



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD

AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE INGENIERÍA

COLEGIO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**METODOLOGÍA PARA LA DETECCIÓN DE FALLAS OCULTAS
EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO Y ELÉCTRICO

PRESENTA:

OSCAR REYES RODRÍGUEZ

MATRÍCULA:200929631

ASESOR:

M.C. CARLOS MORÁN RAMÍREZ

FACULTAD DE INGENIERÍA- BUAP

PUEBLA, PUE.

MAYO 2016

Dedicatoria

Quiero dedicar esta tesis a toda mi familia, porque gracias a ella pude culminar un capítulo importante en mi vida. Todos han sido parte de este logro al brindarme su apoyo, a través de sus consejos, su tiempo, su ejemplo y por eso quiero hacérselos saber. ¡GRACIAS!

También quiero dedicar esta tesis al maestro Carlos Morán por su apoyo constante y humildad como persona y profesionalista. ¡GRACIAS!

Agradecimientos

A mi madre Patricia Rodríguez Valencia y a mi padre Oscar Reyes Zamora por brindarme una invaluable educación y por su apoyo incondicional.

A mi abuelo Román Rodríguez Arellano por su gran ejemplo y espíritu de trabajo.

A mis hermanos Rodrigo y Víctor por brindarme grandes momentos de felicidad.

A mi asesor el M.C. Carlos Morán Ramírez por su confianza y apoyo incondicional en el desarrollo de esta tesis.

A mis amigos Mauro, José Luis, Ubaldo y en general a todos con los que conviví grandes e inolvidables experiencias.

A la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla por procurar y brindar una educación íntegra.

A los ingenieros Rosalino Román Santos y Hugo Moreno Cortés por su apoyo y confianza al realizar mis prácticas profesionales en la C.C.C San Lorenzo Potencia.

A Dios por darme el maravilloso regalo de estar vivo y tener salud.

Resumen

La falla oculta en sistemas eléctricos de potencia es una falla que aparece hasta que otra falla(s) la descubren, y el hecho de atender y resolver este problema por medio de una serie de metodologías en tres de los casos presentados podrá guiar a los ingenieros en sistemas de potencia a detectar y localizar estas fallas en tres casos particulares que son: fallas en las alimentaciones de corriente directa, fallas en transformadores o autotransformadores de potencia y fallas en protecciones diferenciales de barras, que podrán detectarse y atenderse de manera oportuna y así evitar grandes disturbios que afectan a los sistemas de potencia y en general a la sociedad.

El desarrollo de estas metodologías está basado en la experiencia teórica y de campo adquirida en sistemas eléctricos de potencia, tomando como ejemplo casos de fallas ocultas ocurridas en subestaciones eléctricas como la de Nopala 230kV, Zocac 230/115kV y Donato guerra 400/115kV, para realizar su respectivo análisis y desarrollo, comparando el comportamiento de las fallas en condiciones normales y anormales y explicar así el comportamiento para sacar las respectivas conclusiones en cada caso. Así mismo, para el caso de fallas ocultas en transformadores y autotransformadores se hace uso del programa alterno de transitorios electromagnéticos ATPDraw simulando condiciones normales y la condición de falla “oculta”.

Abstract

In the electrical power systems, the hidden failure is a fault that occurs until another fault (s) discover it, and the fact of addressing and solving this problem is through a series of methodologies, which include three presented cases that can guide engineers in power systems to detect and locate these faults in three particular cases like: faults in feeds direct current, faults in transformers or autotransformers and faults in differential bus protection , which can be detected and addressed in a timely manner in order to avoid major disturbances that affects power systems and society in general.

The development of these methodologies is based on the theoretical and field experience acquired in power systems, taking on account cases of hidden failures occurred in electrical substations like Nopala 230kV, Zocac 230 / 115kV and Donato Guerra 400 / 115kV in order to perform their analysis and development, comparing the fault behavior under normal and abnormal conditions and with that explain the behavior to draw conclusions accordingly. Similarly, the electromagnetic alternative transient program ATPDraw is used in the case of hidden failures in transformers and autotransformers under normal and "hidden failure" condition.

Contenido

Resumen	I
Abstract	II
Contenido	III
Índice de figuras	V
Índice de tablas	VII
Nomenclatura	VIII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN	2
1.1 Planteamiento del problema	2
1.2 Objetivo general	3
1.3 Objetivos particulares	3
1.4 Hipótesis	3
1.5 Justificación	4
1.6 Marco metodológico	4
CAPÍTULO II. DEFINICIÓN DE FALLAS OCULTAS	5
2.1 Sistema eléctrico de potencia	5
2.2 Tipos de fallas en un sistema eléctrico de potencia	8
2.2.1 Falla de tres fases	9
2.2.2 Falla de dos fases	10
2.2.3 Falla de dos fases a tierra	10
2.2.4 Falla de fase a tierra	11
2.2.5 Falla de alta impedancia	12
2.3 Definición de fallas ocultas	12
2.3.1 ¿Cómo surge una falla oculta?	13
2.3.2 ¿Cómo se clasifican las fallas en protecciones?	14
2.3.3 ¿Cómo pueden operar las protecciones?	15
2.4 Impacto de las fallas ocultas en los grandes disturbios a nivel mundial en las últimas décadas del siglo XX y principios del XXI	17
2.4.1 El gran disturbio de Nueva York de 1965	18
2.4.2 El gran disturbio de Nueva York de 2003	20
2.4.3 El gran disturbio de Italia en 2003	23
2.4.4 El gran disturbio de Alemania 2006	25
2.5 Conclusiones	27
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA PARA DETECTAR LAS FALLAS OCULTAS EN ALIMENTACIONES DE CORRIENTE DIRECTA DE SERVICIOS PROPIOS EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	28
3.1 Servicios propios en una subestación eléctrica	28
3.1.1 Alimentación de C.D. 125 V.C.D (Voltaje de Corriente Directa)	30
3.2 Medición de falla a tierra en el banco de baterías de 125VCD	31
3.3 Método de medición de falla tierra mediante el equipo BGFT “ <i>Battery Ground Fault Tracer</i> ”	32
3.3.1 Partes principales del equipo de prueba BGFT	33

3.3.2 Pasos para conectar y usar el equipo de prueba BGFT ante fallas a tierra.....	36
3.3.3 Pasos para conectar y usar el equipo de prueba BGFT ante fallas fantasmas	37
3.4 Método de segmentación para localizar una falla a tierra	38
3.5 Método para detectar que existe una condición anormal en los valores de positivo y negativo a tierra y que produce un desbalance en el banco de baterías	39
3.6 Ejemplo de falla de conexión de dos bancos en paralelo a través de las bobinas de disparo de un interruptor de 230 kV de la S.E Nopala 400/230 KV 675 MVA	48
3.7 Conclusiones.....	54

CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA PARA DETECTAR FALLAS OCULTAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....55

