

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



DETECCION DE DESCARGAS PARCIALES EN TRANSFORMADORES  
DE POTENCIA USANDO MODOS DE CORRELACION WAVELET

POR  
ING. ISRAEL GONZALEZ PEREZ

TESIS  
EN OPCION AL GRADO DE  
MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA

CD. UNIVERSITARIA

OCTUBRE 2020

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



DETECCION DE DESCARGAS PARCIALES EN TRANSFORMADORES  
DE POTENCIA USANDO MODOS DE CORRELACION WAVELET

POR  
ING. ISRAEL GONZALEZ PEREZ

TESIS  
EN OPCION AL GRADO DE  
MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA

CD. UNIVERSITARIA

OCTUBRE 2020



**UANL**

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**Universidad Autónoma de Nuevo León**  
**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**  
**Subdirección de Estudios de Posgrado**

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis "DETECCIÓN DE DESCARGAS PARCIALES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA USANDO MODOS DE CORRELACION WAVELET", realizada por el alumno ISRAEL GONZÁLEZ PÉREZ, con número de matrícula 1983178, sea aceptada para su defensa como requisito para obtener el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Tesis

*Gina Idárraga*  
\_\_\_\_\_  
Dra. Gina María Idárraga Ospina  
Director

*Efraín Alcorta*  
\_\_\_\_\_  
Dr. Efraín Alcorta García  
Revisor

*Daniel Guillén*  
\_\_\_\_\_  
Dr. Daniel Guillén Aparicio  
Revisor

Vo. Bo.

*Simón Martínez*  
\_\_\_\_\_  
Dr. Simón Martínez Martínez  
Subdirector de Estudios de Posgrado



077

San Nicolás de los Garza, Nuevo León, octubre de 2020

## Agradecimientos

A mi asesora, la Dra. Gina María Idárraga Ospina por toda su ayuda, sus consejos, así como por ser una excelente directora de tesis, también por ser una gran persona que me dio mucho apoyo al realizar este trabajo.

A mi familia, mi madre Leticia, la mejor madre que pude tener, por todos sus buenos comentarios y por su apoyo incondicional, a mi padre Luis Enrique por sus buenas palabras y consejos, mi hermano Luis que siempre estuvo al pendiente de que terminara la maestría, mi hermana Mayra que al igual que toda mi familia siempre estuvo conmigo, aunque estuvieran lejos.

A Nelly, por siempre estar a mi lado con todo su cariño, y esas palabras de aliento para que continuara haciendo lo que me gusta hacer, le agradezco mucho por todo lo que me enseñó en esta etapa de mi vida, que gracias a ella fue mejor.

A Marco, que, si bien no vivíamos juntos, pero si pasamos muchas aventuras juntos, a veces buenas o malas, pero en todas siempre hubo sonrisas y recuerdos que serán para siempre.

A Arnaldo, Jafet, Virgy, Ponce, Kike, Alan, Joselito, así como mis otros compañeros del posgrado que con ellos pude tener la mejor de las experiencias dentro del posgrado.

A CONACyT por el apoyo económico brindado.

# Índice general

Índice general.....	V
Índice de tablas.....	VI
Índice de figuras.....	VII
Resumen.....	1
1. Introducción.....	2
1.1. Justificación.....	3
1.2. Planteamiento del problema	4
1.3. Hipótesis.....	5
1.4. Objetivos.....	5
1.4.1. Objetivo general.....	5
1.4.2. Objetivos específicos.....	5
1.5. Estructura de la tesis.....	5
2. Marco Teórico.....	8
2.1. Transformadores de Potencia.....	9
2.2. Tipos de Transformadores.....	9
2.2.1. Parametros concentrados.....	10
2.2.2. Parámetros distribuidos.....	11
2.2.3. Discos.....	13
2.2.4. Capas.....	14
2.3. Fallas incipientes en transformadores de potencia.....	15
2.3.1. Descarga Parcial.....	16
2.4. Métodos de Detección .....	19
2.4.1. Métodos convencionales.....	20
2.4.2. Métodos no convencionales.....	25
3. Estado del Arte.....	29
3.1. Detección de DP utilizando PDS (Wavelet Laplace).....	30

3.2. Detección de DP utilizando sensores acústicos de fibra óptica (Método no invasivo).....	33
3.3. Otros métodos de detección.....	36
3.4. Investigaciones previas.....	37
4. Modelado del fenómeno bajo estudio.....	39
4.1. Modelado del Transformador.....	40
4.2. Modelado de la Descarga Parcial.....	43
4.3. Señales de prueba.....	46
5. Algoritmos de Detección para DPs en transformadores de potencia...	49
5.1. Algoritmos.....	50
5.2. Modos de Correlación Wavelet.....	50
5.3. Red neuronal con STFT .....	55
5.4. Red neuronal con WT.....	61
5.5. Análisis de Resultados.....	66
6. Conclusiones.....	68
6.1. Conclusiones.....	69
6.2. Aportaciones.....	70
6.3. Trabajos futuros.....	70
Bibliografía.....	71

# Índice de Tablas

Tabla 3.1 Wavelet Laplace parámetros para DP entre devanados. . . . .	32
Tabla 4.1 Parámetros del transformador. . . . .	42
Tabla 4.2 Parámetros de simulación. . . . .	42
Tabla 4.3 Parámetros de la descarga parcial. . . . .	43
Tabla 5.1 Matriz de descomposición para la WT. . . . .	53
Tabla 5.2 3er Valor propio de matriz de correlación. . . . .	55
Tabla 5.3 3er Valor propio de matriz de correlación. . . . .	55
Tabla 5.4 10 Secciones por cada señal analizada. . . . .	58
Tabla 5.5 Valores de filtros para <i>Detalle</i> y <i>Escala</i> . . . . .	62
Tabla 5.6 Valores de cada señal analizada . . . . .	63

# Índice de Figuras

Figura 2.1. Modelo de transformador de parámetros concentrados. . . . .	10
Figura 2.2 Modelo de transformador de parámetros distribuidos. . . . .	12
Figura 2.3 Modelo de transformador de tipo disco. . . . .	14
Figura 2.4 Devanados de capa (capa única con dos hebras enrolladas en paralelo). . . . .	15
Figura 2.5 Porcentaje de ocurrencia de fallas incipientes en transformadores de potencia. . . . .	16
Figura 2.6 Cavidad dentro del transformador. . . . .	17
Figura 2.7 Descargas parciales internas, superficiales y tipo corona. . . .	18
Figura 2.8 Evolución de la tensión $V_c$ . . . . .	18
Figura 2.9 Métodos de detección de Descargas Parciales. . . . .	20
Figura 2.10 Circuito de calibración para medición de DP en transformadores, sin toma capacitiva. . . . .	21
Figura 2.11 Circuito de calibración para medición de DP en transformadores, sin toma capacitiva. . . . .	22
Figura 3.1 Modelo de parámetros concentrados. . . . .	31
Figura 3.2 Modelo de DP. . . . .	32
Figura 3.3 Diseño del arreglo propuesto con 8 sensores en uso 1) el frente 3D 2) la vista superior 2D. . . . .	34
Figura 3.4 La distribución de la presión sonora absoluta en dos observaciones diferentes superficies, después de una propagación de 250 us. . . . .	35
Figura 3.5 (a) Señales normalizadas en el sensor S1 y S4 (b) Una vista ampliada de la figura que muestra la diferencia de tiempo de llegada de la señal a los sensores S1 y S4 por el método del primer pico. . . . .	37
Figura 4.1 a) Devanado físico de un transformador b) Modelado de parámetros distribuidos del transformador. . . . .	41

Figura 4.2 Modelo de 20 secciones de parámetros distribuidos en el ATPDraw. . . . .	41
Figura 4.3 Modelado de Descarga Parcial ATPDraw. . . . .	43
Figura 4.4 Descarga parcial inyectada entre secciones 8-9. . . . .	44
Figura 4.5 Pulso de corriente generado por la DP. . . . .	44
Figura 4.6 Corriente entre secciones 2 y 3. . . . .	45
Figura 4.7 Respuesta para una DP entre secciones 8 y 9 a los 10 ms. . . . .	46
Figura 4.8 (ampliación) DP entre secciones 8 y 9 a los 10 ms. . . . .	47
Figura 5.1 Respuesta del modelo a una DP a tiempo de 15ms. . . . .	52
Figura 5.2 Algoritmo para detección de DP usando WCM. . . . .	54
Figura 5.3 Respuesta del modelo a una DP a tiempo de 7ms. . . . .	56
Figura 5.4 Ventana Hamming generada por comando de MatLab. . . . .	57
Figura 5.5 Red neuronal para STFT implementado en el Software MatLab	59
Figura 5.6 Algoritmo para detección de DP usando STFT. . . . .	60
Figura 5.7 Matriz de confusión de la Red neuronal. . . . .	60
Figura 5.8 Filtro de descomposición a) pasa altas, b) pasa bajas. . . . .	62
Figura 5.9 Red neuronal para WT implementado en el Software MatLab	63
Figura 5.10 Algoritmo para detección de DP usando WT . . . . .	64
Figura 5.11 Matriz de confusión de la Red neuronal. . . . .	65
Figura 5.12 Salida de algoritmo para WCM. . . . .	66
Figura 5.13 Salida de Red neuronal para WT. . . . .	66
Figura 5.14 Salida de Red neuronal para STFT. . . . .	66

## Resumen

Las descargas parciales son pequeñas rupturas dieléctricas que se producen en los aislamientos de los equipos eléctricos como son los transformadores. Dichas descargas afectan directamente la vida útil de los equipos creando una degradación con el paso del tiempo. Al detectar las descargas se puede analizar el daño y en dado caso corregir.

Las descargas parciales son un tipo de falla pequeña y muy rápida, difícil de detectar. Una posible solución para detectar este tipo de fenómenos es diseñar nuevos algoritmos matemáticos que puedan distinguir las características de alta frecuencia como lo hace la Transformada Wavelet.

En el software ATP se simuló el modelo de parámetros distribuidos de un transformador con una descarga parcial inyectada, para obtener las señales de voltajes en espiras del transformador para después procesarlas en el software MATLAB con ayuda de la transformada wavelet y obtener los niveles de descomposición. Con el método de los modos de correlación wavelet se calcularon los valores propios de la matriz de correlación.

Además, dos algoritmos más fueron usados para detectar la descarga así como discriminar otro tipo de fenómenos que ocurrían en el devanado del transformador, comprobando así la eficiencia y rapidez del algoritmo creado.

**Palabras clave:** Descarga Parcial, Devanado, Modelado, Modos de Correlación Wavelet, Transformada Wavelet

# Capítulo 1

## Introducción

Para conocer sobre esta investigación se debe hacer un análisis del problema bajo estudio, el alcance del mismo con la hipótesis planteada para resolverlo. A partir de ellos se plantean los objetivos del trabajo y se revisan los antecedentes del mismo. En este capítulo se presenta el análisis inicial que motivó y dió forma al objeto de estudio de esta tesis de maestría.

## 1.1 Justificación

Los Sistemas Eléctricos de Potencia deben de ser monitoreados constantemente ya que todo el tiempo se presentan anomalías en la red eléctrica que pueden afectar a los equipos, ante un daño severo en un equipo, este deberá salir de operación para realizar acciones correctivas dejando al sistema en un caso crítico.

Los objetivos de un sistema de protección eléctrica son: confiabilidad, sensibilidad, seguridad, rapidez, selectividad, sencillez, económicos. Cuando se quiere implementar un equipo de protección se enfrenta a un reto debido al requerimiento que conlleva ser ciento por ciento eficiente.

Los cambios de carga, entrada de capacitores y otros eventos transitorios son causantes de variaciones de voltajes, el voltaje puede incrementarse sin control y dañar severamente los equipos, los transformadores eléctricos deben de ser probados antes de entrar en operación, una de estas pruebas es la de descargas parciales.

Las descargas parciales son fenómenos que en su mayoría son causados cuando existe una diferencia de potencial considerable que rompe el dieléctrico, causando fuga de electrones y dañando los temas de aislamiento. En los transformadores de potencia, el sistema de aislamiento es crucial para su vida útil.

Al querer crear un nuevo método para detectar las descargas parciales en transformadores fuera de línea no se deben olvidar los objetivos de un sistema de protección, ya que, si bien el método no estará empleado en un sistema de protección, si será útil para detectar un tipo de las fallas incipientes dentro de él.

Como ya se mencionó, los métodos para detectar descargas parciales llevan consigo un requerimiento de eficiencia, esto ha iniciado el desarrollo de nuevos métodos más robustos para detectar las descargas parciales, logrando así evitar daños catastróficos o salidas de servicio innecesarias.

## 1.2 Planteamiento del problema

El sistema de aislamiento del transformador es un factor muy importante al calcular el tiempo de vida del transformador, debido a que un transformador con un sistema de aislamiento dañado ya no puede entrar en operación por el riesgo que se presenta [2].

El transformador es uno de los elementos mas caros del sistema eléctrico de potencia, y de los mas importantes ya que en este se llevan los cambios en niveles de voltaje, la salida de un transformador del SEP puede representar un peligro para el sistema en general, ya que estaría en contingencia por perdida de capacidad de transmisión y saturación de los demás equipos.

Las descargas parciales son fenómenos esporádicos, que tienden a destruir por completo el sistema de aislamiento del transformador, al dañar el sistema de aislamiento, la vida útil del transformador se ve comprometida, así como la continuidad del suministro eléctrico a diferentes sectores. Antes de la puesta en servicio de cualquier transformador de potencia este debe de cumplir ciertos estándares o normas [10].

Una de las pruebas que se realizan al transformador es medir la cantidad de energía disipada por la respuesta a la descarga parciales y esta no debe pasar cierto valor [11].

Debido a la naturaleza de la descarga parcial (pequeña amplitud y alta frecuencia) cada vez se hace más difícil detectarla porque se presenta. Esto crea un problema y a la vez crea un reto a vencer.

En esta investigación se detectará el fenómeno de descarga parcial utilizando los Modos de Correlación Wavelets, diseñando un nuevo algoritmo basado en métodos matemáticos establecidos. Se da robustez y confiabilidad al algoritmo usando dos técnicas tradicionales en la detección de DP, ambas se fortalecen con el uso de redes neuronales, brindando así un esquema sólido para la detección y posible localización de descargas parciales en transformadores de potencia.

## 1.3 Hipótesis

Inyectando una Descarga Parcial en el modelo de parámetros distribuidos del devanado del transformador, se crea un fenómeno que tiene como característica ser de amplitud muy pequeña (milésimas) y alta frecuencia (KHz). Al procesar estas señales usando los Modos de Correlación de Wavelet, la matriz de correlación permite detectar de forma clara y precisa una descarga parcial en transformadores de potencia.

## 1.4 Objetivos

### 1.4.1 Objetivo general

Desarrollar una nueva metodología, basada en Modos de Correlación Wavelets, para la detección de descargas parciales en devanados de transformadores de potencia, con el propósito de cuantificar la degradación de sus sistemas de aislamiento y realizar acciones correctivas.

### 1.4.2 Objetivos específicos

- Generación señales de descargas parciales a partir de un modelo de devanado de transformador previamente identificado y validado en laboratorio.
- Estudiar e implementar los algoritmos de procesamiento digital de señales, usando transformada wavelet.
- Desarrollar e implementar un nuevo algoritmo de procesamiento digital de señales usando WCM para caracterizar la señal con contenido de la descarga parcial y detectar la descarga parcial.

## 1.5 Estructura de la tesis

La presente tesis se estructura en seis capítulos los cuales son descritos a continuación:

## **Capítulo 1: *Introducción.***

En este primer capítulo se describen, usando el método científico, el porqué de la realización de este trabajo. Se presenta la justificación y planteamiento del problema, se plantea la hipótesis y los objetivos trazados, así mismo se dejan claros los alcances que se pretenden lograr con esta investigación.

## **Capítulo 2: *Marco teórico.***

En este capítulo se exponen los conceptos sobre transformadores de potencia, su funcionamiento y la afectación que sufren por la aparición de descargas parciales. Se hace un recuento teórico del modelado de los devanados el transformador para la detección del fenómeno bajo estudio. Se expone además el fenómeno físico presente al momento de una Descarga Parcial y cómo éste se presenta matemática y circuitamente. Finalmente, se muestran los métodos usados convencionales y no convencionales para la detección de DPs.

## **Capítulo 3: *Estado del arte.***

Se exponen las diferencias en los modelos de transformador junto con sus ecuaciones, a partir de investigaciones recientes. También se muestran los modelados de la descarga parcial actuales y se define el que se usa en este trabajo.

## **Capítulo 4: *Modelado del fenómeno bajo estudio.***

Se presenta el modelado del fenómeno bajo estudio, los pormenores del modelado y el estado determinante de cada parámetro. Se muestran las señales obtenidas y el uso que se dará a las mismas. Así mismo se presenta el modelo de descarga parcial caracterizado y el resultado de inyectarlo al devanado del transformador, para su consiguiente detección.

## **Capítulo 5: *Algoritmos de detección y localización para DPs en transformadores de potencia.***

Aquí se describen los tres diferentes algoritmos implementados para la

detección de la descarga parcial, así como su nivel de respuestas ante diferentes tipos de descargas parciales.

### **Capítulo 6: Conclusiones**

En este capítulo se muestran las conclusiones del caso bajo estudio. También expone aporte brindado por esta investigación, así como trabajos futuros.

# Capítulo 2

## Marco teórico

Conocer las características de las descargas parciales se hace de vital importancia, ya que al entender este fenómeno se facilita su estudio para desarrollar un algoritmo de detección. Otro punto importante en el estudio de este tema es el modelado del transformador, existen diferentes tipos de modelado de transformador que toman en cuenta las variaciones con relación a su construcción física. En este capítulo se exponen los modelos de devanado de transformador, así como las características de una descarga parcial. Finalmente, se exponen los métodos de detección de DPs que se han desarrollado hasta la actualidad.

## 2.1 Transformadores de Potencia

Los transformadores son los encargados de transferir la potencia durante la conversión de voltajes en los SEPs, estos cuentan con dos, hasta tres devanados por los que va a estar circulando la corriente demandada.

Los transformadores han utilizado una variedad de diferentes tipos de bobinados a lo largo de los años. Existen diferentes modelados de embobinados, estos modelos son representaciones matemáticas, el modelo se asemeja bastante a su construcción física, de hecho, uno de los factores que interfieren para realizar algún nuevo modelo de transformador es su construcción [5].

## 2.2 Tipos de devanado del transformador de potencia

Los devanados consisten en conductores portadores de corriente enrollados alrededor de las secciones del núcleo, y estos deben estar debidamente aislados, apoyados y enfriados para resistir las condiciones operativas y de prueba.

Las bobinas se pueden enrollar en una orientación vertical, según sea necesario con bobinas más grandes y pesadas, o se pueden enrollar horizontalmente y colocarse en posición vertical una vez finalizadas. El tipo de devanado depende de la clasificación, la potencia y de la construcción del núcleo. Aquí se mencionan varios de los tipos de bobinado más comunes. [15]

- Devanado tipo Pastel (Pancake).
- Devanado tipo Capas (Layer).
- Devanado tipo helicoidal (heli).
- Devanado tipo disco (disk).

