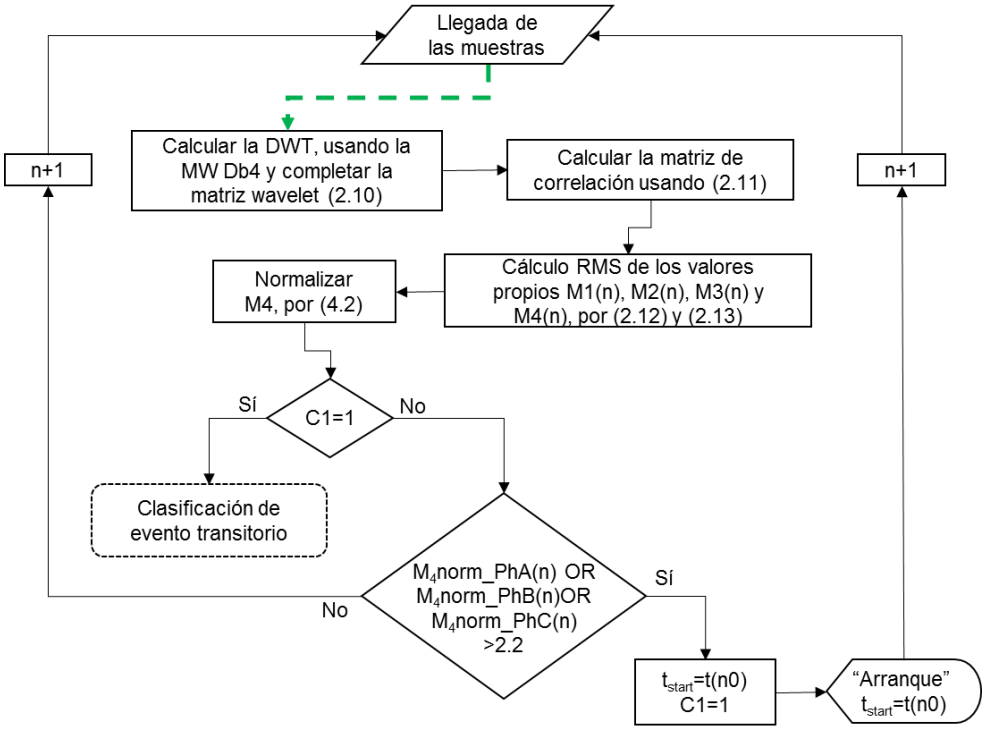

Figura 7-8. Subproceso de detección usando WCM en sistema enmallado.

La determinación de la fase fallada se realiza utilizando la diferencia entre fases del valor RMS del valor propio M4 después de transcurrir un período del inicio del evento hasta un

período y medio. Siguiendo con el estado de clasificación del evento y la zona se tiene la Figura 7-9 y Figura 7-10 respectivamente.