4.1 Método para detectar anomalías en los neutros a tierra de bancos de transformadores o autotransformadores con conexiones estrella aterrizada / estrella aterrizada	55
4.1.1 Método para analizar la conexión del neutro a tierra	58
4.1.2 Método para analizar conexiones de alta impedancia del neutro a tierra	66
4.2 Modelado en ATPDraw del caso de falla oculta en el neutro a tierra del banco AT2 de la S.E Zocac	73
4.3 Modelado en ATPDraw del caso de falla oculta de un banco estrella aterrizada / estrella aterrizada con el mismo neutro común para alta y baja tensión en un banco de 400/115 KV, 375 MVA de la S.E Donato Guerra.....	77
4.3 Conclusiones.....	80

CAPÍTULO V. METODOLOGÍA PARA DETECTAR FALLAS OCULTAS A TRAVÉS DE LAS PROTECCIONES DE BARRAS82

5.1 Protección diferencial de barras 87B.....	82
5.2 Arreglos de buses en subestaciones eléctricas.....	85
5.2.1 Barra sencilla y barra de transferencia	85
5.2.2 Barra principal y barra auxiliar (2 Buses ó 2 barras).....	86
5.2.3 Dos barras y barra de transferencia (3 buses ó 3 barras).....	87
5.2.4 Dos barras y dos interruptores.....	88
5.2.5 Dos barras y un interruptor y medio.....	89
5.2.6 Conexión en anillo	90
5.3 Método para reducir el fenómeno de saturación en TC's	91
5.4 Medición del desbalance en la conexión del neutro de la protección de barras para detectar que existe una falla oculta en las conexiones de TC's de una S.E	92
5.4.1 Protecciones electromecánicas	92
5.4.2 Protección digital	98
5.5 Conclusiones.....	101

REFERENCIAS.....102

BIBLIOGRAFÍA105

ANEXO 1. REPORTE FINAL DEL DISTURBIO OCURRIDO EN LA S.E. ZOCAC DEL DÍA 18 DE MAYO DE 1997.....107

ANEXO 2. ESQUEMAS DE PROTECCIONES DE BARRAS APLICADOS EN SUBESTACIONES DE POTENCIA DE LA CFE112

Índice de figuras

Capítulo II

Figura 2.1.1	Proceso generación, transmisión y distribución.....	5
Figura 2.1.2	Número de salidas por fallas ocurridas en 2013 y 2012 para 400 KV.....	7
Figura 2.1.3	Número de salidas por fallas ocurridas en 2013 y 2012 para 230KV.....	8
Figura 2.2.1	Fasores de voltaje y corriente ante una falla de tres fases.....	9
Figura 2.2.2	Fasores de voltaje y corriente ante una falla de dos fases.....	10
Figura 2.2.3	Fasores de voltaje y corriente ante una falla de dos fases y tierra.....	11
Figura 2.2.4	Fasores de voltaje y corriente ante una falla de fase a tierra.....	11
Figura 2.2.5	Fasores de voltaje y corriente ante una falla de alta impedancia.....	12
Figura 2.4.1	Zona afectada por el apagón del año de 1965.....	15
Figura 2.4.2	Zona afectada por el apagón del año de 2003 en EU y Canadá.....	20
Figura 2.4.3	Factores que intervinieron directamente en el apagón de New York en 2003.....	21
Figura 2.4.4	Flujos de línea del área de control FirstEnergy (FE)	22
Figura 2.4.5	División de la frecuencia de las zonas afectadas.....	25
Figura 2.4.6	Tiempos de cuando las líneas fueron desconectadas automáticamente.	26

Capítulo III

Figura 3.1.1	Conexión de dos baterías vista superior.....	31
Figura 3.2.1	Medición con multímetro de voltaje de positivo a tierra.	32
Figura 3.3.1	Conexión de equipo de prueba BGFT para rastreo de una falla a tierra.	33
Figura 3.3.2	Partes principales del equipo de prueba BGFT.....	33
Figura 3.3.3	Módulo del equipo de prueba BGFT.....	34
Figura 3.3.4	Unidad de medición del equipo de prueba BGFT.....	35
Figura 3.3.5	Colocación de cables (retroalimentación y prueba) para la medición de falla con capacitancias.....	38
Figura 3.5.1	Diagrama unifilar de la subestación eléctrica Nopala en 230KV.....	40
Figura 3.5.2	Datos de placa de un interruptor.....	42
Figura 3.5.3	Conexión de protecciones y bobinas de disparo a los buses de corriente directa de los bancos 1 y 2.....	43
Figura 3.6.1	Valores señalados de voltaje de positivo y negativo a tierra.....	49
Figura 3.6.2	Banco de baterías nuevo de la subestación Nopala.....	49
Figura 3.6.3	Circuito de cierre y disparo de un interruptor de potencia.....	51
Figura 3.6.4	Conexión errónea de dos bancos de baterías en paralelo a través de las bobinas de disparo 1 y 2 de un interruptor de potencia.....	52

Capítulo IV

Figura 4.1.1	Modelado en ATPDraw de los bancos AT1-AT2 de la S.E., Zocac con un punto de alta impedancia.....	56
Figura 4.1.2	Nivel de corriente en la conexión de neutro a tierra del banco AT1.....	57
Figura 4.1.3	Nivel de corriente en la conexión de neutro a tierra del banco AT2.....	58
Figura 4.1.4	Diagrama unifilar de la subestación eléctrica Zocac en 230 kV.....	59
Figura 4.1.5	Diagrama unifilar de la subestación eléctrica Zocac en 115 kV.....	60
Figura 4.1.6	Conexión errónea de neutro a tierra de un transformador.....	61
Figura 4.1.7	Transformador que no cuenta con conexión de neutro a tierra.....	62
Figura 4.1.8	Medición de resistencia de tierra con electrodos múltiples.....	69
Figura 4.1.9	Diagrama de conexiones para la medición de resistencia por el método del 62%.....	71
Figura 4.1.10	Método de Wenner para la medición de la resistividad del terreno.....	72
Figura 4.2.1	Modelado de banco de autotransformadores de la S.E., Zocac en ATPDraw con conexión de neutros a tierra.....	74

