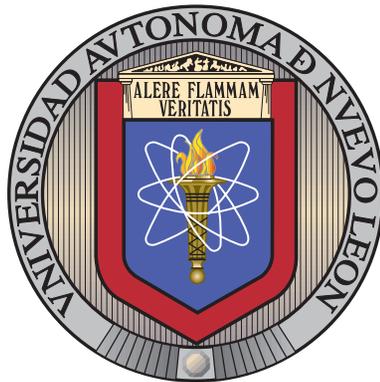


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



IMPACTO DE LAS CORRIENTES GEOMAGNÉTICAS  
INDUCIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

POR

ING. ERNESTO TORRES QUIROGA

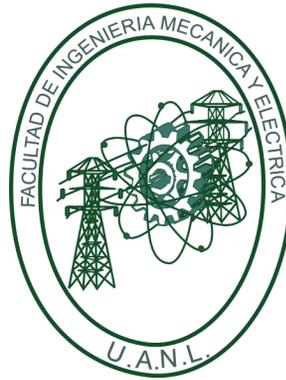
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

JULIO 2021

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



IMPACTO DE LAS CORRIENTES GEOMAGNÉTICAS  
INDUCIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

POR

ING. ERNESTO TORRES QUIROGA

COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

JULIO 2021



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 "IMPACTO DE LAS CORRIENTES GEOMAGNÉTICAS INDUCIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA", realizada por el alumno ERNESTO TORRES QUIROGA, con número de matrícula 1462765, sea aceptada para su defensa como requisito para obtener el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

El Comité de Tesis

Dra. Gina María Idárraga Ospina  
Director

Dr. Manuel Antonio Andrade Soto  
Revisor

Dr. Fernando Salinas Salinas  
Revisor

Vo. Bo.

Dr. Simón Martínez Martínez  
Subdirector de Estudios de Posgrado



177

San Nicolás de los Garza, Nuevo León, Julio de 2021



*Este trabajo lo dedico a mis padres, hermanos y abuelos, los cuáles siempre serán parte de mi vida como familia y me han dado ejemplos de admiración que me ayudan a desarrollarme profesionalmente.*

*Agradezco a la universidad por darme la oportunidad de poder concluir este ciclo en mi vida.*

# Agradecimientos

Al Consejo Nacional de Ciencias y Tecnología y a la Universidad Autónoma de Nuevo León por la oportunidad de ser becario.

Al plantel de la Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

A la Dra. Gina Idárraga Ospina por la asesoría de este trabajo.

Ernesto Torres Quiroga

Julio 2021

# Resumen

Las tormentas electromagnéticas son las causantes de las GIC, son producidas debido a la actividad del Sol. Ocurren cuando el Sol emite partículas con carga eléctrica (plasma). El plasma proveniente del Sol se le conoce como viento solar, el cuál tiene un campo magnético, dependiendo de su orientación puede crear disturbios en el campo magnético de la Tierra y a su vez crear disturbios en la magnetósfera que da lugar a las tormentas geomagnéticas. Las Corrientes Geomagnéticas Inducidas (Geomagnetically Induced Currents, GIC) es una corriente cuasi-directa que puede entrar por cualquier conductor que esté aterrizado a tierra.

En este trabajo se propuso analizar el impacto de las GIC en transformadores de potencia debido a que es un elemento susceptible al fenómeno y en el determinar cómo dichas variaciones, que comienzan dentro del transformador afectan las variables eléctricas del SEP. Para esto se implementó y analizó el comportamiento del Transformador de Potencia en diferentes sistemas cuando están siendo afectados por la GIC, se obtienen las señales de corrientes y voltajes, primarias y secundarias, para su análisis a través de algoritmos que detectan la GIC con un filtro en base a la transformada de Fourier, posteriormente analizar parámetros de afectación THD, TDD, K, Q y un filtro adicional basado en la Wavelet Correlation Mode (WCM) para ver el comportamiento de los valores propios presentes en el SEP.

Se utilizó la herramienta ATP/EMTP para realizar los diferentes sistemas a analizar y obtener las señales que serán los datos de entrada a los algoritmos mencionados, para la realización de los algoritmos se utilizó la herramienta MatLab la cuál facilita trabajar con varia información.

# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Justificación . . . . .	1
1.2. Planteamiento del problema . . . . .	3
1.3. Hipótesis . . . . .	4
1.4. Objetivos . . . . .	4
1.4.1. Objetivo general . . . . .	4
1.4.2. Objetivos específicos . . . . .	4
1.5. Antecedentes . . . . .	5
1.6. Estructura de la tesis . . . . .	7
<b>2. Marco teórico</b>	<b>9</b>
2.1. Transformador . . . . .	9
2.1.1. Transformador ideal . . . . .	10
2.1.2. Modelo completo . . . . .	12
2.1.3. Pruebas para parámetros . . . . .	17
2.1.4. Obtención de corriente de magnetización . . . . .	19
2.2. Procesamiento digital de señales . . . . .	21
2.2.1. Convolución . . . . .	21
2.2.2. Filtros digitales . . . . .	22
2.2.2.1. Filtro Fourier . . . . .	22

Simetría de media onda . . . . .	24
Simetría de cuarto de onda . . . . .	24
2.2.2.2. Filtro Wavelet . . . . .	25
<b>3. Modelado de la GIC</b>	<b>28</b>
3.1. Corrientes geomagnéticamente inducidas . . . . .	28
3.1.1. Periodicidad . . . . .	29
3.1.2. Probabilidad de impacto en diferentes regiones . . . . .	30
3.1.3. Afectación en el SEP . . . . .	34
3.1.3.1. Generadores . . . . .	34
3.1.3.2. Protecciones . . . . .	34
3.1.3.3. Elementos compensadores . . . . .	35
3.1.3.4. Transformadores . . . . .	35
3.1.4. Modelado del fenómeno . . . . .	38
3.2. Implementación en ATP/EMTP . . . . .	40
<b>4. Algoritmos propuestos</b>	<b>44</b>
4.1. Detección de la GIC . . . . .	44
4.1.1. Ventana rectangular . . . . .	46
4.2. Algoritmo WCM . . . . .	53
4.3. THD, TDD, IHD, K, D, Q . . . . .	55
4.4. Diagrama de flujo global . . . . .	59
<b>5. Casos de estudio y análisis de resultados</b>	<b>60</b>
5.1. Casos de análisis . . . . .	61
5.1.1. Escenario 1 . . . . .	61
5.1.2. Escenario 2 . . . . .	71
5.1.3. Escenario 3 . . . . .	82

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	x
5.2. Conclusiones . . . . .	87
<b>6. Conclusiones</b>	<b>89</b>
6.1. Trabajo futuro . . . . .	90

# Índice de figuras

2.1. Transformador ideal. . . . .	10
2.2. Transformador ideal con carga. . . . .	12
2.3. Flujo mutuo y disperso en un transformador. . . . .	13
2.4. Flujo y corriente de magnetización de un transformador. . . . .	15
2.5. Circuito del transformador real. . . . .	16
2.6. Modelo con los parámetros de prueba. . . . .	19
2.7. Modelo con la rama de magnetización no lineal. . . . .	20
2.8. Ventana de datos móvil. . . . .	23
2.9. Análisis multiresolución. . . . .	27
3.1. Identificación de la periodicidad del número de manchas de Wölfer: (a) número de manchas anuales de Wölfer; (b) autocorrelación normalizada. . . . .	31
3.2. Probabilidad de una tormenta geomagnética con cambio de campo magnético 300 nT/min. . . . .	32
3.3. Probabilidad de una tormenta geomagnética con cambio de campo magnético 300 nT/min vista en el globo terráqueo. . . . .	32
3.4. Modelo magnético mundial desarrollado por NOAA/NGDC & CIRES . . . . .	33
3.5. Medio ciclo de saturación de un transformador. . . . .	36
3.6. Modelo de la GIC. . . . .	39

3.7. Modelo de la GIC debido a campos magnéticos uniformes (a) fuentes de voltaje en las líneas de transmisión, (b) fuentes de voltaje en los nodos a tierra. . . . .	40
3.8. Modelo en ATP de escenario 1 (a) Sin GIC (b) Con GIC. . . . .	41
3.9. Elementos de ATP (a) Fuente AC (b) Transformador híbrido (c) Carga. . . .	41
3.10. Edición de ATP file. . . . .	42
3.11. Modelo en ATP de escenario 2. . . . .	42
3.12. Modelo en ATP de escenario 3. . . . .	42
4.1. Ventanas de muestras de la corriente de magnetización en estado nominal.	47
4.2. Ventanas de muestras de la corriente de magnetización en medio ciclo de saturación. . . . .	47
4.3. Señal de magnetización, función signo y función delta. . . . .	49
4.4. Ventanas de muestras de cuarto de ciclo de la corriente de magnetización.	50
4.5. Diagrama de flujo de detección de la GIC. . . . .	53
4.6. Diagrama de flujo de WCM. . . . .	55
4.7. Diagrama de flujo global. . . . .	59
5.1. Escenario 1. . . . .	60
5.2. Escenario 2. . . . .	61
5.3. Escenario 3. . . . .	61
5.4. Componentes de la corriente de magnetización sin GIC. . . . .	62
5.5. Componentes de la corriente de magnetización sin GIC (continuación). .	63
5.6. Componentes de la corriente de magnetización con GIC de 100 A. . . . .	64
5.7. Componentes de la corriente de magnetización con GIC de 100 A (continuación). . . . .	64
5.8. Componentes de la corriente de magnetización con GIC de 100 A (continuación). . . . .	65

5.9. Componentes de medio ciclo de detección vs barrido de GIC . . . . .	66
5.10. Componentes de cuarto ciclo de detección vs barrido de GIC . . . . .	66
5.11. THD, TDD, $K$ y $D$ de la corriente de la fuente. . . . .	68
5.12. Barrido de $\lambda$ . . . . .	70
5.13. Transformador 1, línea de 150 km. . . . .	72
5.14. Transformador 1, línea de 300 km. . . . .	73
5.15. Transformador 1, línea de 450 km. . . . .	73
5.16. Transformador 2, línea de 150 km. . . . .	74
5.17. Transformador 2, línea de 300 km. . . . .	74
5.18. Transformador 2, línea de 450 km. . . . .	75
5.19. Transformador 1, THD voltaje 450 km. . . . .	76
5.20. Transformador 2, THD voltaje 300 km. . . . .	76
5.21. Transformador 1, THD corriente 150 km. . . . .	77
5.22. Transformador 1, TDD corriente 150 km. . . . .	77
5.23. Transformador 2, THD corriente 150 km. . . . .	78
5.24. Transformador 2, TDD corriente 150 km. . . . .	78
5.25. Transformador 1, $K$ 300 km. . . . .	79
5.26. Transformador 1, $D$ 300 km. . . . .	79
5.27. Transformador 2, $Q$ 450 km. . . . .	80
5.28. Respuesta de $\lambda$ transformador 1. . . . .	80
5.29. Respuesta de $\lambda$ transformador 2. . . . .	81
5.30. Respuesta de $\lambda$ transformador 2. . . . .	81
5.31. Medio ciclo transformador 1. . . . .	82
5.32. Medio ciclo transformador 2. . . . .	83
5.33. THD voltaje. . . . .	83
5.34. THD corriente. . . . .	84
5.35. TDD corriente. . . . .	84

5.36. Factor $K$ . . . . .	85
5.37. Potencia reactiva $Q$ . . . . .	85
5.38. Lambda de corrientes. . . . .	86
5.39. Lambda de voltajes. . . . .	86

# Capítulo 1

## Introducción

En este primer capítulo se presenta una introducción al desarrollo de este trabajo de investigación, a través de la presentación del problema y antecedentes asociados al tema de estudio, con la justificación, hipótesis y objetivos que se están persiguiendo en este trabajo. Al final de este capítulo se muestra la estructura general de la tesis.

### 1.1. Justificación

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) deben suministrar energía eléctrica confiable y de calidad, una interrupción en el servicio provoca pérdidas tanto a los usuarios como a la compañía suministradora. Por lo anterior, se estudian y desarrollan de forma continua diferentes alternativas de supervisión, control y protección, con el objetivo de prevenir interrupciones no deseadas en el sistema.

Las tormentas geomagnéticas causan uno de los fenómenos que afecta el SEP conocido como Corrientes Geomagnéticamente Inducidas (GIC, Geomagnetically Induced Currents por sus siglas en inglés). Las tormentas geomagnéticas se generan debido a la interacción del viento solar (plasma de protones y electrones emitidos por el sol) con

el campo geomagnético de la Tierra, esto produce auroras boreales en ambos polos del planeta. Si las tormentas geomagnéticas son lo suficientemente fuertes, pueden producir las GIC [1].

Desde hace más de medio siglo, se conoce que las GIC generan una corriente DC que puede ingresar por los elementos aterrizados del SEP, solo desde el apagón (black-out) de Québec, Canadá en 1989 [2], se ha prestado verdadero interés al efecto de éstas sobre los transformadores de potencia, debido a que pueden causar problemas en la red eléctrica. Además en la actualidad los SEPs tienden a ser más interconectados, tener más equipos para controles de flujos de potencia y perfiles de voltajes nominales, por lo que se han hecho más susceptibles al impacto de las GIC.

El transformador de potencia es un elemento que se encuentra aterrizado en el SEP siendo directamente afectado por el fenómeno de GIC, modificando su punto de operación y por ende las características de operación del sistema. Sin embargo, los estudios más relevantes se encuentran en el área de desgaste y degradación de los materiales aislantes y herrajes del transformador, conociéndose muy poco sobre el cambio en las variables eléctricas del sistema debidas a las GIC, es decir, el impacto de las GIC en el transformador de potencia no solo afecta las variables internas del transformador, sino también tenderá a modificar el voltaje y corriente entregados hacia el SEP.

Debido a lo anterior, en éste trabajo se propone realizar un análisis completo del impacto de las GIC en los transformadores de potencia y cómo dichas variaciones dentro del transformador afectan las variables eléctricas del sistema. Se expondrán algunas técnicas de mitigación sugeridas en la literatura. El resultado podría ser útil para tomar acciones correctivas antes de que el transformador se degrade, pero también servirá para generar métodos de detección adecuados hacia el sistema y desde la protección

diferencial del transformador.

El resultado del proyecto pretende tener como aporte principal el modelado del fenómeno GIC con técnicas que han sido evaluadas anteriormente, el desarrollo de nuevas técnicas de protección a partir del diseño de algoritmos que sean útiles a los relevadores diferenciales, permitiéndoles detectar correctamente la presencia del fenómeno de GIC antes de que pueda afectar destructivamente el transformador y poder realizar acciones preventivas.

## **1.2. Planteamiento del problema**

El objetivo del SEP es el de generar, transportar y distribuir energía eléctrica, cumpliendo una gran variedad de características por ejemplo: calidad, seguridad, continuidad y confiabilidad, entre otras. Cualquier perturbación en alguna de las características son condiciones no deseadas en el SEP que se deben analizar a fondo para poder cuantificar y solucionar la problemática.

Como ya se hizo mención, las GIC es un fenómeno que genera perturbaciones, en un transformador de potencia afecta un medio ciclo de la onda alterna, el cual acerca el punto de operación del transformador a la zona de saturación, llevándolo a una región no lineal. Tener saturación en el transformador puede representar problemas como: armónicos pares e impares, incremento de potencia reactiva del transformador, incremento de pérdidas y degradación del aislamiento producido por estrés térmico que se genera por calentamiento de los devanados.

Adicionalmente, el transformador de potencia sometido a las GIC y siendo modificada su característica de operación por éstas, impactaría al sistema a partir de las va-

riables eléctricas de voltaje y corriente, hasta qué punto dichas señales se ven afectadas y la repercusión sobre el sistema es lo que se pretende resolver en la presente tesis.

### **1.3. Hipótesis**

Si se logra determinar de forma precisa el impacto de la GIC en el transformador de potencia, se podrán identificar cambios en las variables eléctricas del transformador hacia el SEP, lo cual permitirá cuantificar el impacto de dicho fenómeno hacia el sistema. Se podrá además generar algoritmos de identificación en el cambio de dichas variables para proteger el sistema eléctrico de su impacto y evitar interrupciones indeseadas y daños catastróficos en sus elementos.

### **1.4. Objetivos**

#### **1.4.1. Objetivo general**

Analizar el comportamiento de las variables eléctricas del SEP, que se ven modificadas cuando un transformador de potencia está bajo la influencia de las GIC, para determinar los efectos y las repercusiones hacia el sistema y generar acciones correctivas a partir de la incorporación de técnicas de detección a ser implementadas dentro de la protección diferencial.

#### **1.4.2. Objetivos específicos**

- Realizar una completa revisión bibliográfica sobre el fenómeno GIC, con el propósito de determinar las condiciones del SEP que se usarán en este trabajo.
- Implementar un sistema eléctrico de potencia representativo para evaluar el impacto de la GIC en el mismo, lo anterior usando el ATP/EMTP, para obtener las

señales eléctricas a ser analizadas.

- Determinar las variables que se modifican en el transformador de potencia, debido a las GIC, con el propósito de cuantificar la afectación de las señales eléctricas hacia el sistema.
- Evaluar y sintetizar el efecto del cambio en característica de operación del transformador sobre el SEP, para tomar acciones correctivas o bien, identificar su grado de afectación al sistema.
- Analizar los métodos de mitigación de los efectos de las GIC reportados en la literatura científica, para así dar sugerencias sobre la implementación de éstos como prevención de catástrofes en el SEP.

## 1.5. Antecedentes

Se han tenido registros desde hace 2 siglos de tormentas magnéticas en el planeta, se ha encontrado que existe un periodo de 11 años donde hay gran actividad de manchas solares y de los registros de éstas tormentas no todas han causado una GIC, adicionalmente no se le daba importancia hasta que se tuvieron eventos relevantes en los cuáles se encuentran:

- **1859:** La mayor tormenta magnética [3] de la que se tiene registro, observada por el astrónomo Richard Carrington, en esta época todavía no existían SEPs por lo que no hubo problemas significativos .
- **1921:** La red de telégrafos del estado Misisipi se cayó, y la estación Central de Ferrocarriles de Inglaterra se incendió debido a esta tormenta magnética.
- **1989:** El evento más representativo de la historia, en el cuál ocurrió un apagón debido a las GIC en el SEP de Québec, Canadá, debido a que los sistemas de

protecciones comenzaron a detectar corrientes en puntos aterrizados, dejando aproximadamente 6 millones de personas sin energía eléctrica durante 9 horas [2], en este evento hubo una tormenta geomagnética que además afectó satélites y señales de radio.

- **2003** Suecia dejó a sin energía eléctrica a 50 mil usuarios. Canadá y Estados Unidos [4] limitaron su producción para evitar daños en el SEP.

Debido a las problemáticas que ha ocasionado la GIC, se ha investigado como afecta el SEP y de que formas se podría evitar o minimizar los problemas que ocasiona. En [5] y [6] se estudia el impacto del aumento de la temperatura en el transformador en presencia de GIC, en uno realizan pruebas de laboratorio en un transformador monofásico midiendo temperaturas en la estructura metálica a diferentes cantidades de GIC, y en otro realizan simulaciones con diferentes diseños de transformadores con amplitudes grandes de GIC en intervalos de tiempo pequeños concluyendo en ambos casos que el diseño sí influye, pero es poco probable que ocurran daños por calentamiento debido a la GIC.

En [7] estudian los cambios que ocurren en la corriente de excitación  $I_{ex}$  y el consumo de potencia reactiva  $Q$  que causa la presencia de la GIC, se encontró que causa armónicos pares e impares y aumenta la magnitud de la  $I_{ex}$ , debido al incremento de la corriente aumenta el consumo de  $Q$ . En [8] también trabajan con la corriente de excitación, encuentran también la presencia de armónicos y la tendencia de como se comportan a diferentes magnitudes de GIC.

Se han realizado métodos de mitigación, donde propone elementos en el neutro del transformador [9] [10], los cuales al detectar la GIC agregan un elemento al SEP que

crea una oposición al flujo de corriente debida a la GIC, dicho elemento puede ser una resistencia o un capacitor, en ambos casos se demuestra que sí mitigan el efecto, pero hace falta realizar estudios donde se muestre que no pueda ocasionar algún otro tipo conflicto al insertar dichos elementos. Otros investigadores proponen que el elemento de oposición solo se active en la presencia de GIC y cuando desaparezca se desactive para no ocasionar algún conflicto en el SEP .

En [11] se proponen formas de detección a partir de las mediciones de corriente en las líneas de transmisión del lado primario o secundario, basándose en los armónicos presentes. La problemática de esto es que si el fenómeno no es muy severo no presentará armónicos, pero aún así puede ocasionar problemas en el SEP. La propuesta de esta tesis es encontrar algún elemento que indique la presencia de GIC que sea lo suficientemente sensible para la detección y saber con exactitud qué parámetros cambian debido solo a la GIC y no por otro fenómeno.

## **1.6. Estructura de la tesis**

La presente tesis esta estructura en 6 capítulos cuyo contenido se describe a continuación:

### **Capítulo 1** *Introducción*

Presenta la descripción del trabajo de tesis, con el objetivo de introducir las ideas principales, hipótesis, antecedentes, alcances que se pretende lograr.

### **Capítulo 2** *Marco teórico*

Se presentan los temas relacionadas al funcionamiento del transformador y técnicas de procesamiento de señales que serán utilizados para la obtención del algoritmo.

**Capítulo 3** *Modelado de la GIC*

Se da la explicación detallada del fenómeno, cómo se genera, cómo se introduce al SEP, la forma de modelarlo y estudios que se han realizado de que elementos se han visto afectados.

**Capítulo 4** *Algoritmos propuestos*

Se presenta el desarrollo del algoritmo en base a lo visto en el marco teórico del capítulo y fórmulas de como se calculan parámetros que están relacionados a problemáticas en el SEP.

**Capítulo 5** *Casos de estudio y análisis de resultados*

Se presentan los casos de estudios utilizados en el software ATP/EMTP para el desarrollo de la investigación y se presentan los análisis realizados.

**Capítulo 6** *Conclusiones*

Se menciona las conclusiones y logros alcanzados con el desarrollo de este trabajo de tesis, se mencionan posibles líneas de investigación y estudio para trabajos futuros.

# Capítulo 2

## Marco teórico

El presente capítulo describe el funcionamiento del transformador de una forma ideal, de una forma real y cómo se obtienen sus parámetros. Adicionalmente, se describen dos procesamientos de señales digitales: el filtro Fourier y filtro Wavelet. Estos temas son de relevancia debido a que se partirá de la base de estos para la elaboración de los algoritmos.

### 2.1. Transformador

Un transformador es una máquina eléctrica estática que convierte energía eléctrica alterna de un nivel de voltaje a energía eléctrica alterna de otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético. Consta de dos o más bobinados enrollados en un núcleo ferromagnético [12]. Se usa en el SEP para transmitir la energía eléctrica a grandes distancias, sin ellos no sería económico transmitir la energía eléctrica ya que las pérdidas en las líneas de transmisión serían demasiado grandes. Se encuentran entre las máquinas más eficientes. Se usan transformadores:

- Para aumentar o reducir la tensión o la corriente, para la transmisión y distribución de potencia.

- Para aislar una porción de un circuito.
- Como dispositivo de acoplamiento de impedancias para la transferencia de potencia máxima.
- Para mediciones a niveles más seguros (medición de corriente o tensión).

Debido a los diferentes usos, existen diferentes diseños: transformadores de tensión, transformadores de corriente, transformadores de potencia, transformadores de distribución, transformadores de acoplamiento de impedancias, transformadores monofásicos, transformadores trifásicos, entre otros.

### 2.1.1. Transformador ideal

Tomando de referencia [12], un transformador ideal es un dispositivo sin pérdidas que tiene un devanado de entrada y un devanado de salida. La figura 2.1 muestra un transformador ideal. La relación del voltaje de entrada  $v_P(t)$  (voltaje primario) y salida  $v_S(t)$  (voltaje secundario), y la relación de la corriente de entrada  $i_P(t)$  (corriente primaria) y salida  $i_S(t)$  (corriente secundaria) se describen en las dos ecuaciones siguientes:

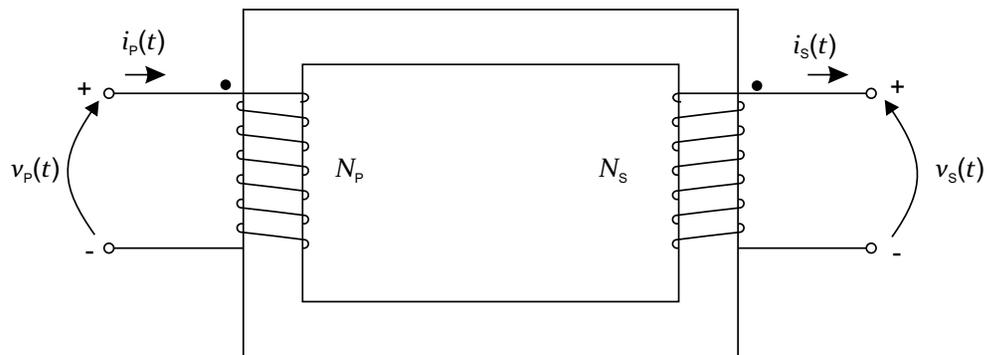


Figura 2.1: Transformador ideal.

$$\frac{v_P(t)}{v_S(t)} = \frac{N_P}{N_S} = a \quad (2.1)$$

$$\frac{i_P(t)}{i_S(t)} = \frac{1}{a} \quad (2.2)$$

donde  $a$  es la relación de transformación del transformador.