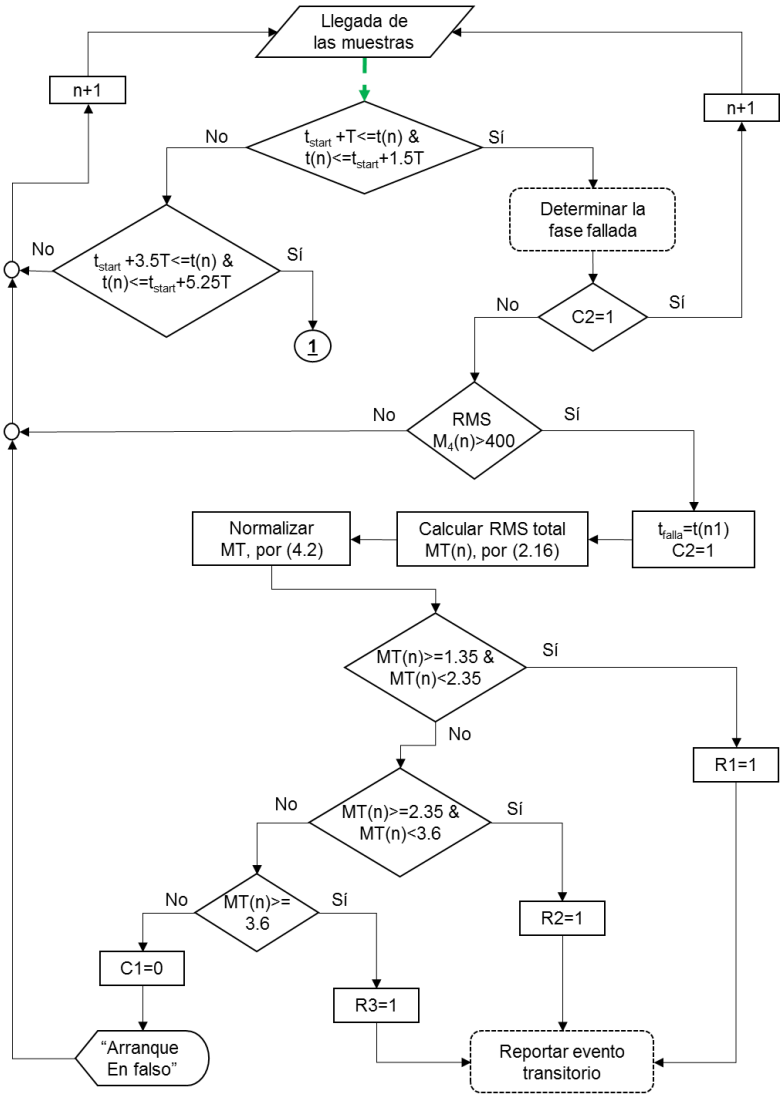

Figura 7-9. Subproceso de clasificación del evento usando WCM en sistema enmallado.

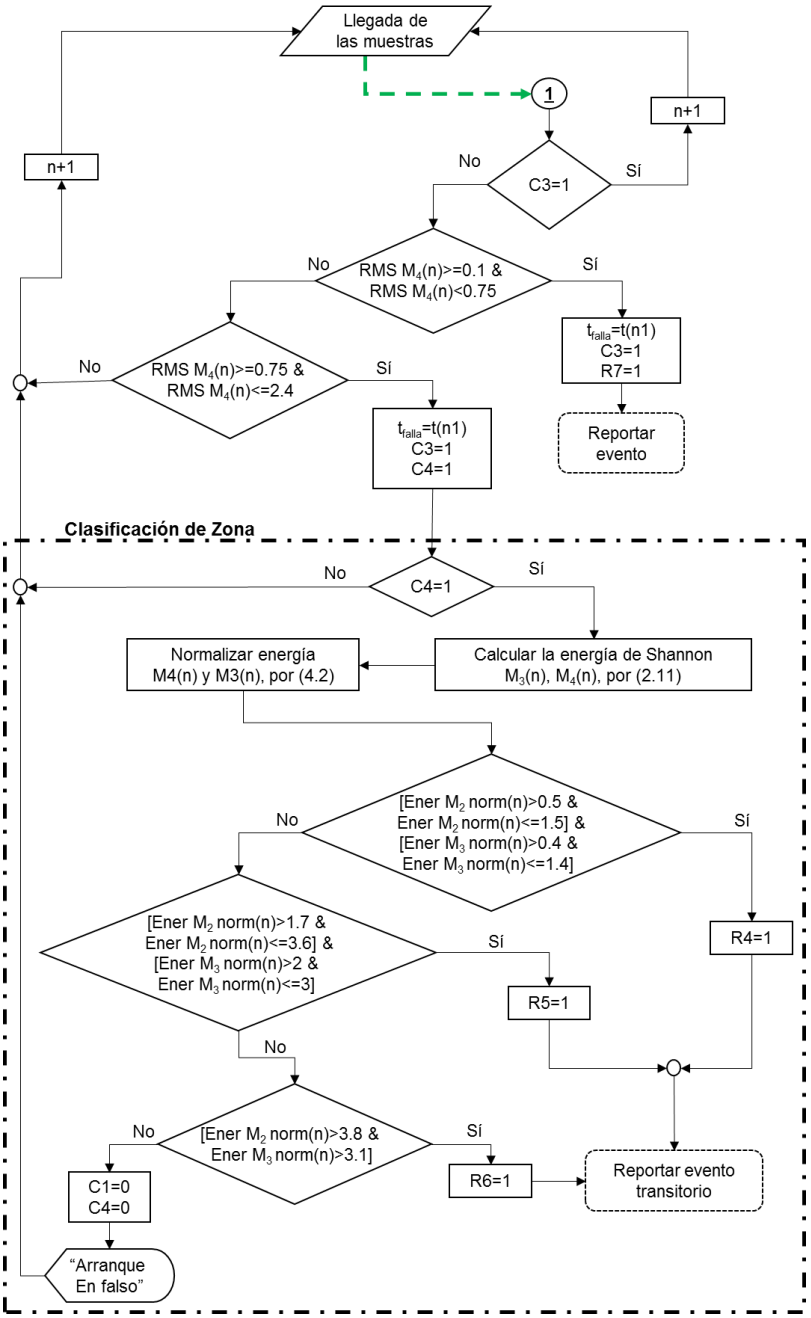

Figura 7-10. Subproceso de clasificación del evento y la zona usando WCM en sistema enmallado.