Figura 4.2.2	Valores de corriente en el neutro de las fases A, B y C con la conexión de neutro a tierra.....	75
Figura 4.2.3	Valor de voltaje en la conexión de neutro a tierra cuando se tiene conductor de neutro a tierra.....	75
Figura 4.2.4	Valores de corriente en el neutro de las fases A, B y C sin la conexión de neutro a tierra.....	76
Figura 4.2.5	Valor de voltaje en la conexión de neutro a tierra cuando no se tiene conductor de neutro a tierra.....	77
Figura 4.3.1	Modelado en ATPDraw de dos bancos de transformadores con conexiones estrella aterrizada / estrella aterrizada conectando los neutros a un punto común (tierra)	78
Figura 4.3.2	Sobretensiones existentes en lado alta y baja del banco 2 de transformadores y de la conexión de neutro a tierra.....	79
Capítulo V		
Figura 5.1.1	Diagrama de conexión de una protección diferencial de barras (87B)	82
Figura 5.1.2	Diagrama del principio de funcionamiento de una protección diferencial 87B ante falla externa.....	83
Figura 5.2.1	Arreglo de barra sencilla y barra de transferencia.....	85
Figura 5.2.2	Arreglo de barra principal y barra auxiliar.....	86
Figura 5.2.3	Arreglo de dos barras y barra de transferencia.....	87
Figura 5.2.4	Ubicación de zona muerta.....	88
Figura 5.2.5	Arreglo de dos barras y dos interruptores.....	88
Figura 5.2.6	Arreglo de dos barras y un interruptor y medio.....	89
Figura 5.2.7	Arreglo de conexión en anillo.....	90
Figura 5.4.1	Diagrama de conexión de un esquema de protección diferencial de fase segregada con un TC de RTC diferente.....	93
Figura 5.4.2	Prueba de relación de transformación de TC's.....	95
Figura 5.4.3	Diagrama esquemático de la ubicación de gabinete centralizador de transformadores de corriente.....	96
Figura 5.4.4	Diagrama de conexión de un esquema de protección diferencial de fase segregada con falla de fase a tierra (Circuito 1 Fase C)	97
Figura 5.4.5	Diagrama de conexión de protección digital diferencial de barras.....	99

Índice de tablas

Capítulo II

Tabla 2.1.1	Causas comunes de disturbios.....	6
Tabla 2.1.2	Denominación para tipos de falla.....	7
Tabla 2.2.1	Probabilidad de que ocurra un tipo de falla.....	9
Tabla 2.3.1	Errores comunes en relés e incidencias.....	16
Tabla 2.3.2	Disturbios ocurridos del año de 1984 a 1988.....	16
Tabla 2.4.1	Lugares afectados por el apagón de New York 1965, desconexión y restablecimiento a la red.....	19
Tabla 2.4.2	Resultado del apagón de Italia en 2003.....	24

Capítulo III

Tabla 3.1.1	Alternativas de fuentes de alimentación para servicios propios en subestaciones de 400/230 KV, 400/230-115 KV, 400/115KV y 230KV.....	28
Tabla 3.1.2	Clasificación de servicios propios de acuerdo a los circuitos que se alimentan.....	29
Tabla 3.5.1	Recomendación de tabla para la identificación de equipos críticos en la detección de condiciones anormales de valores de positivo y negativo a tierra.....	41
Tabla 3.5.2	Llenado de tabla para la identificación de equipos críticos en la detección de condiciones anormales de valores de positivo y negativo a tierra.....	41
Tabla 3.5.3	Recomendación de tabla para las lecturas de voltaje por cada circuito del tablero de servicios propios de corriente directa.....	45
Tabla 3.6.1	Nomenclatura manejada por CENACE para la identificación de equipos.....	48
Tabla 3.6.2	Criterios para la selección de los bancos de baterías.....	50

Capítulo IV

Tabla 4.1.1	Conductor del electrodo de tierra de instalaciones de C.A.	64
-------------	---	----

Capítulo V

Tabla 5.4.1	Comparación de fasores de corriente con R.T.C. en condiciones normales y R.T.C., diferente.....	93
Tabla 5.4.2	Comparación de fasores de corriente en condiciones normales y en condiciones de falla de fase a tierra.....	98
Tabla 5.4.3	Lectura de corrientes de la protección diferencial de barras (digital).....	100

Nomenclatura

AT = Autotransformador

ATPDraw = Alternative Transients Program

Blackout = Apagón

BGFT = Battery Ground Fault Tracer

BGL = Battery Ground Locator

bn = billones

C.A. = Corriente Alterna

CADWELL = Molde empleado para realizar soldadura exotérmica

C.D. = Corriente Directa

CENACE = Centro Nacional de Control de Energía

CFE = Comisión Federal de Electricidad

EDT = Eastern Daylight Time

EPP = Equipo de protección Personal

kV = Kilo Volts

LCK = Ley de Corrientes de Kirchhoff

M.N. Moneda nacional

NERC = North American Electric Reliability Corporation

PEFD = Protection Element Functionality Defect

S.E. = Subestación Eléctrica

SEP = Sistema eléctrico de potencia

T.A.P. = Derivación de un transformador

TC = Transformador de corriente

TSOs = Transmission System Operators

USD = Dólares Americanos

UCTE = Union for the Coordination of Electricity Transmission

VCD = Voltaje de Corriente Directa

VCA = Voltaje de Corriente Alterna

Introducción

El siguiente trabajo pretende dar a conocer y explicar el fenómeno de las fallas ocultas en los sistemas eléctricos de potencia, las cuales se presentan hasta que otra falla las descubre, mostrando el ejemplo de algunos casos y su impacto, centrándose principalmente en la aplicación de tres casos con el desarrollo de una metodología para cada uno.

La primera metodología pretende atender las condiciones anormales que podrían presentarse en bancos de baterías como son los valores anormales de positivo y negativo a tierra, para ello se toma como ejemplo el caso de la subestación Nopala en 2012, en dónde ocurrió esta condición. Y es que atender y resolver este problema por medio de una metodología, aumenta la confiabilidad de operación en subestaciones y en general de los sistemas eléctricos de potencia al asegurar el suministro eléctrico de equipos de emergencia, de protección y control.

Para el segundo caso, se atienden dos asuntos de falla, el primero cuando se tienen transformadores o autotransformadores de potencia con conexión estrella aterrizada / estrella aterrizada o delta / estrella aterrizada y el segundo cuando se tienen transformadores de potencia que comparten la misma conexión de los neutros a tierra. Para conocer estos casos y su impacto, se toma como referencia el caso ocurrido en la S.E Zocac y de S.E. Donato Guerra, haciendo una simulación en el programa alterno de transitorios electromagnéticos (ATPDraw) que muestra los niveles de corriente y voltaje en condiciones de falla “oculta” de sus conexiones.

Para el tercero y último caso, se presenta una metodología para detectar y resolver las fallas ocultas en protecciones diferenciales de barras 87B, las cuales son muy importantes, dado el número de equipos que dependen de la protección en la liberación de una falla interna. De lo contrario, la falla de ésta protección generaría graves consecuencias como son la salida de líneas, pérdidas económicas considerables y falta de confiabilidad de operación en los sistemas de potencia.

Capítulo I. Protocolo de investigación

1.1 Planteamiento del problema

Uno de los aspectos más importantes y que sin lugar a duda genera grandes problemas en los sistemas eléctricos de potencia son las fallas ocultas, aquellas fallas que se definen como: “un defecto permanente que causará que una protección (relé) o sistema de protecciones remuevan de forma incorrecta e inapropiada un elemento de un circuito(s), como consecuencia directa de una mala operación”, (Surachet Tamronglank, 1994). Dicho en otras palabras, son fallas que permanecen de forma inadvertida “ocultas” y que no son detectadas, hasta que son descubiertas por otra falla(s). En muchos de los casos las fallas están presentes en condiciones normales y sólo son expuestas hasta que existen disturbios.