La ecuación 2.1 y 2.2 en cantidades fasoriales, solo afectan las magnitudes, y no sus ángulos:

$$\frac{V_P}{V_S} = a \quad (2.3)$$

$$\frac{I_P}{I_S} = \frac{1}{a} \quad (2.4)$$

Para una carga con factor de potencia  $\theta$ , la potencia activa de entrada  $P_{entr}$  y la potencia activa de salida  $P_{sal}$  es la misma.

$$P_{entr} = V_P I_P \cos \theta \quad (2.5)$$

$$P_{sal} = V_S I_S \cos \theta \quad (2.6)$$

$$P_{sal} = \frac{V_P}{a} (a I_P) \cos \theta = V_P I_P \cos \theta = P_{entr} \quad (2.7)$$

Lo mismo para las potencia reactiva de entrada  $Q_{entr}$ , potencia reactiva de salida  $Q_{sal}$ , potencia aparente de entrada  $S_{entr}$  y potencia aparente de salida  $S_{sal}$ .

$$Q_{entr} = V_P I_P \sin \theta = V_S I_S \sin \theta = Q_{sal} \quad (2.8)$$

$$S_{entr} = V_P I_P^* = V_S I_S^* = S_{sal} \quad (2.9)$$

La impedancia de carga reflejada al lado primario (figura 2.2):

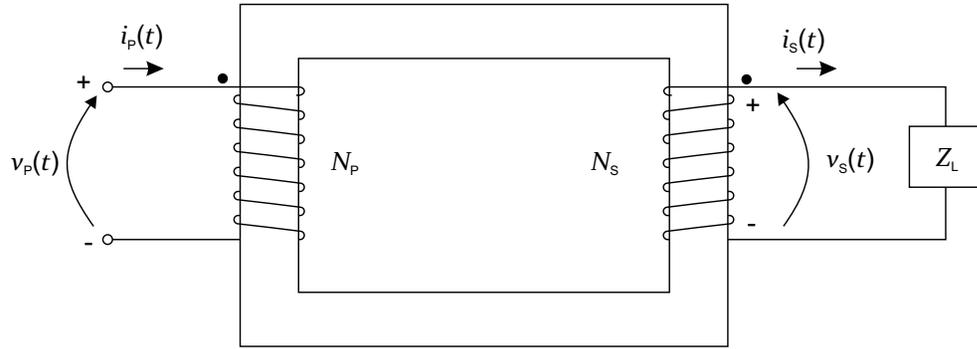


Figura 2.2: Transformador ideal con carga.

$$Z_L = \frac{V_S}{I_S} \quad (2.10)$$

$$Z'_L = \frac{V_P}{I_P}; V_P = aV_S; I_P = \frac{I_S}{a} \quad (2.11)$$

$$Z'_L = a^2 Z_L \quad (2.12)$$

### 2.1.2. Modelo completo

En un modelo real se integran los elementos que generan pérdidas dentro del transformador, para agregar estos elementos se comienza por la ecuación de la ley de Faraday, donde un flujo magnético cambiante en el tiempo  $\bar{\phi}$  que pasa a través de una bobina induce un voltaje  $e_{ind}$  (referencia [12]):

$$e_{ind} = N \frac{d\bar{\phi}}{dt} \quad (2.13)$$

siendo  $N$  el número de vueltas de la bobina, y  $\bar{\phi}$  el flujo promedio por vuelta:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^N \phi_i}{N} \quad (2.14)$$

Al solucionar la ecuación 2.13 en términos de voltaje primario se tiene:

$$\bar{\phi}_P = \frac{1}{N_P} \int v_P(t) dt \quad (2.15)$$

Por lo que existe un flujo primario y secundario, los cuáles tienen un flujo mutuo  $\phi_M$  debido a que están conectados al transformador, y un flujo disperso  $\phi_{DP}$ ,  $\phi_{DS}$  en el aire, como se observa en la figura 2.3.

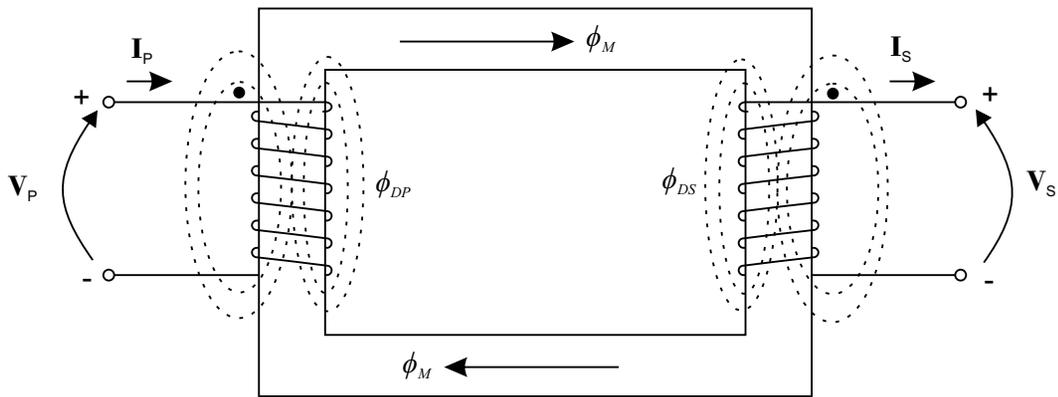


Figura 2.3: Flujo mutuo y disperso en un transformador.

$$\bar{\phi}_P = \phi_M + \phi_{DP} \quad (2.16)$$

$$\bar{\phi}_S = \phi_M + \phi_{DS} \quad (2.17)$$

Entonces, el voltaje primario y secundario se descomponen en dos voltajes inducidos:

$$v_P(t) = N_P \frac{d\bar{\phi}_P}{dt} \quad (2.18)$$

$$v_P(t) = N_P \frac{d\phi_M}{dt} + N_P \frac{d\phi_{DP}}{dt} \quad (2.19)$$

$$v_P(t) = e_P(t) + e_{DP}(t) \quad (2.20)$$

$$v_S(t) = N_S \frac{d\bar{\phi}_S}{dt} \quad (2.21)$$

$$v_S(t) = N_S \frac{d\phi_M}{dt} + N_S \frac{d\phi_{DS}}{dt} \quad (2.22)$$

$$v_S(t) = e_S(t) + e_{DS}(t) \quad (2.23)$$

La relación de voltaje es con los voltajes inducidos debido al flujo mutuo:

$$e_P(t) = N_P \frac{d\phi_M}{dt} \quad (2.24)$$

$$e_S(t) = N_S \frac{d\phi_M}{dt} \quad (2.25)$$

$$\frac{e_P(t)}{N_P} = \frac{d\phi_M}{dt} = \frac{e_S(t)}{N_S} \quad (2.26)$$

$$\frac{e_P(t)}{e_S(t)} = \frac{N_P}{N_S} = a \quad (2.27)$$

Los transformadores se diseñan para tener una buena eficiencia, por lo que los flujos  $\phi_M \gg \phi_{DP}$  y  $\phi_M \gg \phi_{DS}$ , teniendo la relación de voltaje del transformador ideal 2.1, esto es debido a que la caída de voltaje debido al flujo disperso es mínima:

$$\frac{v_P(t)}{v_S(t)} = \frac{N_P}{N_S} = a$$

Considerando los efectos del flujo mutuo, en la ecuación 2.15 con un  $v_P(t) = V_M \cos \omega t$ .

$$\overline{\phi_P} = \frac{1}{N_P} \int V_M \cos \omega t dt \quad (2.28)$$

$$\overline{\phi_P} = \frac{V_M}{\omega N_P} \sin \omega t \quad (2.29)$$

En la figura 2.4 se observa que el flujo está atrasado  $90^\circ$  al voltaje primario, y la corriente de magnetización  $I_M$  se encuentra en fase con el flujo, este consumo de corriente se modela como una inductancia en paralelo al voltaje primario  $L_M$ .

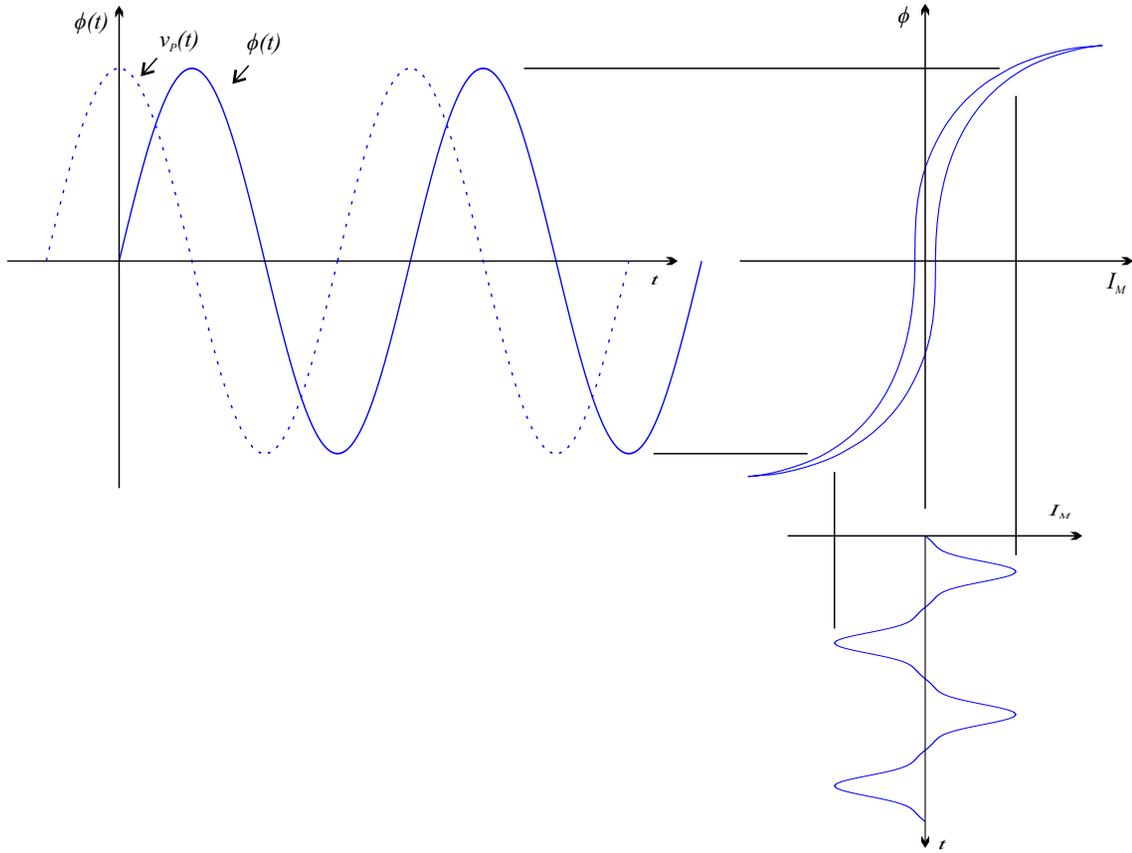


Figura 2.4: Flujo y corriente de magnetización de un transformador.

Regresando a los voltajes inducidos debido a los flujos dispersos, dichos flujos viajan por el aire, el cual tiene una permeancia  $\mathcal{P}$  constante, y se pueden modelar por autoinductancias primaria y secundaria respectivamente  $L_P$ ,  $L_S$ :

$$e_{DP}(t) = N_P \frac{d\phi_{DP}}{dt} \quad (2.30)$$

$$e_{DS}(t) = N_S \frac{d\phi_{DS}}{dt} \quad (2.31)$$

$$\phi_{DP} = \mathcal{P} N_P i_P \quad (2.32)$$

$$\phi_{DS} = \mathcal{P} N_S i_S \quad (2.33)$$

$$e_{DP}(t) = N_P \frac{d(\mathcal{P} N_P i_P)}{dt} = N_P^2 \mathcal{P} \frac{di_P}{dt} \quad (2.34)$$

$$e_{DS}(t) = N_S \frac{d(\mathcal{P} N_S i_S)}{dt} = N_S^2 \mathcal{P} \frac{di_S}{dt} \quad (2.35)$$

$$e_{DP}(t) = L_P \frac{di_P}{dt} \quad (2.36)$$

$$e_{DS}(t) = L_S \frac{di_S}{dt} \quad (2.37)$$

donde  $L_P = N_P^2 \mathcal{P}$  y  $L_S = N_S^2 \mathcal{P}$ , multiplicando por la frecuencia angular  $\omega$  se tienen las reactancias  $X$  correspondientes.

Agregando las pérdidas causadas por elementos del transformador:

- Pérdidas en el cobre de los devanados primario y secundario, se modelan como una resistencia en serie con las reactancias de los devanados.
- Pérdidas por corrientes parásitas debido al calentamiento del núcleo, se modelan como una resistencia en paralelo con el voltaje primario.
- Pérdidas por la curva de histéresis, también son una resistencia en paralelo al voltaje primario, ambas pérdidas se incluyen en un elemento en paralelo a la reactancia de magnetización ( $R_N$ ).

El circuito eléctrico del modelo completo del transformador real se muestra en la figura 2.5.

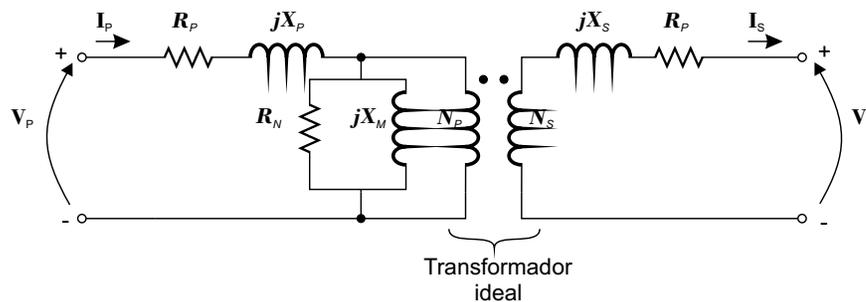


Figura 2.5: Circuito del transformador real.

### 2.1.3. Pruebas para parámetros

Para encontrar los valores de los parámetros del transformador se le realizan dos pruebas: la prueba de circuito abierto para encontrar los valores de la admitancia de la rama de magnetización  $Y_E$ , y la prueba de corto circuito para encontrar el equivalente de la impedancia del primario y secundario  $Z_{SE}$ .

Para la prueba de circuito abierto se deja una terminal abierta, y debido que la impedancia de magnetización es mucho mayor a la de los devanados, la caída de voltaje se debe a la rama de magnetización.

Los valores de admitancia de la rama de magnetización son:

$$G_N = \frac{1}{R_N} \quad (2.38)$$

$$B_M = \frac{1}{X_M} \quad (2.39)$$

$$Y_E = G_N - jB_M = \frac{1}{R_N} - \frac{1}{X_M} \quad (2.40)$$

Se realizan mediciones de corriente  $I_{CA}$ , voltaje  $V_{CA}$  y potencia activa  $P_{CA}$  en el transformador, con estas se encuentra la magnitud y el ángulo de la admitancia:

$$|Y_E| = \frac{I_{CA}}{V_{CA}} \quad (2.41)$$

$$FP = \cos \theta = \frac{P_{CA}}{V_{CA}I_{CA}} \quad (2.42)$$

$$\theta = \cos^{-1} \frac{P_{CA}}{V_{CA}I_{CA}} \quad (2.43)$$

$$|Y_E| = \frac{I_{CA}}{V_{CA}} \angle -\theta = \frac{I_{CA}}{V_{CA}} \angle -\cos^{-1} \frac{P_{CA}}{V_{CA}I_{CA}} \quad (2.44)$$

La parte real de la ecuación 2.44 es la conductancia  $G_N$  y la parte imaginaria es la susceptancia  $B_M$ :

$$G_N = \Re \{Y_E\} = \Re \left\{ \frac{I_{CA}}{V_{CA}} \angle -\theta \right\} \quad (2.45)$$

$$B_M = \Im \{Y_E\} = \Im \left\{ \frac{I_{CA}}{V_{CA}} \angle -\theta \right\} \quad (2.46)$$

Con las ecuaciones 2.45 y 2.46, se pueden encontrar la resistencia  $R_N$  y reactancia  $X_M$  usando 2.38 y 2.39.

Para la prueba de cortocircuito se pone una terminal en cortocircuito, entonces la rama de excitación queda en paralelo y su consumo de corriente es mínimo, las caídas de voltajes se deben a los elementos serie de los devanados.

Los valores de impedancia de los devanados son:

$$Z_{SE} = R_{eq} + jX_{eq} \quad (2.47)$$

$$Z_{SE} = (R_P + a^2 R_S) + j(X_P + a^2 X_S) \quad (2.48)$$

Teniendo mediciones de voltaje  $V_{CC}$ , corriente  $I_{CC}$  y potencia activa  $P_{CC}$  del transformador, se tiene la magnitud y ángulo de la impedancia equivalente:

$$|Z_{SE}| = \frac{V_{CC}}{I_{CC}} \quad (2.49)$$

$$FP = \cos \theta = \frac{P_{CC}}{V_{CC} I_{CC}} \quad (2.50)$$

$$\theta = \cos^{-1} \frac{P_{CC}}{V_{CC} I_{CC}} \quad (2.51)$$

$$|Z_{SE}| = \frac{V_{CC}}{I_{CC}} \angle \theta = \frac{V_{CC}}{I_{CC}} \angle \cos^{-1} \frac{P_{CC}}{V_{CC} I_{CC}} \quad (2.52)$$

donde la parte real de la ecuación 2.52 es la resistencia equivalente  $R_{eq}$  y la parte imaginaria es la reactancia equivalente  $X_{eq}$ :

$$R_{eq} = \Re\{|Z_{SE}|\} = \Re\left\{\frac{V_{CC}}{I_{CC}} \angle \theta\right\} \quad (2.53)$$

$$X_{eq} = \Im\{|Z_{SE}|\} = \Im\left\{\frac{V_{CC}}{I_{CC}} \angle \theta\right\} \quad (2.54)$$

Moviendo la rama de magnetización al comienzo del primario, y refiriendo la impedancia secundaria al primario, se tiene un modelo con los parámetros obtenidos (figura 2.6).

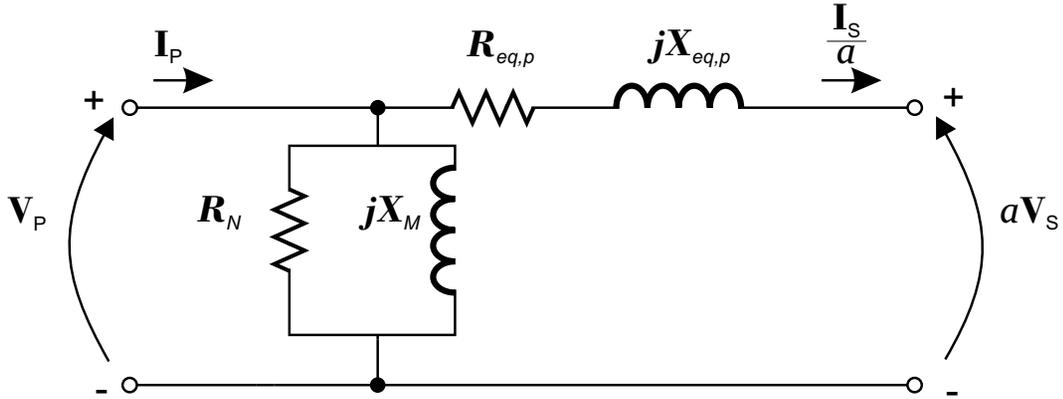


Figura 2.6: Modelo con los parámetros de prueba.

#### 2.1.4. Obtención de corriente de magnetización

Partiendo de la figura 2.6, si se tiene la corriente primaria y secundaria de un transformador monofásico, se puede encontrar la corriente de excitación  $I_{ex}$  de la rama de magnetización:

$$I_{ex} = I_P - \frac{I_S}{a} \quad (2.55)$$

donde la corriente de excitación tiene dos componentes  $I_{ex} = I_M + I_{h+e}$ , la corriente de magnetización y la de pérdidas por histéresis y corriente parásitas.

La corriente  $I_{ex}$  se debe a la resistencia  $R_N$ , la cual se encuentra en paralelo con el voltaje primario:

$$I_{h+e} = \frac{V_P}{R_N} \quad (2.56)$$

Por la ley de corriente de Kirchoff, se despeja la corriente:

$$I_M = I_P - \frac{I_S}{a} - I_{h+e} \quad (2.57)$$

La  $R_N$  y  $X_M$  realmente son elementos no lineales, representando los elementos y las corrientes en el circuito del transformador, se tiene la figura 2.7.

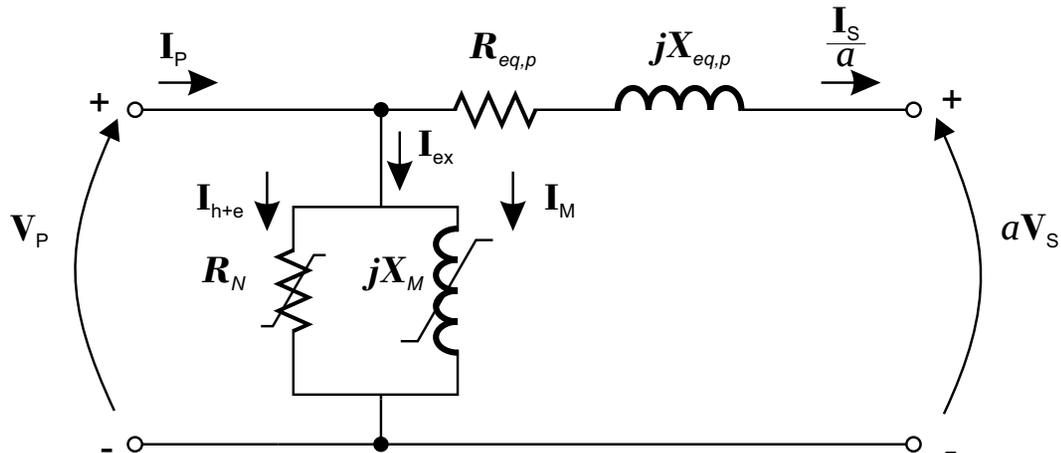


Figura 2.7: Modelo con la rama de magnetización no lineal.

En el caso de un sistema trifásico, con un banco trifásico de transformadores ó un transformador trifásico de tres columnas la ecuación 2.57 es válida, usando los valores correspondientes, por ejemplo, en una configuración  $\Delta$ - $Y$  en la ecuación 2.56 se usaría el voltaje de línea-línea. A través de esta rama de magnetización es por donde entra el fenómeno de la GIC y esta señal servirá como dato de entrada para condicionar si hay GIC presente en el transformador como se explicará en el capítulo 4.

## 2.2. Procesamiento digital de señales

Los relevadores digitales son dispositivos que se usan para la protección del SEP, muestrean una señal de entrada convirtiéndola de analógica a digital, y con los datos digitales realizan un procesamiento para la ejecución de alguna función de control.

En el procesamiento digital se realizan filtros y algoritmos para detectar algún tipo de problemática presente en la señal muestreada, en el caso del SEP se miden voltajes y corrientes para identificar parámetros de fallas, armónicos, valores rms, entre otros.

### 2.2.1. Convolución

La salida de un sistema lineal  $y(t)$  es la convolución de la entrada  $x(t)$  con la respuesta del sistema a un impulso  $h(t)$ . En forma matemática  $y(t) = x(t) * h(t)$  definida como:

$$y(t) = \int_{-\infty}^{\infty} x(\tau)h(t-\tau) d\tau \quad (2.58)$$

En el caso de un sistema real, no se pueden tener datos de la historia futura y además se cuenta con tiempos finitos, por lo tanto los límites de la integral cambian y se vuelve una convolución causal de duración finita:

$$y(t) = \int_0^T x(\tau)h(t-\tau) d\tau \quad (2.59)$$

Para el procesamiento digital se trabaja con señales discretas, convirtiendo la ecuación 2.59 en un filtro digital con respuesta al impulso de duración finita como se expresa en [13] (FIR, finite impulse response) :

$$y(n) = \sum_{k=0}^N h(k)x(n-k) \quad (2.60)$$

Los filtros digitales FIR son los que se utilizan en protecciones debido a que se dispone de una memoria finita en los relevadores de potencia.

## 2.2.2. Filtros digitales

### 2.2.2.1. Filtro Fourier

Sea  $x(t)$  una función periódica de periodo  $T$ , se puede representar en una serie trigonométrica de senos y cosenos (para mayor profundidad en el tema ver [14]):

$$x(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos(n\omega t) + b_n \sin(n\omega t)) \quad (2.61)$$

siendo  $\omega = 2\pi/T$ ,  $n$ -números enteros,  $a_0$  la componente de directa,  $a_n$  y  $b_n$  las componentes de la frecuencia fundamental y armónicas.

La solución de  $a_n$  y  $b_n$  para las componentes fundamental y armónicos son:

$$a_1 = \frac{2}{T} \int_T x(t) \cos(\omega t) dt \quad (2.62)$$

$$b_1 = \frac{2}{T} \int_T x(t) \sin(\omega t) dt$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_T x(t) \cos(n\omega t) dt \quad (2.63)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_T x(t) \sin(n\omega t) dt$$

En las ecuaciones 2.62 y 2.63 los límites de la integral es el periodo fundamental  $T$ , el cuál se conoce de que tamaño es, para la selección de los datos  $x(t)$  se utilizan ventanas rectangulares deslizantes de tamaño  $T$  como se muestra en la figura 2.8, dicha ventana móvil representa el deslizamiento de la convolución .

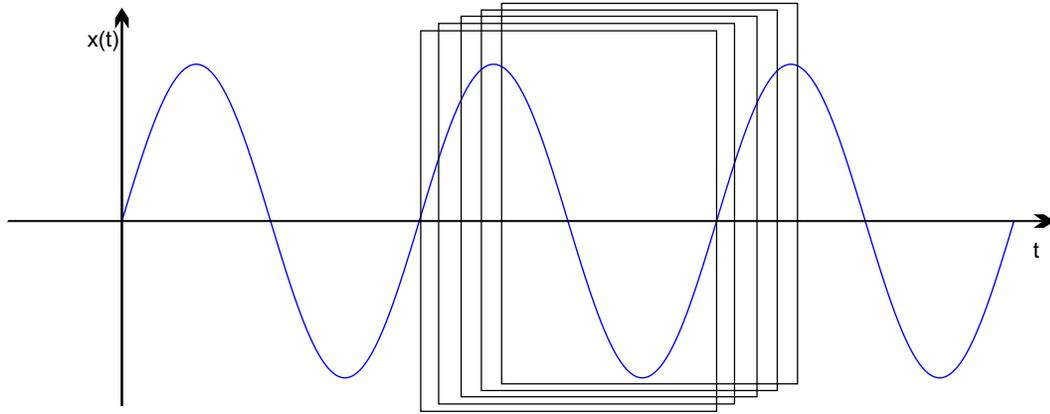


Figura 2.8: Ventana de datos móvil.