Para terminar el proceso en la Figura 7-11 se muestra el reporte del evento.

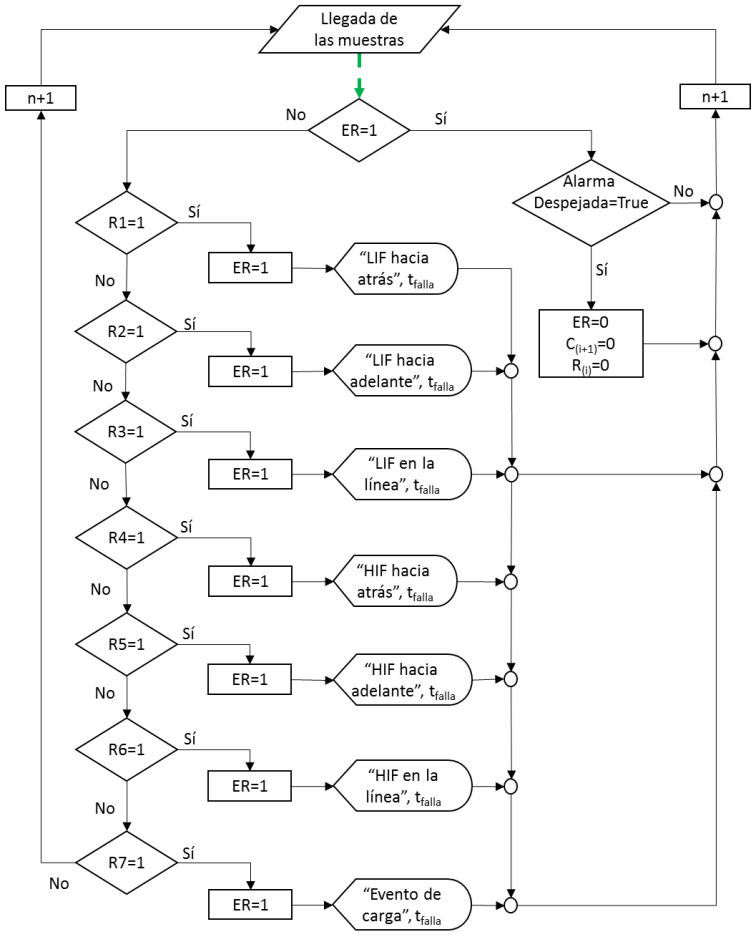

Figura 7-11. Subproceso de reporte del evento usando DWT en sistema enmallado.

Descripción del algoritmo para sistemas radiales

El diagrama de flujo propuesto para el último caso basado en el general presentado en la introducción del capítulo en la Figura 5-1, se construyó con los siguientes subprocesos. Comenzando con la detección del evento según la Figura 7-12.

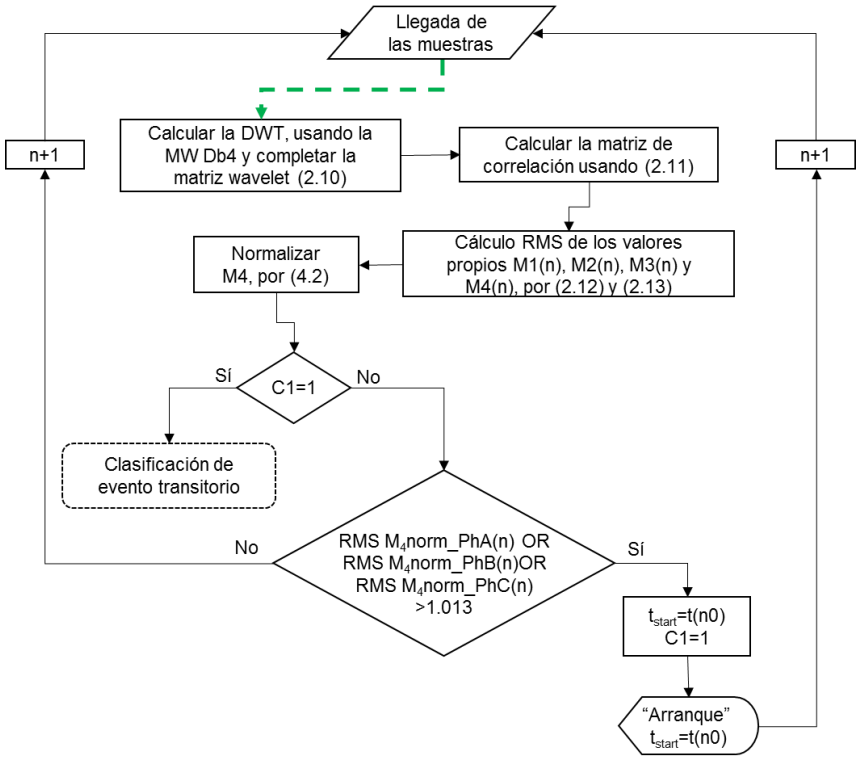

Figura 7-12. Subproceso de detección usando WCM en sistema radial.