Los disturbios pueden iniciarse desde algo simple, hasta extenderse sin control de forma encadenada, acabando en algo catastrófico y complejo. Por ello la característica más alarmante de una falla oculta, si no es detectada, es que podría llevar a una serie de contingencias que puedan causar un apagón, también conocido como “*blackout*”. Los apagones o “*blackouts*” en los sistemas eléctricos de potencia son eventos complejos y poco comunes, pero susceptibles de ocurrir, pues se han presentado en países como: Estados Unidos, Canadá, Brasil, Inglaterra, Italia, Suecia, Dinamarca, India, Tailandia, Indonesia, China, entre otros, dejando como consecuencia directa pérdidas económicas, pérdida de equipos y pérdida de servicios.

Por ello es de gran importancia atender la localización y detección de fallas ocultas, pues hoy en día la sociedad moderna depende en gran parte del uso de la electricidad en su vida cotidiana para su desarrollo, su crecimiento y su calidad de vida. Al mantener la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia, se obtiene confiabilidad de los mismos, suministrando un servicio confiable de energía eléctrica a millones de usuarios, como son los grandes centros de consumo, parques industriales, ciudades y los servicios. La localización y detección de fallas ocultas en los sistemas eléctricos de potencia hace que sean menos vulnerables ante este tipo de fallas.

En un sistema eléctrico de potencia la vulnerabilidad es aquella área física que está propensa a la ocurrencia de un evento no deseado, como lo es con una falla oculta. La

detección de este tipo de fallas es esencial, antes y durante el proceso de un sistema de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, ya que el detectar una falla a tiempo, salvaguardaría muchos equipos críticos de una subestación como generadores, transformadores, motores, buses y equipos de protección, garantizando estabilidad en el suministro de energía eléctrica, salvaguardando los equipos y la seguridad de las personas.

1.2 Objetivo general

Analizar tres áreas en sistemas eléctricos de potencia en dónde han ocurrido fallas ocultas “latentes” en condiciones normales de operación y definir una metodología que permita encontrar dichas fallas en dónde paso a paso se pueda guiar a los ingenieros en sistemas eléctricos de potencia.

1.3 Objetivos particulares

1. Analizar fallas a tierra en bancos de baterías, detectando posible mezcla de voltajes y establecer la metodología para detectar esta falla.
2. Analizar fallas ocultas en sistemas de aterrizamiento, detectando puntos de alta impedancia y establecer la metodología para detectar esta falla.
3. Analizar fallas ocultas en protecciones diferenciales de barras por medio de la medición de desbalance en neutros y establecer la metodología para detectar esta falla.

1.4 Hipótesis

Estableciendo las metodologías para detectar las fallas ocultas en los tres casos planteados, se podrán evitar grandes disturbios que afecten a los sistemas de potencia y que a su vez generan grandes pérdidas económicas, es por esto apremiante abordar y resolver estas fallas.

1.5 Justificación

Este trabajo pretende desarrollar una metodología para detectar fallas ocultas en tres de los casos más comunes en subestaciones de potencia de la red de transmisión en la CFE, mencionados en los objetivos particulares y del cómo evitar ese tipo de fallas, tomando como referencia ejemplos prácticos, que sirvan de ejemplo para no cometer errores similares en una subestación eléctrica y sirvan para detectar posibles vulnerabilidades.

Además, habrá que mencionar que existen sistemas eléctricos donde una falla no es una opción, pues cada equipo en cada sistema, cumple con una función específica, que dependerá del servicio al cual es destinado, teniendo condiciones de trabajo y características diferentes en lo que respecta a su diseño.

Por ello se pretende hacer un análisis de la importancia de los sistemas de protección y respaldo con sus respectivas funciones para saber exactamente sus necesidades y características, y saber exactamente cuál es la vulnerabilidad de una subestación, es decir, saber cuál el riesgo de que ocurra una “falla oculta” en aquellos sistemas o equipos que sean críticos (principalmente) y se reduzca a niveles aceptables y por lo tanto asegurar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.

1.6 Marco metodológico

Se pretende que a través de la documentación obtenida en campo se analicen los casos de fallas ocultas en subestaciones eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), donde dicha documentación se usará para su análisis y observación en el comportamiento de las fallas simulando con el programa alterno de transitorios electromagnéticos ATPDraw. Además, del análisis y simulación de fallas se pretende describir y evaluar cada tipo de falla para explicar el comportamiento de las fallas en condiciones normales y anormales (antes y después del disturbio), y poder así inducir las respectivas conclusiones.

Dentro de las técnicas se comprende a la teoría adquirida en sistemas eléctricos de potencia, coordinación de aislamientos y protecciones eléctricas. Con ello se pretende observar y cotejar el fenómeno con ejemplos prácticos aplicados en la vida real.

Capítulo II. Definición de fallas ocultas

2.1 Sistema eléctrico de potencia

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son los sistemas encargados de proveer energía eléctrica a millones de personas alrededor del mundo, esto se logra a través de la interconexión de varios equipos como generadores, transformadores, buses, líneas, entre otros. Los sistemas eléctricos de potencia, como se conocen en la actualidad, tienen su antecedente alrededor de 1879 [1], cuando a partir del descubrimiento de la lámpara incandescente por Thomas Alva Edison, se iniciaron los primeros sistemas de alumbrado público, y con esto las primeras empresas de suministro de energía eléctrica.

Para que todo esto sea posible es necesario dividir el proceso de la energía eléctrica en tres etapas que son: generación, transmisión y distribución, en donde para la primera etapa (generación) el objetivo es transportar la energía eléctrica desde las plantas de generación a los centros de consumo. Para la segunda etapa (transmisión) el objetivo es elevar, reducir y mantener voltaje para poder transmitirlo a otras subestaciones. Para la tercera etapa (distribución) es necesario reducir y mantener voltaje que llega de transmisión para poder distribuirlo al usuario final que son: industrias, residencias, instalaciones, casas, etc.

La figura 2.1.1 muestra un proceso típico de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica con niveles de voltaje que pueden variar de acuerdo a su localidad, pues habrá localidades donde los niveles de tensión serán mayores o menores.

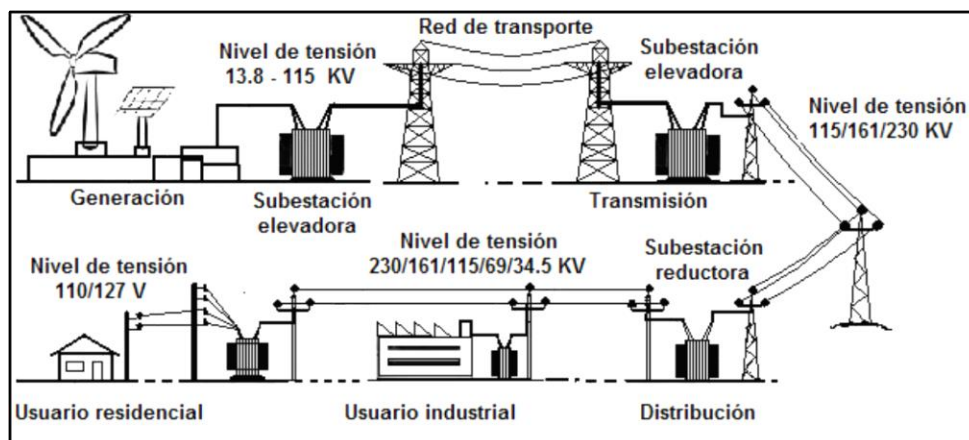


Figura 2.1.1 Proceso generación, transmisión y distribución.