Los tipos de devanados más utilizados en los transformadores de potencia son los devanados tipo disco, los cuales están compuestos por un número  $n$  de discos y su configuración puede ser de discos continuos o de discos intercalados. Existe un interés por evaluar su distribución de voltaje a lo largo del devanado, ya que están expuestos a altos niveles de estrés, debido a los sobrevoltajes transitorios que pueden experimentar.

## 2.2.1 Modelado de devanado usando parámetros concentrados

El modelo de parámetros concentrados ha sido ampliamente utilizado para entender el comportamiento general de los transformadores bajo condiciones transitorias muy rápidas. El modelo de devanado del transformador se puede ver en la figura 2.1, cada sección del devanado está representada por parámetros de  $R$ ,  $L$  y  $C$ . Donde,  $R$  es la resistencia en serie,  $L$  es la inductancia en serie,  $C_s$  es la capacitancia en serie,  $C_g$  es la capacitancia a tierra (disco a tierra). El modelo de devanado del transformador tiene  $N$  secciones con número de nodos iguales a  $N+1$ .

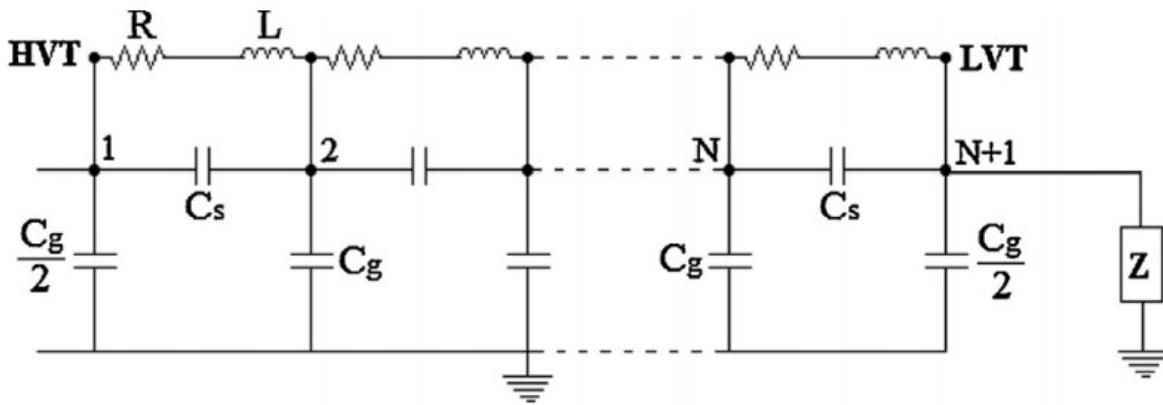


Figura 2.1 modelo de transformador de parámetros concentrados.

Las expresiones que definen el comportamiento de un devanado bajo condiciones rápidas transitorias son las siguientes [39]:

$$e = A \cosh(\gamma x) + B \sinh(\gamma x) \quad (2.1)$$

$$i = \frac{1}{Z} [A \cosh(\gamma x) + B \sinh(\gamma x)]$$

Donde:

$$\gamma = j \sqrt{\frac{Cg}{Cs}} \frac{\sqrt{\left(\frac{R}{j\omega L}\right) + 1}}{\sqrt{\frac{1}{CsL\omega^2} - \left(\frac{R}{j\omega L}\right) - 1}} \quad (2.2)$$

$$Z = \frac{1}{\omega \sqrt{CgCs}} \frac{\sqrt{\left(\frac{R}{j\omega L}\right) + 1}}{\sqrt{\frac{1}{CsL\omega^2} - \left(\frac{R}{j\omega L}\right) - 1}}$$

Si  $Q = \omega L / R$  se define como el factor de calidad para el devanado del transformador, el cual es muy grande para un amplio espectro de frecuencias [39], entonces (2.3) queda de la siguiente forma:

$$\gamma^2 = - \frac{LCg\omega^2}{\sqrt{1 - LCs\omega^2}} \quad (2.3)$$

$$Z = \frac{\sqrt{\frac{L}{Cg}}}{\sqrt{1 - LCs\omega^2}}$$

Las constantes A y B de (2.1) se determinan con las condiciones de frontera, para  $x = 0$  y  $x$  igual a la longitud del devanado [39].

## 2.2.2 Modelo de devanado de parámetros distribuidos

Este modelo se basa en la teoría de líneas de transmisión de multi-conductor (MTL, multi-conductor transmission line). En este modelo es posible representar cada espira del devanado por una sección de línea de transmisión, como se muestra

en la Figura 2.2. Otra ventaja de este modelo es que abarca un espectro de frecuencias muy amplio [16], sin embargo, la solución a este modelo es compleja ya que se incrementa el número de variables eléctricas, haciendo que se deban usar técnicas avanzadas para ello.

Si bien la solución es compleja, esto no ha sido impedimento para la aplicación del modelo, ya que por su amplio espectro de frecuencias se vuelve útil para conocer el comportamiento de los devanados de transformador ante la presencia de descargas parciales [17].

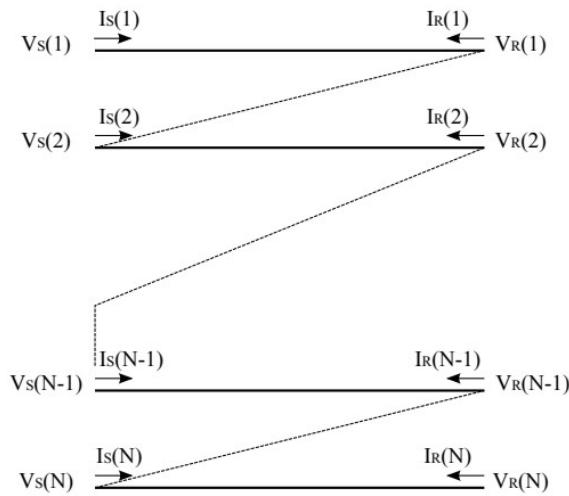


Figura 2.2 Modelo de transformador de parámetros distribuidos.

Las ecuaciones que describen el comportamiento del modelo MTL para devanados de transformadores se pueden ver en (2.4).

$$\frac{dV}{dx} = -(R + j\omega L)I = -ZI \quad (2.4)$$

$$\frac{dI}{dx} = -(G + j\omega C)V = -YV$$

Además, la solución para el par de ecuaciones de (2.4), está dado por:

$$\begin{bmatrix} I_S \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_0 \coth(Pl) & -Y_0 \operatorname{csch}(Pl) \\ -Y_0 \operatorname{csch}(Pl) & Y_0 \coth(Pl) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_S \\ V_R \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Donde:

$$P^2 = ZY, \quad Y_0 = Z^{-1}P \quad (2.6)$$

Las matrices  $Z$  y  $Y$  son matrices de  $N \times N$ , cuyos datos son las impedancias serie y conductancias paralelo por unidad de longitud, respectivamente [40]. Además,  $N$  representa el número de conductores (discos o espiras),  $V_S$  y  $V_R$  son los vectores de voltaje en el punto de envío y recepción, de igual forma para los vectores de corriente  $I_S$  y  $I_R$ . Así, para la sección de línea de transmisión  $i$  se tiene  $U_S(i)$  e  $I_S(i)$ , con  $x = 0$ ; mientras que para  $U_R(i)$  e  $I_R(i)$  se tiene que  $x = l$ , donde  $l$  representa la longitud promedio de la línea.

### 2.2.3 Modelado de devanado de disco

La parte esencial de los devanados de transformadores de alta tensión es diseñada como un devanado de tipo disco continuo, donde cada disco está formado por una serie de vueltas enrolladas en una dirección radial. Un devanado de tipo disco continuo tiene conexiones inter-disco en los lados interno y externo de un devanado y, por lo tanto, la propagación de ondas a lo largo de cada disco siguiente es en dirección opuesta con respecto al anterior [13]. Se supone que el flujo unidireccional de una señal inyectada. Además, también se supone que la longitud del conductor de cada disco del devanado es igual.

El circuito equivalente del modelo híbrido de un devanado de transformador tipo disco se muestra en la figura 2.3, donde  $C_i$  y  $G_i$  son la capacitancia y conductancia de tierra del  $i$ -ésimo disco,  $K_i$  y  $g_i$  son la capacitancia y conductancia entre vueltas del  $i$ -ésimo disco,  $r_i$ ,  $L_i$  y  $M_{i(i+1)}$  denotan la resistencia, la inductancia propia y mutua,  $C_{di(i+1)}$  y  $G_{di(i+1)}$  son la capacitancia y conductancia interdiscos entre

los discos  $i$  y  $(i + 1)$ ,  $Z_{in}$  y  $Z_{out}$  son la impedancia de los cables de medición,  $l$  es la longitud del conductor de un disco,  $x$  denota la distancia desde el terminal izquierdo de cada disco hacia el terminal derecho y  $n$  es el número total de discos en el devanado [14].

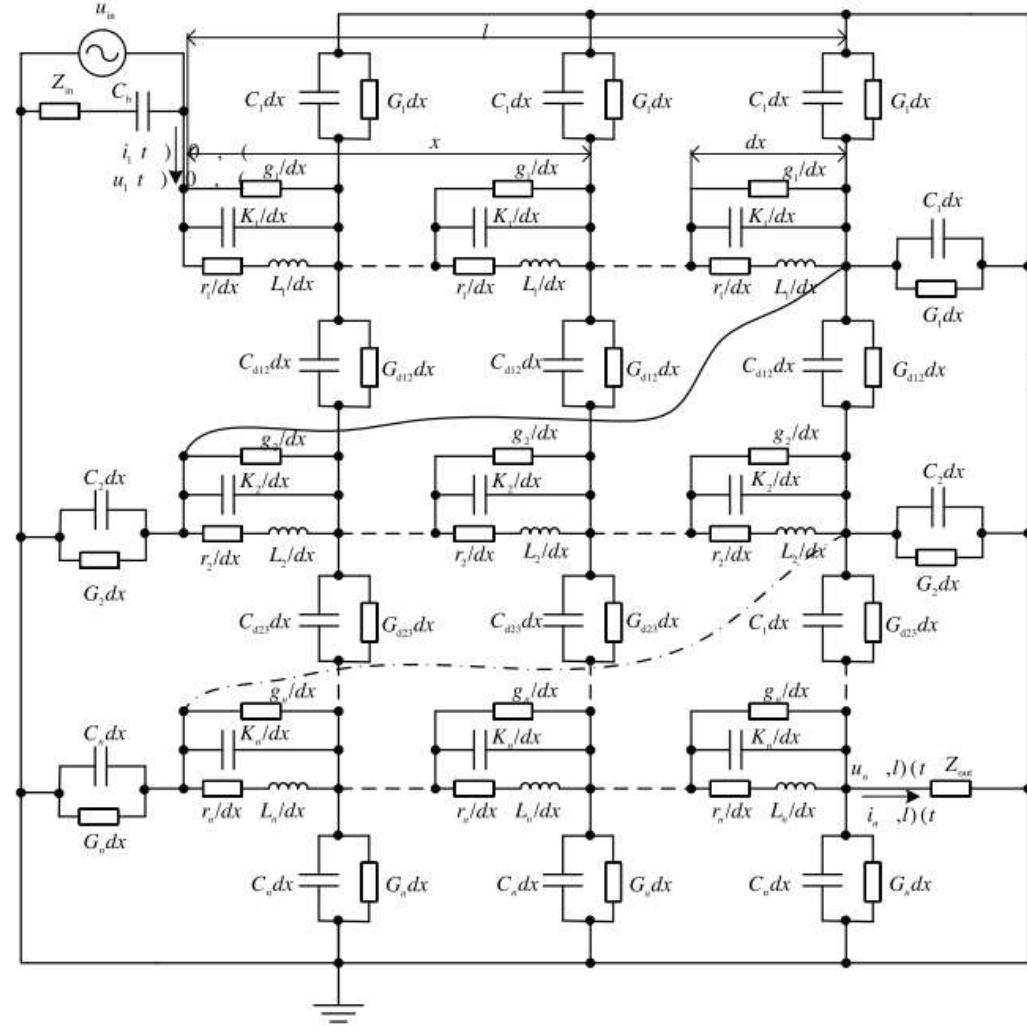


Figura 2.3 Modelo de transformador de tipo disco.

## 2.2.4 Modelado de devanado de Capa

Los devanados de capa (barril) se encuentran entre los devanados más simples porque los conductores aislados se enrollan directamente uno al lado del otro alrededor del cilindro y los espaciadores. Se pueden enrollar varias capas una encima de la otra, con las capas separadas por aislamiento sólido, conductos o una

combinación. Se pueden enrollar varias hebras en paralelo si la magnitud de la corriente así lo dicta. Las variaciones de este devanado se utilizan a menudo para aplicaciones como los devanados de derivación utilizados en transformadores de cambio de derivación de carga (LTC) y para los devanados terciarios utilizados para, entre otras cosas, la supresión del tercer armónico. Este tipo de transformador es mas sencillo de construir pero presenta mas peligro ya que por su construcción tan sencilla puede tener algún problema y correr riesgo su operación. La Figura 2.4 muestra un devanado de capa durante el montaje que se utilizará como devanado de regulación en un transformador LTC [15].

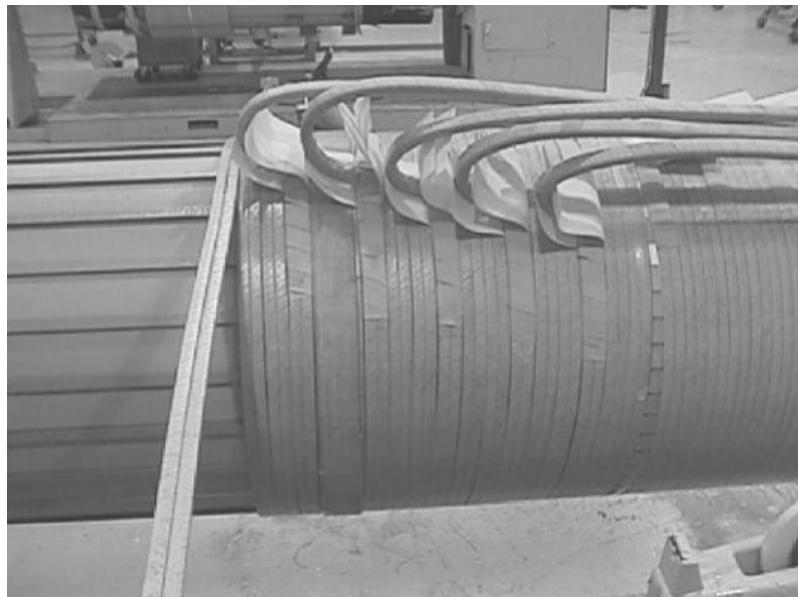


Figura 2.4 Devanados de capa (capa única con dos hebras enrolladas en paralelo).

## 2.3 Fallas incipientes en transformadores de potencia

El transformador es un maquina eléctrica compleja compuesta, en la cual se presentan diferentes tipos de fenómenos eléctricos denominados fallas incipientes. Los tipos más comunes de fallas incipientes son:

- Falla entre espiras
- Falla a tierra
- Descarga parcial



Figura 2.5 Porcentaje de ocurrencia de fallas incipientes en transformadores de potencia [4].

Las fallas entre espiras dañan considerablemente en sistema de aislamiento y ya no se recupera el dieléctrico. Las fallas a tierra también dañan el dieléctrico, pero en su caso la carcasa es la que resulta dañada, y estos daños físicos deberán corregirse para seguir en operación. Para el caso de la DP cuando existe una fuga de electrones se extinguirá por su cuenta y el dieléctrico será restablecido.

Algunas de estas fallas tienen mayor presencia que otras, esta investigación se enfocó en la detección de la descarga parcial debido a que pueden ser corregidas con el tiempo suficiente para evitar una degradación total en el aislamiento.

### 2.3.1 Descarga Parcial

Cuando se habla de la descarga parcial se asocia el sistema de aislamiento. Durante el siglo XX se han estudiado mucho las descargas parciales [7] ya que son las principales en crear daño al sistema de aislamiento. Si bien hay muchos factores que aportan al daño del transformador, las DP son responsables del daño

progresivo del material de cualquier aislante y con el paso del tiempo llegar a un daño crítico [4]. Por otro lado, es muy difícil medir estas señales ya que son pulsos muy rápidos, de duración entre cientos de nanosegundos hasta 5 microsegundos [5]. Este tipo de señales se pueden definir como:

**Descarga Parcial:** fenómeno eléctrico que se produce en cavidades del sistema de aislamiento. Consisten en rupturas locales que generan pulsos rápidos de corriente que perforan el dieléctrico y degradan paulatinamente la vida útil del aislamiento.

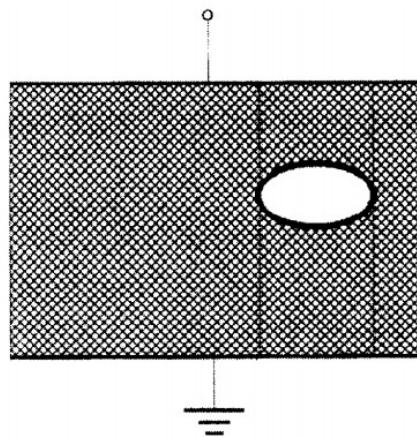


Figura 2.6 Cavidad de aire en dieléctrico del transformador [6].

Las descargas parciales pueden clasificarse en tres tipos: internas, superficiales y de tipo corona [23]. Las DP internas se producen dentro de los defectos de los materiales aislantes tipo polietileno, resina, papel o mica. Las descargas superficiales dan origen en aisladores, terminales de cables o en la superficie de devanados. Las descargas de tipo corona se originan en bordes afilados como tornillos o pernos [6]. En la figura 2.7 se presentan los tres tipos de DP [7].

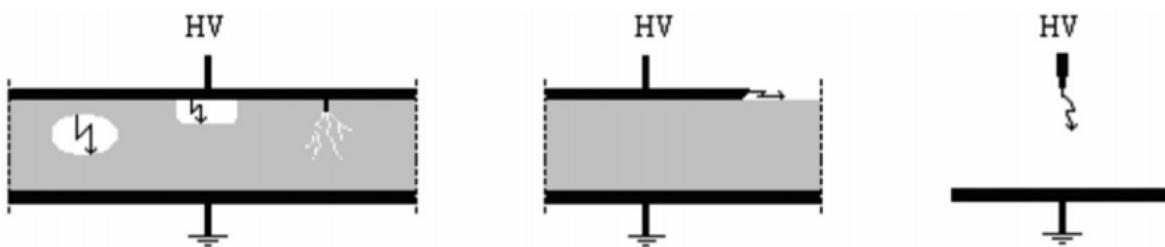


Figura 2.7 Descargas parciales internas, superficiales y tipo corona [7].

El campo eléctrico en las cavidades está en función de la tensión aplicada al aislante eléctrico. Si la tensión de la cavidad  $V_c$  es mayor que la tensión de ruptura del dieléctrico  $V_{rd}$  se produce una avalancha de electrones y acto siguiente una descarga parcial que reduce la tensión de la cavidad hasta llegar a cero (tensión de extinción  $V_e$ ) [8]. Al extinguirse la DP la tensión de la cavidad vuelve a su valor según sea el semiciclo presente. Dicho fenómeno se muestra en la figura 2.8. Según aumente la ocurrencia de las DP, la intensidad de las mismas disminuye, siendo un indicador del estado del sistema de aislamiento [9].