Con la ventana de datos móvil, haciendo  $Y_{cn} = a_n$ ,  $Y_{sn} = b_n$  y discretizando las ecuaciones 2.62 y 2.63 obtenemos el filtro digital de fourier:

$$Y_c = \frac{2}{K} \sum_{k=1}^K x_k \cos(k\theta) \quad (2.64)$$

$$Y_s = \frac{2}{K} \sum_{k=1}^K x_k \sin(k\theta)$$

$$Y_{cn} = \frac{2}{K} \sum_{k=1}^K x_k \cos(nk\theta) \quad (2.65)$$

$$Y_{sn} = \frac{2}{K} \sum_{k=1}^K x_k \sin(nk\theta)$$

siendo  $K$  el número de muestras por periodo, y  $\theta = \frac{2\pi}{K}$  el ángulo entre muestras.

Con las ecuaciones 2.62 y 2.63 se encuentra la amplitud y la fase de la componente fundamental o armónicas presente en la señal  $x(t)$ :

$$|Y_n| = \sqrt{Y_{cn}^2 + Y_{sn}^2} \quad (2.66)$$

$$\phi_n = \arctan \frac{Y_{sn}}{Y_{cn}} \quad (2.67)$$

**Simetría de media onda** Cuando una función es  $f(t) = -f(t + \frac{1}{2}T)$ , tiene simetría de media onda por lo que se puede simplificar las ecuaciones 2.62 y 2.63 a medio periodo de la señal, cambiando las ecuaciones:

$$Y_c = \frac{4}{K} \sum_{k=1}^{K/2} x_k \cos(k\theta) \quad (2.68)$$

$$Y_s = \frac{4}{K} \sum_{k=1}^{K/2} x_k \sin(k\theta)$$

$$Y_{cn} = \frac{4}{K} \sum_{k=1}^{K/2} x_k \cos(nk\theta) \quad (2.69)$$

$$Y_{sn} = \frac{4}{K} \sum_{k=1}^{K/2} x_k \sin(nk\theta)$$

Donde debido al tipo de simetría los armónicos pares son cero y solo contiene armónicos impares.

**Simetría de cuarto de onda** Cuando una función es  $f(t) = -f(t + \frac{1}{2}T)$  y es par  $f(t) = f(-t)$  ó impar  $f(t) = -f(-t)$  la señal tiene simetría de cuarto de onda par o impar, quedando las ecuaciones 2.62 y 2.63 evaluadas en un cuarto de periodo:

$$Y_c = \frac{8}{K} \sum_{k=1}^{K/4} x_k \cos(k\theta) \quad (2.70)$$

$$Y_s = \frac{8}{K} \sum_{k=1}^{K/4} x_k \sin(k\theta)$$

$$Y_{cn} = \frac{8}{K} \sum_{k=1}^{K/4} x_k \cos(nk\theta) \quad (2.71)$$

$$Y_{sn} = \frac{8}{K} \sum_{k=1}^{K/4} x_k \sin(nk\theta)$$

Dependiendo si la simetría es de cuarto de onda par o impar, la señal tendrá términos impares de  $Y_c$  ó  $Y_s$ .

Con este filtro de Fourier se obtienen las magnitudes para evaluar los parámetros de afectación del SEP y una lógica para la detección del fenómeno como se explicará en el capítulo 4.

### 2.2.2.2. Filtro Wavelet

Otra forma de descomponer una señal es a través de la transformada wavelet, esta transformada se basa en la representación de una señal  $f(t)$  como la suma de componentes de baja frecuencia (aproximación) y altas frecuencias (detalle) (mayor profundidad en el tema [15]):

$$f(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} c_{j_0}(k)\phi_{j_0,k}(t) + \sum_{k=-\infty}^{\infty} d_{j_0}(k)\psi_{j_0,k}(t) \quad (2.72)$$

donde  $c_{j_0}(k)$ ,  $d_{j_0}(k)$  son los coeficientes de aproximación y detalle respectivamente del primer nivel, y  $\phi_{j_0,k}(t)$ ,  $\psi_{j_0,k}(t)$  son los coeficientes del filtro pasa bajas conocido como función escala y filtro pasa altas conocida como wavelet madre respectivamente.

Para encontrar los coeficientes de detalle y aproximación se correlaciona la señal de entrada con sus respectivos filtros y estos deben ser ortonormales, por lo tanto los coeficientes del filtro no involucrado desaparecen, quedando de la siguiente manera.

$$c_{j_0}(k) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)\phi_{j_0,k} \quad (2.73)$$

$$d_{j_0}(k) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)\psi_{j_0,k} \quad (2.74)$$

El diseño del filtro Wavelet tiene una mejora en el procesamiento comparado al filtro Fourier, utiliza parámetros de escala y traslación para realizar un barrido tiempo-frecuencia con lo cuál se tiene un análisis orientado a encontrar eventos transitorios.

Para los filtros pasa bajas y altas se utiliza la transformadora wavelet discreta (DWT) de 2 bandas, con un valor de escala de  $a = 2^{-j_0}$  y traslación  $b = 2^{-j_0}k$ .

$$\phi_{j_0,k}(t) = 2^{-j_0/2} \phi(2^{-j_0}t - k) \quad (2.75)$$

$$\psi_{j_0,k}(t) = 2^{-j_0/2} \psi(2^{-j_0}t - k) \quad (2.76)$$

Sustituyendo 2.75, 2.76 en 2.72 se tiene una señal descompuesta en su transformada wavelet discreta.

$$f(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} c_{j_0}(k) 2^{-j_0/2} \phi(2^{-j_0}t - k) + \sum_{k=-\infty}^{\infty} d_{j_0}(k) 2^{-j_0/2} \psi(2^{-j_0}t - k) \quad (2.77)$$

Un procesamiento adicional es el análisis multiresolución (MRA), como se muestra en la figura 2.9, para esto es necesario un banco de filtros que descomponen la señal a diferentes umbrales de frecuencia y se obtiene una mejor caracterización, el máximo nivel de descomposición depende de la cantidad de datos. El MRA en análisis transitorios nos interesan los coeficientes de detalle, partiendo de la ecuación 2.77 se agrega una sumatoria a los coeficientes de detalles y representa los  $i$  niveles hasta  $M$  niveles como se muestra en la ecuación 2.78.

$$f(t) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} c_{j_0}(k) \phi_{j_0,k}(t) + \sum_{i=j_0}^M \sum_{k=-\infty}^{\infty} d_i(k) \psi_{i,k}(t) \quad (2.78)$$

En base a las ecuaciones 2.73 y 2.74, los coeficientes a un nivel inferior se vuelven a filtrar con filtros pasa altas y pasa bajas, cada filtro debe tener ortogonalidad en su propio nivel.

$$c_j(k) = 2^{-1/2} \sum_n \phi(n - 2k) c_{j+1}(n) \quad (2.79)$$

$$d_j(k) = 2^{-1/2} \sum_n \psi(n - 2k) c_{j+1}(n) \quad (2.80)$$

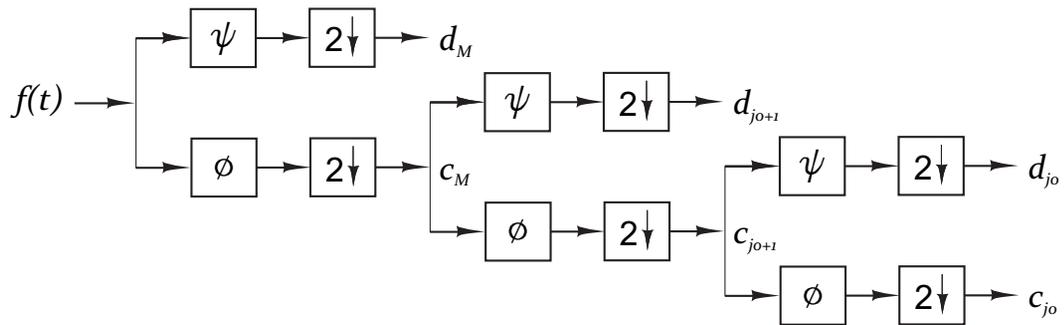


Figura 2.9: Análisis multiresolución.

Con base en el filtro Wavelet se realizó un algoritmo con base a un trabajo previo que se explicará con mayor detalle en el algoritmo del capítulo 4.

# Capítulo 3

## Modelado de la GIC

El presente capítulo da una explicación de como se genera el fenómeno de la GIC desde el Sol y como es la afectación en la Tierra, cuáles son los componentes donde causa afectación y por qué es más relevante en el transformador de potencia, y la forma de modelar el fenómeno en un circuito eléctrico. Finalmente se expone cómo se realizó el modelado del fenómeno usando el software ATP/EMTP.

### 3.1. Corrientes geomagnéticamente inducidas

Las tormentas geomagnéticas son las causantes de las GIC, son producidas debido a la actividad del Sol. Ocurren cuando el Sol emite partículas con carga eléctrica (plasma), ó de masa coronal dirigidas a la Tierra [16]. Al plasma proveniente del Sol se le conoce como viento solar.

El viento solar tiene un campo magnético, dependiendo de su orientación y ángulo puede crear disturbios en el campo magnético de la Tierra (magnetósfera). La interacción de ambos campos magnéticos es similar a la polaridad de los imanes, donde polos semejantes se repelen, y polos opuestos se atraen, en el caso de la magnetósfera y el

viento solar cuando se atraen, se crean disturbios en la magnetósfera que dan lugar a las tormentas geomagnéticas.

Estas tormentas geomagnéticas causan grandes cantidades de corriente que fluyan en la ionosfera, visualmente se aprecian como auroras polares (polo norte y polo sur). La intensidad del brillo de las auroras son indicadores de la magnitud de la tormenta magnética. Cuando ocurren las auroras polares, se inducen campos eléctricos en la superficie de la Tierra, ocasionando el fenómeno de la GIC, que entra al SEP a través de los elementos aterrizados a la superficie. En ocasiones no ha ocurrido la GIC en presencia de auroras polares.

### 3.1.1. Periodicidad

Se ha tenido registros de las actividades solares durante siglos, un indicador es el número de manchas solares mostrado en la figura 3.1(a) donde a mayor magnitud mayor es la actividad solar. Con estos datos se utiliza un caso particular de la ecuación de la convolución 2.58, la autocorrelación  $r_{xx}$ , donde se analiza una señal consigo misma, esto indica la periodicidad de una señal, se ha encontrado que existe un periodo de 11 años donde hay gran actividad de manchas solares, esto se encuentra de la siguiente manera:

$$r_{xx}(t) = \int_{-\infty}^{\infty} x(\tau)x(\tau - t) d\tau \quad (3.1)$$

En el caso discreto con límites finitos:

$$r_{xx}(l) = \sum_{k=0}^{N-1} x(n)x(n - l) \quad (3.2)$$

La ubicación de los máximos y mínimos es la información más relevante por lo que se normaliza la ecuación 3.2 consigo misma en la posición  $r_{xx}(0)$  que es cuando las

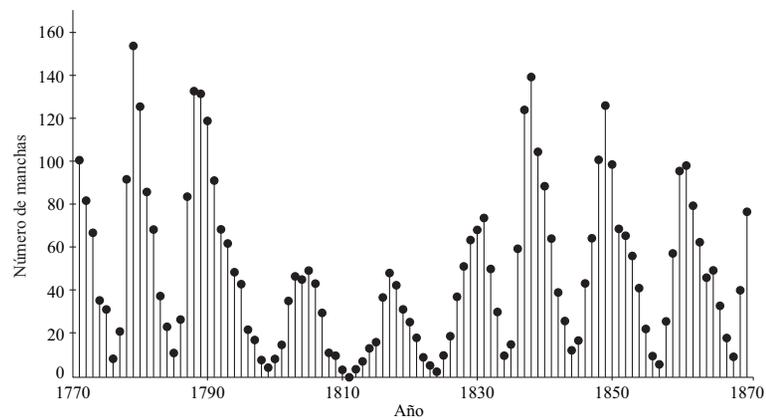
señales son idénticas quedando una amplitud máxima de 1:

$$\rho_{xx}(l) = \frac{r_{xx}(l)}{r_{xx}(0)} \quad (3.3)$$

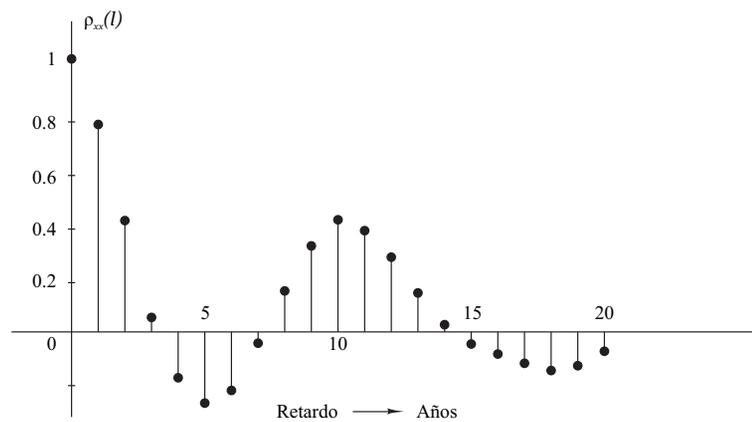
Usando los datos de manchas solar en la ecuación 3.3, se obtiene la figura 3.1(b) [13], observando los máximos positivos se obtiene el periodo de la actividad solar [16].

### 3.1.2. Probabilidad de impacto en diferentes regiones

Una pregunta frecuente de las compañías de diferentes partes del mundo es ¿cuál es el grado de probabilidad que ocurra una tormenta magnética que cause una GIC en mi región?. En [17] se realizó el estudio donde muestran la probabilidad que existan disturbios mayores a 300 nT/min en el campo magnético de la Tierra, en la figura 3.2 y 3.3 se muestran las regiones correspondientes al polo norte magnético, ocurre lo mismo en el polo sur. Por lo que los países como Canadá, USA, Inglaterra, Noruega, Suecia, entre otros, son los más susceptibles.



(a)



(b)

Figura 3.1: Identificación de la periodicidad del número de manchas de Wölfer: (a) número de manchas anuales de Wölfer; (b) autocorrelación normalizada.

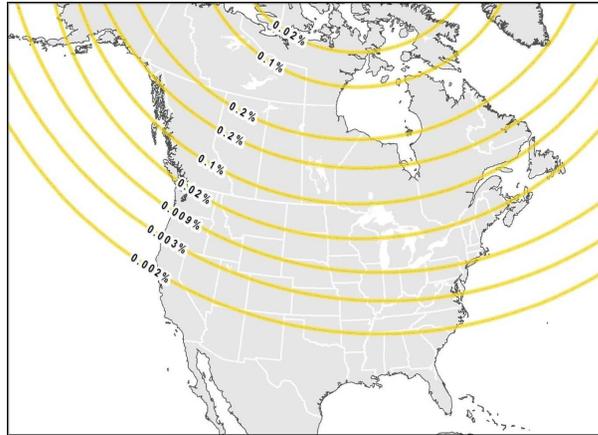


Figura 3.2: Probabilidad de una tormenta geomagnética con cambio de campo magnético 300 nT/min.

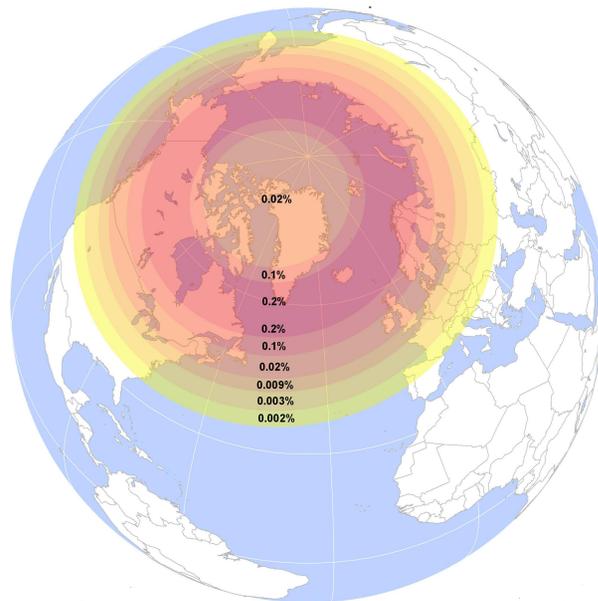


Figura 3.3: Probabilidad de una tormenta geomagnética con cambio de campo magnético 300 nT/min vista en el globo terráqueo.

Las organizaciones NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration), NGDC (National Geophysical Data Center) y CIRES (Cooperative Institute for Research in Environmental Sciences) han realizados mapas mundiales donde muestras como se comportan las líneas del campo magnético terrestre figura 3.4 ([18]), en relación a la figura

3.2 las zonas más susceptibles son las regiones cercanas a los polos magnéticos y son que tienen mayor intensidad de campo magnético (nanotesla) habiendo una relación directa donde las líneas de campo tengan mayor magnitud la magnitud de la GIC será mayor.

Mas alejados de los polos en dirección a las latitudes medias la probabilidad es menor al 0.002% por lo que se pensaría que no es de importancia los efectos de la GIC en otras regiones, aun así se han reportado eventos de presencia de GIC en países como Brasil [19], Sudáfrica [20], China [21], Nueva Zelanda [22], los cuáles están localizados en zonas cercanas a la latitud media, por lo tanto no se está exento que ocurra en México ó cualquier otra región que tenga un SEP.

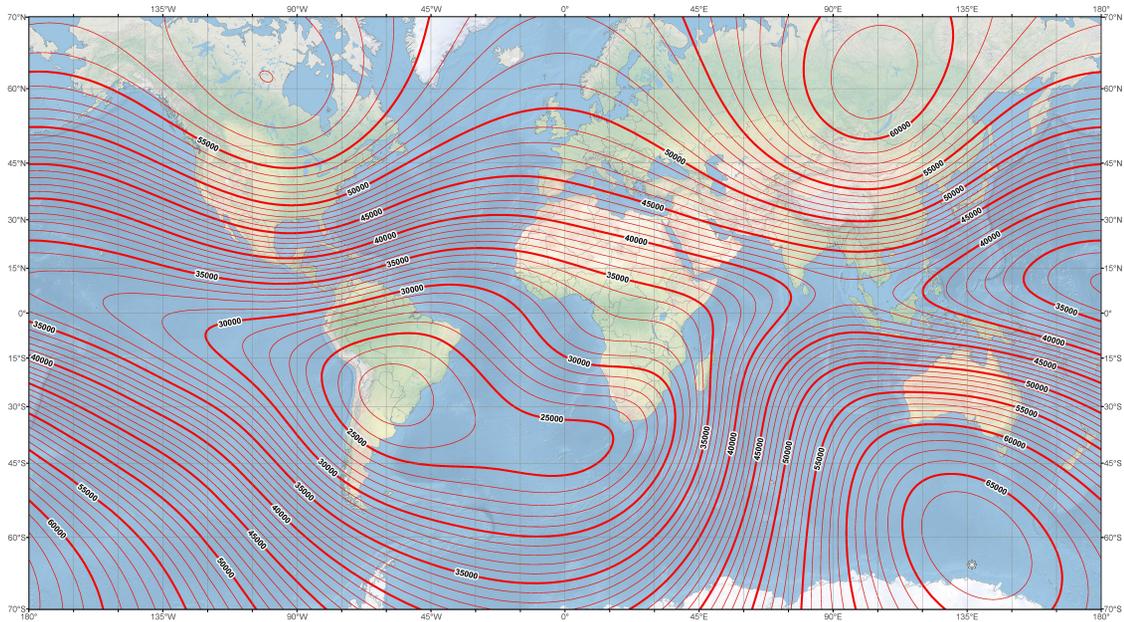


Figura 3.4: Modelo magnético mundial desarrollado por NOAA/NGDC & CIRES

### 3.1.3. Afectación en el SEP

#### 3.1.3.1. Generadores

La configuración del transformador  $\Delta - Y$  usada en los generadores para elevar el voltaje bloquea el flujo de la GIC. Analizando el circuito del lado del generador se tiene un punto aterrizado en el generador y la configuración delta del lado primario del transformador es flotante, sin existir dos puntos aterrizados que formen una malla cerrada, la GIC no puede fluir. Aunque los efectos indirectos reportados en [1] mencionan que los armónicos en la corriente pueden generar calentamiento en el generador y vibraciones mecánicas causando daños severos y en caso de no tener suficiente reserva de potencia reactiva caería el perfil de voltaje y volvería inestable el SEP.

#### 3.1.3.2. Protecciones

La protección diferencial usada en los transformadores de potencia es la que se ve afectada debido al incremento de la corriente de excitación causada por el medio ciclo de saturación, cuando esto ocurre la corriente primaria es mayor a la corriente secundaria y recordando las ecuaciones de la protección diferencial:

$$I_{op} = I_P + I_S \quad (3.4)$$

$$I_{ret} = I_P - I_S \quad (3.5)$$

$$I_{op} > KI_{ret} \quad (3.6)$$

donde las ecuaciones 3.4 y 3.5 es el cálculo de la corriente de operación y retención respectivamente y la ecuación 3.6 es la condición de operación. En el medio ciclo de saturación la corriente de operación es mayor a la condición de operación, lo que accionaria la señal del disparo para remover el transformador. La salida de un transforma-

por puede crear problemas de sobrecarga en otras líneas llevando a escenarios donde salgan mas elementos provocando que el sistema se vuelva inestable.

Para protegerse de este problema se han propuesto formas de bloqueo para que no se dispare la protección diferencial, se basan en medir la presencia de armónicos en la corriente del primario, en [11] mencionan que cuando entra en el medio ciclo de saturación aparece un segundo armónico en la corriente primaria por lo que es indicativo que ha ocurrido una GIC, otros investigadores menciona que el quinto armónico es mas representativo. En ambos casos se propone un umbral para los armónicos, al superar el valor definido la protección se bloquea y ya no opera hasta que la magnitud del armónico se disminuya, la problemática de la GIC es la duración del fenómeno, con la protección bloqueada los armónicos estarán fluyendo en el SEP un tiempo prolongado pudiendo causar daños.

#### **3.1.3.3. Elementos compensadores**

Los armónicos en bancos de capacitores pueden causar problemas de sobrecarga ya que son un camino de baja impedancia para altas frecuencias, dicha sobrecarga puede provocar daños en los bancos. En los compensadores estáticos de var's, los armónicos de voltaje pueden ocasionar problemas si no se están protegidos para trabajar con ellos. En los inversores de los enlaces de HVDC [23] causa distorsiones en el voltaje del sistema, esto sucede debido a que el efecto de la GIC provoca armónicos en el enlace de HVDC y estos afectan el control de las conmutaciones del inversor, provocando que el voltaje de alterna a la salida del inversor contenga armónicos.

#### **3.1.3.4. Transformadores**

El problema principal que ocasiona el fenómeno de la GIC es el medio ciclo de saturación en los transformadores de potencia, al subir la GIC por el neutro aterrizado del

transformador crea un flujo magnético de directa  $\phi_{DC}$  en el núcleo, cambiando el punto de operación de la curva de histéresis a la región no lineal, esto provoca un aumento de la corriente de magnetización  $I_M$  como se muestra en la figura 3.5. Al aumentar la corriente de magnetización aumenta el consumo de potencia reactiva  $Q$ , la  $I_M$  como se vio en la figura 2.7 es una corriente en derivación, esta es la que provoca una diferencia de corriente entre el primario y secundario, y al cumplir la condición de operación explicada en la protección diferencial se bloquearía y demandaría potencia reactiva por un largo periodo.

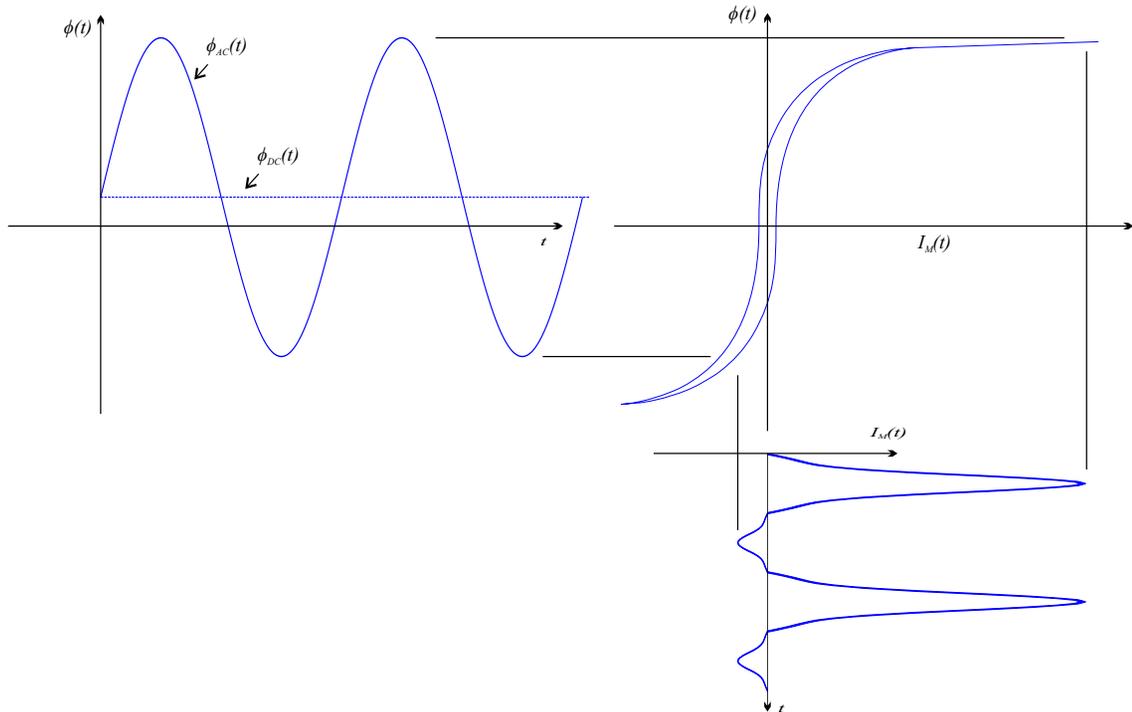


Figura 3.5: Medio ciclo de saturación de un transformador.