Por otro lado, debido a la creciente demanda y el avance tecnológico, los SEP han crecido significativamente haciéndose presentes en casi todos lados influyendo en el desarrollo de nuestra vida cotidiana. Sin embargo, dado que los SEP no son sistemas perfectos, estos son vulnerables a tener fallas como cualquier sistema, derivado en parte a que se encuentran expuestos a diferentes condiciones que a su vez generan disturbios y por ende fallas.

Un disturbio es una perturbación hacia los SEP en general, donde distintos equipos pueden verse afectados al realizar su función u operación. Un disturbio puede ser generado por diferentes causas que implican cuestiones técnicas, error humano, mantenimiento, capacidad (carga), clima, desastres naturales, flora, fauna, accidentes, tecnología de equipos y su tiempo de vida útil.

Teniendo en cuenta lo anterior es necesario ejemplificar claramente la razón origen de las fallas. La tabla 2.1.1 muestra las causas comunes de algunos disturbios.

Tabla 2.1.1 Causas comunes de disturbios.

Falla	Disturbio
Técnica	Falla de cable, explosión de transformador, disparo, corto circuito, falla de interruptor, partes defectuosas.
Clima	Tormenta de nieve, tormenta tropical, lluvia pesada, descargas atmosféricas, agua nieve, vientos fuertes, tormenta solar, lluvias torrenciales, alta temperatura.
Desastres naturales	Terremoto o sismo, avalancha, maremotos, deslizamientos de tierra, inundación, tornado.
Capacidad	Exceso de demanda, sistema sobrecargado.
Mantenimiento	Falta de mantenimiento o mantenimiento incorrecto.
Fauna	Aves, gatos, mapaches, víboras, ardillas, tlacuaches, etc.
Humano	Errores de contratista, corte de cables y robados, equipo robado, constructor descuidado.
Flora	Ramas caídas, árboles caídos, quiotes.
Accidente	Fuego, cometa enmarañado, grúa caída en construcción, choque aéreo con líneas, lonas, cintas magnéticas, árbol cortado, choque de carro con postes y descuido.

En México se tiene registrado que en los años 2012 y 2013 ocurrieron disturbios que fueron originados principalmente por descargas atmosféricas, quema de vegetación y quema de caña para 400 kV, siendo contaminación, descargas atmosféricas y quema de vegetación para 230 kV, generando como consecuencia directa salidas en ciertas

zonas de occidente, oriente, noroeste y sureste del país. La tabla 2.1.2 representa la denominación usada en [2] para las variables de cada tipo de falla en líneas de transmisión de 400 y 230 kV.

Tabla 2.1.2 Denominación para tipos de falla.

Denominación	Tipo de falla
A0	Estructuras
A1	Herrajes
A2	Aisladores
A3	Conductores
A4	Hilo de guarda
A5	Brecha
A6	Contaminación
B0	Descargas atmosféricas
C0	Vientos fuertes
C1	Quema de caña
C2	Quema de vegetación
D0	Desconocida
E0	Falla de equipo
E1	Disturbio de sistema
I	Vandalismo
II	Fenómenos naturales
III	Accidentes
IV	Otras

Con lo anterior se pueden explicar claramente las figuras 2.1.2 y 2.1.3, que representan el número de salidas de líneas de transmisión ocurridas en los años 2012 y 2013, para niveles de tensión de 400 y 230 kV respectivamente.

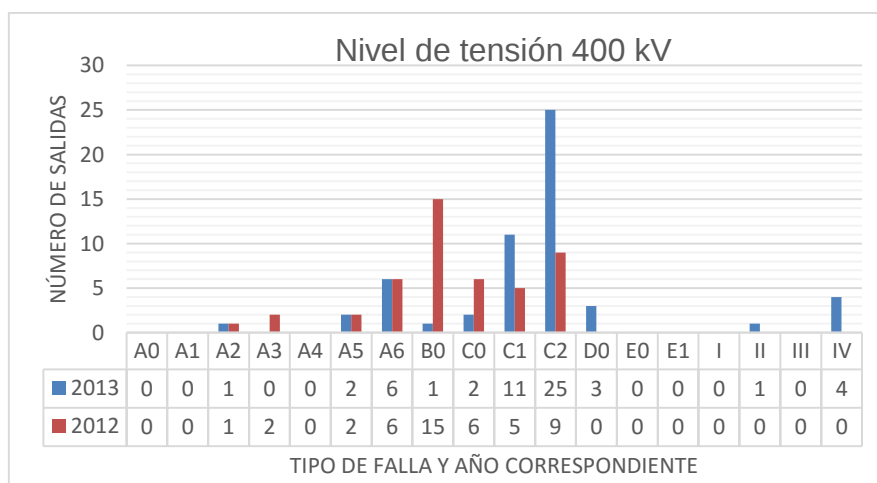


Figura 2.1.2 Número de salidas por fallas ocurridas en 2013 y 2012 para 400 kV.

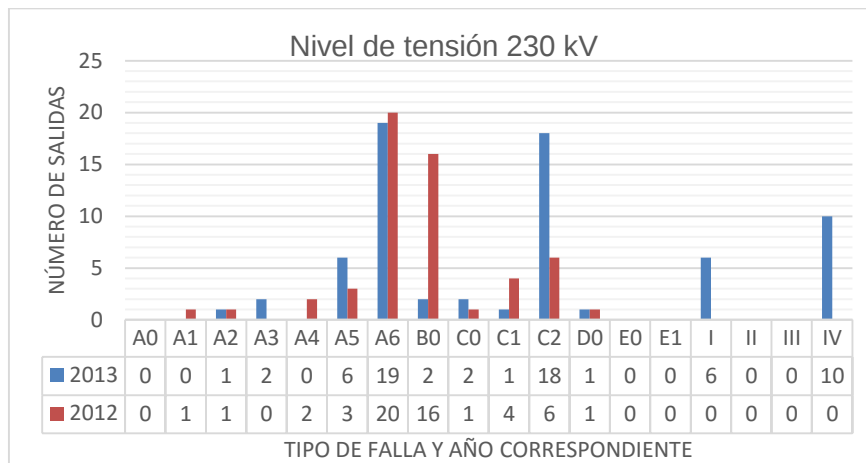


Figura 2.1.3 Número de salidas por fallas ocurridas en 2013 y 2012 para 230 kV.

Los niveles de extra alta tensión mostrados son los más afectados, pues en comparación de los niveles de alta tensión como 161, 138, 115, y 69 kV el número de ocurrencia de falla es menor [2]. Sin embargo, las descargas atmosféricas son un factor común que ocurre también a esos niveles.