Para determinar la fase fallada se utilizó el valor RMS de M4 normalizado, como se hizo en el caso del sistema enmallado, pero el tiempo en el que es calculada se hace después de transcurrir medio período del inicio del evento hasta 0.75 veces el período más el tiempo de arranque. Continuando con el subproceso de clasificación del evento, observar Figura 7-13.

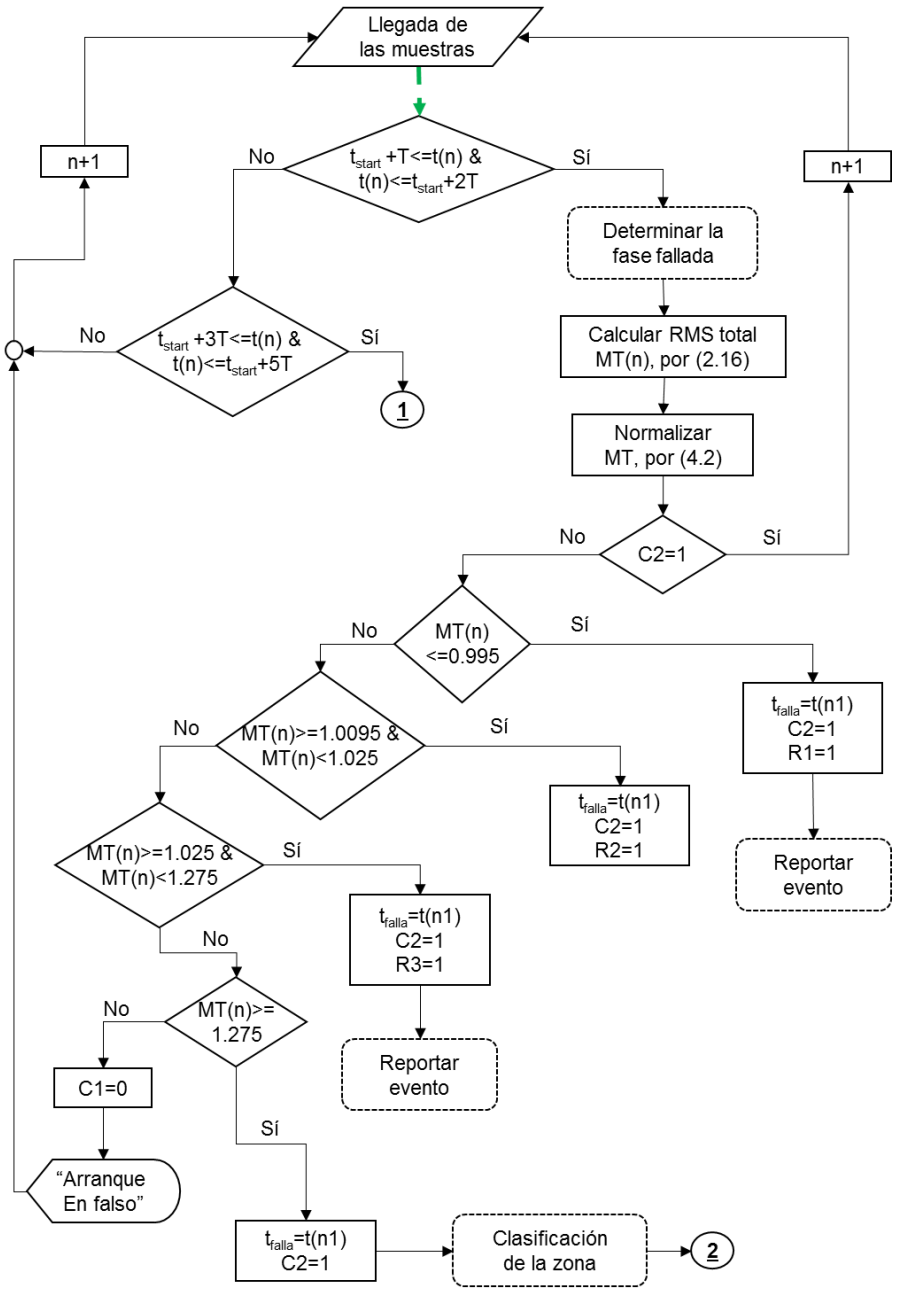

Figura 7-13. Subproceso de clasificación del evento usando WCM en sistema radial.