El flujo magnético de directa depende la magnitud de la GIC y la reluctancia del núcleo:

$$\phi_{DC} = \frac{Ni_{DC}}{\mathcal{R}} \quad (3.7)$$

donde la reluctancia es no lineal, dependerá del valor donde se encuentre en la curva histéresis y el tipo de configuración del transformador. Las diferentes configuraciones tienen diferentes valores de reluctancia, por lo que ciertos transformadores son más susceptibles a la GIC. En [24] se analizaron las diferentes configuraciones de transformadores y obtuvieron que las diferentes características de los núcleos son la razón de como afecta la GIC. Estas fueron las configuraciones:

- *Monofásico*. El flujo magnético de directa pasa directamente al núcleo saturándolo rápidamente.
- *Núcleo trifásico, tres piernas*. El flujo magnético de directa se divide en las 3 columnas y circula después por el tanque o aire para retornar al núcleo esto crea un camino alto de reluctancia.
- *Núcleo trifásico, cinco piernas*. El flujo magnético de directa se divide en las 3 columnas y retorna por las piernas externas siendo una reluctancia menor que al de 3 piernas.
- *Acorzado trifásico convencional y 7 piernas*. El flujo magnético de directa retorna por las uniones (yokes) donde una configuración tiene mayor reluctancia debido a que tiene más uniones.

Los caminos por donde circula el flujo de directa es lo que afecta de diferentes maneras a las configuraciones, el monofásico es el más susceptible y el trifásico de 3 piernas el que mayor se opone a la GIC. Por esto la importancia de este trabajo de tesis en analizar las afectaciones que causa en el SEP al estar bajo el efecto del fenómeno cada tipo de configuración de transformador y cuantificar las afectaciones.

### 3.1.4. Modelado del fenómeno

El modelado del fenómeno de la GIC se divide en dos partes [1] los más precisos son los modelos basados en el espacio tridimensional, consisten en:

- Calcular la magnitud del campo eléctrico inducido al cual se le denomina potencial de la superficie terrestre ESP (Earth-Surface Potencial), en regiones específicas.
- Calcular la magnitud de la GIC en el SEP debido a un ESP ya conocido.

Para calcular el ESP se necesita saber las magnitudes de corriente en la ionosfera, modelos de la conductividad de la Tierra, orientación, ubicación y distribución para distintas zonas del análisis, para estos se utilizan modelos 2-D y 3-D. Este modelo se usa para predecir como afectaría una tormenta geomagnética en una área determinada.

Para calcular la magnitud de la GIC el modelo es simple, porque el efecto que provoca es una corriente que entra al SEP con una frecuencia muy pequeña, esto se puede representar por una fuente de voltaje directa entre 2 puntos aterrizados (figura 3.6) y apartir de la ley de ohm se encuentra el valor de la GIC. Este es el modelo de la GIC que se utilizó para esta tesis como se muestra en los circuitos del apéndice.

$$V = IR \quad (3.8)$$

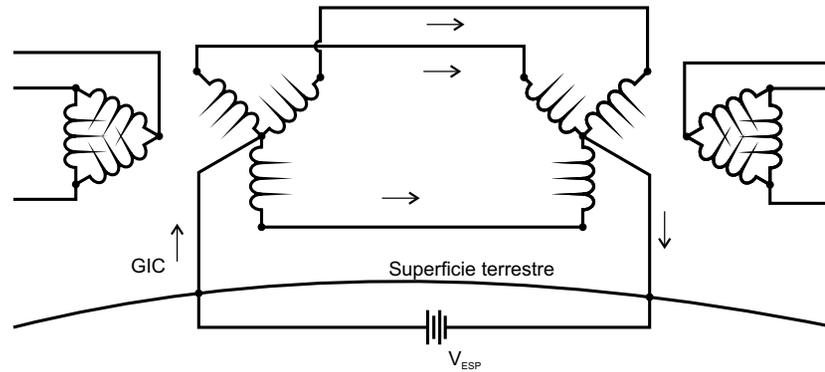


Figura 3.6: Modelo de la GIC.

La magnitud de la GIC se restringe por los caminos de resistencia de la línea de transmisión, la resistencia del transformador y en caso de tener resistencia en el neutro aterrizado también se incluye, sustituyendo en la ecuación 3.8:

$$I_{GIC} = \frac{V_{ESP}}{R_T + R_l + R_N} \quad (3.9)$$

Otras formas de realizar el modelado existentes en la literatura [25], colocar las fuentes de voltajes a través de los puntos aterrizados ó entre los nodos de las líneas de transmisión por donde pasa la GIC (figura 3.7). Dependiendo del tamaño del sistema a simular y lo interconectado que sea, un modelo puede ser más conveniente que otro. Otra alternativa es la figura 3.7(b) es usar el equivalente de Norton representando la GIC como una fuente de corriente en los nodos a tierra.

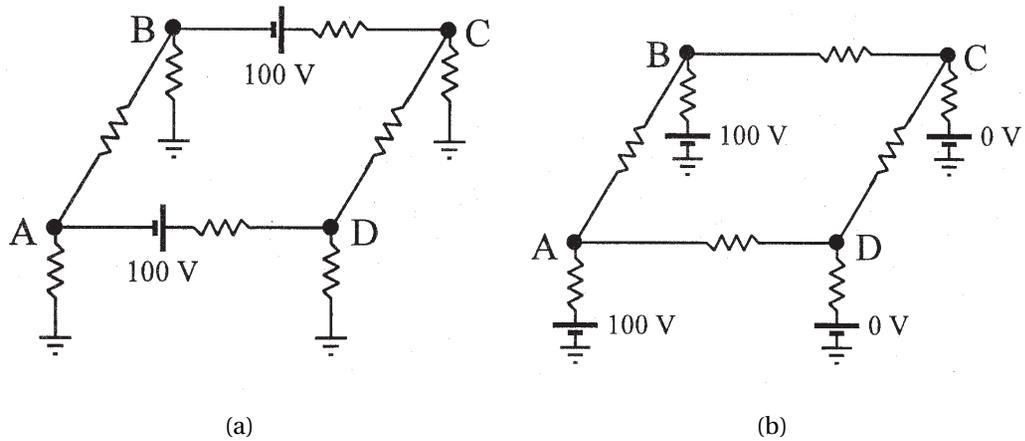


Figura 3.7: Modelo de la GIC debido a campos magnéticos uniformes (a) fuentes de voltaje en las líneas de transmisión, (b) fuentes de voltaje en los nodos a tierra.

### 3.2. Implementación en ATP/EMTP

En esta sección se muestran los modelos realizados en ATP Draw version 6.1, se utilizó una frecuencia de 64,000 Hz, esto es 1,280 muestras por ciclo a 50 Hz para tener un delta de tiempo de  $15.625 \mu s$ , esta frecuencia de 50 Hz es para tener un delta finito y no tener problemas con múltiplos de este, ya que con 60 Hz el delta es un número irracional y se va arrastrando un error a través de la simulación con ATP.

La figura 3.8 muestra un circuito que se utiliza en el capítulo 5, se muestran los elementos usados en la figura 3.9 una fuente trifásica de voltaje AC, un transformador híbrido y se evalúan las simulaciones variando la configuración del núcleo, y una carga RLC simétrica. El modelado de la GIC, como se mencionó en el capítulo 2, se realiza con una fuente de corriente que se conecta al neutro del transformador de potencia, en esta fuente de corriente se varía la magnitud como se mencionan en cada escenario.

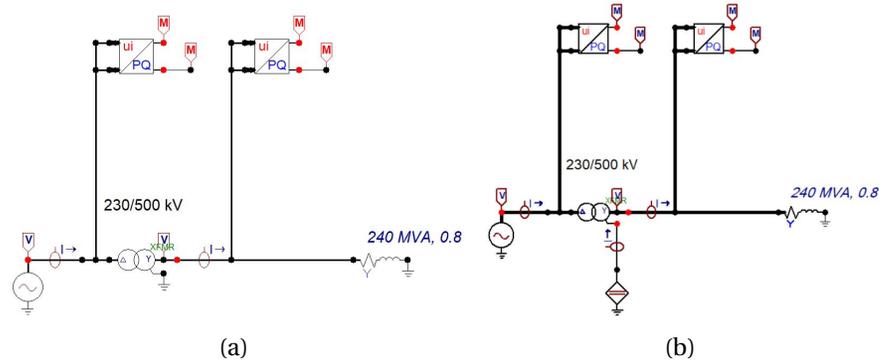


Figura 3.8: Modelo en ATP de escenario 1 (a) Sin GIC (b) Con GIC.

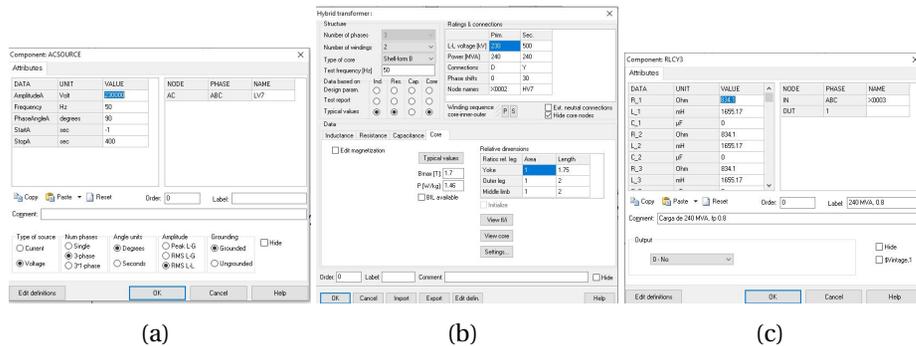


Figura 3.9: Elementos de ATP (a) Fuente AC (b) Transformador híbrido (c) Carga.

Para la salida de las señales de la rama de magnetización, de manera default el ATP-Draw no te arroja el valor, se tiene que editar el código del archivo ATP file, en este archivo en la columna 80 de la señal deseada se coloca un '1' (figura 3.10) para que la variable que se desea que se grafique en el plot command, con el archivo editado se compila por separado con el Run ATP file, de no hacer esto y compilar de la manera normal el archivo ATP file se sobrescribe y no muestra la señal deseada.

```

Programmer's File Editor - [Atp\casodetesis1.atp *]
File Edit Options Template Execute Macro Window Help
-----
C Nonlinear core representation
-----
9810002A0001A      1.2679900.31      1
0.31698335009    505.0509841
0.63396670139    714.03978439
1.2679334028     900.31374914
2.5358668055    1035.3637636
5.0717336111    1119.3157667
10.143467222    1166.6163961
20.286934444    1191.8054941
40.573868889    1204.8272842
81.147737777    1211.4755707
9999.
10002A0001A      5.25E6
9810002B0001B      1.2679900.31      1
0.31698335009    505.0509841
0.63396670139    714.03978439
1.2679334028     900.31374914
2.5358668055    1035.3637636
5.0717336111    1119.3157667
10.143467222    1166.6163961
20.286934444    1191.8054941
40.573868889    1204.8272842
81.147737777    1211.4755707
9999.
10002B0001B      5.25E6
9810002C0001C      1.2679900.31      1
0.31698335009    505.0509841
0.63396670139    714.03978439
1.2679334028     900.31374914
2.5358668055    1035.3637636

```

Figura 3.10: Edición de ATP file.

El siguiente modelo que se utilizo se muestra en la figura 3.11, se manejan elementos similares y el elemento adicional es el modelo de línea que se puede configurar como Bergeron, Pi, JMarti, en este escenario se busca como se ve afectado el fenómeno de la GIC en cada modelo de línea.

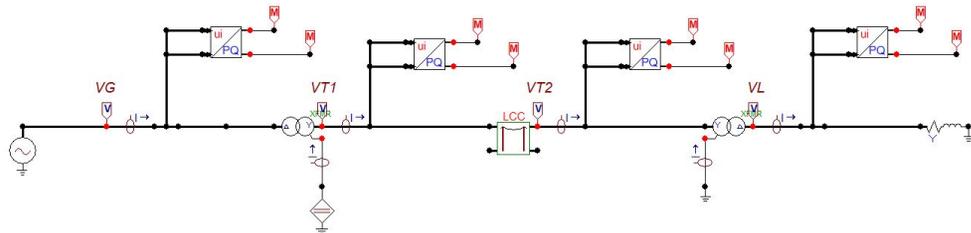


Figura 3.11: Modelo en ATP de escenario 2.

El modelo del escenario 3 se muestra en la figura 3.12, el circuito tiene ciertas diferencias y el elemento adicional es el modelo Z esta modelo de línea es diferente a los mencionados en el escenario 2.

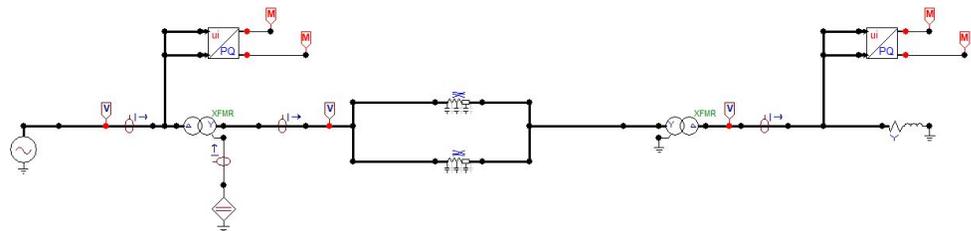


Figura 3.12: Modelo en ATP de escenario 3.

Las señales obtenidas del ATPDraw se guardan en varios archivos formato '.mat'. Para procesarlas en MatLab, el paso inicial es submuestrear todas las señales a 6,400 Hz (128 muestras por ciclo a 50 Hz) el cuál es un muestreo común en un relevador digital. Las señales aquí generadas serán usadas como entradas a los algoritmos que se desarrollados. y presentan en el capítulo 4.

# Capítulo 4

## Algoritmos propuestos

Para determinar cambios en las variables eléctricas del SEP debido a la GIC, primero se necesita identificar la presencia de la GIC para tener la certeza que los cambios ocurridos sean por este fenómeno y posteriormente ver los efectos que produce en el SEP, de lo contrario los cambios pudieran ser debidos a otro fenómeno.

Se proponen dos algoritmos elaborados en MatLab, uno para la detección de la GIC utilizando la señal de la corriente de magnetización, basado en el filtro Fourier que se vio en el capítulo 2 y el segundo para analizar la afectación en los voltajes y corrientes del transformador basado en un trabajo previo [26] que parte del filtro Wavelet, en este capítulo se explicará el funcionamiento de ellos. Una vez identificada la presencia de la GIC, se analizarán los voltajes y corrientes del lado primario y secundario del transformador para identificar los problemas que ocasiona al SEP.

### 4.1. Detección de la GIC

Para la detección se propone un algoritmo basado en el filtro Fourier, procesando la señal de entrada de manera que tome características que produce el fenómeno. Por

ello, como se vio en el capítulo 2 en la figura 3.5, al entrar la GIC la corriente de magnetización aumenta solo en un medio ciclo de la señal, debido a esta característica al usar las ecuaciones de Fourier, la señal analizada ya no es ortogonal y ocasiona que den resultados erróneos al obtener los coeficientes, por esta razón se propone un cambio en la señal sin alterar sus magnitudes.

La base de este cambio se basa en la gráfica de histéresis del transformador vista en el capítulo 2 (figura 2.4), donde el flujo magnético de magnetización es igual a la integral del voltaje del lado primario, lo que provoca que el flujo magnético tome una forma sinusoidal y la corriente de magnetización es proporcional a dicho flujo magnético. Por lo que el lugar geométrico de trabajo mientras el voltaje de entrada sea sinusoidal es la forma de histéresis. Esta consideración es válida debido a que en el SEP se trabaja con voltajes debiendo cumplir la norma IEEE STD 519-2014 (tabla 4.1) y los voltajes de transmisión son mayores a 110 kV entonces está permitido tener un THD menor a 2.5% y 1.5%, en el peor de los casos el voltaje sigue siendo sinusoidal y se tiene la misma forma de histéresis, más adelante se explica como obtener las ventanas y calcular el THD.

Tabla 4.1: Límites de distorsión de voltajes IEEE STD 519-2014.

Voltaje de línea $V_n$	Armónico individual (%)	Distorsión armónica total THD (%)
$V_n \leq 1.0$ kV	5.0	8.0
$1$ kV $< V_n \leq 69$ kV	3.0	5.0
$69$ kV $< V_n \leq 161$ kV	1.5	2.5
$161$ kV $< V_n$	1.0	1.5

### 4.1.1. Ventana rectangular

Como se vio en la figura 2.8, el vector de muestras se realizaba con la ventana deslizante, donde al llenarse el vector, el siguiente paso al entrar un dato nuevo se elimina el último dato del vector y así se continua, este proceso es lo que da el deslizamiento a la ventana.

Por la caracterización de la señal ya explicada anteriormente, se proponen 2 formas de analizar la señal, la primera es crear dos vectores separados los cuáles tendrán la información de medio periodo de la señal, y el segundo es crear cuatro vectores separados los cuáles tendrá la información de un cuarto de periodo de la señal original.

En la primera forma se analiza la señal por medio ciclo positivo y negativo creando dos señales independientes que cumplan con la ortogonalidad por lo que se les da simetría de media onda  $f(t) = -f(t + \frac{1}{2}T)$ , gráficamente se muestra en la figura 4.1 donde ahora la ventana ya no será deslizante, son dos ventanas desfasadas que toman datos de cada medio periodo respectivamente. En esta figura las dos señales que ahora son independientes obtienen la misma señal original, pero cuando la señal entra en el medio ciclo de saturación figura 4.2, se obtienen 2 señales distintas, con esto se puede utilizar el filtro Fourier y detectar la presencia de la GIC ya que cuando ocurre este fenómeno la corriente de magnetización se vuelve asimétrica y de esta manera se puede comparar las magnitudes de cada medio periodo y observar si una esta creciendo y la otra disminuyendo.

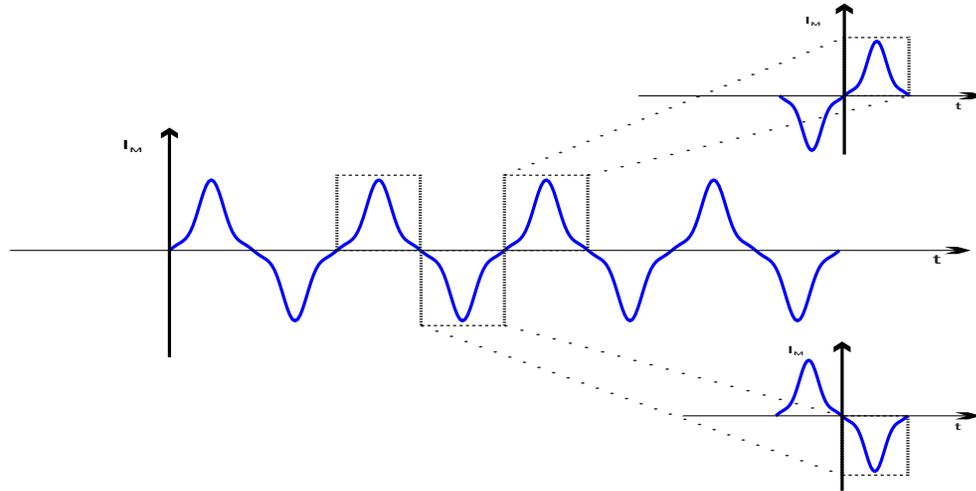


Figura 4.1: Ventanas de muestras de la corriente de magnetización en estado nominal.

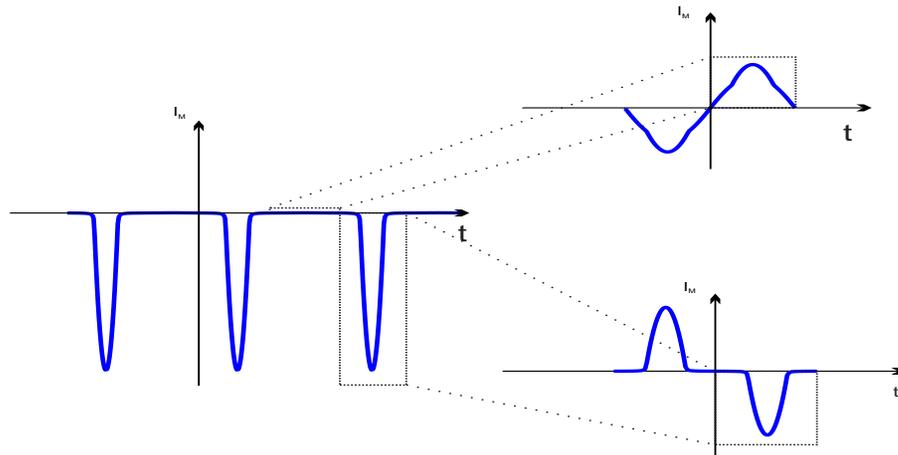


Figura 4.2: Ventanas de muestras de la corriente de magnetización en medio ciclo de saturación.

Para saber cuáles son los datos de un medio ciclo se utiliza un detector de cruce por cero, para esto primero se le aplica la función signo a la corriente de magnetización  $f(t) = \text{sgn}(I_M)$ . Con esto obtenemos un tren de pulsos cuadrados:

$$f(t) = \begin{cases} -1 & \text{para } -\frac{T}{2} < t < 0 \\ 1 & \text{para } 0 < t < \frac{T}{2} \\ 0 & \text{para } t = 0 \end{cases} \quad (4.1)$$

derivando la ecuación 4.1 se obtiene un tren de impulsos unitarios:

$$\delta_T(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} \delta(t - n\frac{T}{2}) \quad (4.2)$$

donde  $\delta(t)$  es el impulso unitario:

$$\delta(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } t \neq 0 \\ \infty & \text{si } t = 0 \end{cases} \quad (4.3)$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} \delta(t) dt = 1 \quad (4.4)$$

Estos impulsos unitarios ocurren en los cruces por cero, entre 2 cruces por ceros continuos están todos los datos respectivos a un medio ciclo. En la figura 4.3 se representa como va cambiando la señal y la ubicación de los impulsos cuando la señal  $I_M$  cruza por cero.

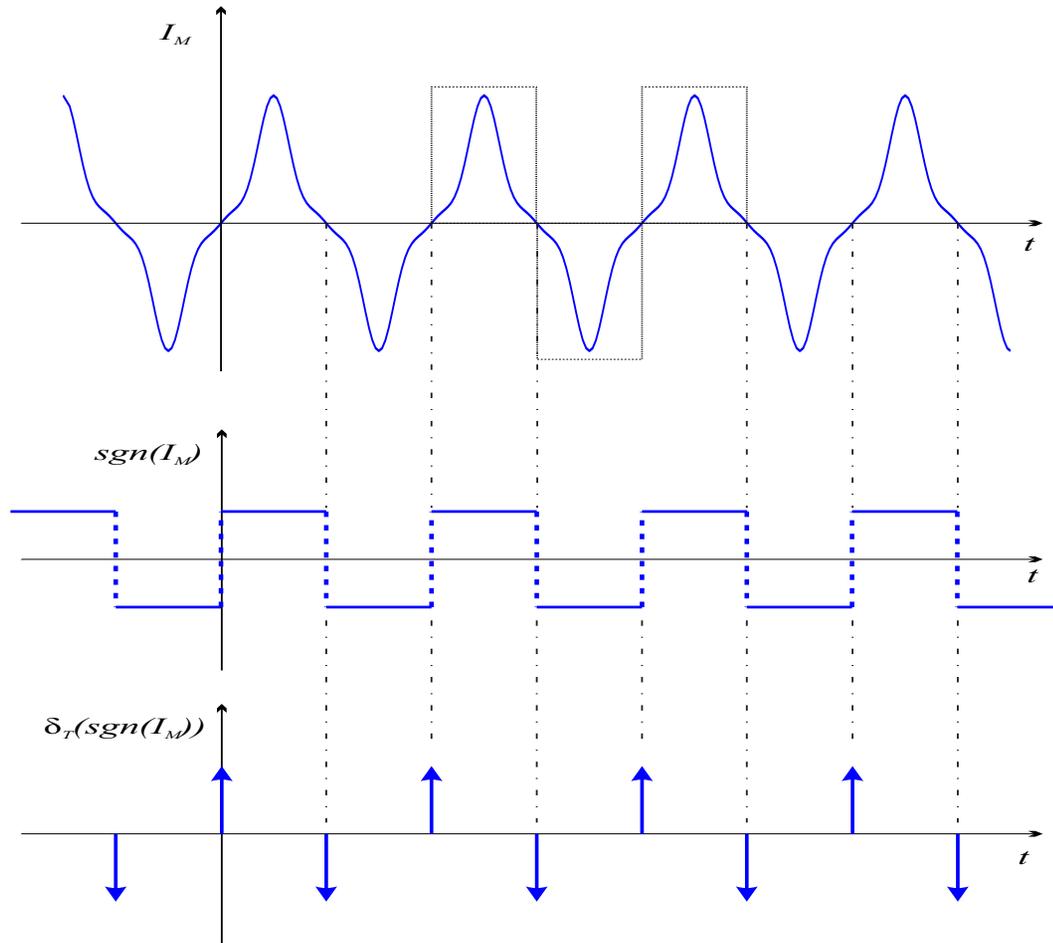


Figura 4.3: Señal de magnetización, función signo y función delta.

La función de impulso unitario representa una discontinuidad de una señal continua, que da un cambio infinito, pero como se está trabajando con señales discretas usamos la diferencia discreta:

$$\Delta f(n) = f(n) - f(n-1) \quad (4.5)$$

donde el resultado es un valor finito.

El segundo método propuesto es obtener ventanas correspondiente a un cuarto del

periodo de la señal y crear cuatro señales independientes con simetría de cuarto de onda par ( $f(t) = -f(t + \frac{1}{2}T)$  y  $f(t) = f(-t)$ ) o impar ( $f(t) = -f(t + \frac{1}{2}T)$  y  $f(t) = -f(-t)$ ) para tener señales ortogonales y aplicar el filtro Fourier, la ubicación de cada ventana es como se muestra en la figura 4.4.