Por consiguiente, se puede concluir que muchos de los disturbios que se convierten en fallas, son originados por causas ajenas al proceso. Siendo que dentro del proceso mismo no siempre se generan fallas, pero esto no quiere decir que los SEP no queden exentos a fallas dentro del sistema o a fallas de equipo o de personal.

2.2 Tipos de fallas en un sistema eléctrico de potencia

Los grandes problemas a los que se enfrentan los sistemas eléctricos de potencia son las fallas, ya que al presentarse se introducen condiciones de desbalance que afectan a gran parte del sistema de la red en cuestiones de voltaje, corriente y frecuencia, teniendo como consecuencia directa la incertidumbre en la seguridad y confiabilidad de los mismos.

Las fallas se pueden clasificar de acuerdo al número de fases involucradas y con respecto a tierra o sin tierra, siendo estas las fallas de tres fases, de fase a fase, de dos fases a tierra y de fase a tierra. Esta última se presenta en el mayor de los casos y aunado a esto habrá que mencionar que dentro de las fallas de fase a tierra se encuentran las fallas HIF (High Impedance Fault) que son las fallas de alta impedancia.

En ese mismo sentido la probabilidad de que ocurran este tipo de fallas es como se describe en la tabla 2.2.1, que depende de varios factores como son el clima, la ubicación, construcción, etc.

Tabla 2.2.1 Probabilidad de que ocurra un tipo de falla [3].

Tipo de falla	Probabilidad de que ocurra (%)
Fase a tierra	70-85
Fase a fase	8-15
Dos fases a tierra	4-10
Tres fases	3-5

Con la tabla anterior se puede hacer notar que las fallas de fase a tierra son las más comunes y de acuerdo con [2] algunas de las fallas que predominan son las de quema de leña y quema de vegetación, que causan fallas de fase a tierra de alta impedancia.

2.2.1 Falla de tres fases

Es aquella falla que involucran a las tres fases de un sistema eléctrico y a la red de secuencia positiva. La característica principal es que los voltajes de las tres fases se abaten y las corrientes incrementan con un retraso en el ángulo.

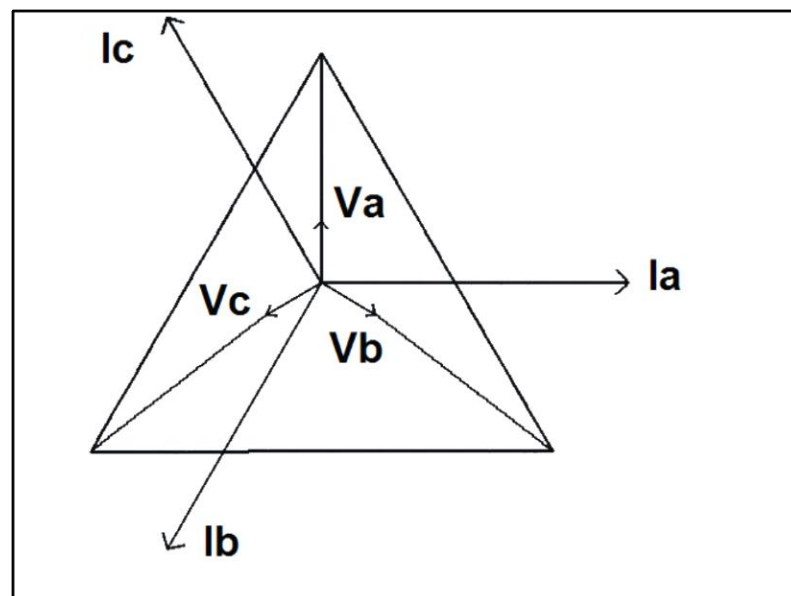


Figura 2.2.1 Fasores de voltaje y corriente ante una falla de tres fases.

2.2.2 Falla de dos fases

Es aquella falla que involucra a dos fases cualesquiera de un sistema eléctrico y a las redes de secuencia positiva y negativa. La característica principal es que en las fases involucradas los voltajes se abaten y las corrientes aumentan considerablemente, pero con ángulos totalmente opuestos. Por el contrario, en las fases no involucradas el voltaje se mantiene relativamente estable y la corriente es cero.

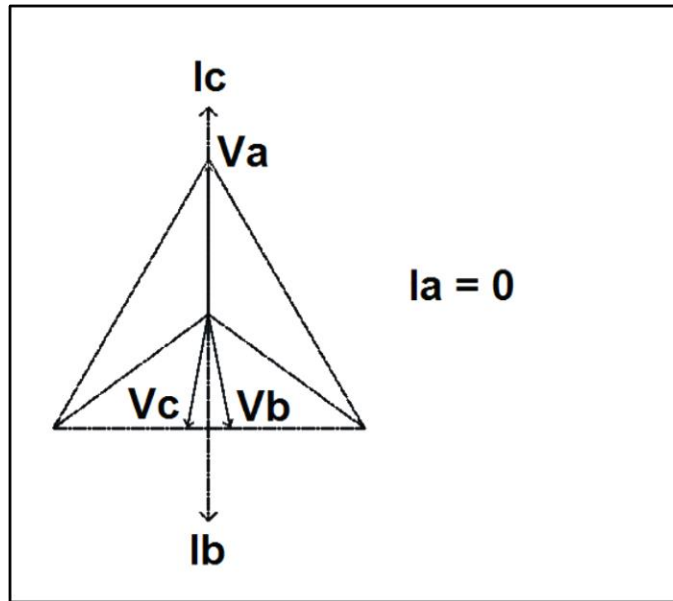


Figura 2.2.2 Fasores de voltaje y corriente ante una falla de dos fases.

2.2.3 Falla de dos fases a tierra

Es aquella falla que involucra a dos fases cualesquiera de un sistema eléctrico junto con tierra y a las redes de secuencia positiva, negativa y cero interconectadas en paralelo. La característica principal es que en las fases involucradas el voltaje se abate y el nivel de corriente aumenta. Esta falla tiene cierto parecido a la falla de dos fases, sin embargo, los ángulos de desfaseamiento no se encuentran totalmente opuestos, es decir, 90° con respecto a una referencia.

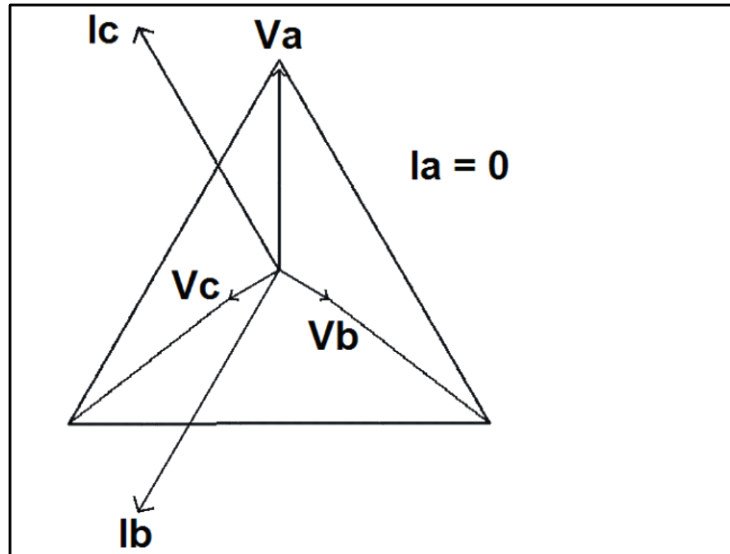


Figura 2.2.3 Fasores de voltaje y corriente ante una falla de dos fases y tierra.