La clasificación de la zona solo fue posible para las fallas convencionales, proponiéndose el algoritmo de localización presentado en la Figura 7-14.

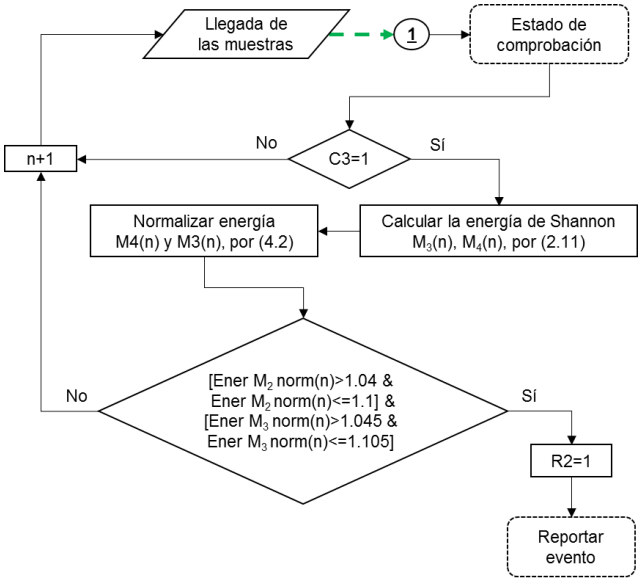

Figura 7-14. Subproceso para la localización de LIF usando WCM en sistema radial.

Para terminar se tiene en la Figura 7-15 el reporte del evento según las condiciones.

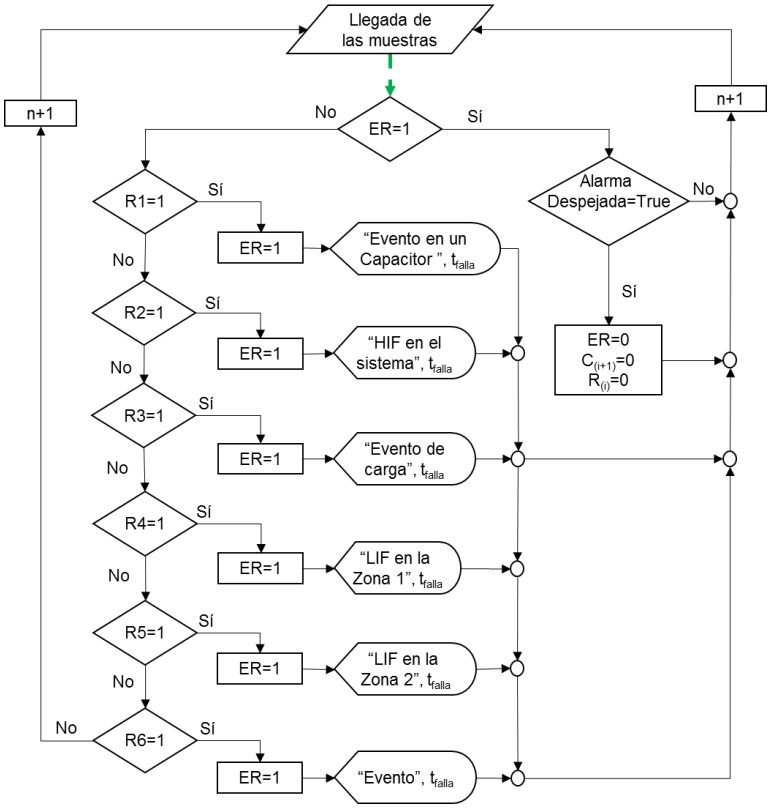

Figura 7-15. Subproceso de reporte del evento usando WCM en sistema radial.

Bibliografía

[1] P. Working *et al.*, “High Impedance Fault Detection Technology,” pp. 1–12, 1996.

[2] N. Zamanan and J. Sykulski, “The evolution of high impedance fault modeling,” *Proc. Int. Conf. Harmon. Qual. Power, ICHQP*, pp. 77–81, 2014.

[3] W. C. Santos, F. V. Lopes, N. S. D. Brito, and B. A. Souza, “High-Impedance Fault Identification on Distribution Networks,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 1, pp. 23–32, 2017.

[4] H. W. Louis and S. A. P. B. T. Phung, “Study of High Impedance Fault Characteristics and Detection Methods,” 2015.

[5] A. V. Masa, “High Impedance Fault Detection Method in Multi-Grounded Distribution Networks,” Libre de Bruxelles, 2013.