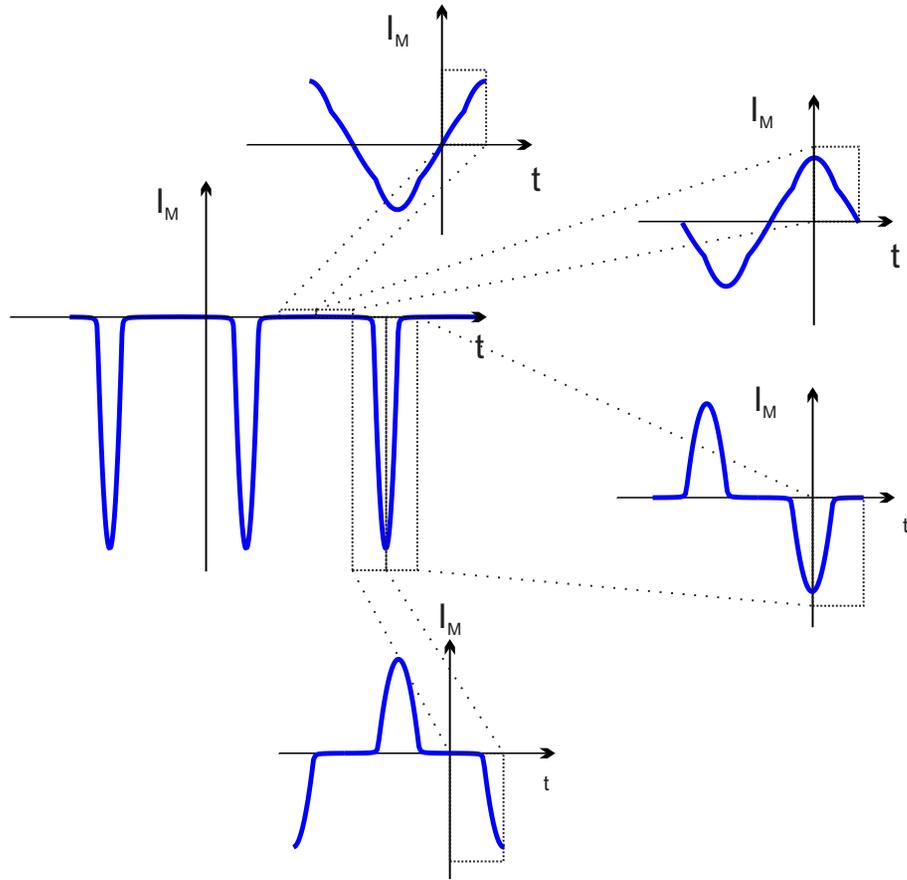


Figura 4.4: Ventanas de muestras de cuarto de ciclo de la corriente de magnetización.

Para dividir cada periodo en cuatro partes correctas, la corriente de magnetización tiene la característica que en estado estable o saturada la forma de la señal es monótona ascendente. La definición de ello es si se tiene un intervalo  $[a,b]$  con un conjunto de datos  $x_0 < x_1 < x_2 < \dots < x_n$  es ascendente sí:

$$a = x_0 < x_1 < x_2 < \dots < x_n = b \quad \text{implica} \quad f(x_0) \leq f(x_1) \leq f(x_2) \leq \dots \leq f(x_n) \quad (4.6)$$

y monótona descendente sí:

$$a = x_0 < x_1 < x_2 < \dots < x_n = b \quad \text{implica} \quad f(x_0) \geq f(x_1) \geq f(x_2) \geq \dots \geq f(x_n) \quad (4.7)$$

esto se observa si se comienza por un mínimo local la señal tiene una tendencia monótona ascendente, después al llegar al máximo local la tendencia se vuelve monótona descendente como es periódica así se sigue comportando.

Con la tendencia monótona ascendente o descendente y el detector de cruce por cero se puede separar las cuatro ventanas de un periodo como la figura 4.4. Con este método se tiene una respuesta más rápida que en el caso de medio ciclo, pero introduce error de medición ya que el camino de histéresis es diferente en el camino ascendente que en el descendente, la señal en principio no tiene simetría de cuarto de onda, pero la eficiencia de los transformadores de potencia es muy alta y el camino de histéresis es angosto por lo que se puede considerar que tiene casi-simetría de cuarto de onda y es una alternativa si se necesita un tiempo rápido para estar calculando los coeficientes de Fourier.

En los dos métodos se calculan los coeficientes de Fourier de la componente fundamental y armónicos, debido a la simetría de la señal de la corriente de magnetización está no contiene armónicos pares, solo armónicos impares. Con estos coeficientes se prosigue a calcular parámetros que indican la afectación que ocurre en el SEP debido a la GIC.

Para la condición de asimetría se guardan los coeficientes de la corriente de magnetización debida a los valores nominales de operación  $I_{M_{hn}}$  y se calculan los coeficientes

actuales  $I_{Mh}$ , con estos se calcula la relación:

$$I_r = \frac{I_{Mh}}{I_{Mhn}} \quad (4.8)$$

donde en el caso de asimetría, en un medio ciclo  $I_r > 1$  y en el otro medio ciclo  $I_r < 1$ . En el caso donde es simétrica  $I_r = 1$ .

Un fenómeno que ocurre en el transformador y produce el mismo efecto es la corriente de irrupción o efecto inrush [27] el cuál también provoca que la corriente de magnetización se vuelva asimétrica, la diferencia de está contra la GIC es el tiempo de duración, la GIC dura de minutos a horas y la inrush se a reportado que tiene duración de 5 a 10 ciclos que equivale a microsegundos, con esto se realiza la condición de la presencia de la GIC:

$$GIC = \begin{cases} t > 20 \text{ ciclos} & \text{implica verdadero} \\ t \leq 20 \text{ ciclos} & \text{implica falso} \end{cases} \quad (4.9)$$

donde los 20 ciclos es para dar un tiempo que excluya que la asimetría de la  $I_M$  es debido a la GIC y no al efecto de inrush.

El diagrama de flujo para la detección de la GIC se muestra en la figura 4.5.

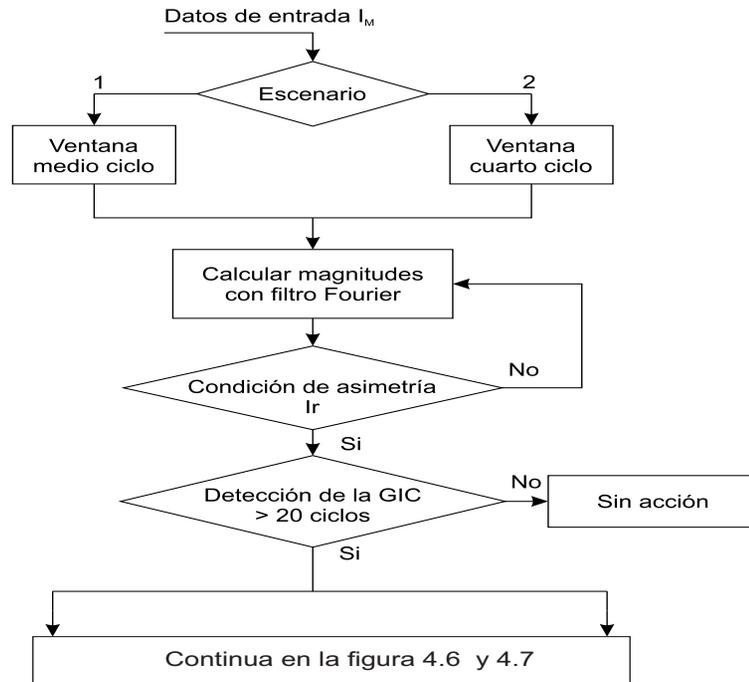


Figura 4.5: Diagrama de flujo de detección de la GIC.

## 4.2. Algoritmo WCM

Este algoritmo de wavelet correlation mode se toma de un trabajo previo (mayor profundidad [26]) el cuál se utilizará para analizar los voltajes y corrientes, primarios y secundarios, de los transformadores con el propósito de detectar que el SEP está siendo afectado por la GIC y existe riesgo para seguir operando.

El algoritmo parte de lo que vimos en el capítulo 2 donde una señal se puede descomponer en la ecuación 2.72, en coeficientes de detalle y aproximación, utilizando la wavelet Daubechies se tomarán las señales de voltajes y corrientes para descomponerlas en un análisis multiresolución como la figura 2.78.

Se utiliza la ventana deslizante directamente de las señales de voltaje y corriente,

se descomponen con las ecuaciones 2.79 y 2.80 y se acomodan los coeficientes en una matriz  $\mathbf{M}_{J+1,n}$  donde  $J$  es el nivel máximo de descomposición y  $n$  es el número de datos de la ventana, al obtener la matriz  $\mathbf{M}$ , se correlaciona así misma como se muestra a continuación.

$$\mathbf{Y} = \frac{\mathbf{M}x\mathbf{M}^T}{n} \quad (4.10)$$

La matriz 4.10 se aplica a cada fase por lo tanto se tienen 3 matrices  $\mathbf{Y}_1, \mathbf{Y}_2, \mathbf{Y}_3$  por voltajes y corrientes. De la matriz de correlación se obtienen los modos definidos por los eigenvalores de la siguiente manera.

$$\mathbf{Y} = \mathbf{L}\mathbf{\Lambda}\mathbf{T} \quad (4.11)$$

Donde  $\mathbf{L}$  y  $\mathbf{T}$  son los eigenvectores izquierdos y derechos respectivamente y  $\mathbf{\Lambda}$  es una matriz de eigenvalores.

$$\mathbf{\Lambda} = \begin{pmatrix} \lambda_1 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_j & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{j+1} \end{pmatrix} \quad (4.12)$$

A partir de los eigenvalores de la matriz de correlación se pretende detectar una relación entre los lambdas y las variables de voltajes y corrientes cuando comiencen a causar problemas en el SEP, esto mediante umbrales y alarmas para indicar la magnitud de la problemática y tomar la decisión de seguir operando u operar protecciones para liberar al transformador del sistema. El diagrama de flujo se muestra en la figura 4.6.

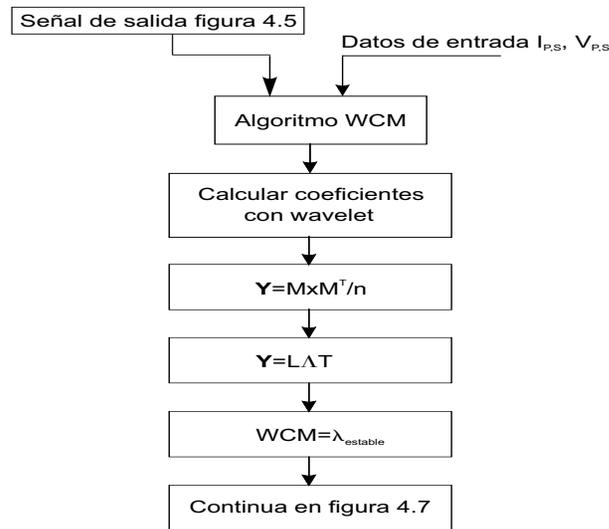


Figura 4.6: Diagrama de flujo de WCM.

### 4.3. THD, TDD, IHD, K, D, Q

A continuación se indica la manera de calcular los parámetros que nos dirán la afectación en el SEP.

Para calcular el THD del voltaje se utiliza la ecuación:

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{\substack{n=0 \\ n \neq 1}}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (4.13)$$

donde los  $V_n$  son las componentes armónicas que existen en la señal.

Para el cálculo de la distorsión armónica individual IHD:

$$IHD_V = \frac{V_n}{V_1} \cdot 100\% \quad (4.14)$$

En el caso de la corriente las ecuaciones 4.13 y 4.14 son:

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{\substack{n=0 \\ n \neq 1}}^{\infty} I_n^2}}{I_1} \cdot 100\% \quad (4.15)$$

$$IHD_I = \frac{I_n}{I_1} \cdot 100\% \quad (4.16)$$

Como la corriente en el sistema depende del porcentaje de operación de la carga, se modifica el THD por la distorsión total de la demanda TDD, que depende de la corriente fundamental máxima o nominal de la línea :

$$TDD_I = \frac{\sqrt{\sum_{\substack{n=0 \\ n \neq 1}}^{\infty} I_n^2}}{I_{max}} \cdot 100\% \quad (4.17)$$

en este caso la  $I_{max}$  es un valor constante, contrario al THD que la componente fundamental es variable y puede incrementarse proporcionalmente con los armónicos y no tener un incremento de THD, pero el TDD siempre aumentará al incrementarse los armónicos.

Los límites de corriente permitidos en la norma IEEE STD 519-2014 están en base a la ecuación 4.16 y la relación de corto circuito  $I_{cc}$  e  $I_{max}$  del punto de conexión, estos datos se muestran en la tabla 4.2, dependiendo de el nivel de tensión y la relación  $I_{cc}/I_{max}$  se limita el TDD, para el caso de transmisión el TDD máximo permitido es del 10%.

Tabla 4.2: Límites de distorsión de corriente en diferentes niveles de tensión IEEE STD 519-2014.

$I_{cc}/I_{max}$	TDD (%)
69 kV < $V_n$ ≤ 161 kV	
<20	2.5
20 <50	4.0
50 <100	6.0
100 <1000	7.5
>1000	10.0
161 kV < $V_n$	
<25	1.5
25 <50	2.5
≥ 50	3.75

En la gran mayoría de los casos cuando un transformador alimenta cargas no lineales, este transformador presenta sobrecalentamiento aun cuando no ha alcanzado su potencia nominal. Para prevenir daños de este tipo se usa el factor  $K$  [28], que indica si el transformador puede seguir operando normalmente o si debe disminuir el porcentaje de carga máximo a utilizar. El factor se calcula de esta manera:

$$K = \sum_{n=1}^{\infty} \left( n \cdot \frac{I_n}{I_1} \right)^2 \quad (4.18)$$

Es un parámetro del diseño del transformador, varía de 4-50 y debe estar especificado en los datos de placa. De no estar especificado el transformador tendría el valor mínimo de  $K = 4$ . Cuando se sobrepasa el valor de  $K$ , se calcula el porcentaje de carga  $D$ ,

$$D = \frac{1.15}{1 + 0.15 \cdot K} \cdot 100\% \quad (4.19)$$

este indica el porcentaje máximo de carga a trabajar para no tener daños en el transformador.

Otro parámetro afectado debido al medio ciclo de saturación, es el consumo de potencia reactiva  $Q$ , este aumenta y cómo se indica en [29] también depende de la fundamental y de los armónicos:

$$Q = Q_1 + Q_H \quad (4.20)$$

donde  $Q_1$  es la potencia reactiva fundamental y  $Q_H$  la potencia reactiva debido a los armónicos, ambas se calculan de la siguiente manera:

$$Q_1 = V_1 I_1 \sin(\beta_1 - \alpha_1) = V_1 I_1 \sin(\theta_1) \quad (4.21)$$

$$Q_H = \sum_{h=2}^{\infty} V_h I_h \sin(\beta_h - \alpha_h) = \sum_{h=2}^{\infty} V_h I_h \sin(\theta_h) \quad (4.22)$$

En caso que el sistema sea balanceado la potencia reactiva total  $Q_T$  es:

$$Q_T = 3Q = 3 \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \sin(\theta_h) \quad (4.23)$$

de lo contrario se calcula cada fase por separado:

$$Q_T = Q_a + Q_b + Q_c \quad (4.24)$$

Los parámetros descritos en esta sección se calcularán una vez que se haya detectado la presencia de la GIC en paralelo se estarán observando los eigenvalores de la WCM, y con ambos resultados se definirán umbrales que indique la afectación del SEP y daños en el transformador.

#### 4.4. Diagrama de flujo global

El diagrama de flujo global se muestra en la figura 4.7, como primer paso se tiene la corriente de magnetización como señal de entrada para la detección de la GIC, este bloque representa el diagrama de la figura 4.5, al ser identificada la presencia de la GIC se procede a calcular los parámetros THD, TDD, IHD,  $K$ ,  $D$ ,  $Q$  descritos en la sección 3.3 y en paralelo comienza el algoritmo Wavelet Correlation Modes (WCM), con el resultados de ambos se vera el impacto en las variables eléctricas y se enviaran alarmas y/o indicadores de las problemáticas que pueda causar la GIC esto se analizará en base a los resultados del siguiente capitulo.

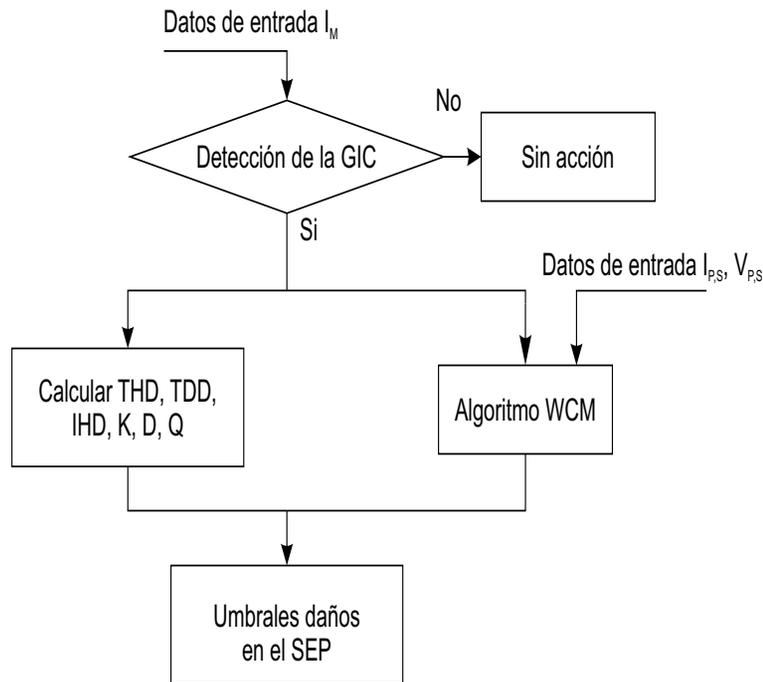


Figura 4.7: Diagrama de flujo global.

# Capítulo 5

## Casos de estudio y análisis de resultados

En este capítulo se muestra el análisis de 3 escenarios en los cuáles se obtienen los parámetros descritos en capítulos anteriores y la respuesta de los algoritmos propuestos de Fourier y Wavelet. Se utilizan como datos de entrada las señales obtenidas con la herramienta ATPDraw y MatLab para el análisis.

Para el primer escenario se tiene un escenario ideal con los siguientes elementos generador, transformador y carga (fig. 5.1) el cuál es muy usado en la literatura. Se tienen 3 puntos de medición identificados como LV, HV y G, correspondientes al primario, secundario y neutro del transformador, siendo estos los puntos más relevantes de este sistema.

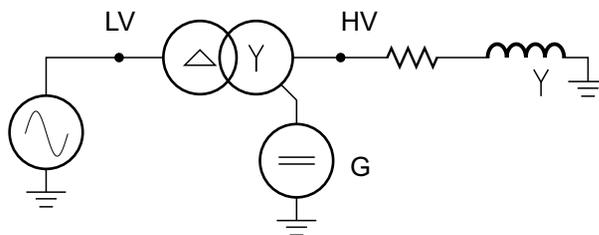


Figura 5.1: Escenario 1.

El segundo escenario consta de un generador, transformadores, líneas de transmi-

sión y carga (fig. 5.2). Para la línea de transmisión se utilizaron diferentes modelos de línea Pi, Bergeron y JMarti, y se tendrán 5 puntos de mediciones: los puntos VG, VT1 y G son asociados al transformador del lado del generador y los puntos VT2 y VL asociados al transformador de la carga.

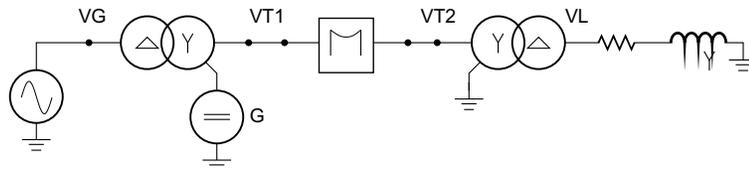


Figura 5.2: Escenario 2.

El tercer escenario contiene generador, transformadores, 2 líneas paralelas de transmisión y carga. Para este escenario se utilizó el modelo Clarke para la línea de transmisión (fig. 5.3) y se tendrán 4 puntos de medición LV, HV, G y VL.

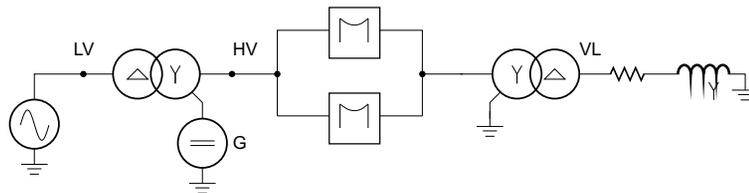


Figura 5.3: Escenario 3.

## 5.1. Casos de análisis

### 5.1.1. Escenario 1

En este primer escenario (fig. 5.1) las características del sistema son las siguientes: un generador de  $230 \text{ kVrms}_{L-L}$ , conexión estrella, un transformador elevador delta-estrella de  $240 \text{ MVA}$ ,  $230/500 \text{ kVrms}_{L-L}$  y una carga en estrella de  $240 \text{ MVA}$  con  $f.p. = 0.8$ . Se le aplicó un barrido de GIC de  $0-200 \text{ A}$  con intervalos de  $10 \text{ A}$  y se trabajó con diferentes configuraciones de transformadores, los cuales son el banco de transformadores

monofásicos (Triplex), núcleo de 3 piernas (3 legs), núcleo de 5 piernas (5 legs) y acorazado (shell), esto debido a que hay una diferente afectación del fenómeno dependiendo de las configuraciones del núcleo, dando un total de 84 simulaciones.

Como primer paso, se hace el análisis de la detección de la GIC, se corre el algoritmo para una GIC de 0 y se tienen los resultados de las figuras 5.4 y 5.5. Como se puede observar, las magnitudes de las componentes pares son prácticamente cero, y además de la fundamental, la 3° y 5° armónica tiene una magnitud considerable, estos resultados son consistentes a la operación de un núcleo debido a la histéresis presente en el material. Cada gráfico tiene 2 leyendas: MagFa1 y MagFa2 son las magnitudes del ciclo positivo y negativo correspondientemente, debido a la GIC de 0 A ambas magnitudes son iguales.

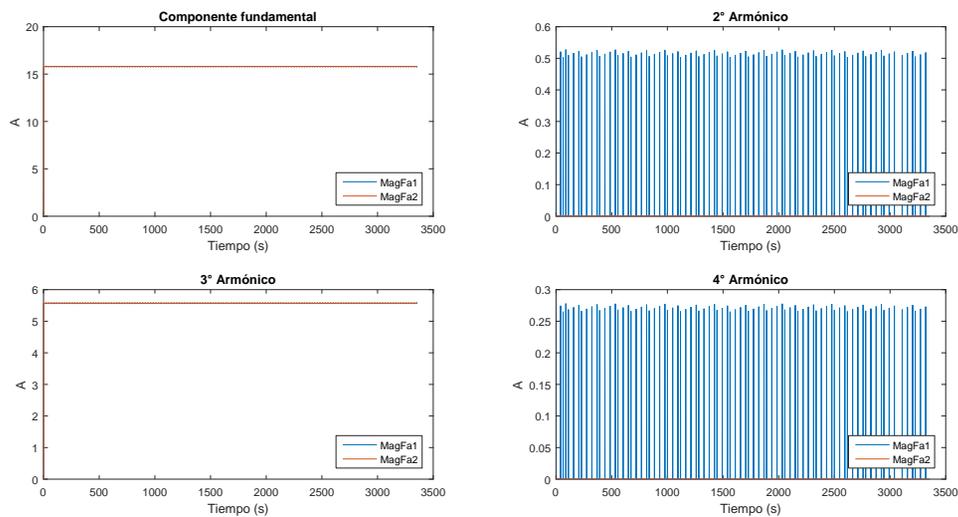


Figura 5.4: Componentes de la corriente de magnetización sin GIC.

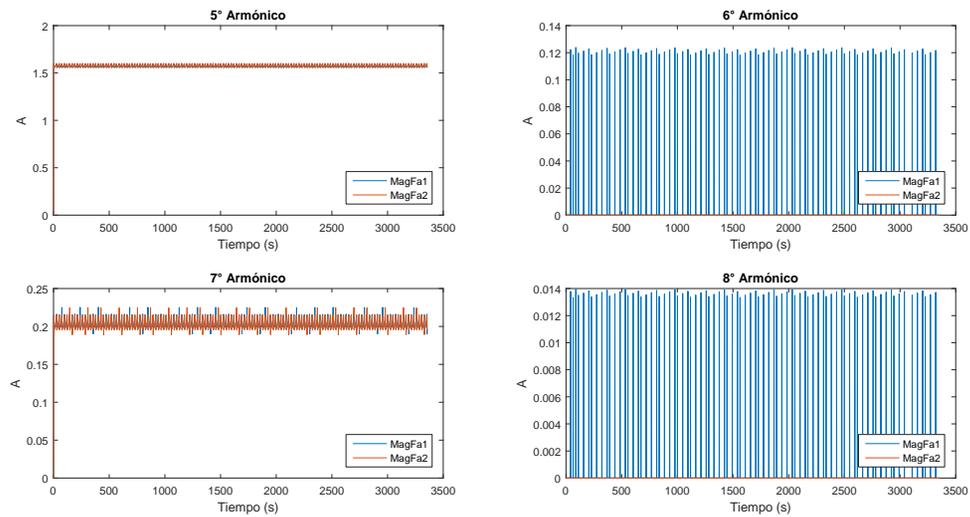


Figura 5.5: Componentes de la corriente de magnetización sin GIC (continuación).

Para una GIC de 100 A se muestran los resultados en las gráficas 5.6, 5.7 y 5.8 donde se observa el cambio de magnitudes, las componentes pares crecen un poco pero su aporte sigue siendo nulo por lo que estas componentes ya no se analizarán en los siguientes escenarios, las componentes de interés son la fundamental y los armónicos impares  $3^\circ$  y  $5^\circ$ , los impares mayores a  $5^\circ$  tienen un comportamiento irregular, sube y baja la magnitud a cero para la misma GIC, esto sucede en el intervalo de estabilización de la señal por la GIC donde comienza a ver diferentes magnitudes de armónicos que se cancelan en el intervalo y llegan a un valor fijo al estabilizarse, por dicho motivo no son de utilidad sólo se trabajará con 3 componentes para la detección.