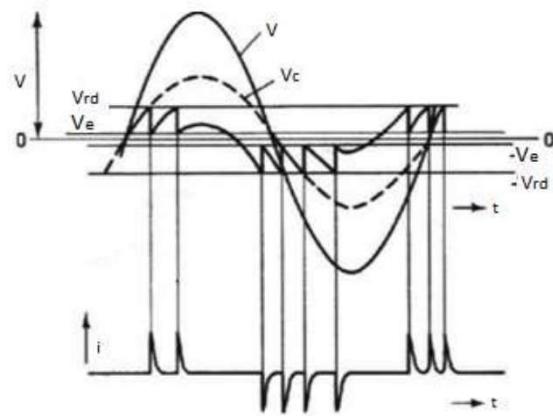


Figura 2.8 Evolución de la tensión  $V_c$  [9].

La amplitud de las DP depende de los siguientes factores:

- Dimensiones de la cavidad
- Del material del aislante
- Tipo de impureza
- Temperatura y presión de la cavidad
- Condiciones del aislante

Estas variables hacen de las descargas parciales un fenómeno de carácter estocástico [10]. Se necesitan dos condiciones para iniciar una Descarga Parcial (por ejemplo, falla eléctrica) [18] dentro de la región de aislamiento débil:

- Estrés de campo eléctrico localizado:  $E$  en la región débil será más grande que el inicial campo eléctrico de la fuente del Campo inicial de Descargas Parciales.
- Electrones libres estarán disponibles para inicial una falla eléctrica.

El esfuerzo excesivo en la región débil puede resultar desde el desperfecto de diseño, contaminación o un mal control de calidad en la manufactura, también el defecto en los materiales aislantes, entre otros. Otra posibilidad son los daños causados al aislamiento posteriores a otras pruebas realizadas [19].

## 2.4 Métodos de detección

Al realizar pruebas de DP en el sitio de acuerdo con los estándares IEC60270 [11], la relación señal-ruido (S / N) se vuelve decisiva. Esto se debe a que el nivel de ruido de fondo puede oscilar entre varias decenas y algunos cientos de pC. En algunos casos, sin embargo, se producen picos de más de 1000 pC. Por lo tanto, la carga aparente solo se puede medir con sensibilidad en entornos “libres de ruido”, como áreas de prueba bien protegidas que utilizan filtros de ruido de HV y LV adicionales o características electrónicas especiales para el rechazo de ruido [11]. Para superar la mala relación señal / ruido (S / N) en condiciones *in situ*, las mediciones de DP convencionales se sustituyen cada vez más por los llamados métodos no convencionales, como se muestra en Figura 2.9 [2].

# Detección de DP en transformadores

## Métodos Existentes

### Convencionales

IEC-60270

### No convencionales

Medición en  
dominio de la  
frecuencia

Medición en  
dominio del tiempo

Analisis de  
componentes  
químicos

Detección  
electromagnética

Detección acústica

Detección de  
ocurrencia óptica

Figura 2.9 Métodos de detección de Descarga Parciales.

### 2.4.1 Métodos convencionales

Las Descargas Parciales se producen en el interior del tanque del transformador y tienden a propagarse en todo el devanado, así como hasta las terminales del transformador [12]. Estos métodos convencionales se basan en medir el pulso eléctrico generado por una descarga parcial, estos pulsos pueden ser de voltaje o corriente.

Los estándares IEC 60270 [11] e IEEE C57.113 [22] marcan los criterios de aceptación para un transformador de potencia. Si bien las dos normas rigen las mismas pruebas, son diferentes en su medición y procesamiento. La norma IEC 60270 hace su comparación en picocoulombs ( $pC$ ) mientras que la IEEE C57.113 lo hace en un valor de Tensión de Radio Interferencia (RIV -Por sus siglas en inglés) [20-21], generalmente medida en microvoltios ( $\mu V$ ).

Las mediciones de RIV son poco utilizadas, pero la norma IEC 60270 aún lo sigue utilizando. Sin embargo, la norma IEEE C57.113 utiliza la medición en  $pC$  [22].

En la figura 2.10 se observa la capacitancia del aislador de alta tensión  $C_1$ , modelada por un capacitor acoplado  $C_k$ , el cual se conecta en paralelo con la capacitancia  $C_1$ , los demás elementos se definen a continuación: SE: electrodo de protección, PDS: Sistema de DP, CAL: calibrador,  $C_k$ : capacitancia de acople,  $Z_m$ : impedancia de medición.

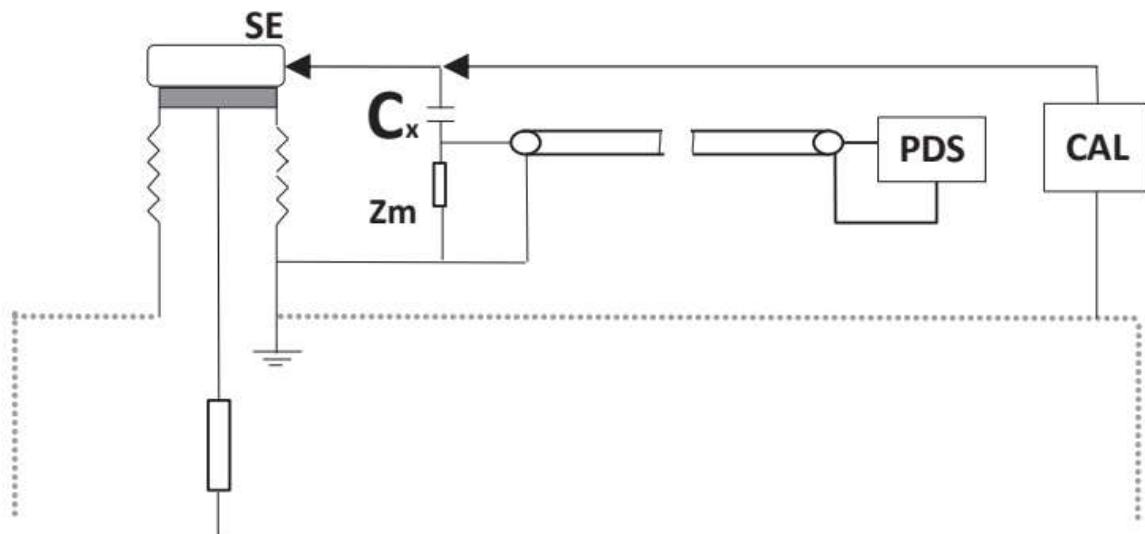


Figura 2.10 Circuito de calibración para medición de DP en transformadores, sin toma capacitiva.

En el caso de los Transformadores de Potencia la medición de impedancia se conecta entre los aisladores de alta tensión en la toma capacitiva de  $C_1$  a tierra, como se observa en la figura 2.10. Cuando no existe una toma capacitativa se coloca un acople externo para su capacitancia  $C_k$ , estas deberán estar en paralelo, así como se muestra en la figura 2.11

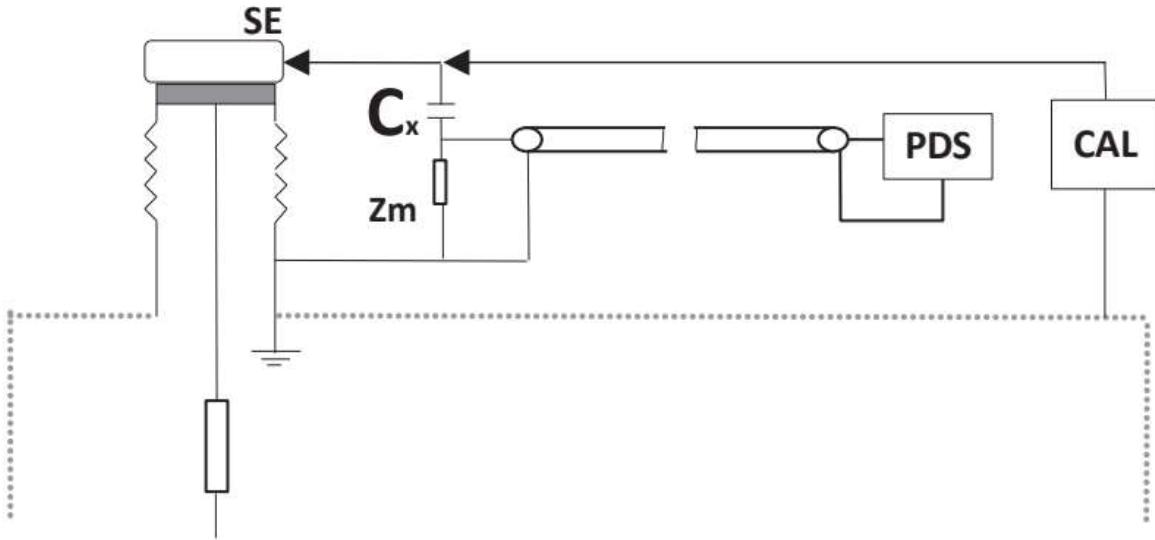


Figura 2.11. Circuito de calibración para medición de DP en transformadores, sin toma capacitiva.

### Estándar IEC 60270

Dicha normatividad establece que las descargas parciales se miden en carga aparente “ $q$ ”. La carga aparente se calcula con la integral de la corriente de impulso de descarga parciales a través de filtros pasa banda. Dicha medición se conecta por cable coaxial a la impedancia  $Z_m$

La carga aparente “ $q$ ” ( $pC$ ), es la carga que se transfiere durante el proceso para compensar el voltaje de  $C_t$  y la capacitancia del aislador  $C_1$ . Este voltaje no puede ser causado durante la prueba (DP en el sistema de aislamiento o boquillas). Si la descarga parcial se detecta durante las mediciones, la causa de las DP deberá investigarse a fondo. La magnitud de medición de “ $q$ ”, se define por la calibración del equipo de estudio.

Para calibrar, esta norma sugiere:

*“La calibración consiste en un generador de onda cuadrada [11] con un ajuste de amplitud  $V_0$ , conectada en serie con el capacitor pequeño  $C_0$  (normalmente podrá ser menor a un 10% del  $C_k$ ). Para las mediciones de DP en transformadores, el calibrador es conectado a través del aislador, o a través del capacitor de acople conectado en paralelo con el aislador (ver figura 2.11). Se deberá calibrar cada*

*aislador por separado. Asumiendo que  $C_0 \ll C_k$ , el impulso inyectado desde el generador de onda cuadrado, corresponde a la carga  $q_0$ , cual es predefinida por valores de 100 hasta 1000 pC. IEC recomienda para el ajuste de la magnitud  $U_0$  que el tiempo de subida será  $\leq 60\text{ns}$ , la amplitud  $U_0$  entre 2 y 50 V polaridad seleccionable y un valor de repetición cada 100 Hz”*

$$q_0 = V_0 C_0 \quad (2.7)$$

Donde  $q_0$  es la carga inyectada al circuito de prueba,  $V_0$  es el voltaje ajustable del generador de onda y  $C_0$  es la capacitancia de calibrador.

#### Estándar IEEE C57.12.90

Según dicha norma, es necesaria una medición de RIV. El RIV se cuantifica en *micro-Volts*, este a su vez es voltaje causado- ruido. Para integrar la corriente de impulso del detector de picos se utiliza un filtro pasa bandas con rangos entre 0.85 y 1.15 MHz. Con este filtro pasa bandas se elimina el ruido externo de las mediciones. El voltaje de interferencia depende de la cantidad de impulsos creados por las descargas parciales por segundo, así como también de la carga transferida. La carga transferida nace del proceso de compensar el cambio de diferencia de potencial en las capacitancias paralelas ( $C_t$  y  $C_1$ ).

Para calibrar, la norma C57.113 sugiere:

*“El circuito de prueba de DP es calibrado en el mismo camino de medición de la carga aparente en pC, según figura 2.10. Asumiendo  $C_0 \ll C_k$  la aplicación de una tensión senoidal corresponde exactamente a los valores definidos por ajuste de la amplitud definidos en  $U_0$  en  $\mu\text{V}$  (100  $\mu\text{V}$ , 1000  $\mu\text{V}$ , etc). Durante la prueba de DP el sistema de medición está leyendo directamente en  $\mu\text{V}$ . Estos  $\mu\text{V}$  leídos son solamente válidos para las especificaciones de calibración del aislador. De acuerdo a IEEE C57.12.90, las mediciones de DP también pueden darse en pC. Alguno de los problemas que pueden presentarse es la atenuación de la señal.”*

## **Procedimiento de Medición de descargas parciales**

El proceso para realizar la medición de las descargas parciales se basa en las Pruebas de Sobre-Tensión inducida [11] [21]. Las normas IEC 60270 y la IEEE C57.113 presentan diferencias en sus métodos para considerar las pruebas de descargas parciales como efectivas. Dichas diferencias se presentan a continuación:

### **Criterios de aceptación IEC**

La prueba de DPs se considera efectiva si estas no afectan el aislador o transformador, o si durante la medición de la prueba no se presentan variaciones.

Según la norma 60270, el valor de picoCoulombs aceptable son:

- 300 pC a 130%  $V_m$
- 500 pC a 150%  $V_m$
- El nivel continuo de medición no excederá 100 pC a 1.1  $V_m$

Donde  $V_m$  es el voltaje nominal del transformador.

### **Criterios de aceptación IEEE**

Las pruebas de DPs se consideran concluyentes si el valor de RIV no cambia de manera súbita en el aislador o en el transformador. De igual manera si no presenta divergencia en la prueba de medición larga.

Los valores permitidos según la norma C57.113 son:

- La amplitud de la descarga parcial no excede 100  $\mu V$ . El incremento de la descarga parcial durante el tiempo de la prueba no supera los 30  $\mu V$ .
- Los niveles de descarga parcial en el tiempo de la prueba no presentan un crecimiento súbito o un comportamiento creciente después de la prueba.

Ambas maneras de cuantificar las mediciones de las pruebas para descargas parciales toman parámetros diferentes pero la metodología es parecida, ya que ambas ven la carga transferida entre capacitancias del modelo y del equipo bajo estudio.

## 2.4.2 Métodos no convencionales

### Químicos

El análisis de gas disuelto (DGA por sus siglas en inglés) es una técnica muy poderosa para descubrir fallas incipientes dentro del transformador. Ciertos gases [hidrógeno (H<sub>2</sub>), metano, etano, etileno, acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), dióxido de carbono][26] son producidos por la descomposición de aceite y papel aislante cuando el transformador se degrada por el estrés térmico y eléctrico. La muestra de aceite fue hecha según IS:9434 por el método de jeringa [27]. La concentración relativa de estos gases depende del tipo y la severidad de la falla, alto valor de C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> es principalmente asociada con el arco a muy alta temperatura y gran cantidad de H<sub>2</sub> está principalmente asociada con la descarga parcial [28].

El escaneo microestructural de los electrones (SEM, por sus siglas en inglés) parece ser una muy prometedora técnica para evaluar la ubicación de descarga parcial en el papel aislante del transformador por lo tanto ayuda más para condiciones de monitoreo del transformador. La medida del análisis de gases disueltos especialmente la concentración de H<sub>2</sub> en el aceite ayuda para evaluar las descargas parciales en el sistema aislante del transformador [27].

Existe otro método químico llamado alto desempeño de la cromatografía líquida del aceite (HPLC, por sus siglas en inglés). El cual permite conocer la salud dieléctrica del transformador utilizando los derivados de furano producidos por la degradación del papel aislante, los cuales se disuelven en el aceite [29].

Sin embargo, los métodos mencionados tienen sus propias limitaciones que les impiden ser los únicos utilizados para detección de DPs, una de ellas es que no proporcionan información sobre la posición de la DP. Además, no proporcionan información sobre las características de la señal que produce la descarga.

A pesar de que los métodos puedan proporcionar información sobre la presencia de descargas parciales, no son ciento por ciento eficaces ya que no brindan más información como la posición de la DP ó la señal que produce.

## Acústicos

El principio de funcionamiento de este método se enfoca en detectar las señales acústicas producidas por las DPs, partiendo del hecho que, si una DP se presenta dentro del tanque del transformador, está será capaz de generar mayor presión en el punto de ocurrencia debido al estrés mecánico, ocasionando la propagación de ondas acústicas a través del sistema de aislamiento del transformador [30], las cuales pueden presentar un amplio espectro de frecuencia desde 20kHz hasta 1MHz [31]. Además, estas señales son detectadas instalando sensores acústicos en las paredes del tanque del transformador, para que posteriormente sean procesadas con el propósito de conocer el punto de ocurrencia de la DP.

Este método ha tenido un auge importante en los últimos años, debido a que los avances tecnológicos hacen posible la medición y análisis de DPs por emisión acústica [3], ya que se requieren por lo menos tres sensores para estimar con precisión la posición de una DP. Por otro lado, su principal desventaja es que requiere mayor esfuerzo computacional, ya que deben ser procesadas por lo menos tres señales en forma paralela.

## Ópticos

La principal ventaja de este método es que los sensores ópticos son inmunes a los campos electromagnéticos, además de la alta sensibilidad y amplio espectro de frecuencias [33]. El principio de detección óptico se basa en la emisión de luz que puede producir una DP debido a la radiación lumínica que se genera en el punto de la descarga [34]. Por esta razón, es posible detectar cuando una DP se produce dentro del tanque del transformador; los sensores ópticos deben ser instalados dentro del tanque del transformador, con el propósito de detectar el haz de luz emitido por la DP, luz que a su vez puede alcanzar longitud de onda de entre 200 y 300 nanómetros [35].

Su principal limitante es la dificultad de implementación en transformadores, ya que la estructura interna de estos equipos es muy compleja, por lo que sería indispensable realizar un estudio previo, para definir los puntos estratégicos donde se instalarían los sensores. Además, la naturaleza opaca del aceite es una variable más que complica la instalación [36].

## Electromagnéticos

La detección electromagnética de DPs ha sido implementada en las últimas décadas para el diagnóstico de equipo de alto voltage, cuyo principio de funcionamiento se basa en detectar la radiación electromagnética producida por las DPs [37], debido a que una DP es capaz de generar ondas electromagnéticas, las cuales se propagan a través del tanque del transformador. Este método ha sido una buena alternativa para la detección de DPs, ya que permite analizar las características de más alta frecuencia producidas por las descargas. Además, este método se puede subdividir en tres categorías, métodos de alta frecuencia (HF, de 3 a 30MHz), muy alta frecuencia (VHF, de 30 a 300MHz) y de ultra alta frecuencia (UHF, 300MHz a 3GHz) [2].

Actualmente, la detección electromagnética ha sido ampliamente investigada y las aplicaciones de ultra alta frecuencia (UHF) han ganado mayor interés para la detección de DPs en transformadores [38]. Sin embargo, la detección electromagnética de DPs es muy susceptible al ruido (por su alta sensibilidad) y por lo tanto es capaz de generar señales de alarma falsas.

Para concluir este capítulo, cabe resaltar que el modelo elegido para realizar el caso de estudio fue el modelo de parámetros distribuidos, así como también quedó definido el modelo para la DP que se va a utilizar, al analizar la respuesta del modelo ante la presencia de DP fue fácil percibir que se acopla a las necesidades del trabajo.