2.2.4 Falla de fase a tierra

Es aquella falla que involucra una fase cualquiera y a tierra junto con las redes de secuencia positiva, negativa y cero conectadas en serie. La característica de esta falla es que en la fase involucrada el voltaje se abate y la corriente se incrementa. Siendo que en las fases no involucradas los voltajes se mantienen relativamente estables y las corrientes de las fases restantes se hacen cero.

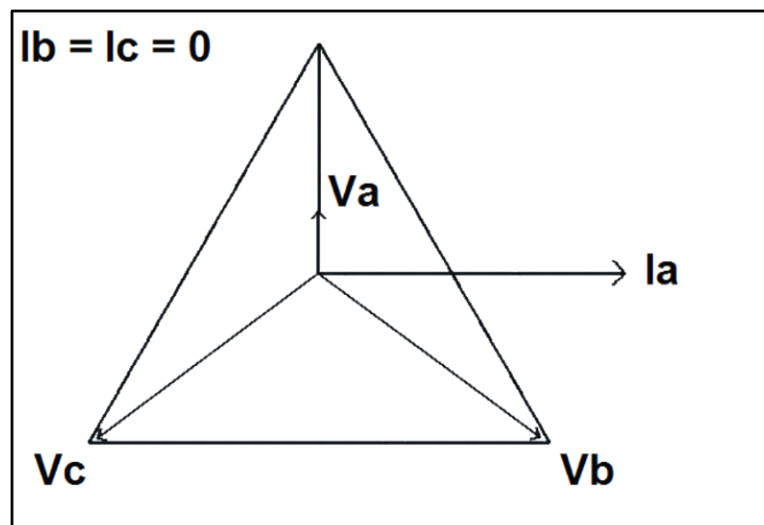


Figura 2.2.4 Fasores de voltaje y corriente ante una falla de fase a tierra.

2.2.5 Falla de alta impedancia

Es una falla que tiene una cierta peculiaridad ya que los voltajes no se abaten y sólo se incrementa el nivel corriente en la fase fallada, quedando estables las restantes en magnitud y ángulo.

Este tipo de fallas se presentan normalmente en líneas de alta tensión (mayores a 230 kV) y también en líneas de distribución (menores a 34.5 kV), dándose por cuestiones ajenas al proceso como: vegetación excesiva (árboles y quíotes), vientos, humo (quema de caña o leña), vehículos (al romper la distancia dieléctrica), colas de papalote, cintas magnéticas, entre otras [4].

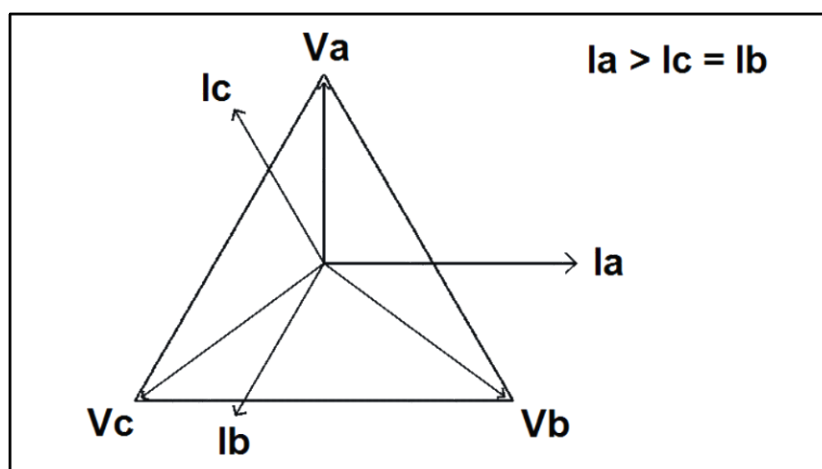


Figura 2.2.5 Fasores de voltaje y corriente ante una falla de alta impedancia.

2.3 Definición de fallas ocultas

El concepto de fallas ocultas se define por primera vez con el trabajo del Doctor Surachet Tamronglak en 1994, en el cual se describe a una falla oculta como: “un defecto permanente que causará que una protección (relé) o sistema de protecciones remuevan de forma incorrecta e inapropiada un elemento de un circuito(s), como consecuencia directa de una mala operación” [5]. Aunque la definición para una falla oculta tiene origen en 1994, las fallas ocultas han estado presentes en los sistemas eléctricos de potencia desde que se han implementado los sistemas de protección como los relés y esquemas de protección.

La falla oculta es un tipo de falla que aparece como consecuencia de otra falla, aquella que no es detectada hasta que otra falla la descubre. De entre todas las fallas que se pueden presentar en los sistemas eléctricos de potencia las fallas ocultas son las más problemáticas, debido a los efectos que estas pueden desencadenar, como la inestabilidad en la red de un sistema de potencia, las interrupciones parciales de servicio eléctrico y los apagones, siendo estos últimos los más problemáticos y severos. Lo más peligroso son sus efectos, que aparecen cuando los sistemas de potencia están bajo condiciones de estrés, es decir, cuando existe un abatimiento y/o incremento de voltaje, corriente y frecuencia en la red, derivado únicamente por condiciones de desbalance que son las fallas. Estas últimas condiciones ponen en riesgo la vida útil de equipos y de los elementos que hacen posible la transmisión de energía eléctrica, junto con la gente involucrada del proceso como lo es el personal y los usuarios.

Por otro lado, se debe aclarar que cualquier falla que aparece en un sistema eléctrico de potencia, no es considerada una falla oculta, pues se debe cumplir con la definición [5] y con las características anteriormente mencionadas.

2.3.1 ¿Cómo surge una falla oculta?

Es bien conocido que los sistemas de protección juegan un papel muy importante dentro de los sistemas eléctricos de potencia, ya que ellos son los encargados de brindar estabilidad a la red cuando se presenta una falla. De igual forma se encargan de brindar protección a equipos primarios como: generadores, transformadores, buses, interruptores, líneas, etcétera, dónde idealmente se espera que se libre cualquier tipo de falla. La falla oculta es un tipo de falla que no puede ser detectada al momento, sólo es detectada cuando aparece otra falla. Dada la acción derivada de una falla oculta, la respuesta esperada por la protección es prácticamente nula, pues la falla oculta es librada una vez que han ocurrido los daños.