[6] J. C. Chen, B. T. Phung, D. M. Zhang, T. Blackburn, and E. Ambikairajah, “Study on high impedance fault arcing current characteristics,” *2013 Australas. Univ. Power Eng. Conf.*, no. October, pp. 1–6, 2013.

[7] A. Ghaderi, H. L. Ginn, and H. Ali, “High impedance fault detection : A review,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 143, pp. 376–388, 2016.

[8] D. P. S. Gomes, C. Ozansoy, and A. Ulhaq, “High-Sensitivity Vegetation High Impedance Fault Detection based on Signal’s High-Frequency Contents,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 8977, no. c, pp. 1–1, 2018.

[9] International Electrotechnical Commission, *IEC 61850-9-2 Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3*. 2011.

[10] E. Córdoba, G. D. Zapata, E. Pérez, J. C. Olaya, and W. Castillo, “Interoperability Challenges on Process Bus IEC 61850-9-2 Implementation with Multivendor,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, p. 6, 2018 (Sometido).

[11] T. A. Ramamurthy and K. S. Swarup, “High Impedance Fault detection using DWT for transmission and distribution networks,” *2016 IEEE 6th Int. Conf. Power Syst.*, pp. 1–6, 2016.

[12] V. T. G. and H. F. R. P., “High Impedance Fault Detection Using Discrete Wavelet Transform,” *2011 IEEE Electron. Robot. Automot. Mech. Conf.*, pp. 325–329, 2011.

[13] J. Stoupis, M. Maharsi, R. Nuqui, S. A. Kunsman, and R. Das, “Ground alert, Reliable

detection of high-impedance faults caused by downed conductors," *ABB Rev.*, no. 1, pp. 28–31, 2004.

[14] N. Kagan *et al.*, "Computerized system for detection of high impedance faults in MV overhead distribution lines," *Proc. Int. Conf. Harmon. Qual. Power, ICHQP*, vol. 2016–Decem, pp. 992–997, 2016.

[15] Z. Liang, "High impedance fault detection in power distribution systems with impedance-based methods in frequency domain," British Columbia, 2016.

[16] H. Abdollahzadeh and M. Jazaeri, "Probabilistic evaluation of impacts of high-resistance faults on digital distance relays," *Proc. 18th Mediterr. Electrotech. Conf. Intell. Effic. Technol. Serv. Citizen, MELECON 2016*, no. April, pp. 18–20, 2016.

[17] A. E. Emanuel, D. Cyganski, J. A. Orr, S. Shiller, and E. M. Gulachenski, "High impedance fault arcing on sandy soil in 15 kV distribution feeders: contributions to the evaluation of the low frequency spectrum," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 5, no. 2, pp. 676–686, 1990.

[18] S. R. Nam, J. K. Park, Y. C. Kang, and T. H. Kim, "A modeling method of a high impedance fault in a distribution system using two series time-varying resistances in EMTP," *2001 Power Eng. Soc. Summer Meet. Conf. Proc. (Cat. No.01CH37262)*, vol. 00, no. C, pp. 1175–1180 vol.2, 2001.

[19] A. R. Sedighi and M. R. Haghifam, "Simulation of High Impedance Ground Fault In Electrical Power Distribution Systems," *2010 Int. Conf. Power Syst. Technol.*, pp. 1–7, 2010.

[20] "Scopus - Analyze search results," 2018. [Online]. Available: https://www-scopus-com.ezproxy.unal.edu.co/term/analyzer.uri?sid=d10ba7d4e4e7552f2ad01efcb8e95632&origin=resultslist&src=s&s=TITLE-ABS-KEY%28%22High+impedance+fault%22%29&sort=plf-f&sdt=b&sot=b&sl=37&count=596&analyzeResults=Analyze+results&txGid=98648ea3. [Accessed: 15-May-2018].

[21] A. Ghaderi *et al.*, "High-Impedance Fault Detection in the Distribution Network Using the Time-Frequency-Based Algorithm," vol. 30, no. 3, pp. 1260–1268, 2015.

[22] K. Moloi, J. A. Jordaan, and Y. Hamam, "High Impedance Fault Detection Technique based on Discrete Wavelet Transform and Support Vector Machine In Power Distribution Networks," pp. 15–20, 2017.

[23] N. I. Elkalashy, "Modeling and Detection of High Impedance Arcing Fault in Medium Voltage Networks Doctoral Dissertation," Hesinki University of Tchnology, 2007.

[24] A. M. Sharaf, L. A. Snider, and K. Debnath, "A neural network based relaying scheme for distribution system high impedance fault detection," *Proc. 1993 First New Zeal.*

Int. Two-Stream Conf. Artif. Neural Networks Expert Syst., pp. 321–324, 1993.