# Capítulo 3

## 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 y selectividad, lo que impacta directamente en una mejor calidad del servicio para los usuarios. Como complemento del trabajo de investigación realizado, es parte fundamental hacer una revisión de los trabajos anteriores similares que se han hecho para hacer notar diferencias, así como las áreas donde este trabajo tenga mejoras.

### 3.1 Detección de DP utilizando PDS (Wavelet Laplace)

En [41] se habla de un nuevo método para la ubicación de DP en devanados de transformadores basado en Wavelet Laplace (WL). Las señales de referencia de DP se obtienen de un modelo de parámetros concentrados (RLC), luego las señales de DP se analizan utilizando la WL y cada señal de referencia de PD se reemplaza por sus coeficientes de transformada de ondas de envolvente (EWT). Luego, si se produjo una señal de DP en cualquier sección del devanado, su ubicación estará definida por la distancia de Hellinger entre los coeficientes EWT y las nuevas señales de referencia de DP. Los resultados se discuten para PD a lo largo del devanado y entre secciones del devanado.

El devanado del transformador se puede representar mediante un modelo de parámetros agrupados o mediante un modelo de línea de transmisión multiconductora (MTL). Ambos se han utilizado para localizar DP, p. Ej. en [42] se explica un modelo MTL para la ubicación de DP en devanados utilizando el método de función de transferencia. Para otros fenómenos, como la localización de fallas en los devanados de transformadores, también se utilizan los modelos de parámetros concentrados [43].

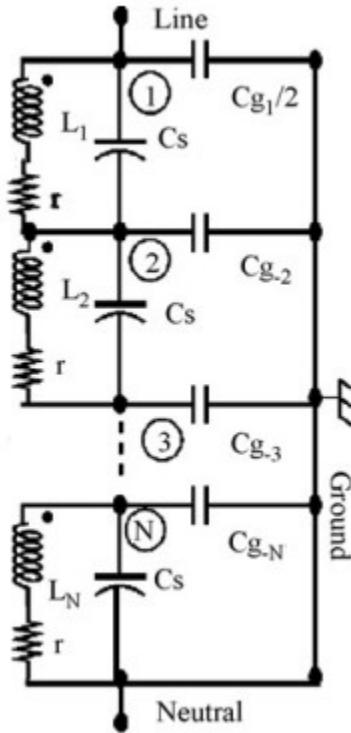


Figura 3.1. Modelo de parámetros concentrados [43].

El modelo de devanado del transformador que se utilizará en este trabajo se puede ver en la figura 3.1, cada sección del devanado está representada por parámetros agrupados de  $R$ ,  $L$  y  $C$ . En la figura 3.1  $r$  es la resistencia en serie,  $L$  es la inductancia en serie,  $C_s$  es la capacitancia en serie,  $C_g$  es la capacitancia a tierra (disco a tierra). El modelo de devanado del transformador tiene  $N$  secciones con un número de nodos igual a  $N+1$ . En esta aplicación, el modelo de devanado del transformador tiene 10 secciones y sus parámetros se tomaron de [44] y son iguales a  $L = 180 \text{ H}$ ,  $r = 1.2 \Omega$ ,  $C_s = 13 \text{ pF}$ ,  $C_g = 3000 \text{ pF}$

### Modelo de Descarga Parcial

En [41] se utilizó un modelo de DP para adquirir las señales de DP entre secciones de devanado se muestra en la figura 3.2, donde la solución del circuito para los terminales de voltaje  $ayb$  está definida por (3.1), sus parámetros fueron calibrados según la norma [11] y se muestran a continuación:  $R = 2\text{k}$ ,  $C1 = 300 \text{ pF}$  y  $C2 = 50 \text{ pF}$ .

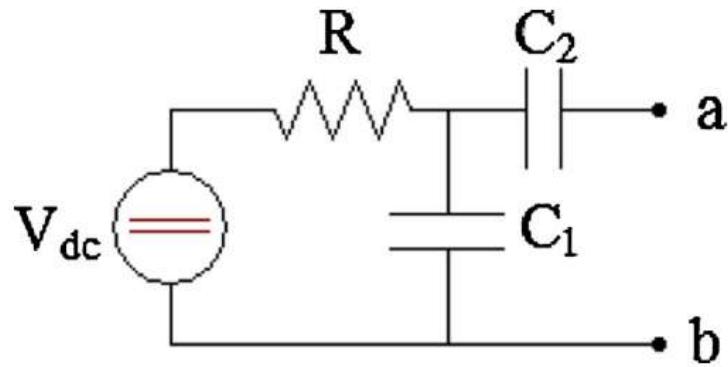


Figura 3.2 Modelado de DP.

$$V_{AB} = A e^{-(\frac{t}{RC1})} \quad (3.1)$$

El modelo RLC presentado en la figura 3.1 se implementó en EMTP Software ATPDraw®[56]. Las señales de DP se obtuvieron a lo largo de cada sección del devanado. Cada señal de referencia de PD se correlaciona con la función Wavelet Laplace para obtener los coeficientes de correlación en el rango de los parámetros.

Tabla 3.1 Wavelet Laplace parámetros para DP entre devanados.

Secciones	Señales de Corriente			Señales de Voltaje		
	Parametros		k	Parametros		k
	Wc(kHz)	B		Wc(kHz)	B	
1-2	325	0.01	0.4363	279	0.02	0.4350
2-3	363	0.01	0.5289	363	0.01	0.5279
3-4	394	0.01	0.5286	394	0.01	0.5255
4-5	411	0.01	0.5019	411	0.01	0.4978
5-6	364	0.01	0.5422	364	0.01	0.5410
6-7	391	0.01	0.5690	390	0.01	0.5659
7-8	396	0.01	0.5611	396	0.01	0.5576
8-9	407	0.01	0.5751	407	0.01	0.5708
9-10	412	0.03	0.6407	412	0.03	0.6324
10-11	418	0.07	0.7474	419	0.06	0.7338

Para DP entre secciones de bobinado, los resultados k se muestran en la Tabla 3.1. Además de los parámetros WL (wc y B) entre secciones de bobinado, es posible concluir que los DP entre secciones de bobinado provocan frecuencias de resonancia más altas. Donde B es el factor de amortiguación, wc es la frecuencia central de la Wavelet, que ya depende del coeficiente de correlación (k).

Además, el algoritmo propuesto utiliza el espectro de frecuencia completo contenido en el EWT, lo cual es una ventaja con respecto a otras aplicaciones de wavelets, por ejemplo, paquetes de wavelet para la ubicación de DP presentados en [57].

## **Resultados**

Los resultados permiten concluir sobre la viabilidad de este método y sus ventajas. El uso de Wavelet-Laplace reduce la dispersión de datos en el dominio del tiempo. Usando una función de Laplace como la Wavelet madre representa una mejora en el área de DP, es posible concluir que la Wavelet de Laplace es una herramienta poderosa para la localización de DP en los devanados de transformadores. Además, la Wavelet de Laplace se puede utilizar para conocer las frecuencias de resonancia más excitadas, cuando un DP está en una posición definida. Además, el uso de la función Hellinger mejora el error en la ubicación de DP.

## **3.2 Detección de DP utilizando sensores acústicos de fibra óptica (Método no invasivo)**

En [45] la propagación de ondas acústicas dentro del transformador se explora mediante simulación numérica. Basado en la comprensión de la propagación de ondas, una matriz de sensores acústicos de fibra óptica de estructura novedosa está diseñada e instalada correctamente en un devanado de una fase, que es de un transformador real de 35 kV.

La detección acústica de DP es una de las mejores opciones para dicha aplicación. Sin embargo, cuando ocurren descargas dentro de los devanados, la localización precisa de DP por método acústico se vuelve muy desafiante. Dado que la señal acústica de DP puede reverberar y distorsionar a lo largo de su propagación, se debe estudiar y seleccionar cuidadosamente el tipo y número de sensores, con su instalación.

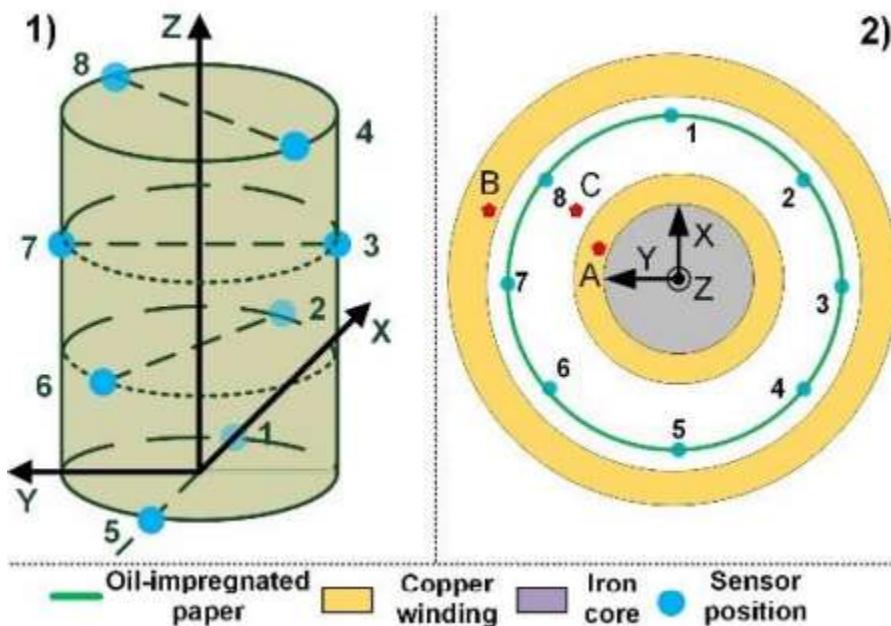


Figura 3.3 Diseño del arreglo propuesto con 8 sensores en uso 1) el frente 3D 2) la vista superior 2D.

Desde la vista superior, el devanado monofásico del transformador de potencia se puede tratar como una estructura de cilindro coaxial, con carcasa circulares de los devanados de baja y alta tensión, ubicadas en las capas interior y exterior respectivamente, y el centro está ocupado por el cilindro de el núcleo de hierro, como se muestra en la figura 3.3.

Los ocho sensores se pueden proyectar como ocho puntos discretos en el plano de vista superior mencionado del devanado. Estos ocho puntos deben distribuirse uniformemente a lo largo del círculo, que está a unos 2 cm del límite circular interior del devanado de alta tensión y, por lo tanto, dividir la circunferencia correspondiente en ocho partes iguales. El círculo que ocupan los sensores, es en

realidad la proyección del papel impregnado de aceite entre los devanados en un mismo plano. En realidad, los sensores deben estar conectados a este protector de papel. La ubicación de los ocho sensores en el plano de proyección mencionado se muestra en el esquema del lado derecho de la figura 3.3.

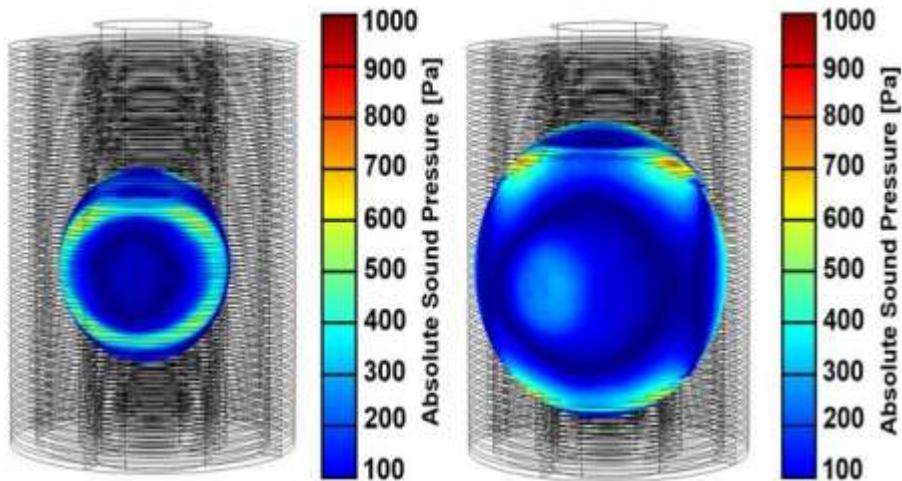


Figura 3.4 La distribución de la presión sonora absoluta en dos observaciones diferentes superficies, después de una propagación de 250 us.

La propagación es sin pérdidas es, la onda acústica, con sus iniciales en la fuente de DP, puede viajar más lejos con el tiempo, mientras que la magnitud de la presión acústica disminuye con el aumento de la distancia entre la fuente y el receptor. Esto se puede demostrar en la figura 3.4, ya que el valor de presión absoluta promedio en la capa más pequeña es más alto que en la capa más grande, incluso la onda oscila casi en la misma fase en estas dos capas.

## **Resultados**

La eficacia del sistema de matriz propuesto con el nuevo sensor de estructura en uso se ha verificado mediante experimentos. En el laboratorio se ha establecido una configuración experimental con el devanado monofásico y el sistema de matriz de sensores, que es exactamente la misma que describe el modelo de simulación. Después de la verificación experimental, el sistema de detección único puede realizar la detección de DP en línea con un error de localización típicamente menor

de 5 cm, incluso para aquellos eventos de DP que ocurren dentro de los devanados o en los conductos de aceite entre los devanados.

### **3.3 Otros métodos de detección**

#### **Usando sensores acústicos y modelando con UHF**

En [46] la fuente de descarga parcial se modeló de manera que irradió la señal de frecuencia ultra alta (UHF). Se observó que existe una diferencia de tiempo de llegada de la señal UHF a los sensores en función de su distancia desde la ubicación de la fuente de descarga parcial. Además, las magnitudes de la señal en los sensores también varían con respecto a su distancia desde la ubicación de la fuente de descarga parcial. La señal UHF se atenúa en presencia de una barrera. También se observó que la atenuación de la señal aumenta con el aumento del espesor de la barrera. La ubicación de la fuente de descarga parcial se analizó con base en la diferencia de tiempo de llegada calculada por el método del primer pico y el método de energía acumulada.

#### **Resultados**

La propagación de las señales de descargas parciales se entendió mediante la adopción de estudios de modelización. Se observó que las señales de descarga parcial son atenuadas por las barreras a su paso, antes de llegar al sensor. También se observó que la atenuación de la señal varía con el tamaño de la barrera. Se estudió la ubicación de la fuente de descarga parcial adoptando la diferencia de tiempo de llegada calculada por el método del primer pico y el método de la energía acumulada. Se encontró que el método del primer pico es más preciso en comparación con el método de energía acumulada.

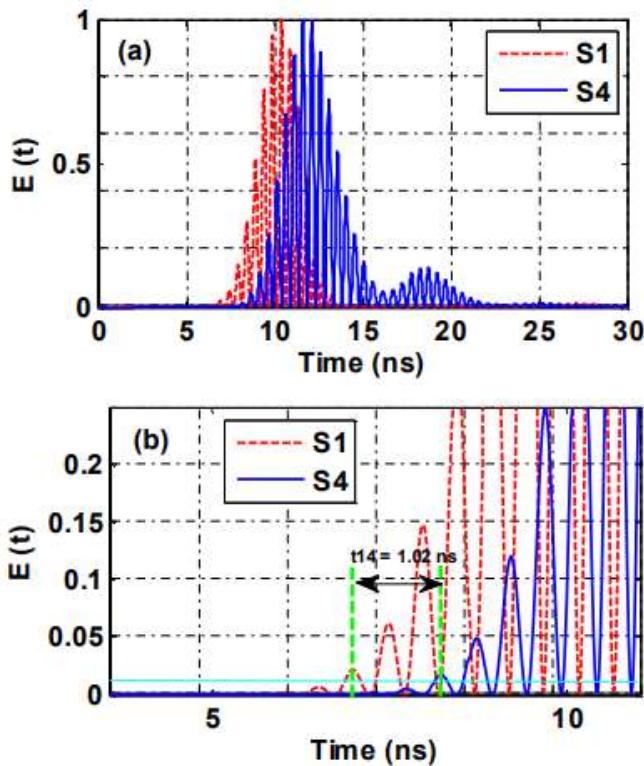


Figura 3.5 (a) Señales normalizadas en el sensor S1 y S4 (b) Una vista ampliada de la figura que muestra la diferencia de tiempo de llegada de la señal a los sensores S1 y S4 por el método del primer pico.

### 3.4 investigaciones previas

Después de realizar una búsqueda bibliográfica sobre la detección de las descargas parciales en transformadores de potencia, se pudo extraer lo siguiente:

- El método más usado
- La efectividad de los métodos.

Pocos métodos se basan en un procesamiento de señales directamente tomadas del transformador, esto se debe a la complejidad del análisis de las señales ya que siempre habrá otras señales parasitas afectando la señal de muestra, como la naturaleza de la DP es de muy baja amplitud se crea un reto mas el filtrar la señal correctamente.

Como parte de esta investigación se exploraron y entendieron las pruebas físicas con el fin de observar las limitaciones físicas de detectar descargas parciales, es notorio observar que el método de los sensores acústicos ha tenido más aplicabilidad práctica debido a que no se invade gravemente el transformador, si no, los sensores acústicos son colocados de manera externa

Esta investigación se basa en un método de procesamiento digital de señales como modo de afrontar la problemática que esta siendo causada por el fenómeno eléctrico.

El problema de la detección de las descargas parciales se ha ido atacando al pasar de los años, cada vez se crean nuevos algoritmos para detectar las DPs, en la revisión bibliográfica presentada se hablaron de diferentes métodos de dar solución al problema, como ya se comentó existe diferentes métodos y algunos son más invasivos en el transformador y cuando se elige un método así, tendrá algunas otras complicaciones relacionadas con la medición de la señal de prueba

# Capítulo 4

## Modelado del fenómeno bajo estudio

A partir del modelado del fenómeno de descargas parciales, se obtiene una correcta caracterización del mismo. Con dicho modelo se realizaron simulaciones en el programa ATPDraw<sup>□</sup> (Alternative Transient Program), se obtuvieron diversas señales que a su vez dieron apoyo en la calibración y verificación de la confiabilidad de los nuevos algoritmos diseñados. En este capítulo se explica el modelo del fenómeno bajo estudio.

## 4.1 Modelado del Transformador

Como se expuso en el capítulo anterior, uno de los modelos ampliamente usados para la detección de las descargas parciales es el basado en el modelo de línea de parámetros distribuidos. Por lo tanto, el circuito equivalente convencional se puede simplificar para facilitar el análisis. Las señales de descarga se pueden medir en el extremo de línea como la corriente de extremo de línea  $i_{(t)}$  en la toma del aislador, o en el punto neutro conectado a tierra, como la corriente de extremo neutro  $i_{(t)}$ . La solución al circuito, que define el comportamiento de un devanado bajo condiciones rápidas transitorias puede expresarse a partir de las siguientes ecuaciones [39]:

$$e = A \cosh(\gamma x) + B \sinh(\gamma x) \quad (4.1)$$

$$i = \frac{1}{Z} [A \cosh(\gamma x) + B \sinh(\gamma x)]$$

Las ecuaciones (4.1) presentan un comportamiento transitorio electromagnético que debe ser analizado usando un software del tipo Electro Magnetic Transient Program (EMTP – por sus siglas en inglés), para ello se usó un software con la capacidad de analizar fenómenos transitorios de gran rapidez. El software ATPDraw/EMTP, el cual es el adecuado para analizar el caso de estudio.