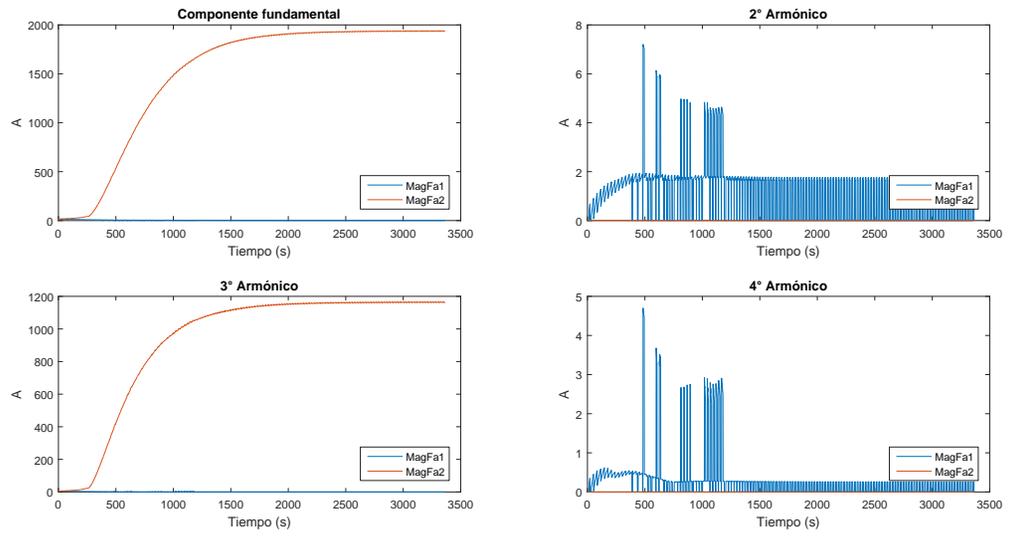


Figura 5.6: Componentes de la corriente de magnetización con GIC de 100 A.

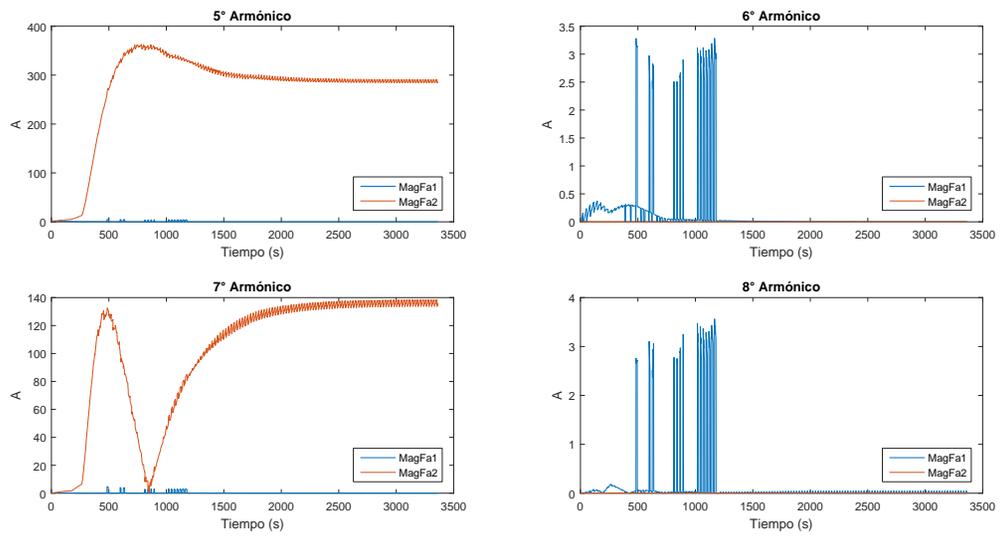


Figura 5.7: Componentes de la corriente de magnetización con GIC de 100 A (continuación).

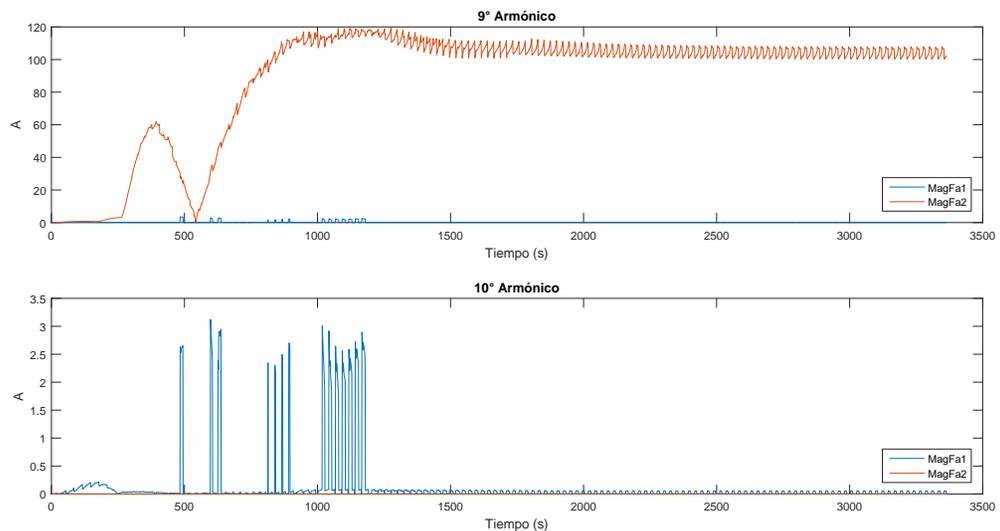


Figura 5.8: Componentes de la corriente de magnetización con GIC de 100 A (continuación).

Se realizaron dos gráficas fig. 5.9 y fig. 5.10 resumiendo las diferentes configuraciones para las respuestas al medio y cuarto ciclo de detección a diferentes magnitudes de la GIC, se observa que las magnitudes de las 3 componentes aumentan proporcionalmente con la magnitud de la GIC. La señal de cuarto ciclo utiliza menos información de la señal original y obtiene resultados similares, en la tabla 5.1 se muestra los datos comparativos de la componente fundamental y se observa que la configuración menos afectada es la shell, teniendo magnitudes de casi un tercio contra las otras 3 configuraciones, por lo que soportaría mayores magnitudes de GIC. En base a las figuras 5.9 y 5.10 y la ecuación 4.8 se asigna la condición de que en las 3 componentes el umbral debe ser mayor a 2 para la detección, esto se cumple en todas las configuraciones desde la GIC de 10 A.

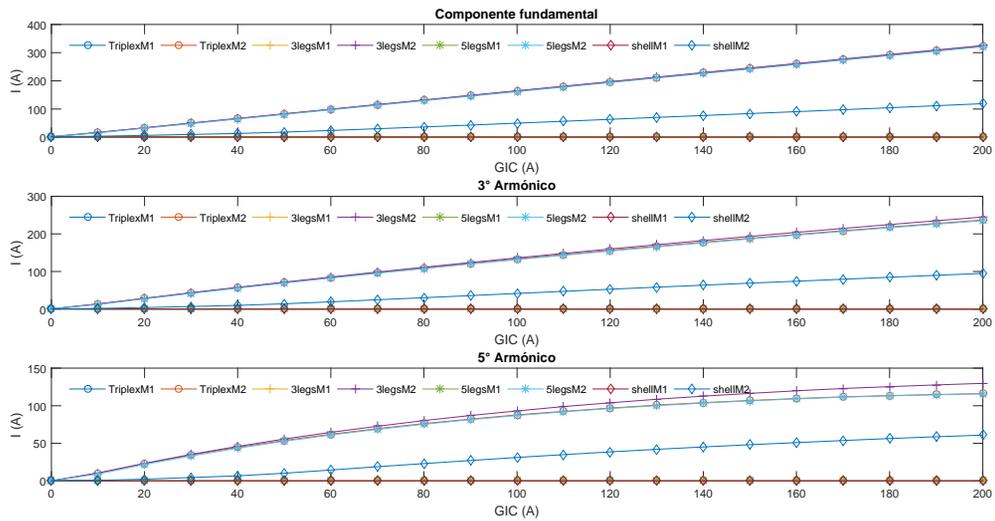


Figura 5.9: Componentes de medio ciclo de detección vs barrido de GIC

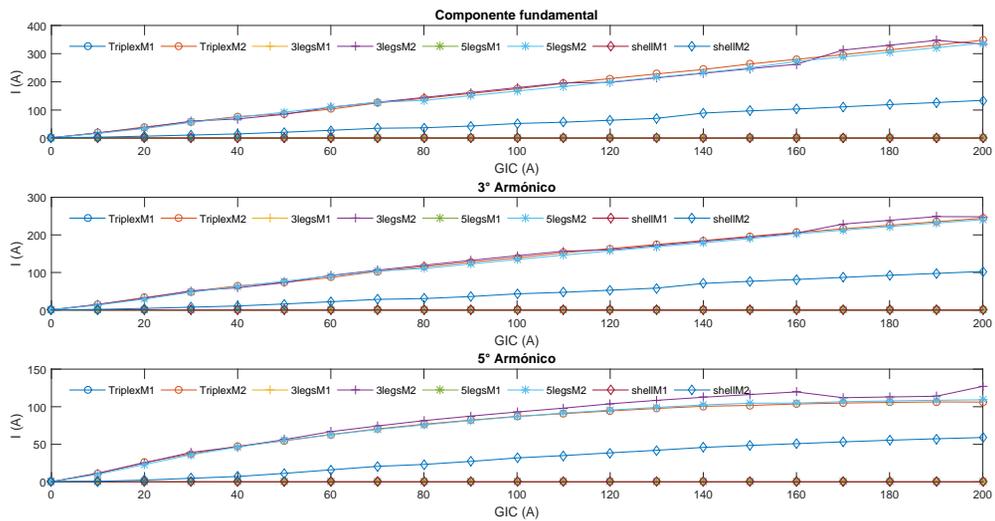


Figura 5.10: Componentes de cuarto ciclo de detección vs barrido de GIC

Se continua a evaluar los parámetros siguientes del algoritmo THD, TDD, K y D del lado primario figura 5.11; observando el THD y TDD de la corriente primaria tienen resultados similares esto implica que la corriente fundamental y la corriente nominal

Tabla 5.1: Magnitudes de medio y cuarto ciclo, componente fundamental.

GIC (A)	Medio ciclo				Cuarto ciclo			
	Triplex	3 legs	5 legs	Shell	Triplex	3 legs	5 legs	Shell
0	1.73	1.73	1.73	1.73	1.71	1.70	1.70	1.73
10	17.09	17.06	15.58	3.51	18.76	19.00	17.27	3.68
20	33.55	33.35	31.99	6.51	39.99	37.06	34.59	7.31
30	50.09	50.14	48.28	9.95	58.31	60.53	56.31	11.32
40	66.49	66.45	64.63	13.38	76.68	68.52	74.55	15.32
50	82.88	82.85	80.92	18.16	86.65	84.65	92.23	21.24
60	99.23	99.15	97.21	23.97	103.19	109.71	110.30	28.04
70	115.34	115.87	113.40	30.22	125.14	127.54	127.61	35.40
80	131.71	131.94	129.53	36.51	141.50	144.55	134.17	37.03
90	148.10	148.37	145.63	43.04	158.67	162.11	150.81	43.26
100	164.05	164.74	161.77	49.95	175.27	179.32	167.28	52.28
110	180.26	180.69	177.80	56.56	194.67	196.15	183.42	56.75
120	196.44	196.98	193.77	63.50	211.56	198.12	199.85	63.71
130	212.32	212.98	209.84	70.44	228.20	214.18	216.19	70.63
140	228.45	229.19	225.74	76.96	243.79	230.41	232.19	89.21
150	244.39	245.36	241.70	84.07	263.36	246.59	249.74	97.02
160	260.31	261.26	257.54	90.69	279.87	262.44	272.27	103.59
170	276.18	277.17	273.27	97.64	296.62	312.52	288.44	111.24
180	292.21	293.31	289.18	104.60	313.27	329.90	304.88	119.33
190	308.08	309.25	304.98	111.81	329.81	347.03	321.18	126.51
200	323.85	325.03	320.74	119.00	347.65	333.91	337.41	134.36

se mantienen en valores similares a través del barrido tabla 5.2, se marca una magnitud típica de GIC 70 A la cuál genera valores de TDD mayor de 10% incumpliendo lo indicador en la tabla 4.2; el valor del factor  $K$  debe sobrepasar una magnitud de 4 para que exista posible daño en el transformador la magnitud llega a un máximo de 2.2 (figura 5.11(c)) por lo tanto no existe daño y puede operar a capacidad nominal sin ningún problema. Del lado secundario ningún parámetro se ve afectado, esto es debido a que el transformador es el que consume las componentes armónicas en su rama de magnetización y no se ven afectadas las señales del SEP.

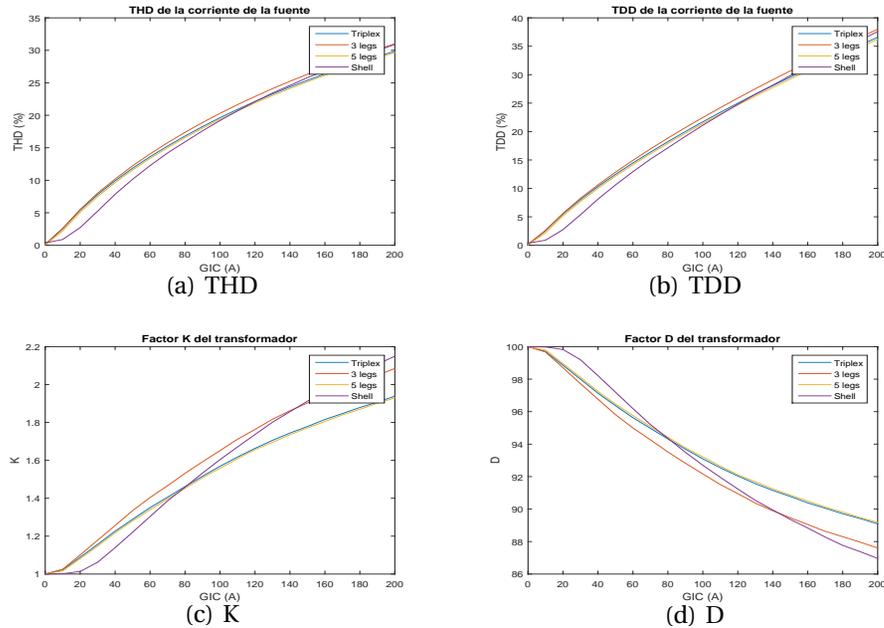


Figura 5.11: THD, TDD,  $K$  y  $D$  de la corriente de la fuente.

El siguiente parámetro de interés es la potencia reactiva  $Q$ , se muestran los datos obtenidos en la tabla 5.3, su magnitud aumento proporcionalmente a la GIC, aumenta de forma lineal, cada configuración tiene un consumo muy similar aún cuando tienen diferente afectación al fenómeno, también se indica la magnitud de 70 A en el cual hay un incremento de aproximadamente 20% un porcentaje considerable.

El siguiente paso del algoritmo es analizar las señales primarias y secundarias del transformador con la WCM, primero se analiza la corriente primaria debido a que ya se tiene identificada que sufrió cambios, se corre el WCM y se obtiene la gráfica de la figura 5.12, se grafica la lambda con la mejor respuesta resulta ser la de menor frecuencia por lo que coincide con el fenómeno, se observa que el aumento de magnitud de la lambda es proporcional a la GIC, con esto se buscará una magnitud que tenga relación con problemas en el SEP, para este escenario el SEP no tiene problemas por lo que no hay

Tabla 5.2: THD y TDD de la corriente de la fuente.

GIC (A)	THD corriente				TDD corriente			
	Triplex	3 legs	5 legs	Shell	Triplex	3 legs	5 legs	Shell
0	0.06	0.17	0.06	0.36	0.06	0.17	0.06	0.36
10	2.53	2.60	2.20	0.89	2.56	2.62	2.22	0.89
20	5.39	5.50	5.08	2.72	5.50	5.61	5.17	2.75
30	7.70	8.02	7.49	5.24	8.02	8.26	7.70	5.36
40	9.92	10.10	9.64	7.85	10.32	10.61	10.01	8.10
50	11.85	12.22	11.57	10.15	12.45	12.85	12.15	10.60
60	13.63	14.06	13.36	12.26	14.47	14.93	14.16	12.93
70	15.26	15.77	15.01	14.20	16.37	16.93	16.07	15.13
80	16.81	17.38	16.55	15.91	18.22	18.84	17.91	17.13
90	18.26	18.88	18.01	17.60	20.02	20.69	19.68	19.14
100	19.62	20.29	19.37	19.19	21.71	22.46	21.39	21.10
110	20.90	21.63	20.65	20.67	23.36	24.20	23.04	22.96
120	22.11	22.89	21.88	22.09	24.97	25.86	24.65	24.79
130	23.26	24.10	23.02	23.43	26.54	27.51	26.21	26.56
140	24.36	25.23	24.11	24.59	28.08	29.11	27.73	28.14
150	25.38	26.31	25.15	25.79	29.55	30.65	29.22	29.83
160	26.36	27.33	26.14	26.82	31.01	32.18	30.67	31.30
170	27.30	28.32	27.07	27.92	32.44	33.68	32.09	32.92
180	28.19	29.25	27.97	28.97	33.84	35.14	33.49	34.51
190	29.04	30.14	28.82	29.95	35.21	36.57	34.86	36.05
200	29.86	30.99	29.63	30.91	36.56	37.99	36.20	37.58

una magnitud de interés. Hay otras lambdas correspondientes a mayor frecuencia pero sin ningún patrón por lo que no son de interés y no se analizarán.

En el lado secundario no hay cambio alguno se mantiene en valor de 1, esto es coherente ya que los voltajes primario y secundarios no sufrieron cambio ni la corriente secundaria.

Tabla 5.3: Magnitudes de potencia reactiva de la fuente.

GIC (A)	Potencia reactiva Q (MVAR)			
	Triples	3 legs	5 legs	Shell
0	95.75	96.28	95.92	97.90
10	98.08	98.61	97.99	98.73
20	100.77	101.24	100.63	100.96
30	103.45	103.96	103.27	103.58
40	106.09	106.60	105.90	106.33
50	108.75	109.27	108.56	109.02
60	111.39	111.90	111.19	111.69
70	114.02	114.59	113.82	114.32
80	116.67	117.22	116.44	116.88
90	119.31	119.86	119.02	119.51
100	121.93	122.50	121.66	122.21
110	124.53	125.11	124.26	124.78
120	127.15	127.74	126.83	127.40
130	129.75	130.33	129.44	130.02
140	132.35	132.94	132.03	132.50
150	134.93	135.56	134.61	135.12
160	137.52	138.16	137.18	137.53
170	140.11	140.74	139.74	140.12
180	142.69	143.34	142.32	142.72
190	145.28	145.93	144.87	145.35
200	147.84	148.50	147.44	147.94

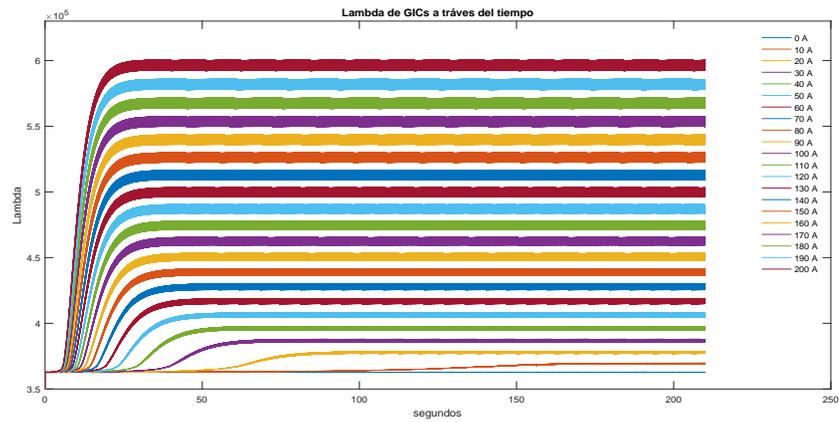


Figura 5.12: Barrido de lambda.

### 5.1.2. Escenario 2

Este escenario (figura 5.2) consta de un generador de 16 kVrms<sub>L-L</sub>, un transformador elevador (T1) de 240 MVA con relación 16/500 kVrms<sub>L-L</sub>, una línea de transmisión, un transformador reductor (T2) de 240 MVA con relación de 500/115 kVrms<sub>L-L</sub> y una carga de 240 MVA con f.p. = 0.8. Se le aplica un arreglo de GIC de 9 elementos con magnitudes de 0, 10, 30, 50, 70, 90, 100, 150 y 200 A, donde para cada elemento se utilizan 3 modelos de línea de transmisión Bergeron, JMartí, Pi, con 3 longitudes correspondientes a cada modelo de 150, 300 y 450 km; y las 4 configuraciones de núcleo Triplex, 3 legs, 5 legs y shell dando un total de 324 simulaciones.

El primer paso es la detección de la GIC para cada escenario. Para el transformador T1 se muestra el análisis de los casos en 3 gráficos, agrupando los resultados por la longitud de la línea de transmisión. Para la longitud de 150 km se muestra en la figura 5.13, para la longitud de 300 km en la figura 5.14 y para la longitud de 450 km en la figura 5.15. Estos gráficos ya se encuentra normalizados con la base de corriente nominal de su armónico.

Para la gráfica 5.13 el *umbral de 2* se mantiene como en el escenario 1. Para la componente fundamental, los 3 modelos de líneas para la configuración Triplex, 3 legs y 5 legs se detecta desde los 10 A, y para el caso shell se detecta en el Bergeron y Jmartí a los 10 A, pero para el modelo Pi tarda en detectarse hasta la magnitud de 50 A. Se mantiene el comportamiento del escenario 1 donde el menos afectado es la configuración Shell.

La componente de 3° armónico tiene un patrón similar a la fundamental, solo se tarda en detectar para la configuración shell con modelo de línea Pi hasta 50 A, y la configuración shell es la menos afectada. Para la componente de 5° armónico no hay

una configuración fija que sea la menos afectada, ya que a diferentes magnitudes hay diferente configuración con menos afectación.

Para la línea de 300 km los componentes de la figura 5.14 muestran el mismo patrón de la línea de 150 km y se detecta la GIC de la misma manera. Para la línea de 450 km, la figura 5.15 muestra la componente fundamental: la configuración shell con línea Pi detecta la GIC a 30 A. Para las 3° y 5°, para todos las configuraciones, existe la detección a los 10 A.

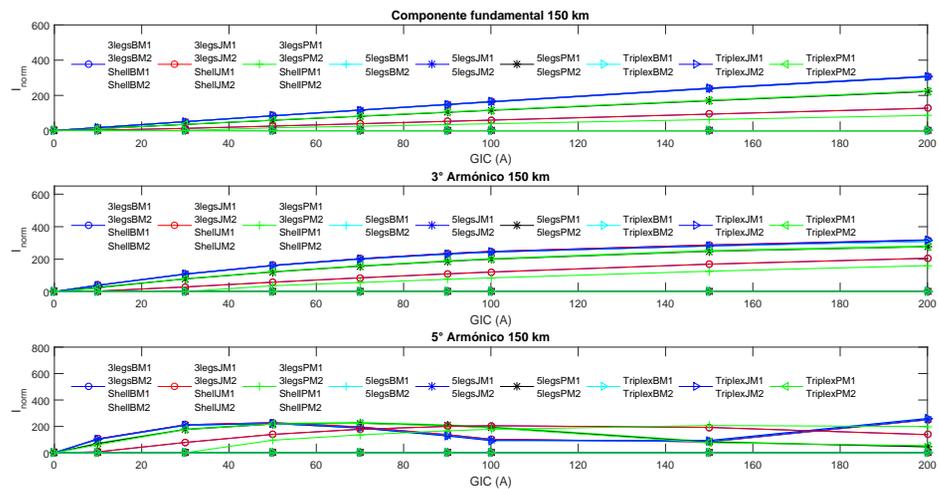


Figura 5.13: Transformador 1, línea de 150 km.

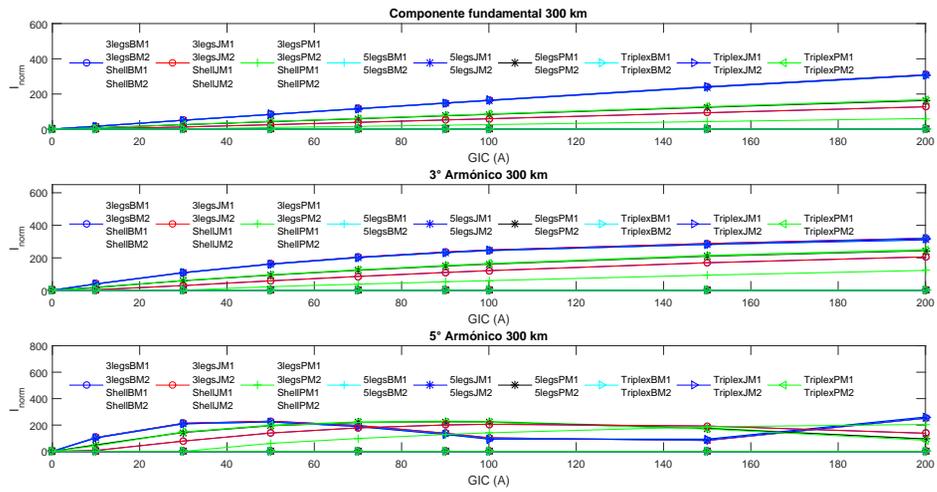


Figura 5.14: Transformador 1, línea de 300 km.