[25] T. M. Lai, L. A. Snider, and E. Lo, "Wavelet transform based relay algorithm for the detection of stochastic high impedance faults," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 76, no. 8, pp. 626–633, 2006.

[26] Y. Sheng and S. M. Rovnyak, "Decision tree-based methodology for high impedance fault detection," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 19, no. 2, pp. 533–536, 2004.

[27] N. Zamanan and J. K. Sykulski, "Modelling arcing high impedances faults in relation to the physical processes in the electric arc," *WSEAS Trans. Power Syst.*, vol. 1, no. 8, pp. 1507–1512, 2006.

[28] D. T. W. Chan and X. Yibh, "A novel technique for high impedance fault identification," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 13, no. 3, pp. 738–744, 1998.

[29] Tao Cui, Xinzhou Dong, Zhiqian Bo, A. Klimek, and A. Edwards, "Modeling study for high impedance fault detection in MV distribution system," *2008 43rd Int. Univ. Power Eng. Conf.*, pp. 1–5, 2008.

[30] N. I. Elkalashy, "Modelling and Experimental Verification of High Impedance Arcing Fault in Medium Voltage Network," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 14, no. 2, 2007.

[31] M. Michalik, W. Rebizant, M. Lukowicz, S. J. Lee, and S. H. Kang, "Wavelet transform approach to high impedance fault detection in MV networks," *2005 IEEE Russ. Power Tech, PowerTech*, 2005.

[32] S. Horowitz and A. G. Phadke, "Current and Voltage Transformers," in *Power System Relaying*, Third., John Wiley & Sons Ltd, 2008, pp. 49–75.

[33] N. Kondrath and M. K. Kazimierczuk, "Bandwidth of current transformers," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 58, no. 6, pp. 2008–2016, 2009.

[34] S. Kucuksari, "Development of model for Optical Instrument Transformers," Arizona State University, 2010.

[35] International Electrotechnical Commission (IEC), *Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers*, First., vol. 1. 2002.

[36] C. Brunner, Lang Gerhard, L. Frederic, and S. Fred, "Implementation guideline for digital interface to instrument transformers using IEC 61850-9-2," *UCA Int. Users Gr.*, vol. 1, no. Figure 4, p. 31, 2004.

[37] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 61850-8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3*. 2011.

[38] M. F. Akorede and H. Hizam, "Wavelet Transforms : Practical Applications in Power Systems," *Electr. Eng. Techonology*, vol. 4, no. 2, pp. 168–174, 2009.

[39] P. Routray, M. Mishra, and P. K. Rout, "High Impedance Fault detection in radial distribution system using S-Transform and neural network," *2015 IEEE Power, Commun. Inf. Technol. Conf.*, pp. 545–551, 2015.

[40] J. Martínez and R. Castro, "Análisis de la teoría ondículas orientada a las aplicaciones en ingeniería eléctrica:Fundamentos," *E.T.D.I. Ind. Dpt. Ing. eléctrica*, p. 161, 2002.

[41] D. Chanda, N. K. Kishore, and A. K. Sinha, "Application of wavelet multiresolution analysis for identification and classification of faults on transmission lines," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 73, no. 3, pp. 323–333, 2005.

[42] S. Mallat, *A wavelet tour of signal processing. The Sparse Way*, Thrid., vol. 59, no. 3. 2009.

[43] C. H. Kim, H. Kim, Y. H. Ko, S. H. Byun, R. K. Aggrawal, and A. T. Johns, "A Novel Fault Detection Techique of High Impedance Arcing Faults in Transmission Lines Using the Wavelet Transform," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 7, p. 61, 2002.

[44] A. I. Megahed, A. M. Moussa, H. B. Elrefaie, and Y. M. Marghany, "Selection of a suitable mother wavelet for analyzing power system fault transients," *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES*, pp. 1–7, 2008.

[45] W. A. Wilkinson and M. D. Cox, "Discrete wavelet analysis of power system transients," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 4, pp. 2038–2044, 1996.

[46] PyWavelets, "Daubechies 4 wavelet (db4) properties, filters and functions - Wavelet Properties Browser." [Online]. Available: http://wavelets.pybytes.com/wavelet/db4/. [Accessed: 08-May-2018].

[47] F. B. Costa, B. A. Souza, S. Member, N. S. D. Brito, J. A. C. B. Silva, and W. C. Santos, "Real-Time Detection of Transients Induced by High Impedance Faults Based on the Boundary Wavelet Transform," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 51, no. c, pp. 1–11, 2015.

[48] E. Ospina Serrano, "Metodología para identificación de fallas en líneas de transmisión, con base en el análisis transitorio y comunicación IEC61850," Universidad Nacional de Colombia, 2017.