En la figura 4.1 se muestra un devanado físico de un transformador, así como su modelado usando parámetros distribuidos, para ejemplificar la relación entre lo físico y su representación a partir del modelo.

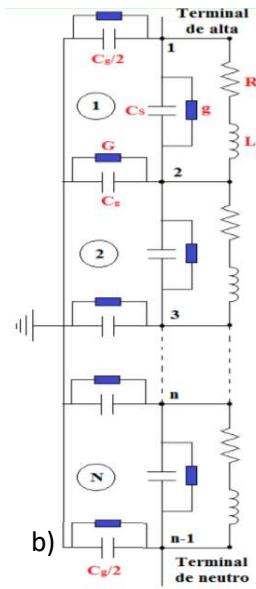


Figura 4.1 a) Devanado físico de un transformador b) Modelado de parámetros distribuidos del transformador [43].

El caso de estudio se basa en un modelo de devanado de 20 secciones, en la figura 4.2 se muestra el modelo, cada sección del devanado está representada por parámetros de  $R$ ,  $L$  y  $C$ . Donde  $R$  es la resistencia en serie,  $L$  es la inductancia en serie,  $C_s$  es la capacitancia en serie,  $C_g$  es la capacitancia a tierra (disco a tierra).

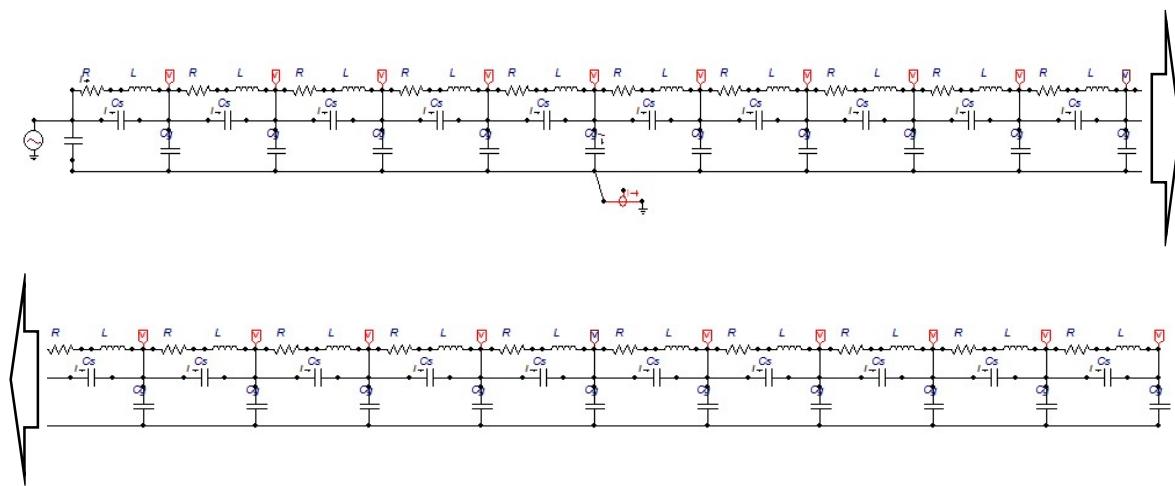


Figura 4.2 Modelo de 20 secciones de parámetros distribuidos en ATPDraw.

Tabla 4.1 Parámetros del transformador [41].

Parámetros	Valor
$R$	$1.2 \Omega$
$L$	$180 \text{ mH}$
$C_s$	$13 \mu\text{F}$
$C_g$	$3000 \mu\text{F}$

De [41] se obtuvo el modelo del transformador, así como los parámetros que lo acompañan, dicho transformador ya fue probado y validado en un trabajo de grado de doctor, así como haber sido probado en un laboratorio, dando resultados satisfactorios. Por ello, es confiable usar este modelado en el presente trabajo de grado

Tabla 4.2 Parámetros de simulación.

Parámetros	Valor
$\Delta T$	$1\text{E-}6$
$T_{\max}$	0.03

En la Tabla 4.2 se muestra los valores del paso de integración  $T$  y del tiempo de simulación  $T_{\max}$ , con estos valores se obtiene la cantidad de muestras, así como se puede obtener la frecuencia máxima de muestreo como se muestra a continuación:

$$f_{\max} = \frac{1}{\Delta T} \quad (4.2)$$

$$f_{\max} = 1 \text{ MHz}$$

La frecuencia de la descarga parcial regularmente es el orden de los cientos de kiloHertz hasta MegaHertz [54], la frecuencia será determinada por los parámetros involucrados hasta el punto de la DP, ya sean modelos de DP o transformador, o bien punto de incidencia de la DP.

## 4.2 Modelado de la Descarga Parcial

Como se muestra en la figura 4.3 la descarga parcial consiste en un arreglo de dos capacitores con un resistor, de este se obtendrá un pulso que será la señal de descarga parcial insertada al modelado del transformador. Dicho modelo de la DP fue presentado en una tesis de Doctorado [58] previa, de la cual se desprende el presente trabajo como su continuación. Cabe resaltar que los resultados fueron publicados en revista indizada y el modelo fue validado en el laboratorio, por esto el modelo es confiable de usar en esta investigación.

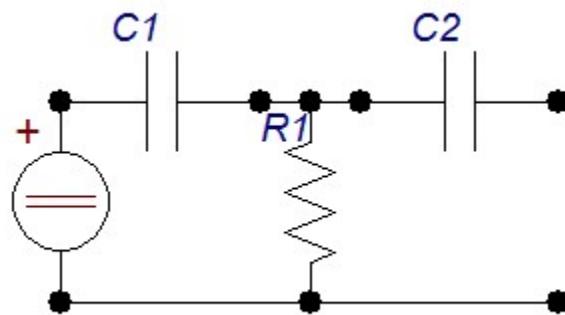


Figura 4.3 Modelado de Descarga Parcial en ATPDraw.

Tabla 4.3 Parámetros de la descarga parcial.

Parámetros	Valor
$R_1$	$2000 \Omega$
$C_1$	$300 \text{ } pF$
$C_2$	$5 \text{ } pF$

Los valores de la tabla 4.3 fueron calibrados para dar una descarga parcial de baja amplitud y frecuencia en el orden de los kHz.

Acoplando los dos modelos (figuras 4.2 y 4.3) se obtiene el siguiente diagrama:

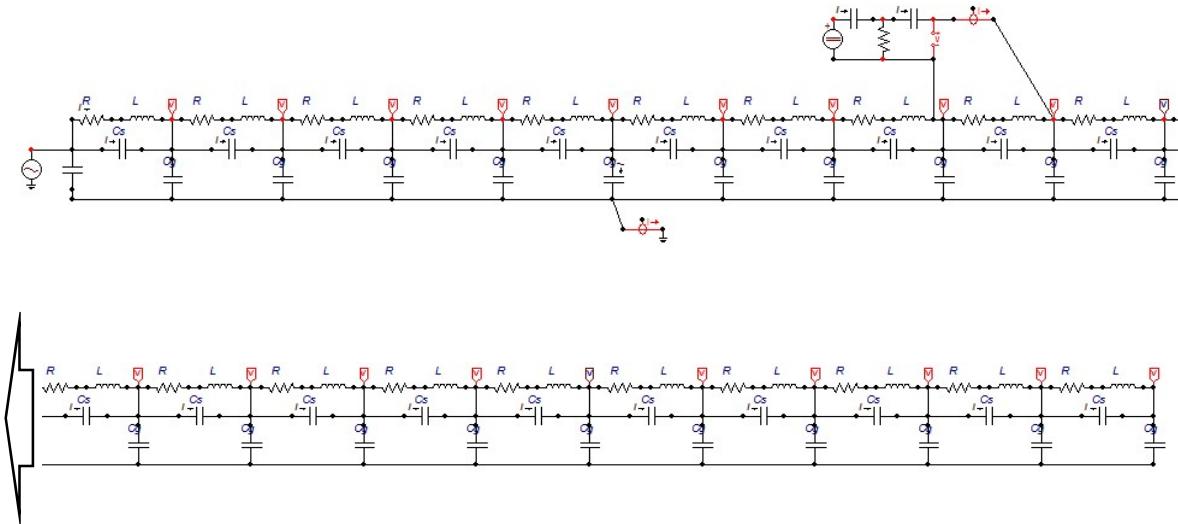


Figura 4.4 Descarga parcial inyectada entre secciones 8-9.

Los parámetros más importantes al calibrar un modelo para inyección de descarga parcial son amplitud del pico y duración de la descarga. A continuación, se muestra el pulso de corriente generado al inyectar la descarga parcial al transformador.

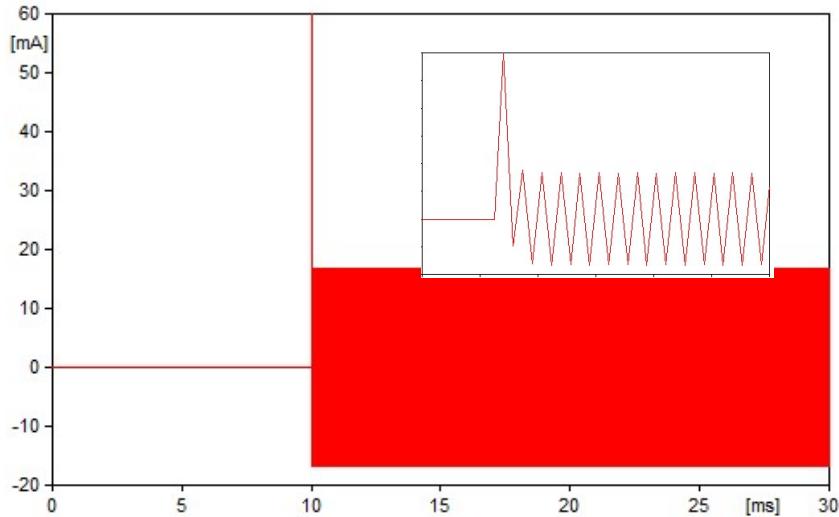


Figura 4.5 Pulso de corriente generado por la DP.

Como ya se había mencionado la descarga parcial es de gran rapidez y alta frecuencia, en la figura 4.5 se aprecia la amplitud del pico de corriente obteniendo los siguientes valores:

$$\text{Amplitud del pico} = 60 \text{ mA}$$

$$\text{Duración del pico} = 2.8 \mu\text{s}$$

Debido a la naturaleza de los modelos acoplados, cuando se inyecta dicha descarga parcial se crea una pequeña resonancia que se puede apreciar en la figura 4.5, dicha resonancia tiene una amplitud menor y frecuencia mayor a la descarga parcial, pudiendo afectar las mediciones.

Una descarga parcial rompe el sistema de aislamiento de manera momentánea, en la figura 4.6 se ilustra dicho concepto, también se aprecia su característica de la señal, antes de que ocurriera la descarga parcial, (antes de los 10 ms) la corriente entre secciones dos y tres es cero, esto debido a que no hay fuga de electrones de una sección a otra, cuando ocurre la descarga parcial la corriente entre secciones toma un valor pequeño (en este caso el pico es de 32  $\mu\text{A}$ ) que continúa hasta disminuir a cero y se restablece el dieléctrico de esa parte física del transformador. En el caso de que el dieléctrico no sea restablecido ya se

considera otro tipo de fenómeno porque una de las características de la descarga parcial es que su tiempo de acción es muy pequeño

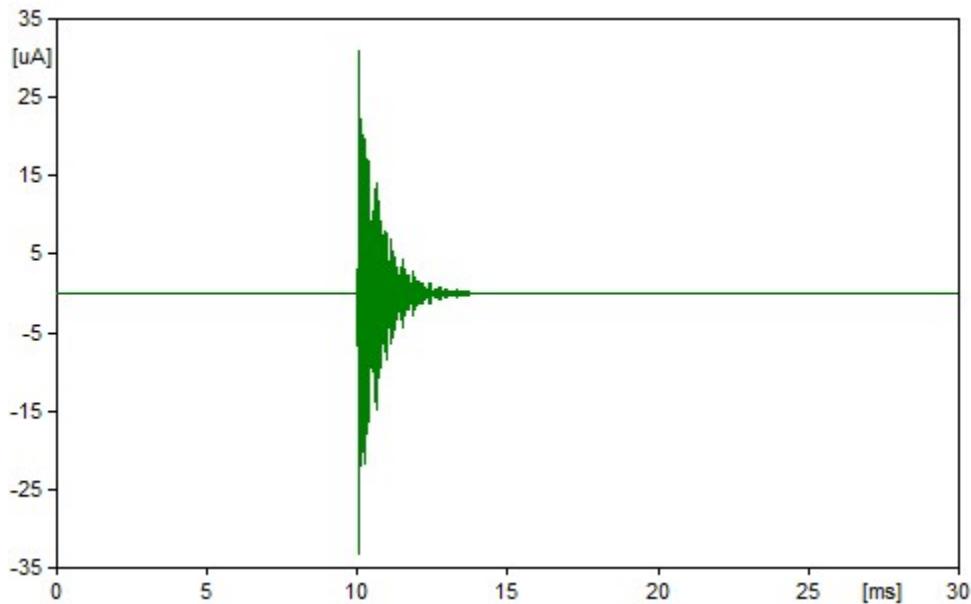


Figura 4.6 Corriente entre secciones 2 y 3.

### 4.3 Señales de prueba

Las señales para el caso de estudio se obtendrán de los voltajes de cada sección, ya que la respuesta del transformador a la descarga podrá verse en ambos niveles de voltajes. Por la respuesta del transformador se pueden tomar estas señales de voltaje como referencia y analizarlas para detectar la descarga parcial.

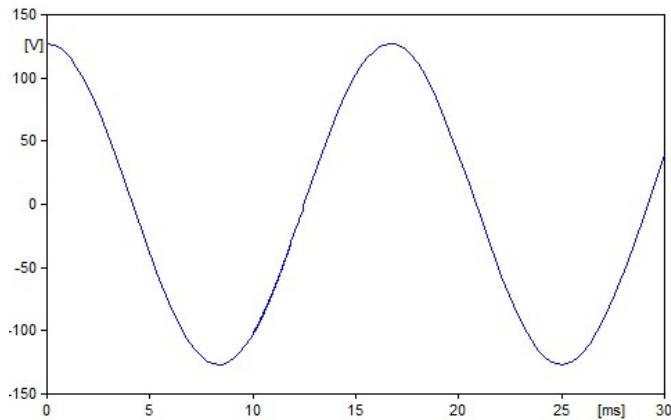


Figura 4.7 Respuesta del modelo una DP entre secciones 8 y 9 a los 10 ms.

El modelo de descarga parcial (figura 4.3) fue calibrado variando sus valores de voltaje de entrada, resistencia y capacitancia de modo que la amplitud de pico máxima registrada en las señales de voltaje no fuera mayor a 3%, como se ve en la figura 4.8 el fenómeno es muy pequeño y esto hace que sea difícil su detección. En la práctica, al analizar físicamente dicho fenómeno menor al 3%, existirán más señales que van a interferir en el sensor para registrar la señal, o bien crearan ruido y será más difícil analizar dicha señal proveniente del transformador.

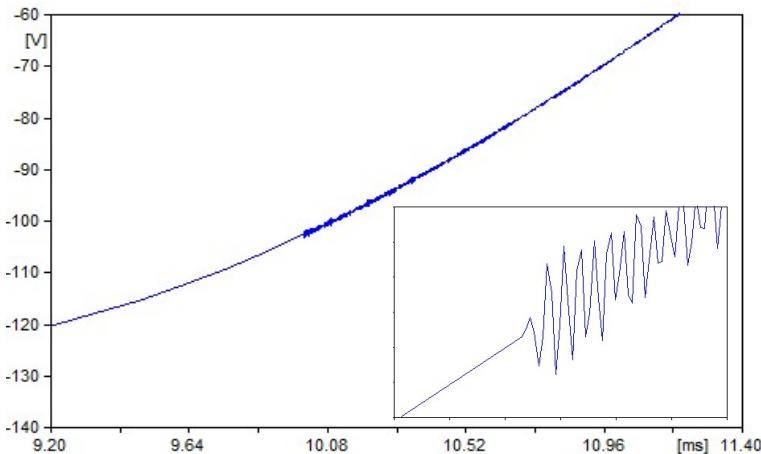


Figura 4.8 (ampliación) DP entre secciones 8 y 9 a los 10 ms.

Como se mencionó, el fenómeno causado por la DP tiene un valor de amplitud muy pequeño. En la figura 4.8 se aprecia de manera gráfica la frecuencia de la descarga parcial, y su respectivo cálculo se muestra a continuación:

$$\Delta T_{ciclo} = 4.3 \mu S$$

$$f_{DP} = 232.55 \text{ kHz}$$

La frecuencia de la descarga parcial es muy alta, y esto hace que sea difícil detectarla, para medir estos niveles de frecuencia se debe hacer con un equipo especial de laboratorio y en un ambiente controlado, ya que el ruido eléctrico u otras señales parasitas se manifiesta también en el orden de los cientos de kilo Hertz y pueden afectar las mediciones.

En este capítulo se mostró la señal de voltaje obtenido en la sección 7 para una descarga parcial entre las secciones 8 y 9, cabe resaltar que la descarga parcial puede presentarse en cualquiera de las 20 secciones, así también como se puede tomar la señal de prueba en cualquiera de estas secciones. En cualquiera de los casos anteriores, la DP será vista en las señales de prueba, así se logrará una detección de la DP.

# Capítulo 5

## Algoritmos de Detección para DPs en transformadores de potencia.

Se generaron tres nuevos algoritmos para la detección de la descarga parcial, un algoritmo principal (WCM) y dos algoritmos complementarios (STFT+NN y WT+NN), de manera que se pueda tener una comparación entre ellos y ver la eficiencia de cada uno. Los tres algoritmos son: Transformada de Tiempo Corto de Fourier trabajando conjunto a una red neuronal (STFT+NN), Transformada Wavelet trabajando conjunto a una red neuronal (WT+NN), y el tercer método y más importante, Modos de Correlación de Wavelet (WCM), los tres métodos se presentan a continuación.

## 5.1 Algoritmos

Como ya se ha mencionado en los capítulos anteriores, el objetivo principal de esta investigación es la detección de una descarga parcial en transformadores de potencia.

Si bien hablamos del transformador como un equipo físico, se debe tener otro equipo físico para lograr el sensado sus señales. Los algoritmos mencionados a continuación son programados y simulados en software de computadora. Al querer implementar dichos algoritmos de manera física un reto más aparece. Un algoritmo en general es una serie de pasos a seguir en un orden específico, así los algoritmos planteados son procesos matemáticos. Dichos algoritmos podrían programarse en algún equipo de protección eléctrica, ya sea una tarjeta lógica que cuente con las especificaciones necesarias para muestreo de la señal de entrada.

Dichos algoritmos serán off-line ya que al querer tomar una medida de voltaje solo podrá hacerse en un laboratorio con el equipo especializado.

## 5.2 Modos de Correlación de Wavelet

Este algoritmo se basa en la implementación del método Modos de Correlación de Wavelet (WCM por sus siglas en inglés) para la detección de la descarga parcial. Como apoyo para resolver estos métodos matemáticos se usará el software MatLab R2016a.