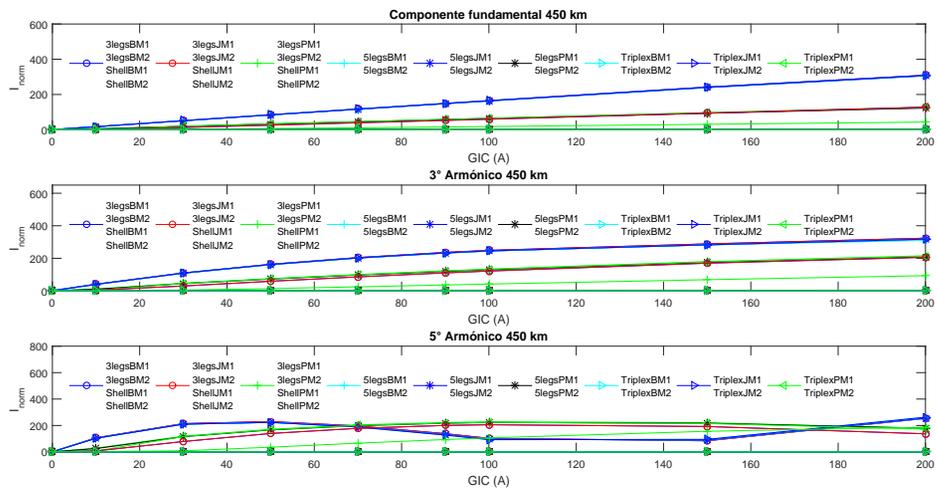


Figura 5.15: Transformador 1, línea de 450 km.

Para el transformador 2 se muestra el análisis en las figuras 5.16, 5.17, 5.18. Para la primer gráfica, la componente fundamental tiene un patrón similar al transformador 1, con detecciones más lentas. Para el 3° armónico hay un cruce de curvas pero la detección se mantiene. Para el 5° armónico solo la configuración shell en modelo Pi y JMarti se detecta hasta los 30 A.

En las figuras 5.17 y 5.18 existe detección de manera similar habiendo diferencias en qué magnitud brinca el umbral. En la línea de 450 km se ve menos afectación.

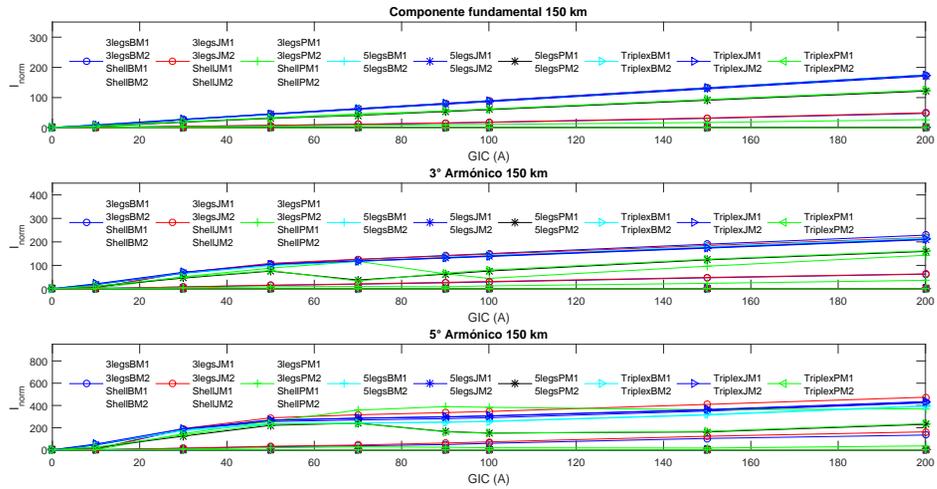


Figura 5.16: Transformador 2, línea de 150 km.

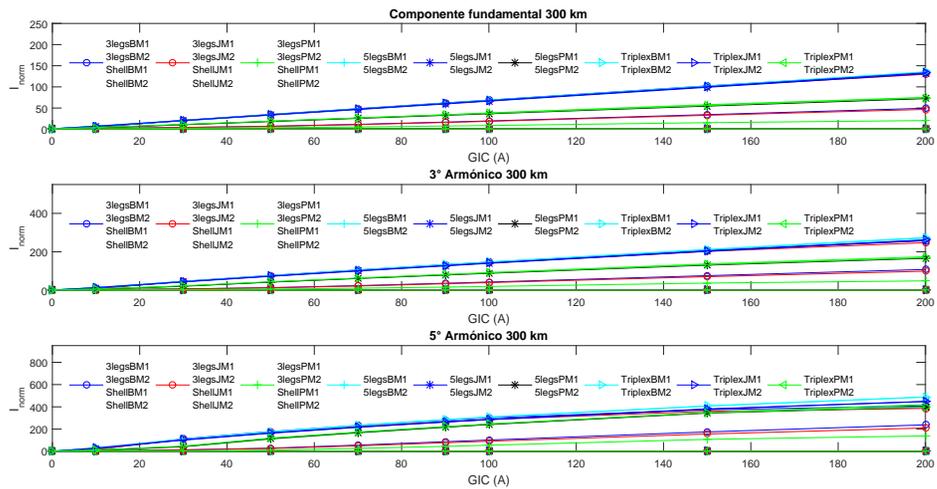


Figura 5.17: Transformador 2, línea de 300 km.

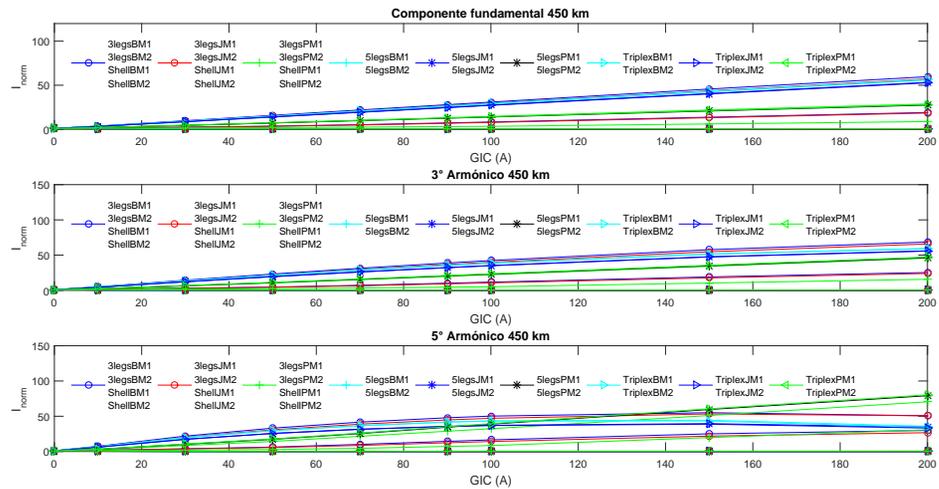


Figura 5.18: Transformador 2, línea de 450 km.

Se continúa con el algoritmo obteniendo los parámetros THD, TDD,  $K$ ,  $D$  y  $Q$  del lado primario y secundario de ambos transformadores con las diferentes configuraciones de núcleo, modelos de línea y longitud. Se mostrarán los parámetros con menos afectación por cada transformador. Comenzando por el parámetro de THD de los voltajes, se tiene de la figura 5.19 que fue la línea de 450 km del transformador 1 la menos afectada y de la figura 5.20 la menos afectada del transformador 2. Como se indica en la tabla 4.1 se superan los límites indicados.

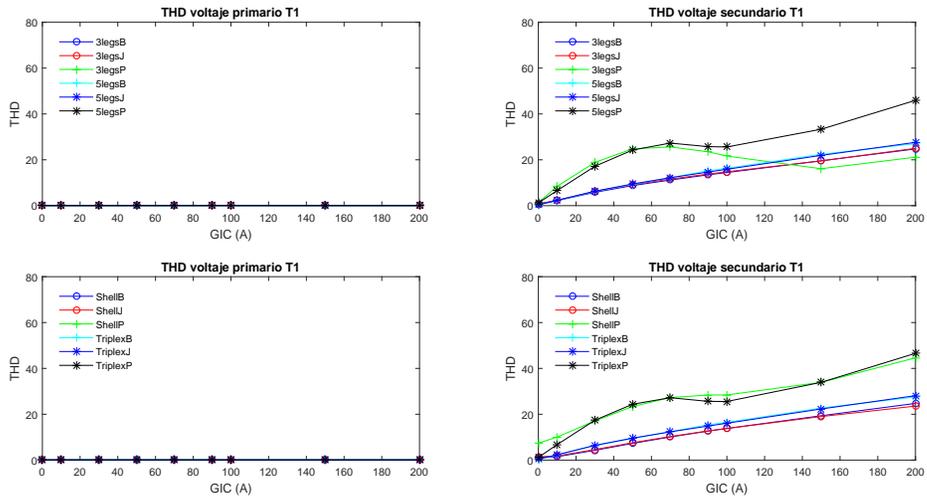


Figura 5.19: Transformador 1, THD voltaje 450 km.

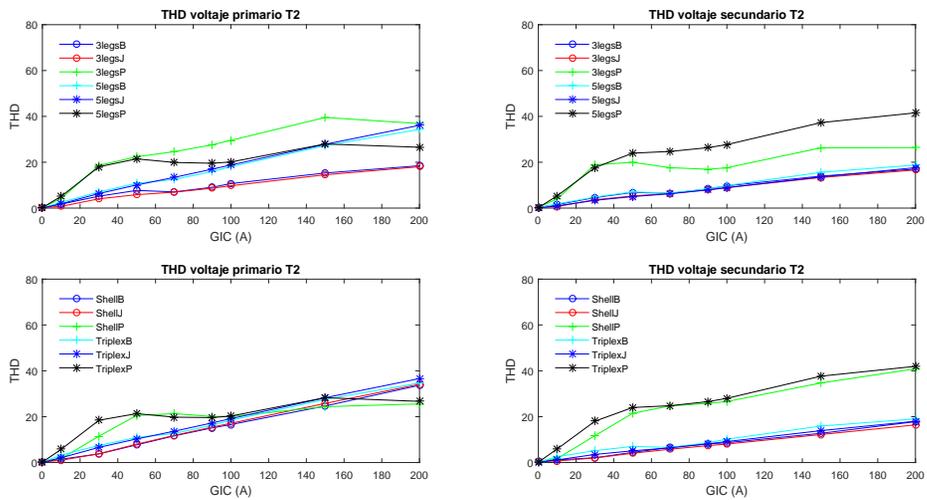


Figura 5.20: Transformador 2, THD voltaje 300 km.

Continuamos con el THD y TDD de la corriente para el transformador 1 (figuras 5.21 y 5.22) la línea de 150 km tuvo menos afectación. Se aprecia el comportamiento del parámetro TDD mostrando una mayor magnitud que el THD debido al incremento de la fundamental. Para el transformador 2 se repite la menor afectación en la línea de 150 km como se muestra en la figura 5.23 y 5.24.

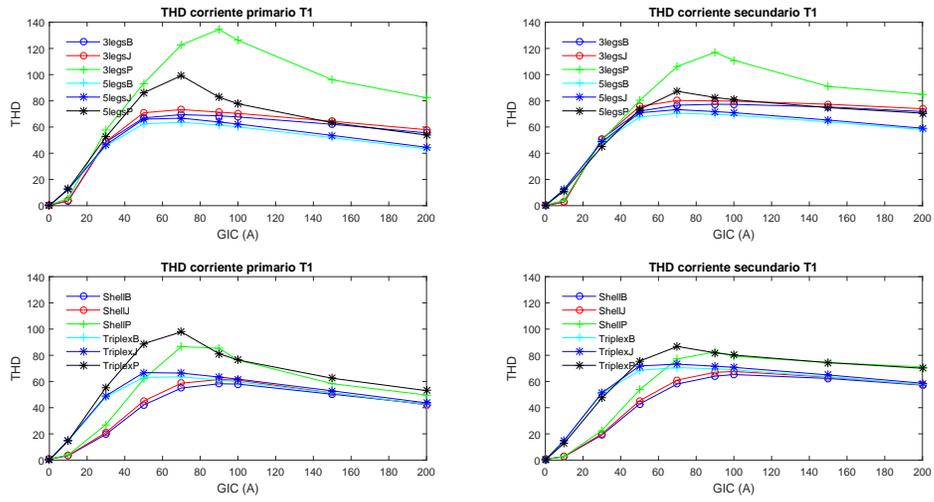


Figura 5.21: Transformador 1, THD corriente 150 km.

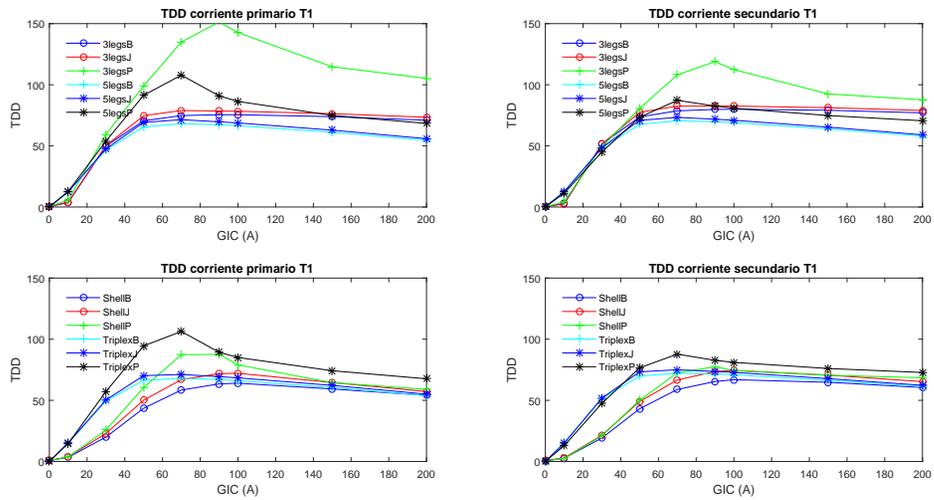


Figura 5.22: Transformador 1, TDD corriente 150 km.

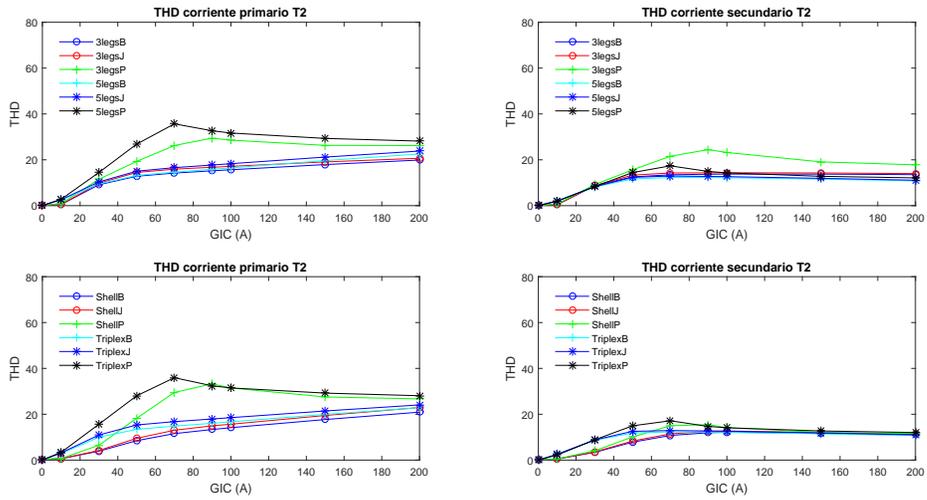


Figura 5.23: Transformador 2, THD corriente 150 km.

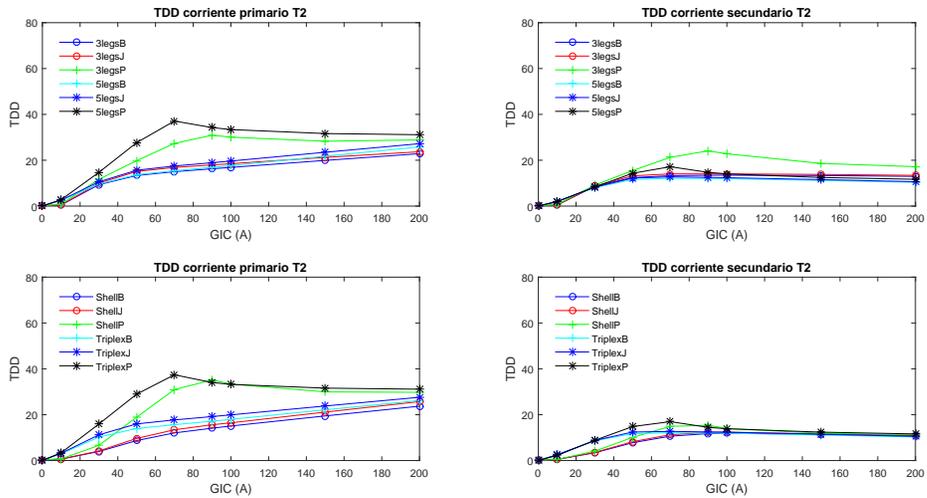


Figura 5.24: Transformador 2, TDD corriente 150 km.

Los siguientes parámetros son los factores  $K$  y  $D$ . Se muestra las 2 figuras alcanzando en ambos lados del transformador 1 la magnitud de 4 en el factor  $K$  (figura 5.25). Otras configuraciones también superan este valor por lo que se tendría que operar a menor capacidad como se muestra la figura 5.26 para ambos transformadores. Al superar este valor de  $K$  se puede generar una señal de alarma para disparar cargas durante

la GIC, dejando en servicio el transformador sin degradar su vida útil.

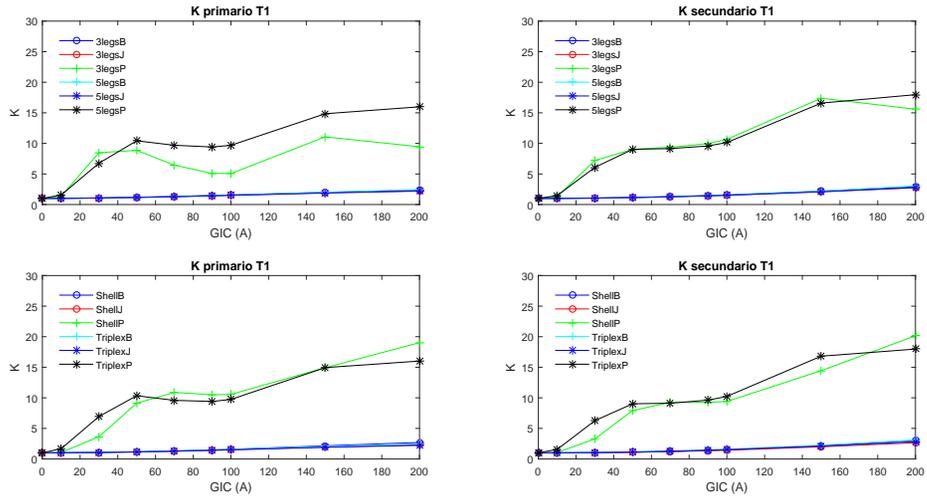


Figura 5.25: Transformador 1, K 300 km.

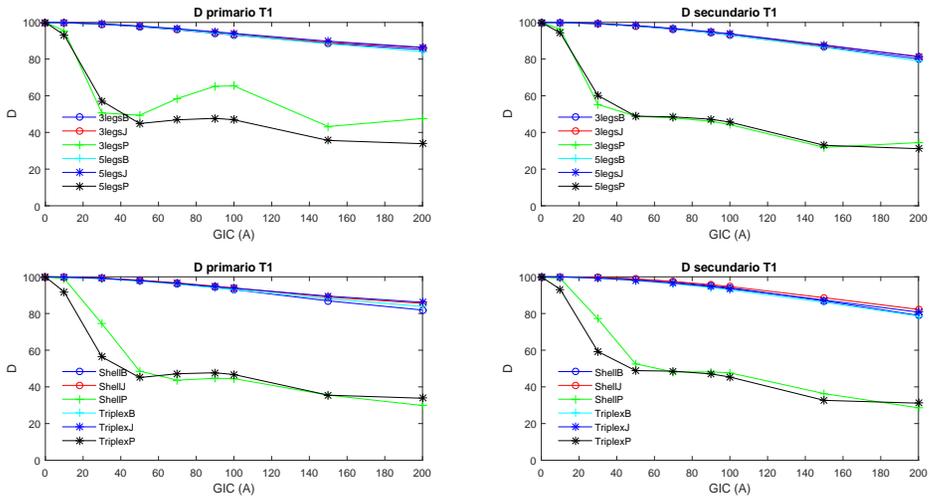


Figura 5.26: Transformador 1, D 300 km.

El parámetro  $Q$  se muestra en la figura 5.27. Para este parámetro se muestra la configuración con mayor afectación. Se observa que el lado de la carga tiene muy poca afectación, esto significa que la elevación de consumo de potencia reactiva viaja en la línea de transmisión y entre las tierras de los transformadores.

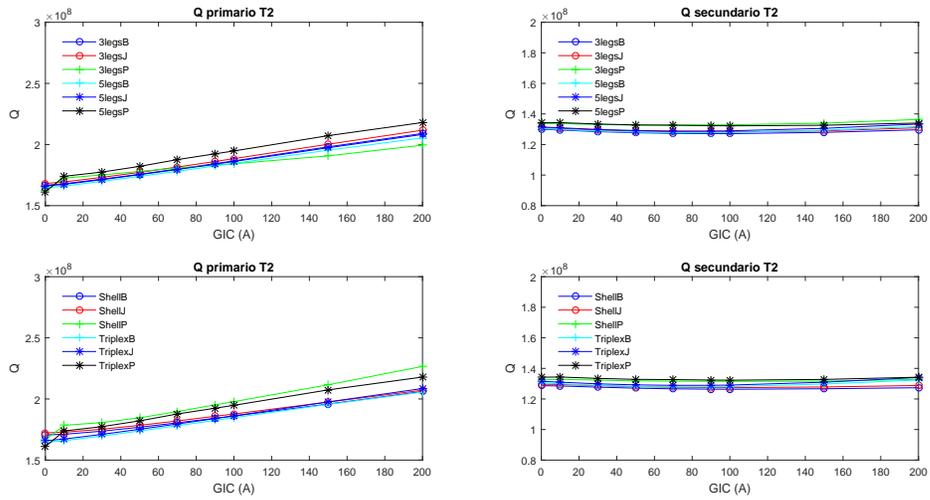


Figura 5.27: Transformador 2, Q 450 km.

Para la WCM, se muestra la respuesta de la corriente del primario y secundario del transformador 1 en la figura 5.28 y del transformador 2 en la figura 5.29. Los datos se normalizaron con la magnitud sin GIC. Se muestra la configuración más afectada siendo el núcleo de 3 piernas con el modelo de línea Pi con 150 km. En el transformador 1, el barrido de lambdas tiene el mismo comportamiento en el primario y secundario con solo diferencia en las magnitudes. Se tiene una magnitud proporcional a la GIC de 0 a 90 A, decreciendo su magnitud estable a GIC mayores. Para ambos lados, un *umbral de 1.2* se detecta para todas las GIC superiores de 50 A.

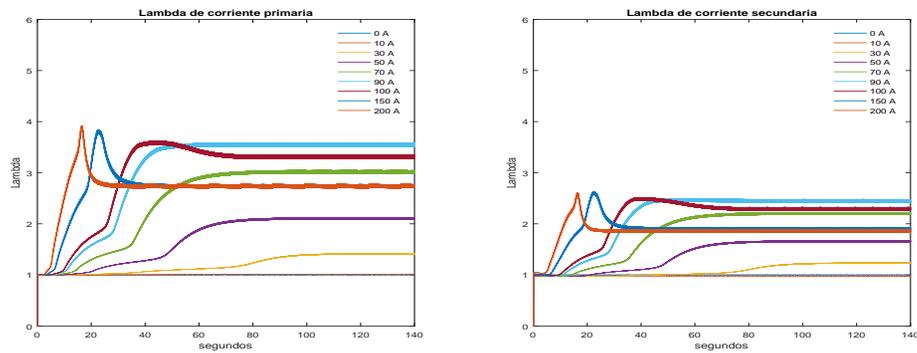


Figura 5.28: Respuesta de lambda transformador 1.

Para el transformador 2, la respuesta de las lambdas en el lado primario en todas sus magnitudes es proporcional a la magnitud de la GIC. Con el *umbral de 1.2* se detectan todas las GIC superiores de 150 A. Para el lado de la carga, el lado secundario no tiene un patrón coherente por lo que no se puede tener un umbral para la detección.

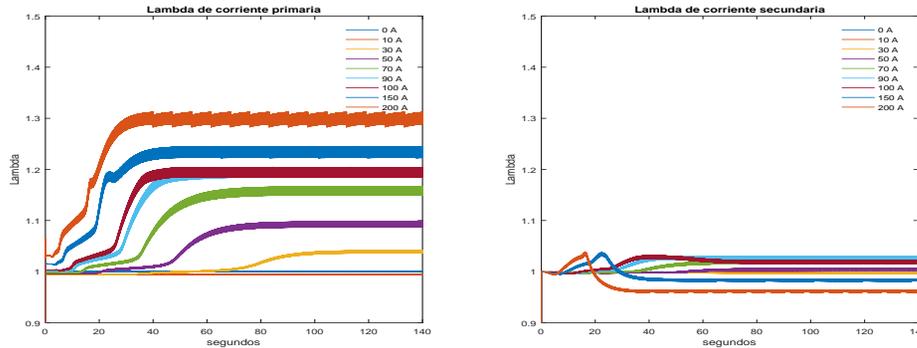


Figura 5.29: Respuesta de lambda transformador 2.

La respuesta del transformador 2 se muestra en la gráfica 5.30, en el lado primario, todas las magnitudes tienden a la unidad. El lado secundario muestra un patrón inversamente proporcional a la GIC pero la diferencia de magnitudes varía entre 0 y 0.08. Estas diferencias son despreciables.