[49] D. Guillén, H. Esponda, E. Vázquez, and G. Idárraga-Ospina, "Algorithm for transformer differential protection based on wavelet correlation modes," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 12, pp. 2871–2879, 2016.

[50] G. Idarraga, D. Guillen, J. M. Ramirez, A. Zamora, and M. R. A. Paternina, "Detection and classification of faults in transmission lines using the maximum wavelet singular value and Euclidean norm," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 15, pp. 2294–2302, 2015.

[51] F. Claude, G. Navarro, and A. Ordóñez, “The wavelet matrix: An efficient wavelet tree for large alphabets,” *Inf. Syst.*, vol. 47, pp. 15–32, 2015.

[52] N. Thiamchoo and P. Phukpattaranont, “Application of wavelet transform and Shannon energy on R peak detection algorithm,” *2016 13th Int. Conf. Electr. Eng. Comput. Telecommun. Inf. Technol. ECTI-CON 2016*, 2016.

[53] D. Guillen, G. Idarraga-Ospina, E. Mombello, and S. Cabral, “Partial discharges location in transformer winding using wavelets and Kullback-Leibler divergence,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 136, pp. 398–405, 2016.

[54] H. Beyramienanlou and N. Lotfivand, “Shannon’s Energy Based Algorithm in ECG Signal Processing,” *Comput. Math. Methods Med.*, vol. 2017, 2017.

[55] W. H. Kersting, “Radial distribution test feeders,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 2, no. winter meeting, pp. 908–912, 2001.

[56] I. Hafidz, P. E. Nofi, Di. O. Anggriawan, A. Priyadi, and M. H. Pumomo, “Neuro wavelet algortihm for detecting high impedance faults in extra high voltage transmission systems,” *2017 Int. Conf. Sustain. Renew. Energy Eng. ICSREE 2017*, no. 2, pp. 97–100, 2017.

[57] D. Asija, P. Choudekar, K. M. Soni, and S. K. Sinha, “Power Flow Study and Contingency status of WSCC 9 Bus Test System using MATLAB,” *Int. Conf. Recent Dev. Control. Autom. Power Eng. Power*, pp. 338–342, 2015.

[58] L. Cardona Correa, “Evaluación Sobre Descargas Atmosféricas En Líneas De Transmisión.”

[59] J. Fuller, “Distribution Test Feeders - Distribution Test Feeder Working Group - IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee’s.” [Online]. Available: http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html. [Accessed: 27-Feb-2018].

[60] A. Soheili, J. Sadeh, H. Lomei, and K. Muttaqi, “A new high impedance fault detection scheme: Fourier based approach,” *2016 IEEE Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2016*, 2016.

[61] J. C. Chen, B. T. Phung, H. W. Wu, D. M. Zhang, and T. Blackburn, “Detection of High Impedance Faults Using Wavelet Transform,” *Australas. Univ. Power Eng. Conf. AUPEC 2014*, no. October, pp. 1–6, 2014.

[62] J. R. Marti, “Accurate modelling of frequency-dependent transmission lines in electromagnetic transient simulations,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-101, no. 1, pp. 147–157, 1982.

[63] L. Prikler and H. K. Høidalen, “ATPDRAW for Windows 9x / NT / 2000 / XP Users ’ Manual,” *Building*, no. 1, 2002.

[64] F. M. Uriarte, “Modelling, Detection and Localization of High-Impedance Faults In

Low-Voltage Distribution Feeders," 2003.

[65] D. K. Ibrahim, E. S. T. Eldin, E. M. Aboul-Zahab, and S. M. Saleh, "High-impedance fault detection in EHV transmission lines," *2008 12th Int. Middle East Power Syst. Conf. MEPCON 2008*, vol. 1, no. 1, pp. 192–199, 2008.

[66] S. Gautam and Brahma, "Detection of High Impedance Fault in Power Distribution Systems Using Mathematical Morphology," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1226–1234, 2013.

[67] B. Aucoin and B. Russell, "Distribution High Impedance Fault Detection Utilizing High Frequency Current Components," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-101, no. 6, pp. 1596–1606, 1982.

[68] A. H. Eldin, E. Abdallah, and N. Mohamed, "Detection of high impedance faults in medium voltage distribution networks using discrete wavelet transform," *22nd Int. Conf. Electr. Distrib.*, no. 0202, pp. 10–13, 2013.

[69] D. Bowes, T. Hall, and D. Gray, "Comparing the performance of fault prediction models which report multiple performance measures: recomputing the confusion matrix.," *Predict. Model. Softw. Eng.*, pp. 109–118, 2012.