Los modos de correlación de wavelet están basados en la transformada Wavelet, pero tiene una mejora considerable. Así como en la WT se calculan el detalle (d) y escala (s) de todos los niveles de descomposición de la señal a través del filtro pasa altas y bajas, respectivamente. Una vez teniendo los vectores de descomposición se procede a calcular la matriz de correlación [49]

Si una señal  $f()$  con  $n$  términos se escala hasta un nivel de descomposición definido, producirá una matriz de correlación wavelet  $M(J+1,n)$ , esta matriz se analiza utilizando su matriz de correlación definida por [52]

$$Y = \frac{M \times M^T}{n} \quad (5.1)$$

Donde  $n$  es el número total de muestras. Por lo tanto, se tiene una matriz:  $Y(J+1,J+1)$  que contiene la información de frecuencia escalada de la señal. De esta manera, toda la información estará contenida en la matriz de correlación de wavelet, así como sus modos asociados con cada escala de frecuencia. Además, los modos están definidos por los valores propios de la matriz de correlación de wavelet de la siguiente manera [53]

$$Y_T = L \Lambda T \quad (5.2)$$

donde  $L$  y  $T$  son las matrices de eigenvectores izquierda y derecha, respectivamente, y  $\Lambda$  es la matriz diagonal de valores propios (eigenvalues).

$$\Lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_3 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_4 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_6 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_7 \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

Si se presenta un fenómeno transitorio, la descarga parcial produce cambios en la frecuencia, estos cambios modifican características en la matriz de wavelet que se pueden analizar utilizando los valores propios producidos por la matriz de correlación de wavelet, de modo que cada valor propio se asocia con el rango de frecuencia de las señales analizadas.

Para nuestro análisis después de 20 pruebas y estudio, se detectó que el tercer valor propio de la matriz de correlación es el que nos brinda la detección de la descarga parcial, como ya se había mencionado, todas las descargas parciales son de diferente frecuencia, para nuestro caso, se determinó que tan solo con analizar el tercer valor propio de la matriz de correlación se sabrá si existe descarga parcial.

Se inyectará una descarga parcial entre las secciones 6 y 7 en el modelo del transformador al tiempo de 15 ms, se muestra en la figura 5.1 la respuesta del modelo a dicha descarga parcial. Para detectar esta descarga, se pasará la señal de prueba que contiene el fenómeno causado por la DP en el algoritmo mencionado.

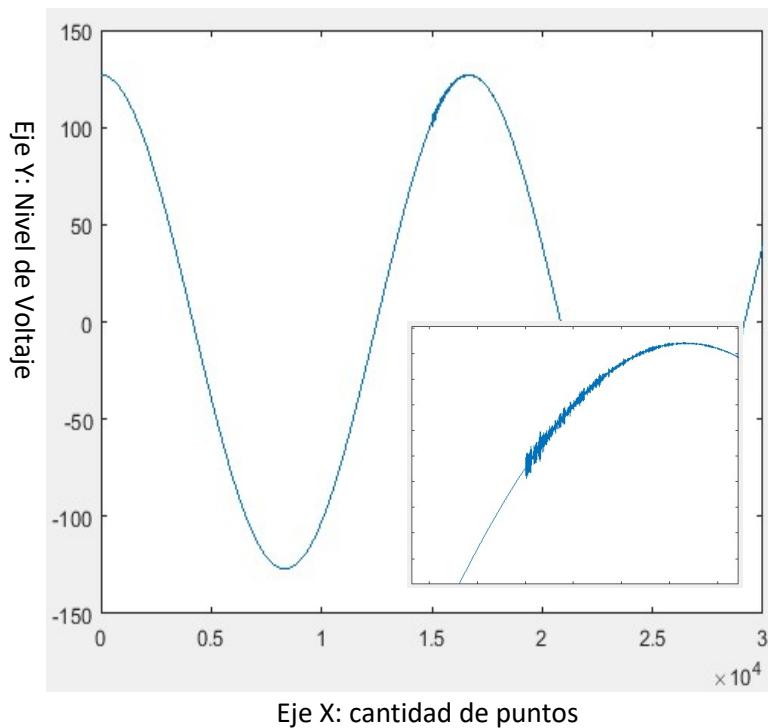


Figura 5.1 Respuesta del modelo a una DP a tiempo de 15ms.

En la tabla 5.1 se observa que en todos los niveles de descomposición se presentan algunas componentes de la señal, con estos vectores de descomposición se procede a obtener la matriz de correlación, después de esto se calculan los valores propios de dicha matriz. Se toma el tercer valor propio de la matriz de

correlación y se hace una comparación para determinar si hubo una descarga parcial.

Tabla 5.1 Matriz de descomposición para la WT.

Niveles de Descomposición						
1	2	3	4	5	6 (Escala)	6 (Detalle)
1.44885667	-32.9342325	-36.5297861	-18.0468682	109.737657	10.7902621	22.4652445
1.29354734	7.39712336	4.03329807	-6.29535044	54.0960272	0	0
0.09770562	-0.00345506	2.27325	76.2088802	0	0	0
-0.12047443	-0.11462932	-0.03483854	51.8882567	0	0	0
0.06230436	0.25210583	-0.0085069	0	0	0	0
0.06777282	0.45623486	-0.40677762	0	0	0	0
-0.25062744	0.49333397	50.1067221	0	0	0	0
0.4622107	0.25580409	36.7342328	0	0	0	0
-0.66039574	-0.18207674	0	0	0	0	0
0.78551239	-0.33781914	0	0	0	0	0
-0.78844119	-0.31588574	0	0	0	0	0
0.65383245	-0.17444467	0	0	0	0	0
-0.4036886	-0.06376123	0	0	0	0	0
0.09404772	-0.52850559	0	0	0	0	0
0.2019122	34.6024906	0	0	0	0	0
-0.42489292	26.0628071	0	0	0	0	0
0.54391749	0	0	0	0	0	0
-0.54765067	0	0	0	0	0	0
0.44266719	0	0	0	0	0	0
-0.26229906	0	0	0	0	0	0
0.06024891	0	0	0	0	0	0
0.1105991	0	0	0	0	0	0
-0.21259621	0	0	0	0	0	0
0.23023083	0	0	0	0	0	0
-0.17564189	0	0	0	0	0	0
0.0798376	0	0	0	0	0	0
0.02838961	0	0	0	0	0	0
-0.12715593	0	0	0	0	0	0
0.19114784	0	0	0	0	0	0
-0.197225	0	0	0	0	0	0
28.6256595	0	0	0	0	0	0
18.1055338	0	0	0	0	0	0

Finalmente, en la figura 5.2 se aprecia el diagrama de flujo mostrando cada paso del algoritmo creado (WCM) para la detección de la descarga parcial.

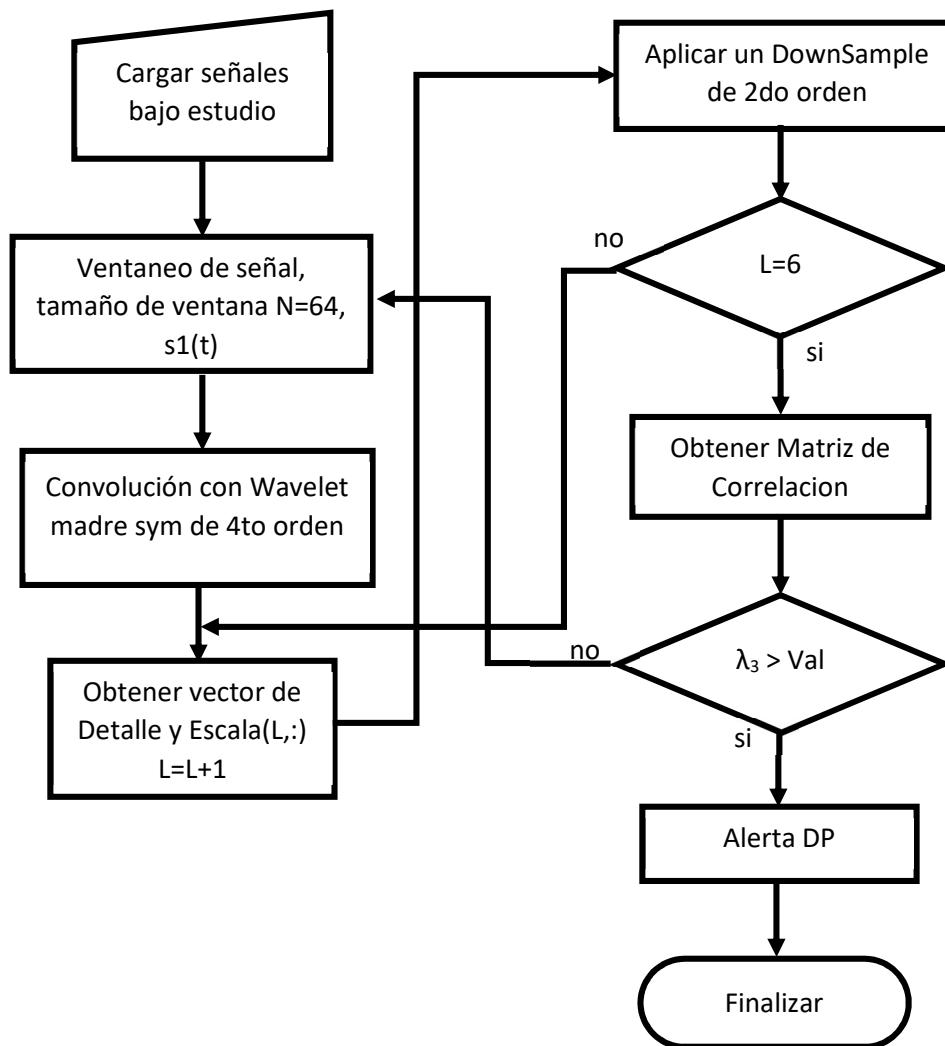


Figura 5.2 Algoritmo para detección de DP usando WCM.

En la tabla 5.2 y tabla 5.3 se observa el 3er valor propio de la matriz de correlación, se obtiene de forma precisa, por esto es más sencilla la detección de la descarga parcial. Debido a que, al presentarse una DP, la mayor parte de los componentes de frecuencia estarán en el 3er valor propio de la matriz de correlacion.

Tabla 5.2 3er Valor propio obtenido de matriz de correlación

	Tomada en sección	Señal analizada para detección de DP						
		3er Valor propio de la matriz de correlación						
		4	8	9	11	15	16	17
DP entre 6 y 7 a 15ms	4	0.0330	0.1008	0.1061	0.0948	6.3569	1.0890	0.0688
	6	0.0330	0.1008	0.1058	0.0948	18.0714	1.9836	0.1303
	9	0.0329	0.1008	0.1058	0.0948	13.4476	3.4094	0.0491
	12	0.0329	0.1008	0.1058	0.0948	2.1970	4.6061	0.3143
	17	0.0329	0.1008	0.1058	0.0948	8.0457	1.7006	0.3895
	20	0.0329	0.1008	0.1058	0.0950	9.1116	0.5522	0.0977

Tabla 5.3 3er Valor propio obtenido de matriz de correlación.

	Tomada en sección	Señal analizada para detección de DP					
		3er Valor propio de la matriz de correlación					
		5	10	15	20	21	25
DP entre 15 y 16 a 20ms	4	1.2904	0.3514	5.8000	16.9617	18.3134	2.1958
	6	1.2904	0.3514	6.1297	16.9821	18.8531	2.1958
	9	1.2904	0.3514	6.1081	16.9825	19.1164	2.1957
	12	1.2904	0.3514	6.1075	16.9825	19.1258	2.1958
	17	1.2905	0.3514	6.1094	16.9825	18.7961	2.1958
	20	1.2904	0.3514	5.9891	16.9820	18.5684	2.1959

Para dar solidez al algoritmo realizado (WCM), se hace una comparación con los métodos de procesamiento digital de señales tradicionales y que se han presentado con mayor frecuencia en la literatura científica al respecto, como son las Transformada Wavelet, y la Transformada de Fourier. En las dos secciones siguientes se exponen dichos casos.

## 5.3 Red neuronal con STFT

Este método se basa en la implementación del método Transformada de tiempo corto de Fourier (STFT por sus siglas en inglés) añadiendo una red neuronal de 2 capas como ayuda para la detección de la descarga parcial.

Para STFT, el análisis de la señal se basa en una ventana de análisis deslizante fija de corto tiempo [47], que muestra las características de frecuencia instantánea de una señal. Y el espectro STFT de la señal  $x(n)$  es:

$$X(m, k) = \sum_m h(m - n)x(n)e^{(-j\frac{2\pi nk}{N})} \quad (5.4)$$

Donde  $m$  es el número de muestra de tiempo,  $k$  es el número de muestra de frecuencia,  $N$  es el número de muestras de frecuencia total y  $h$  es la longitud de la ventana [51].

Se inyectará una descarga parcial entre las secciones 2 y 3 en el modelo del transformador al tiempo de 7 ms, se muestra en la figura 5.3 la respuesta del modelo a dicha descarga parcial. Para detectar esta descarga, se tomará la señal de prueba para este caso.

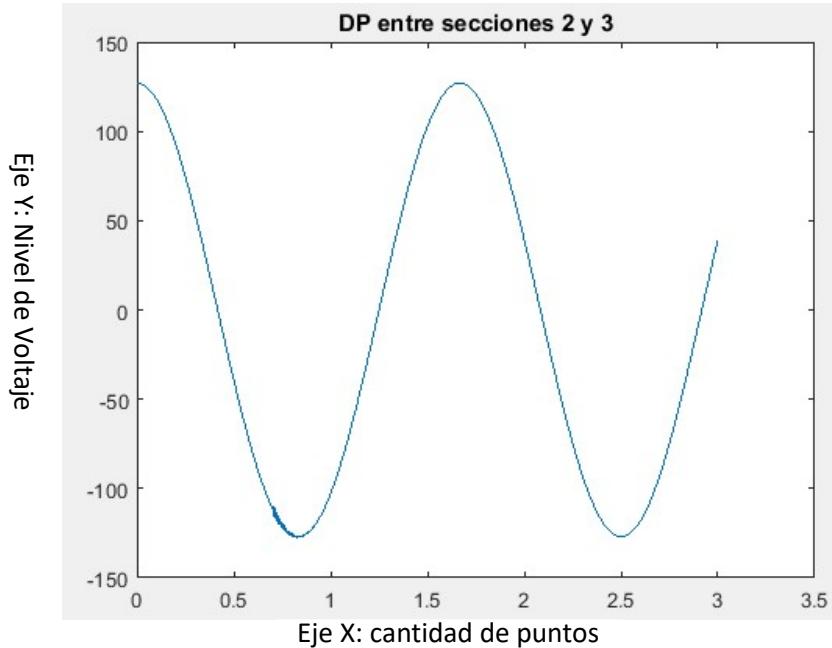


Figura 5.3 Respuesta del modelo a una DP a tiempo de 7ms

Posteriormente se aplicará un ventaneo de 64 muestras por ventana a la anterior señal, una vez obtenido el ventaneo, con ayuda de la ventana Hamming (de igual cantidad 64 muestras) se multiplicará punto a punto con el fin de atenuar los valores de los extremos de las ventanas.

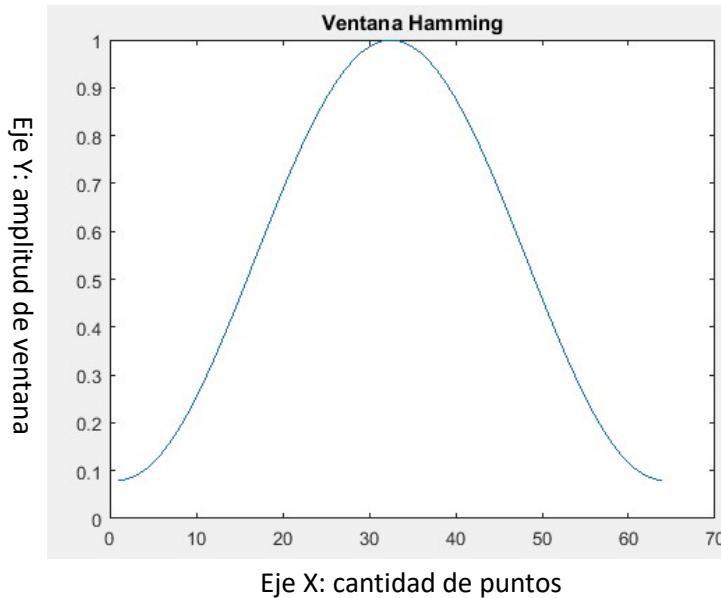


Figura 5.4 Ventana Hamming generada por comando de MatLab[55]

Una vez resuelta la multiplicación con la ventana Hamming, pasará al cálculo de la transformada de tiempo corto de Fourier (ecuación 5.4), después la señal se dividirá en 10 secciones, para cada una de estas secciones se obtendrá la energía (*Teorema de Parseval*). Como es muestra a continuación:

*“El promedio o valor medio de una señal cualquiera  $f(t)$  en un periodo dado ( $T$ ) se puede calcular como la altura de un rectángulo que tenga la misma área que el área bajo la curva de  $f(t)$ . Si la función periódica  $f(t)$  representa una señal de voltaje o corriente, la potencia promedio entregada estaría definida por:”*

$$\text{Parseval} = \frac{1}{T} \int_{T/2}^{T/2} [f(t)]^2 dt \quad (5.5)$$

En la tabla 5.4 están los valores de las 10 secciones por ventana de muestreo, en azul resaltan las ventanas que detectan la DP (ventanas 3 y 4) las demás ventanas no detectan la descarga parcial porque o no había ocurrido o ya la DP se extinguió. En dicha tabla se ven los valores de las ventanas que no detectan, pero se aprecia que la naturaleza de los valores es similar, en algunos casos los

valores numéricos son casi iguales, debido a esto y para dar confiabilidad al algoritmo, se implementará una red neuronal que garantice la correcta discriminación de los casos en los que no ocurre la DP

Tabla 5.4 10 Secciones por cada señal analizada

DP en t=7 ms						
Señal analizada para detección de DP						
1	2	3	4	5	6	7
6195.39594	6195.28521	6049.96417	578.637767	342.0214455	342.02016	342.018869
1.04E-06	1.04E-06	0.13447249	0.2132842	5.92E-08	5.91E-08	5.91E-08
9.80E-08	9.79E-08	0.0476939	0.06888077	5.59E-09	5.54E-09	5.54E-09
2.26E-08	2.26E-08	0.02580098	0.03543862	1.20E-09	1.26E-09	1.26E-09
7.53E-09	7.52E-09	0.01567562	0.02245778	1.15E-09	4.06E-10	4.06E-10
3.03E-09	3.03E-09	0.01040774	0.01441904	4.59E-09	1.56E-10	1.56E-10
1.36E-09	1.36E-09	0.00780899	0.00812792	3.86E-10	6.39E-11	6.39E-11
6.51E-10	6.47E-10	0.00653128	0.0065328	4.33E-11	2.52E-11	2.53E-11
3.32E-10	3.30E-10	0.0058872	0.00588674	2.56E-11	8.18E-12	8.19E-12
2.07E-10	2.04E-10	0.00559351	0.00559307	1.76E-11	1.51E-12	1.52E-12

Para la red neuronal se tiene la ecuación 5.6, que pertenece a la función de una neurona, debido a la complejidad del problema a analizar se tomara como apoyo un comando llamada *nntool* dentro del programa *MatLab*, donde se entrena la Red Neuronal con diferentes señales de casos de Descargas Parciales

$$a_n^L = \left[ \sigma \left( \sum_m \theta_{nm}^L \left[ \dots \left[ \sigma \left( \sum_j \theta_{kj}^2 \left[ \sigma \left( \sum_i \theta_{ji}^1 x_i + b_j^1 \right) \right] + b_k^2 \right) \right] \dots \right]_m + b_n^L \right) \right]_n \quad (5.6)$$

Para profundizar en la teoría de las redes neuronales, se recomienda apoyarse en la Ref [60].