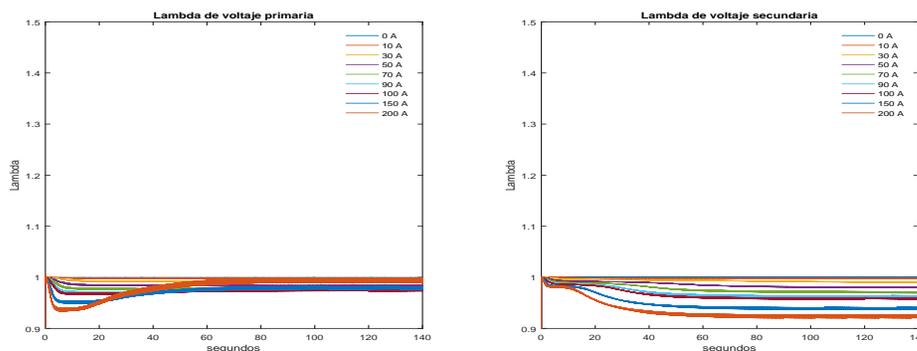


Figura 5.30: Respuesta de lambda transformador 2.

### 5.1.3. Escenario 3

En el tercer caso, las características del sistema son el generador de 11 kVrms<sub>L-L</sub>, un transformador elevador de 2000 MVA 11/765 kVrms<sub>L-L</sub>, 2 línea paralelas de transmisión, un transformador reductor de 2000 MVA 765/20 kVrms<sub>L-L</sub> y una carga de 2000 MVA con f.p. = 0.8. Se utilizan las 4 configuraciones del núcleo, un barrido de 9 magnitudes de GIC, dando un total de 36 simulaciones.

Se realiza la detección de medio ciclo mostrada en las figuras 5.31 y 5.32. Se continua con el *umbral de 2*, este se detecta desde los 10 A en las configuraciones 3 legs, 5 legs y Triplex. En la configuración shell, similar a los escenarios anteriores, esta configuración se ve menos afectada. El transformador 2 tiene un comportamiento similar con la configuración shell con menos afectación manteniéndose ligeramente arriba del umbral en todo su barrido.

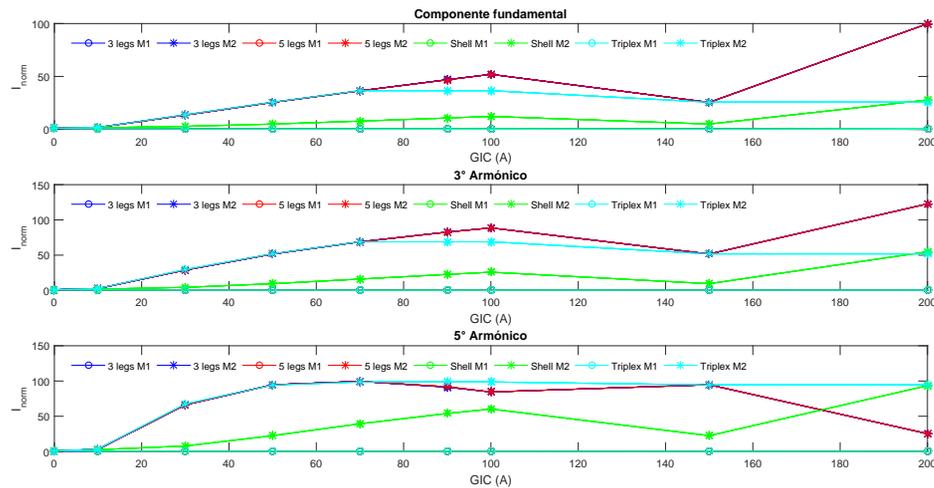


Figura 5.31: Medio ciclo transformador 1.

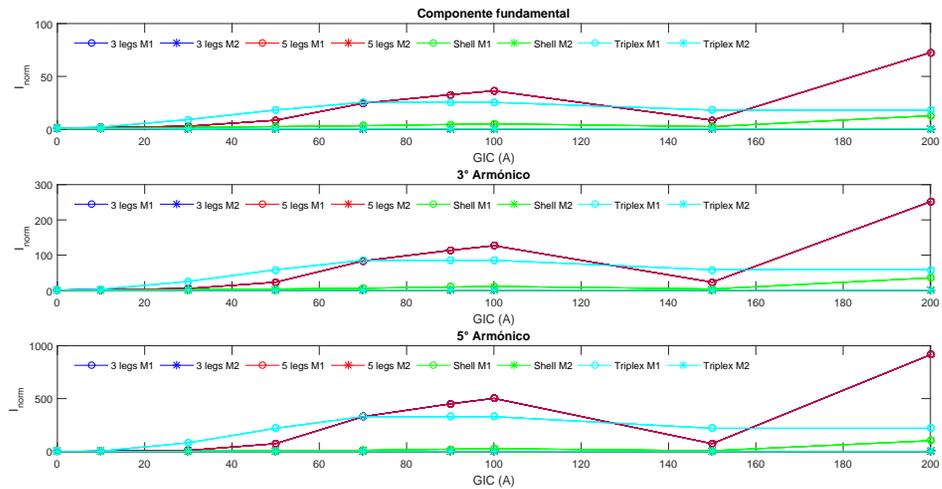


Figura 5.32: Medio ciclo transformador 2.

El siguiente paso del algoritmo es obtener los parámetros de THD, TDD,  $K$ ,  $D$  y  $Q$  en los diferentes puntos en el circuito mostrado en la figura 5.3. Por tener pocos puntos de medición, se muestra el comportamiento de todos los puntos para el THD en la figura 5.33. El THD del voltaje primario es la medición del generador, la cual es coherente con que no haya distorsión. En el voltaje secundario y carga, después de los 50 A las configuraciones 3 legs, 5 legs y Triplex incumplen la tabla 4.1 y la shell hasta los 150 A.

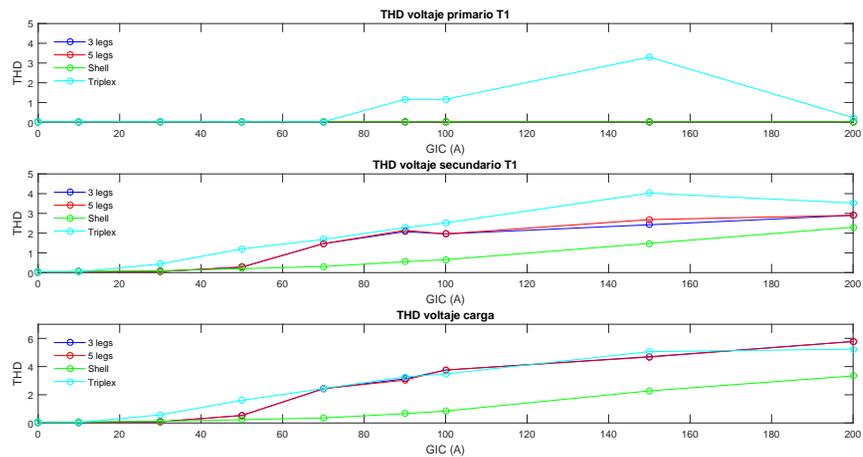


Figura 5.33: THD voltaje.

Para la corriente, se muestran, en las figuras 5.34 y 5.35, el THD y TDD. Siendo este el caso con menor afectación obteniendo un máximo de 8 %, lo que indica que hay muy poca afectación.

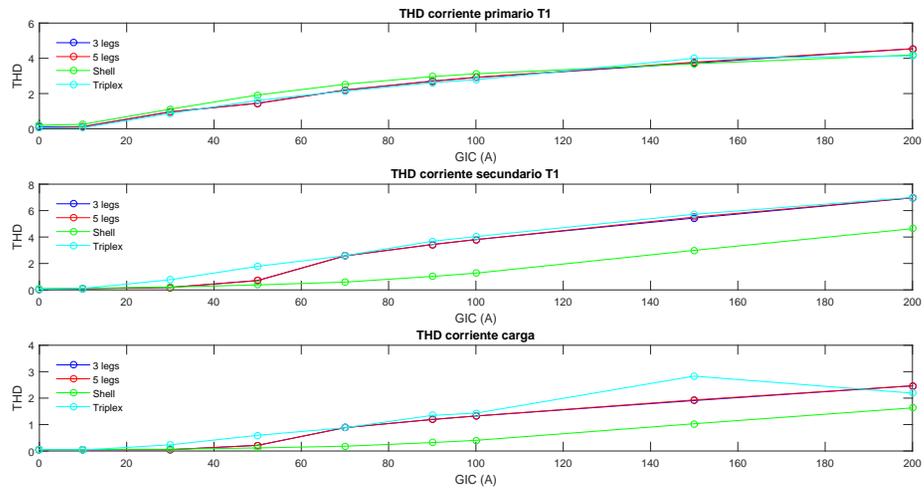


Figura 5.34: THD corriente.

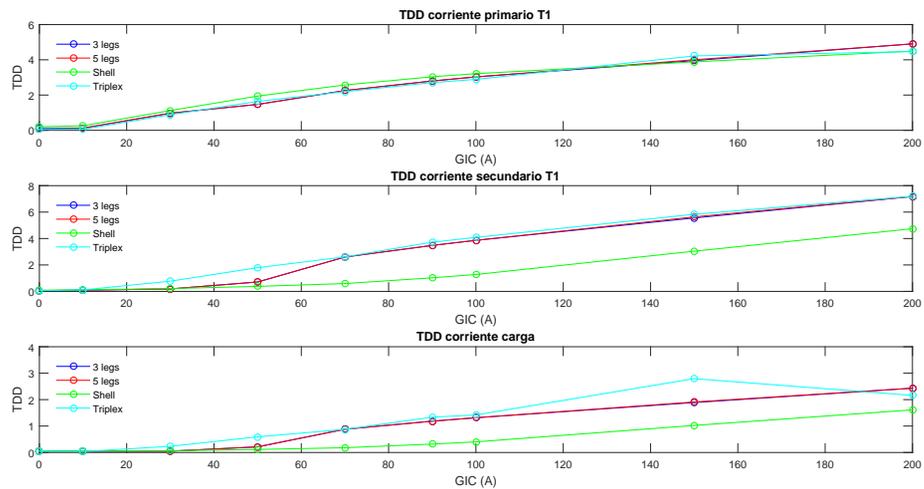


Figura 5.35: TDD corriente.

Debido a la poca afectación, el factor de  $K$  mostrado en la figura 5.36 no supera el dato de afectación de 4, lo que implica que no tendrá ninguna afectación.

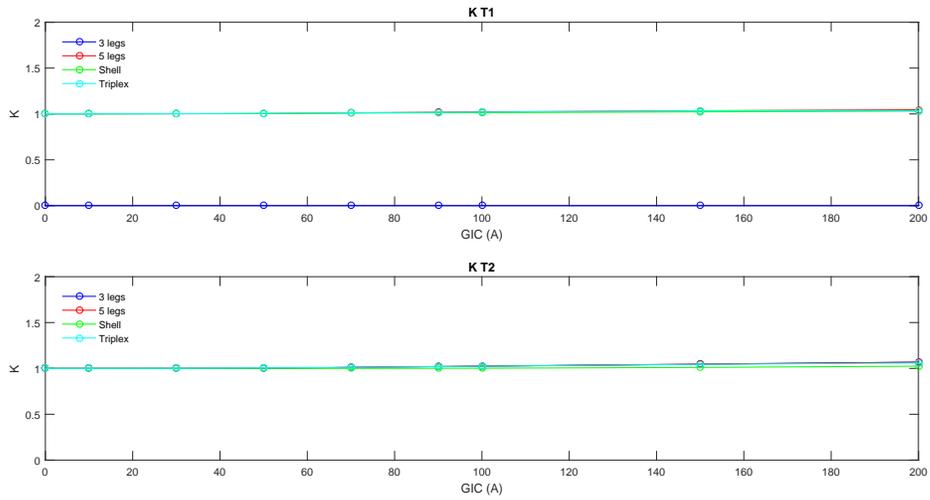


Figura 5.36: Factor  $K$ .

El incremento en la potencia reactiva se muestra en la figura 5.37, donde sólo hay incremento en el lazo de los transformadores y en el lado de la carga se queda similar, con la misma magnitud a través del barrido de la GIC.

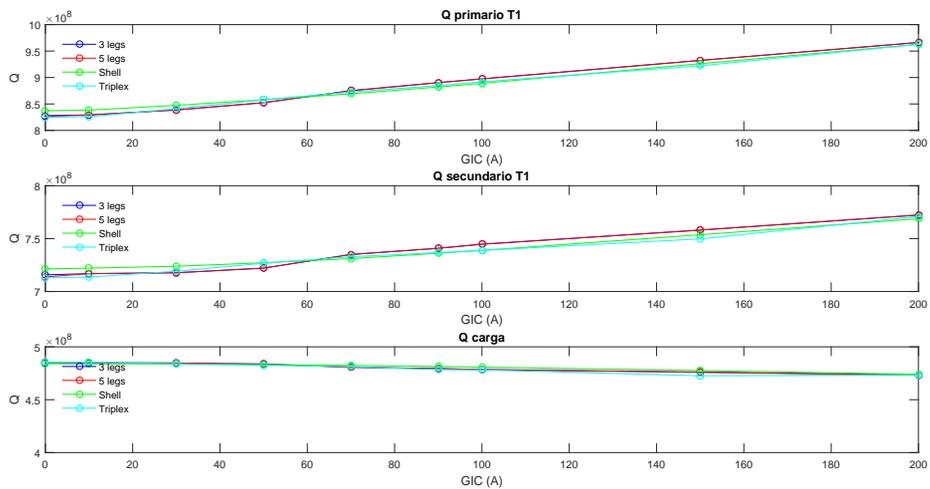


Figura 5.37: Potencia reactiva  $Q$ .

Sigue el análisis de las lambdas de los voltajes y corrientes mostrados en la figura 5.38 y 5.39. La amplitud alcanzada en las señales de corrientes es muy pequeña en

comparación de los escenarios anteriores, ya que no supera el *umbral de 1.2*. Para las señales de voltajes se indica una escala de la amplitud donde tampoco se supera el *umbral de 1.2*. Estas señales son de la configuración triplex que fue la más afectada con base en los parámetros THD, TDD, Q y K anteriores. Por lo tanto, es coherente que al no haber afectación en los parámetros, esto se ve reflejado al no superar el umbral en las lambdas.

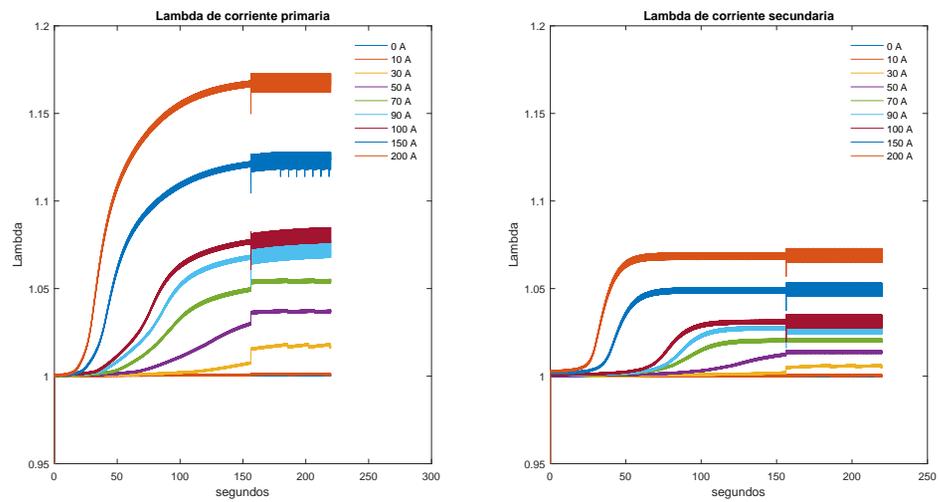


Figura 5.38: Lambdas de corrientes.

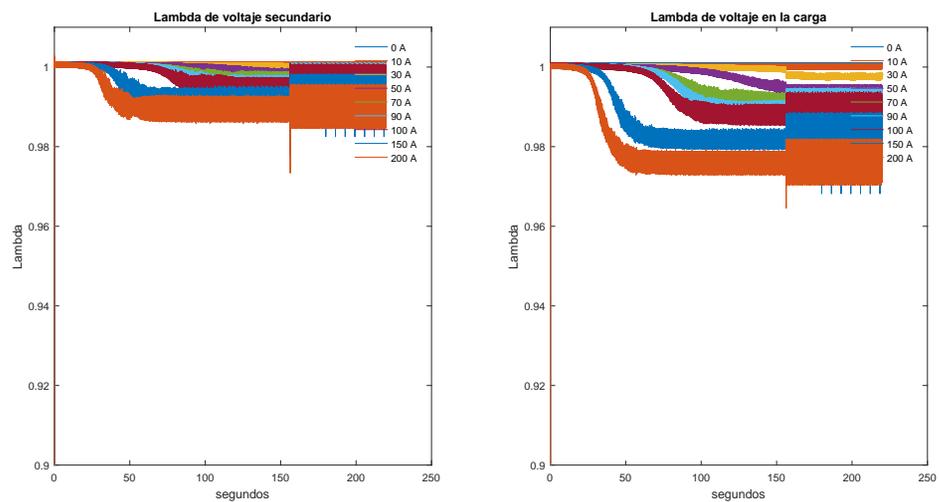


Figura 5.39: Lambda de voltajes.

## 5.2. Conclusiones

La sección de detección de la GIC del algoritmo dio los resultados esperados, es funcional para identificar el fenómeno debido a que en los 3 escenarios fue exitosa, pero hay que conocer el sistema donde se quiere tener el monitoreo para saber que tanta sensibilidad se quiere colocar en el umbral de detección. En los 3 escenarios, con el *umbral de magnitud 2* la detección fue exitosa. Para el escenario 1, la detección fue exitosa en la fundamental y armónicos de las 4 configuraciones de los transformadores. El escenario 2 presenta variaciones en los armónicos y en la longitud de las líneas se observa un impacto a la respuesta de la detección. Por último, el escenario 3 tiene detecciones satisfactorias para GIC superiores a 30 y 50 A.

En el análisis de qué señal se debe utilizar para la WCM, se observa una correlación con los parámetros de cada escenario. Para las señales de voltajes, para ninguno de los escenarios adquiere un patrón significativo, por lo tanto no es una señal útil. Para la corriente si se tiene un patrón: en todos los escenarios se designó una *magnitud de 1.2* que es indicativa de problemáticas. Este umbral dependerá también del sistema y habrá que conocerlo para saber que tanta sensibilidad se desea. Para el escenario 1, supero el umbral a GIC mayores a 70 A (para esa magnitud, el THD ya tiene valores altos y Q también refleja un aumento), es un buen indicativo de que la corriente ha tenido afectación en el sistema. Para el escenario 2, en el transformador 1 a todo el barrido, supera el umbral. Para el escenario 3 no supera el umbral, era lo esperado debido a que no tubo afectación en este sistema.

Se observa que el umbral definido si es indicativo de problemáticas en el SEP, por

lo tanto es posible usar dicho umbral para monitoreo y tomar alguna acción preventiva posible en el transformador donde se detecte. El escenario 2 fue el más afectado y en este caso el umbral definido implica un consumo adicional de 6% de potencia reactiva al superar el umbral.

# Capítulo 6

## Conclusiones

En el presente trabajo se cumplieron los objetivos propuestos, se identificó correctamente el fenómeno de la GIC. Para ello, se propusieron 2 algoritmos que funcionaron de manera exitosa.

Con el algoritmo de Fourier se obtuvieron parámetros THD, TDD,  $K$ ,  $D$ ,  $Q$ . Los resultados muestran que dependiendo del sistema puede existir afectación en los parámetros. La potencia reactiva siempre es un indicativo de que está ocurriendo algo, pero no necesariamente los demás parámetros se verán afectados. Los factores  $K$  y  $D$  pueden jugar un papel: al superar el valor de  $K$  del transformador, se puede dar señal de disparar carga para no sobrecargar el transformador y seguir operando en presencia de GIC.

Con estos algoritmos se puede tener un monitoreo: al superar un umbral (que dependerá del sistema en que se este usando) esto será indicativo de que existe un riesgo en el transformador o en las señales del SEP que estarían afectando al transformador o las cargas con tanta distorsión generada debido al fenómeno. Adicionalmente, según la investigación de los métodos de mitigación propuestos, el más efectivo sería la re-

sistencia en el neutro a través de la detección de corriente directa en el mismo neutro. Por los resultados vistos en este trabajo, el manipular la resistencia del neutro afecta directamente a la mitigación de la magnitud de la GIC.

## **6.1. Trabajo futuro**

Tener un sistema real donde haya sucedido el fenómeno para analizar el comportamiento de los umbrales que se definieron y qué modelo de línea predice mejor el comportamiento real, ya que se vio en los resultados que sí hay un impacto considerable entre los modelos de línea.

Analizar matemáticamente cuáles modelos se acoplan mejor al fenómeno, pudiendo llegar a utilizarse modelos simples y no requieran prologados tiempos de simulación, ya que debido a la frecuencia baja del fenómeno, se necesitan largos tiempos para apreciar cómo evoluciona y se estabiliza.

Evaluar las formas de mitigación en un sistema real, para cuantificar el beneficio al SEP y analizar problemas colaterales debido a agregar un elemento adicional a la red.

# Bibliografía

- [1] VD Albertson, B Bozoki, WE Feero, JG Kappenman, EV Larsen, DE Nordell, J Ponder, FS Prabhakara, K Thompson, and R Walling. Geomagnetic disturbance effects on power systems. *IEEE transactions on power delivery*, 8(3):1206–1216, 1993.
- [2] P Czech, S Chano, H Huynh, and A Dutil. The hydro-quebec system blackout of 13 march 1989: System response to geomagnetic disturbance. In *Proc. EPRI Conf. Geomagnetically Induced Currents*, 1992.
- [3] Cliver, W Edward, and L Svalgaard. The 1859 solar–terrestrial disturbance and the current limits of extreme space weather activity. *Solar Physics*, 224(1):407–422, 2004.
- [4] U Villante and M Regi. Solar flare effect preceding halloween storm (28 october 2003): Results of a worldwide analysis. *Journal of Geophysical Research: Space Physics*, 113(A3), 2008.
- [5] Hock-Chuan Tay and Glenn W Swift. On the problem of transformer overheating due to geomagnetically induced currents. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, (1):212–219, 1985.
- [6] Ramsis Girgis and Kiran Vedante. Effects of gic on power transformers and power systems. In *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES*, pages 1–8. IEEE, 2012.

- [7] Xuzhu Dong, Yilu Liu, and JG Kappenman. Comparative analysis of exciting current harmonics and reactive power consumption from gic saturated transformers. In *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, volume 1, pages 318–322. IEEE, 2001.
- [8] Shu Lu, Yilu Liu, and Jaime De La Ree. Harmonics generated from a dc biased transformer. *IEEE Transactions on power Delivery*, 8(2):725–731, 1993.
- [9] Hao Zhu and Thomas J Overbye. Blocking device placement for mitigating the effects of geomagnetically induced currents. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(4):2081–2089, 2015.
- [10] Leonard Bolduc, Michel Granger, Gregoire Pare, Jean Saintonge, and Luc Brophy. Development of a dc current-blocking device for transformer neutrals. *IEEE Transactions on power delivery*, 20(1):163–168, 2005.
- [11] Hock-chuan Tay and Glenn W Swift. A novel method of detecting asymmetrical transformer core saturation due to gic. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, (1):183–189, 1984.
- [12] Stephen J. Chapman. *Máquinas eléctricas*, volume 5. McGraw-Hill, 2012.
- [13] Proakis Manolakis and JG Proakis. *Tratamiento digital de señales*, volume 4. Pearson Prentice Hall, 2007.
- [14] Hsu Hwei P. *Análisis de Fourier*, volume 1. Addison-Wesley Iberoamericana, 1987.
- [15] Jonas Gomes and Luiz Velho. *From fourier analysis to wavelets*, volume 3. Springer, 2015.
- [16] T Molinski. Geomagnetically induced currents—causes, effect, and mitigation. *IEEE Canadian Review, Fall*, pages 11–14, 1996.

- [17] Tom S Molinski, William E Feero, and Ben L Damsky. Shielding grids from solar storms [power system protection]. *Ieee Spectrum*, 37(11):55–60, 2000.
- [18] NOAA/NCEI and CIRES. The world magnetic model. 2019, <https://www.ngdc.noaa.gov/geomag/WMM/>.
- [19] Nalin B Trivedi, Ícaro Vitorello, Wanderli Kabata, Severino LG Dutra, Antonio L Padilha, Mauricio S Bologna, Marcelo B de Pádua, Alexandre Pinhel Soares, Guilherme Sarcinelli Luz, Fabio de A Pinto, et al. Geomagnetically induced currents in an electric power transmission system at low latitudes in brazil: A case study. *Space Weather*, 5(4), 2007.
- [20] Jacko Koen and Trevor Gaunt. Geomagnetically induced currents in the southern african electricity transmission network. In *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, volume 1, pages 7–pp. IEEE, 2003.
- [21] Chun-Ming Liu, Lian-Guang Liu, and Risto Pirjola. Geomagnetically induced currents in the high-voltage power grid in china. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(4):2368–2374, 2009.
- [22] RA Marshall, M Dalzell, CL Waters, P Goldthorpe, and EA Smith. Geomagnetically induced currents in the new zealand power network. *Space Weather*, 10(8), 2012.
- [23] N Mohan, VD Albertson, TJ Speak, KG Kappenman, and MP Bahrman. Effects of geomagnetically-induced currents on hvdc converter operation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (11):4413–4418, 1982.
- [24] Donald J Fallon, Peter M Balma, and WJ McNutt. *The destructive effects of geomagnetic induced currents in power transformers*. Doble Engineering Company, 1990.

- [25] DH Boteler and RJ Pirjola. Modelling geomagnetically induced currents produced by realistic and uniform electric fields. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 13(4):1303–1308, 1998.
- [26] E Vázquez, G Idárraga, D Guillén, and H Esponda. Algorithm for transformer differential protection based on wavelet correlation modes. 2016.
- [27] R Yacamini and A Abu-Nasser. The calculation of inrush current in three-phase transformers. In *IEE Proceedings B-Electric Power Applications*, volume 133, pages 31–40. IET, 1986.
- [28] T Nunn. A comparison of liquid-filled and dry-type transformer technologies. In *Cement Industry Technical Conference, 2000 IEEE-IAS/PCA*, pages 105–112. IEEE, 2000.
- [29] R Langella and A Testa. Ieee standard definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions. 2010.