Se debe obtener la energía y así mismo estas secciones independientes serán los valores la entrada de la Red neuronal para su procesamiento.

La red neuronal implementada para ayudar a la detección de la DP mencionada, puede verse en la figura 5.5.

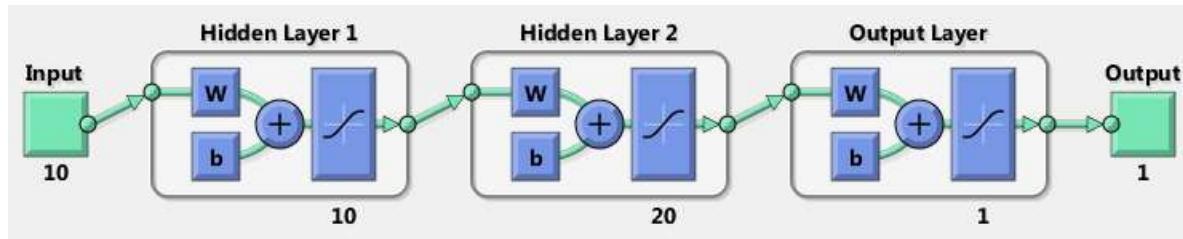


Figura 5.5 Red neuronal para STFT implementado en el Software MatLab.[55]

La Red Neuronal tiene dos capas de neuronas, la primera de 10 neuronas y la segunda capa de 20 neuronas, el motivo de elegir esta configuración de la red se debe a que se hicieron muchas pruebas de diferentes configuraciones y esta dio un mejor desempeño. Para entrenar la red se realizaron las simulaciones necesarias para obtener aproximadamente 500 señales de diferentes casos de descargas parciales.

En la figura 5.5 muestra que la Red neuronal para ese método solo tiene una salida, solamente nos interesa que detecte la descarga parcial, con el fin de simplificar el uso de la red neuronal, se configuro de manera que solo de a la salida 1 ó 0 para los casos de detección de DP o no presencia de DP, respectivamente.

Finalmente, en la figura 5.6 se aprecia el diagrama de flujo mostrando cada paso del algoritmo creado (STFT+NN) para la detección de la descarga parcial.

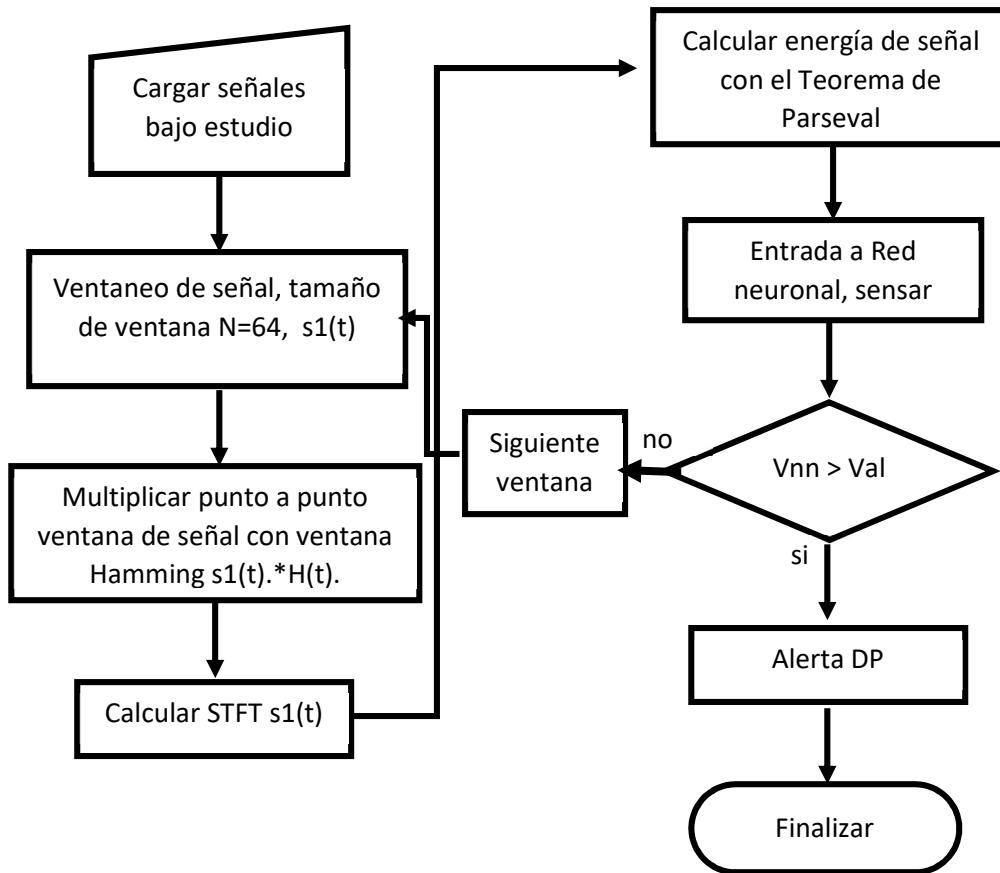


Figura 5.6 Algoritmo para detección de DP usando STFT.

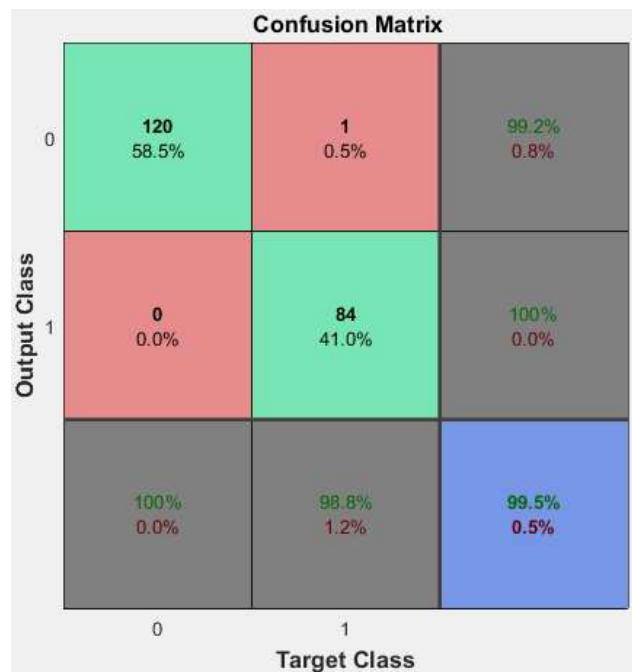


Figura 5.7 Matriz de confusión de la Red neuronal

Para el caso de verificar la red neuronal se calculó su matriz de confusión, en la figura 5.7 se muestra la matriz de confusión, es posible extraer el porcentaje de errores para 205 pruebas.

Esta red neuronal tiene un porcentaje de aciertos de 95%, lo cual para este tipo de fenómenos es muy alto, el porcentaje de fallas o casos que no detecta bien o que pueden ser confundidos es de 0.05

## 5.4 Red neuronal con WT

Este método se basa en la implementación del método Transformada Wavelet (WT por sus siglas en inglés) añadiendo una red neuronal de 3 capas como ayuda para la detección de la descarga parcial.

La transformada Wavelet es muy útil para procesar señales y esta poderosa técnica es capaz de proporcionar información de tiempo-frecuencia sobre señales en aplicaciones específicas. WT tiene una versión continua definida por [48]:

$$WT(a, b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{\infty} t(t) \psi^* \left( \frac{t-b}{a} \right) dt \quad (5.7)$$

Donde  $a$  es el parámetro de escala con respecto a la frecuencia,  $b$  es el parámetro de relación en el tiempo a la señal  $f(t)$  y  $\psi$  es la wavelet madre elegida.

Para profundizar en la Transformada Wavelet, véase [59].

Se inyectará una descarga parcial entre las secciones 2 y 3 en el modelo del transformador al tiempo de 7 ms, se muestra en la figura 5.3 la respuesta del modelo a dicha descarga parcial. Para detectar esta descarga, se tomará la señal de prueba.

Posteriormente se aplicará un ventaneo de 64 muestras por ventana a la anterior señal, una vez obtenido el ventaneo, se hará una convolución de la señal ventaneada con el filtro symlet de 4to orden que se muestra en la figura 5.8.

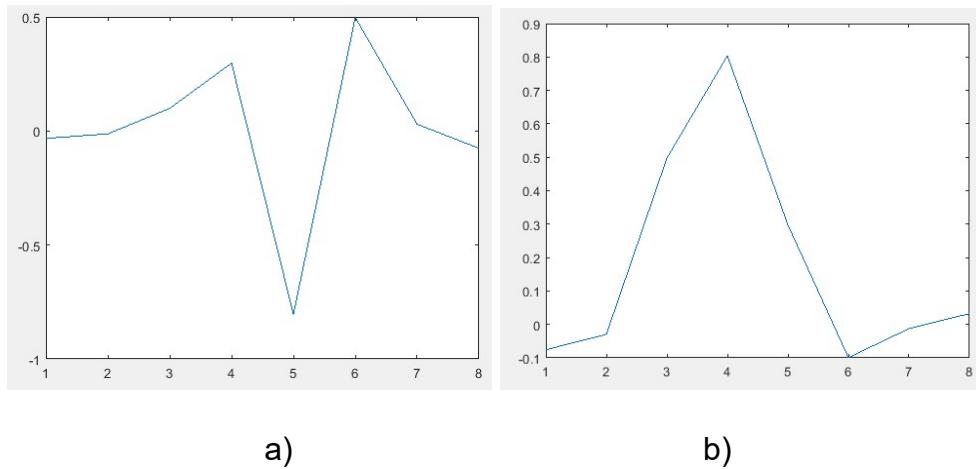


Figura 5.8 Filtro de descomposición a) pasa altas, b) pasa bajas.

Tabla 5.5 Valores de filtros para *Detalle* y *Escala*

Coeficientes para generación de filtros para descomposición	
Filtro Pasa bajas	Filtro Pasa altas
-0.07576571478927333	-0.0322231006040427
-0.02963552764599851	-0.012603967262037833
0.49761866763201545	0.09921954357684722
0.8037387518059161	0.29785779560527736
0.29785779560527736	-0.8037387518059161
-0.09921954357684722	0.49761866763201545
-0.012603967262037833	0.02963552764599851
0.0322231006040427	-0.07576571478927333

Una vez obtenidos los valores de Detalle y escala para cada nivel de descomposición se obtendrá la energía (Teorema de Parseval)

En la tabla 5.6 están los valores de los 7 niveles de descomposición por ventana de muestreo, en azul resaltan las ventanas que detectan la DP (ventanas 5, 6 y 9) las demás ventanas no detectan la descarga parcial porque o no había ocurrido o ya es un tiempo lejano que la DP se extinguió. En dicha tabla se ven los valores de las ventanas que no detectan, pero se aprecia que la naturaleza de los

valores es similar, en algunos casos los valores numéricos son casi iguales, debido a este problema se justifica la implementación de la red neuronal que facilita la discriminación de los casos en los que no ocurre la DP.

Tabla 5.6 Valores de cada señal analizada.

Señal analizada para detección de DP							
2	3	5	6	8	9	11	
4.09E-02	2.49E-03	4.24E+02	4.24E+02	5.71E-02	4.24E+02	8.79E-01	
8.28E-01	5.72E-02	2.98E+03	2.97E+03	9.37E-01	9.84E+02	7.45E-01	
5.79E+00	2.17E-01	7.14E+02	5.70E+03	5.90E+00	5.16E+03	6.29E+00	
2.04E+01	1.17E+00	7.93E+03	4.04E+03	1.96E+01	1.08E+04	1.86E+01	
1.35E+02	2.52E+01	1.67E+04	9.78E+03	9.47E+01	2.27E+04	9.17E+01	
2.39E+03	1.26E+03	4.20E+04	4.63E+04	7.99E+02	3.31E+03	7.31E+02	
9.71E+06	1.00E+07	3.74E+06	5.13E+06	3.58E+05	5.39E+06	3.43E+05	

Para la red neuronal tenemos la ecuación 5.5, que pertenece a la función de una neurona, debido a la complejidad del problema a analizar se tomara como apoyo un comando llamada *nntool* dentro del programa *MatLab*, donde se entrena la Red Neuronal con diferentes casos de Descargas Parciales.

Para profundizar en la teoría de las redes neuronales, se recomienda apoyarse en la Ref [60].

La red neuronal implementada para ayudar a la detección de la DP mencionada, puede verse en la figura 5.9.

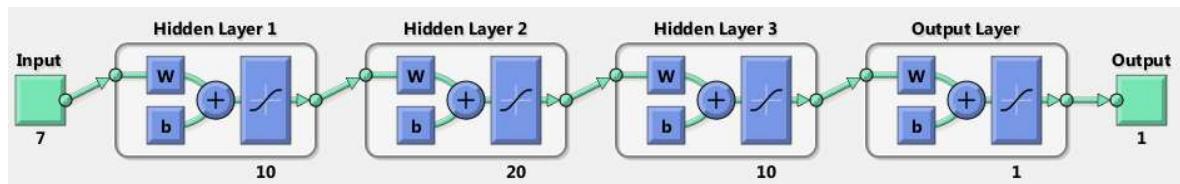


Figura 5.9 Red neuronal para WT implementado en el Software MatLab. [55]

La Red Neuronal tiene tres capas de neuronas, la primera de 10 neuronas, la segunda capa de 20 neuronas y la tercera capa de 10 neuronas, el motivo de elegir esta configuración de la red se debe a que se hicieron muchas pruebas de diferentes configuraciones y esta dio un mejor desempeño. Para entrenar la red se realizaron las simulaciones necesarias para obtener aproximadamente 400 señales de diferentes casos de descargas parciales.

Finalmente, en la figura 5.10 se aprecia el diagrama de flujo mostrando cada paso del algoritmo creado (WT+NN) para la detección de la descarga parcial.

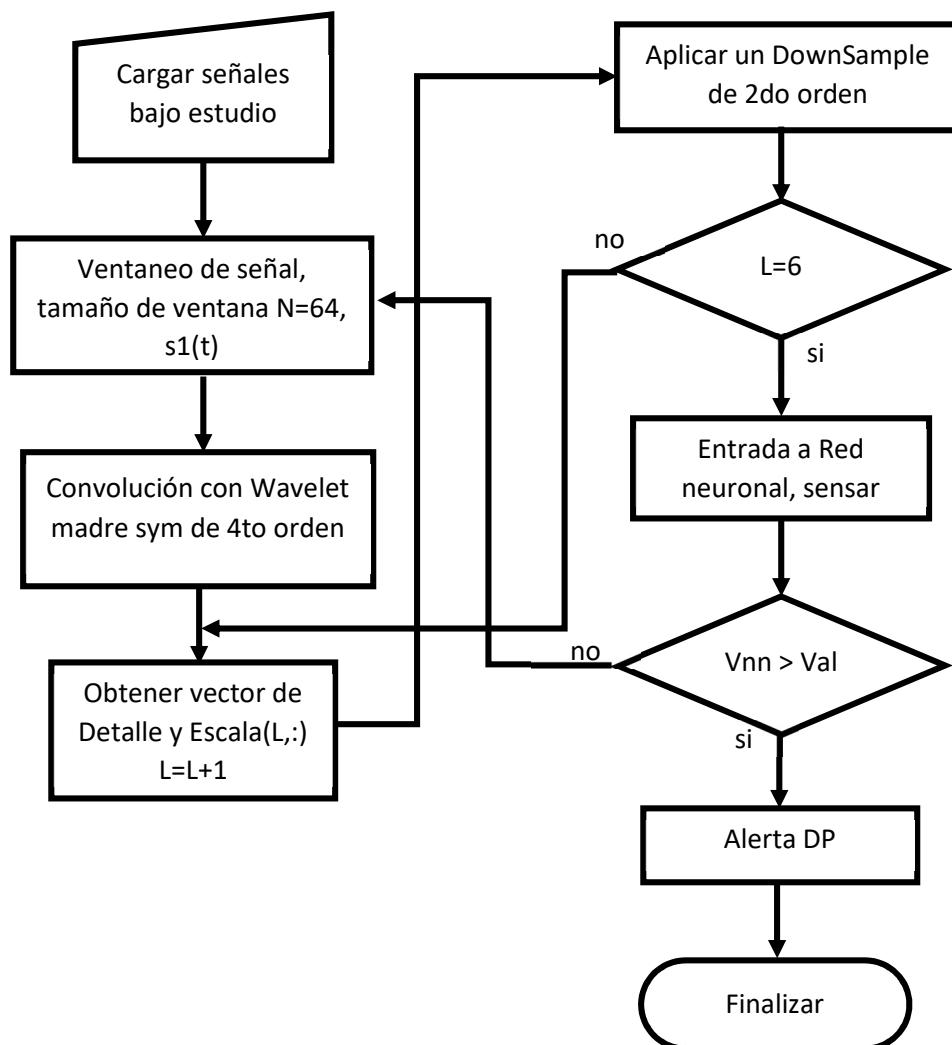


Figura 5.10 Algoritmo para detección de DP usando WT.

En la tabla 5.5 están los valores de los 7 niveles de descomposición por ventana de muestreo, en azul resaltan las ventanas que detectan la DP (ventanas 5, 6, 9) las demás ventanas no detectan la descarga parcial porque o no había ocurrido o ya es un tiempo lejano que la DP se extinguió. En dicha tabla se ven los valores de las ventanas que no detectan, pero se aprecia que la naturaleza de los valores es similar, en algunos casos los valores numéricos son casi iguales, debido a este problema se justifica la implementación de la red neuronal que facilita la discriminación de los casos en los que no ocurre la DP.

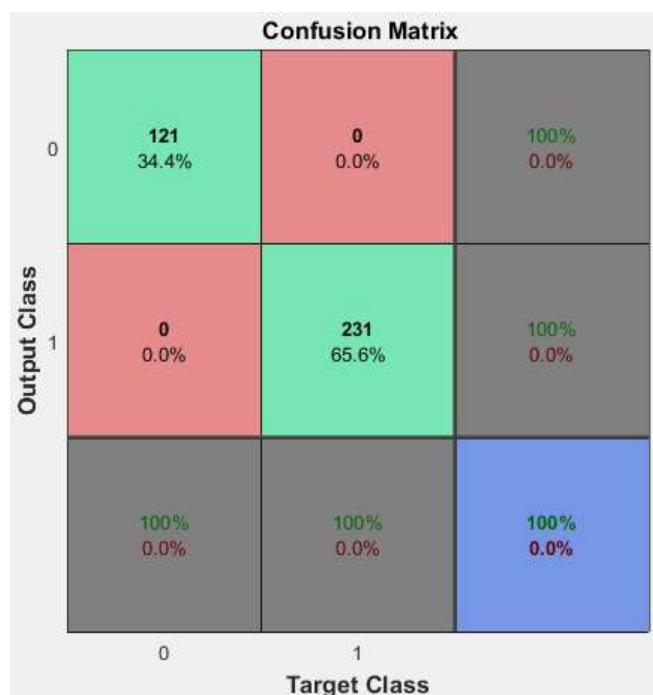


Figura 5.11 Matriz de confusión de la Red neuronal.

Para el caso de verificar la red neuronal se calculó su matriz de confusión, en la figura 5.11 se muestra la matriz de confusión que hace notar el porcentaje de errores para 352 pruebas. Con esta red neuronal y las pruebas realizadas se obtuvo un índice de detección en el 100% de los casos.

## 5.5 Análisis de resultados

Una vez los tres algoritmos fueron resueltos, se observó que para los dos métodos complementarios (WT y STFT) fue necesario agregar un método de extracción extra, en este caso la red neuronal porque los dos métodos por sí solos no entregan resultados determinantes para detectar la descarga parcial.

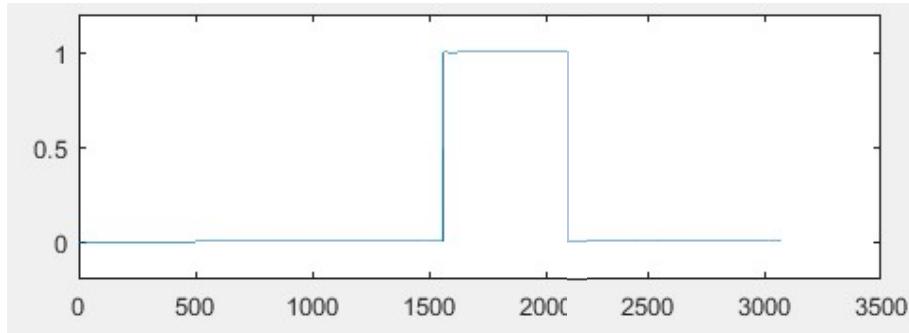


Figura 5.12 Salida de algoritmo para WCM. [55]

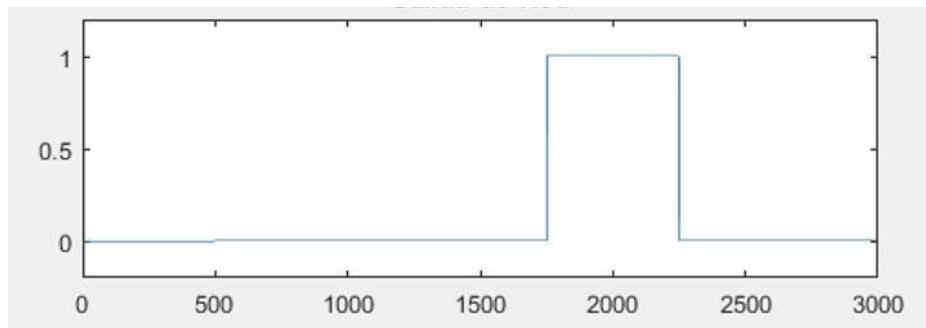


Figura 5.13 Salida de Red neuronal para WT. [55]

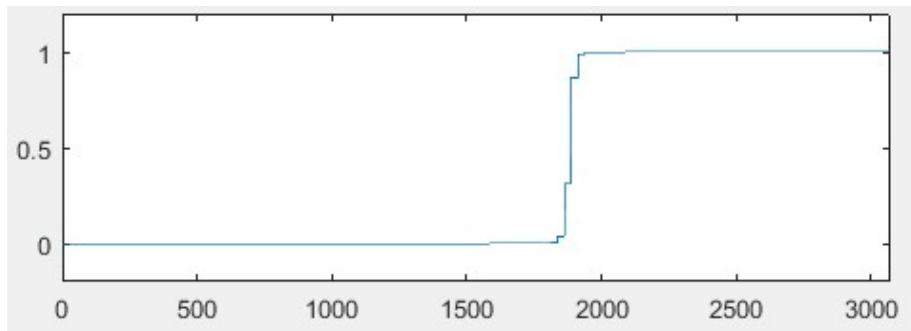


Figura 5.14 Salida de Red neuronal para STFT. [55]

Ante la misma DP, cabe resaltar que los tres algoritmos fueron probados en paralelo, con el objetivo de lograr una mejor comparacion entre ellos, se tienen las siguientes consideraciones:

- WCM detecta más rápido la señal de DP, en pocas palabras, el método es más eficiente. Se puede aplicar a todos los casos, detectando correctamente.
- WT+NN tarda un poco mas de tiempo en detectar la DP, pero la salida de la red neuronal es más exacta.
- STFT+NN es el algoritmo más tardado, además que presenta un error en la detección, porque ya no está presente la DP, y la red neuronal ve un falso positivo.

# Capítulo 6

## Conclusiones

A continuación, se presentarán las conclusiones de esta investigación, así como aportaciones y futuros trabajos o mejoras que se podrían añadir en una segunda etapa a este trabajo.

## 6.1 Conclusiones

Se realizó un estudio del comportamiento de las descargas parciales en devanados de transformadores. Fue necesario realizar una comparación entre los diferentes modelos de los transformadores y a partir de allí se determinó el que debía ser usado en este trabajo. Finalmente se optó por un modelo de parámetros concentrados.

Se implementó una técnica nueva llamada Modos de Correlación Wavelet, la cual trabaja con la matriz previa a los coeficientes de detalle. Por ello, se pudo obtener información precisa al evitar un manejo extra de la señal. Para el caso particular analizado, los Modos de Correlación Wavelet, en una descomposición de 6 niveles, el 3er valor propio de la matriz de correlación es suficiente para detectar la descarga parcial. Además, usando una comparación entre el valor promedio de la ventana anterior y la siguiente de la ocurrencia de la DP, se distingue entre falla de espira a tierra y Descarga Parcial.

Se usaron dos métodos ampliamente explorados en la literatura, el primero basado en la transformada de Fourier y el segundo basado en la Transformada Wavelet. Esto para verificar el algoritmo propuesto, con Modos de Correlación Wavelet, verificar su desempeño y hacer una comparación con las metodologías existente. Tanto en el método de Fourier como en el de Transformada Wavelet, los valores que brindan tienen varianza que no es determinante para la detección del fenómeno, debido a esto fue necesario agregar la Red Neuronal para la detección de la DP. A partir de esta adecuación, con la red implementada, ambos métodos detectan la DP correctamente.

Se presentaron 3 algoritmos de detección de Descargas Parciales, si bien el método de Correlación Wavelet es suficiente para detectar dicho fenómeno eficientemente, al hacer el análisis con las técnicas más usadas en la literatura científica se determinó que para dar confiabilidad a la técnica. Se recomienda explorar la opción de que trabajan en paralelo.

## 6.2 Aportaciones

El mayor aporte de esta investigación es el nuevo algoritmo para la detección de la DP mediante los Modos de Correlación de Wavelet, pero cabe resaltar que se avanzó en las técnicas existentes. Se crearon además otros dos algoritmos complementarios que, si bien no dan un aporte, respaldan lo obtenido con los Modos de Correlación de Wavelet.

Finalmente, se puede añadir que los tres algoritmos presentados muestran resultados de importancia, ya que los tres resolvieron el problema de manera efectiva. Las tres soluciones presentadas pueden ser usadas simultáneamente, la implementación de este proceso se deja como por explorar.

## 6.3 Trabajos futuros

Todos los sistemas deben de ser actualizados constantemente para seguir siendo confiables, porque cada vez se presentan más dificultades para la solución de problemas. Un reto extra es la adición de señales con ruido, de baja amplitud, a la descarga parcial.

Del algoritmo de detección de descargas parciales, se puede explorar la posibilidad de brindar solidez a partir del uso en diferentes tipos de devanado de transformador. Es decir, extraer señales de DP de diferentes modelos y comprobar y/o calibrar el algoritmo para detectarlas. También se recomienda explorar diversas formas de modelar la DP y probar la eficiencia de los algoritmos propuestos ante estas nuevas señales.

# Bibliografía

- [1] Th. V. Craenenbroeck, H. De Herdt, J. De Ceuster, J. P. Marly, D. Van Dommelen, and R. Belmans. Detailed study of fast transient phenomena in transformers and substations leading to an improved system design. In 15th Int. Conf. Electr. Distrib., pages 1–6, Nice, France, 1999.
- [2] Working Group D1.33. High-voltage on-site testing with partial discharge measurement. Technical Report June, CIGRE, 2012.
- [3] M. Chiampi, G. Crotti, Y. Hu, and A. Sardi. Development and application of a programmable partial discharge calibrator. *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, 58(4):768–774, 2009.
- [4] M.A. Eldery, T.K. Abdel-Galil, E.F. El-Saadany, M.M.A. Salama, Identification of partial discharge locations in transformer winding using psd estimation, *IEEE Transactions on Power Delivery* 21 (2) (2006) 1022–1023.
- [5] V. Jeyabalan, S. Usa, Statistical techniques for partial-discharge location in transformer windings, *IEEE Transactions on Power Delivery* 26 (3) (2011) 2064–2065.
- [6] F.H. Kreuger. *Partial Discharge Detection in High-Voltage Equipment*. Butterworth, Londres, 1989.
- [7] Phung, B. T. Computer-based partial discharge detection and characterisation. Tesis Doctoral, University of New South Wales, 1997.

[8] J. Lopez-Roldan, T. Tang y M. Gaskin. Optimization of a sensor for onsite detection of partial discharges in power transformers by the UHF method. *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, tomo 15(6): 1634 1639, 2008

[9] G. Paoletti y A. Golubev. Partial discharge theory and technologies related to medium-voltage electrical equipment. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, tomo 37(1): 90 103, 2001.

[10] H. Okubo, N. Hayakawa y G. Montanari. Technical Development on Partial Discharge Measurement and Electrical Insulation Techniques for Low Voltage Motors Driven by Voltage Inverters. *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, tomo 14(6): 1516 1530, 2007.

[11] IEC 60270: 2000: HV test techniques – Partial discharge measurements

[12] R. Bartnikas. Partial discharges their mechanism, detection and measurement. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, 9(5):763–808, 2002.

[13] Shintemirov Almas, Tang Wenhua, Wu Q. H. Modeling of a Power Transformer Winding for Deformation Detection Based on Frequency Response Analysis. *Proceedings of the 26th Chinese Control Conference*. China 2007

[14] T.Y. Ji, W.H. Tang, Q.H. Wu. Partial discharge location using a hybrid transformer winding model with morphology-based noise removal. *Electric Power Systems Research* 101 (2013) 9–16

[15] James H. Harlow. *Electric Power Transformer Engineering*. CRC Press LCC, 2004.

[16] M. Homaei, S. M. Moosavian, and H. A. Illias. Partial discharge localization in power transformers using neuro-fuzzy technique. *IEEE Trans. Power Deliv.*, 29(5):2066–2076, 2014.

[17] A. M. Jafari and A. Akbari. Partial discharge localization in transformer windings using multiconductor transmission line model. *Electr. Power Syst. Res.*, 78(6):1028–1037, June 2008.

[18] E. Kuffel, W. S. Zaengl, and J. Kuffel. High-Voltage Engineering. Butterworth-Heinemann, 2 edition, 2000.

[19] Naidu M., Kamaraju V., "High Voltage Engineering", McGraw-Hill, USA, 1996

[20] "Induced Voltage Test", IEEE Standard C57.12.90, 1999

[21] "Dielectric Test", IEEE Standard C57.12.90, 1999

[22] IEEE Std C57.113. IEEE Guide for partial discharge measurement in liquid-filled power transformers and shunt reactors, 1988.

[23] C. L. Wadhwa. High Voltage Engineering. New Age International, 2 edition, January 2007.

[24] "High voltage test techniques-Part 3: Definitions and requirements for on-sites test", IEC Standard 60076-3, 2000.

[25] "Induce AC voltage test", IEC Standard 60076, 2000

[26] P. Verma, M. Roy, A. Verma, and V. Bhanot. Assessment of transformer insulation system by evaluating partial discharge and dissolved gas analysis. *J. Sci. Ind. Res.*, 64:262–267, 2005.

[27] Guide for samplig and analysis of free and disolved gases and oil from oil-filled electrical equipment. IS (Bureau of Indian Standard) 9434

[28] Fallou B, Detection of and research for the characteristics of an incipient fault from analysis of dissolved gases in the oil of an insulation. *Electra*, 42(1975) 30-51

[29] A. Abu-Siada. Correlation of furan concentration and spectral response of transformer oilusing expert systems. *IET Sci. Meas. Technol.*, 5(5):183–188, September 2011.

[30] T. Boczar, S. Borucki, A. Cichon, and D. Zmarzly. Application possibilities of artificial neural networks for recognizing partial discharges measured by the acoustic emission method. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, 16(1):214–223, February 2009.

[31] S. M. Markalous, S. Tenbohlen, and K. Feser. Detection and location of partial discharges in power transformers using acoustic and electromagnetic signals. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, 15(6):1576–1583, 2008.

[32] T. Boczar and D. Zmarzly. Application of wavelet analysis to acoustic emission pulses generated by partial discharges. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, 11(3):433–449, 2004.

[33] S. Karmakar, N. K. Roy, and P. Kumbhakar. Detection of partial discharges using optoelectronic method. In *Int. Conf. Opt. Photonics*, pages 1–4, Chandigarh, India, 2009.

[34] S. Biswas, C. Koley, B. Chatterjee, and S. Chakravorti. A methodology for identification and localization of partial discharge sources using optical sensors. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, 19(1):18–28, February 2012.

[35] H. Lamela-Rivera, C. Macia-Sanahuja, and J. A. Garcia-Souto. Detection and wavelet analysis of partial discharges using an optical fibre interferometric sensor for high-power transformers. *J. Opt. A Pure Appl. Opt.*, 5(1):66–72, January 2003.

[36] Alison K. Lazarevich. Partial discharge detection and localization in high voltage transformers using an optical acoustic sensor. PhD thesis, Virginia Polytechnic Institute and State University, 2003.

[37] Z. Tang, C. Li, X. Cheng, W. Wang, J. Li, and Jun Li. Partial discharge location in power transformers using wideband RF detection. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, 13(6):1193–1199, December 2006.

[38] J. Lopez-Roldan, T. Tang, and M. Gaskin. Optimisation of a sensor for onsite detection of partial discharges in power transformers by the UHF method. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, 15(6):1634–1639, 2008.

[39] R. E. James, B. T. Phung, and Q. Su. Application of digital filtering techniques to the determination of partial discharge location in transformers. *IEEE Trans. Electr. Insul.*, 24(4):657–668, 1989.

[40] Juan A. Martinez-Velasco. Power System Transients: Parameter Determination. CRC Press, October 2009.

[41] Daniel Guillen, Gina Idarraga-Ospinaa, Enrique Mombello. Partial discharge location in power transformer windings using the wavelet Laplace function. *Electric Power Systems Research* 111 (2014) 71–77

[42] A.M. Jafari, A. Akbari, Partial discharge localization in transformer windings using multi-conductor transmission line model, *Electric Power Systems Research* 78 (2008) 1028–1037.

[43] L. Satish, K. Subrat, Sahoo, Locating faults in a transformer winding: an experimental study, *Electric Power Systems Research* 79 (2009) 89–97.

[44] A. Abu-Siada, N. Hashemnia, S. Islam, A.S. Mohammad, Masoum, Understanding power transformer frequency response analysis signatures, *IEEE Electrical Insulation Magazine* 29 (3) (2013) 48–56.

[45] C. Gao, L. Yu, Y. Xu, W. Wang, S. Wang and P. Wang, "Partial Discharge Localization Inside Transformer Windings via Fiber-Optic Acoustic Sensor Array," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 4, pp. 1251-1260, Aug. 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2880230.

[46] R. Sarathi, I. P. Merin Sheema and V. Subramanian, "Propagation of partial discharge signals and the location of partial discharge occurrences," *2013 IEEE 8th International Conference on Industrial and Information Systems*, Peradeniya, 2013, pp. 92-95, doi: 10.1109/ICIInfS.2013.6731961.

[47] Y. Zhao, Z. Zou, L. Wu and Y. Li, "Frequency Detection Algorithm for Frequency Diversity Signal Based on STFT," *2015 Fifth International Conference on Instrumentation and Measurement, Computer, Communication and Control (IMCCC)*, Qinhuangdao, 2015, pp. 790-793, doi: 10.1109/IMCCC.2015.173.

[48] Ozgonenel, O., Karagol, S.: 'Transformer differential protection using wavelet transform', *Electr. Power Syst. Res.*, 2014, 114, pp. 60–67

[49] D. Guillén, H. Esponda, E. Vázquez and G. Idárraga-Ospina, "Algorithm for transformer differential protection based on wavelet correlation modes," in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 12, pp. 2871-2879, 29 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.1147.

[50] J. O. Melin, "Interpreting ISAR Images by Means of Parseval's Theorem," in *IEEE Transactions on Antennas and Propagation*, vol. 55, no. 2, pp. 498-500, Feb. 2007, doi: 10.1109/TAP.2006.889993.

[51] S. Zhang, D. Yu and S. Sheng, "A Discrete STFT Processor for Real-time Spectrum Analysis," *APCCAS 2006 - 2006 IEEE Asia Pacific Conference on Circuits and Systems*, Singapore, 2006, pp. 1943-1946, doi: 10.1109/APCCAS.2006.342241.

[52] Hendriks, R.C., Gerkmann, T.: 'Noise correlation matrix estimation for multi-microphone speech enhancement', *IEEE Trans. Audio Speech Lang. Process.*, 2012, 20, (1), pp. 223–233

[53] Hu, H., He, Z., Zhang, Y., et al.: 'Modal frequency sensitivity analysis and application using complex nodal matrix', *IEEE Trans. Power Deliv.*, 2014, 29, (2), pp. 969–971

[54] Z. D. Wang, S. N. Hettihawatte and P. A. Crossley, "A measurements-based discharge location algorithm for plain disc winding power transformers," in *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 12, no. 3, pp. 416-422, June 2005, doi: 10.1109/TDEI.2005.1453445.

[55] The Math Works, Inc. *MATLAB*. Version 2016a

[56] ATPDraw for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista Version 5.6, Users' Manual, 2009.

[57] M. Nafar, T. Niknam, A. Gheisari, Using correlation coefficients for locating partial discharge in power transformer, *Electrical Power and Energy Systems* 33 (2011) 493–499.

[58] Guillen Aparicio, D. (2015). DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE DESCARGAS PARCIALES EN DEVANADOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA USANDO MODELOS DE ALTA FRECUENCIA (Doctor). Universidad Autonoma de Nuevo Leon.

[59] K. N. Chaudhury and M. Unser, "Construction of Hilbert Transform Pairs of Wavelet Bases and Gabor-Like Transforms," in IEEE Transactions on Signal Processing, vol. 57, no. 9, pp. 3411-3425, Sept. 2009, doi: 10.1109/TSP.2009.2020767.

[60] W. X. Wen, H. Liu and A. Jennings, "Self-generating neural networks," [Proceedings 1992] IJCNN International Joint Conference on Neural Networks, Baltimore, MD, USA, 1992, pp. 850-855 vol.4, doi: 10.1109/IJCNN.1992.227211.