Hablando específicamente de protecciones la falla oculta se puede derivar por 2 tipos de falla, la primera por error en el hardware de relés y la segunda por error humano [6]. Sin embargo, hay que hacer énfasis en que una falla que resulta de un disparo inmediato sin que le preceda un evento (otra falla), no es considerada una falla oculta, pues el sistema eléctrico de potencia debe ser planeado para soportar la pérdida de

cualquier elemento, en condiciones de falla, por ejemplo, si se pierde la alimentación de cierta subestación, el sistema eléctrico de potencia debe estar preparado con un enlace que permita la reconexión de la alimentación con otra subestación y así permita librar cualquier falla , con la única excepción en equipos primarios, donde una falla no es una opción, ya que si se presenta cualquier falla en un equipo primario de una subestación o central, esta falla desencadenaría una serie de fallas que conllevarían al blackout o apagón .

2.3.2 ¿Cómo se clasifican las fallas en protecciones?

De acuerdo con David C. Elizondo, J. de la Ree, Arun G. Phadke y Stan Horowitz [6] algunos defectos presentes en los sistemas de protección (relés) son las fallas en hardware, las configuraciones obsoletas (ajustes), la negligencia humana y los errores humanos. A lo anterior lo definen como PEFD *Protection Element Functionality Defect* “Defecto en la Funcionalidad del Elemento de Protección” y lo clasificaron en dos tipos:

- **PEFD - A.** Que se refiere a las fallas en el hardware y relacionado a los ajustes de las protecciones.
- **PEFD – B.** Que se refiere a los errores humanos o negligencias.

Los errores humanos hasta cierto punto son susceptibles de ocurrir en cualquier proceso y se presentan a la hora de realizar casi cualquier maniobra como lo es en mantenimiento. También se presentan como consecuencia de un mal mantenimiento e incluso por una mala operación de los equipos. Es por ello que se deben evitar a toda costa, para no ocasionar una falla que pueda posteriormente convertirse en una falla oculta.

En lo que corresponde a las fallas relacionadas al hardware, estas son fallas que van ligadas directamente con los ajustes de las protecciones, en ellas se ven involucrados los ingenieros que realizan la selección y coordinación de protecciones, siendo ellos los encargados de realizar los ajustes y la modificación de los parámetros de la protección”. La modificación de estos parámetros la deberá de hacer personal altamente calificado y especializado, con la finalidad de evitar errores que de alguna manera se pueden evitar.

Ya sea por error de hardware o error humano, el simple hecho de que afecten a las protecciones, significa que el sistema queda vulnerable ante cualquier falla. Esto pone en riesgo la confiabilidad y seguridad del SEP porque al presentarse cualquier tipo falla esta puede empeorar por el simple hecho de que una protección no libra una falla que debería ser librada, por ejemplo, una falla de fase a tierra podría evolucionar en una falla de dos fases a tierra o de tres fases [2], convirtiendo la falla en una falla oculta.

Por lo tanto, habrá que hacer hincapié en que las consecuencias de las fallas ocultas son el hecho de empeorar una situación que parecería controlable, pero cuando ocurre y no hay respuesta, las consecuencias son realmente considerables y en definitiva no se pueden tomar a la ligera porque pueden afectar a un gran número de personas.

2.3.3 ¿Cómo pueden operar las protecciones?

De acuerdo con S. Tamronglak, S. H. Horowitz, A. G. Phadke, y J. S. Thorp. [7] en julio de 1989 un cuestionario fue enviado a 500 ingenieros de sistemas de potencia y de protecciones, en el cuál se les preguntó acerca de los incidentes que en su opinión iniciaron o empeoraron la operación de una protección (relé). Con esto se pudo clasificar la forma en que puede operar una protección (relé) ante una falla y es como se describe a continuación:

- a) **De forma incorrecta pero apropiada.** El relé no opera como se supone que debe operar, pero la acción es apropiada para minimizar las consecuencias del evento.
- b) **De forma incorrecta e inapropiada.** El relé no opera y la acción es dañina para el sistema.
- c) **De forma correcta pero inapropiada.** El relé opera apropiadamente de acuerdo a la información que recibe, es decir, al ajuste realizado, pero la acción es dañina para el sistema.

De igual forma el cuestionario permitió saber cuáles son las principales causas de esos errores de acuerdo al número de incidencias, como se muestra en la tabla 2.3.1:

Tabla 2.3.1 Errores comunes en relés e incidencias [7].

Error	Incidencia
Ajuste	10
Mantenimiento	8
Aplicación	8
Calibración	3
Transitorio	3
Otro	2

Es interesante notar que la principal causa de error en un relé, está en el ajuste realizado, esto quiere decir, que por ejemplo, si se presentara una falla en una protección con mal ajuste, la acción podría ser correcta o incorrecta y al mismo tiempo dejaría al SEP vulnerable ante cualquier falla, convirtiéndose en la oculta.

De igual forma el cuestionario permitió cuantificar el número de disturbios ocurrido del año de 1984 a 1988 mostrando el porcentaje de casos en los que se ven involucradas las protecciones (relés) y es como se muestra en la tabla 2.3.2.

Tabla 2.3.2 Disturbios ocurridos del año de 1984 a 1988 [7].

Año	Casos en que se involucran sistemas de protección (relés)
1984	10/14 = 71.4%
1985	11/12 = 91.7%
1986	5/7 = 71.4%
1987	3/5 = 60%
1988	7/11 = 63.6%
Total	36/49 = 73.5%

La mala operación fue un factor que contribuyó en dos de los disturbios, tres de los incidentes fueron causados o empeorados por otros problemas de sistemas de protección. Estos problemas incluyen componentes defectuosos de relé, relés aplicados de forma inapropiada y circuitos portadores de alta potencia que no habían sido sintonizados correctamente [7].

Relacionando estos eventos con el fenómeno de las fallas ocultas, se puede relacionar que el hecho de recibir una falla y no poder librarla pone en verdaderos problemas al sistema de potencia junto con el entorno que lo rodea, que pueden ser subestaciones, centrales, industrias, comercios, residencias, etc. Por ello atender una falla que en su

momento no es detectada, significaría que los problemas que intervienen en él, de forma implícita se atenderían de manera oportuna para evitar las fallas ocultas.

El fenómeno de las fallas ocultas es algo que está presente en cualquier momento y a cualquier hora al presentarse una falla de cualquier tipo, ésta a su vez puede provocar otra falla que se convierta en la oculta. Por lo tanto, es necesario desarrollar una metodología que permita encontrar los indicios de una falla a fin de corregirla y tomar las medidas correspondientes, para que con el tiempo la falla no se agrave y ésta no se convierta en una falla oculta o fallas ocultas que compliquen la resolución de las mismas en una subestación eléctrica.

Con el desarrollo de la metodología se pretende dar solución al problema de las fallas ocultas, así como de minimizar el impacto que éstas tienen con las consecuencias que generan, para que no resulte en el daño de equipos y personal involucrado en subestaciones, a fin de mejorar la respuesta en la liberación de falla(s) de forma correcta y apropiada y con ello estabilizar a los sistemas de potencia, asegurando la confiabilidad y seguridad de los mismos.

2.4 Impacto de las fallas ocultas en los grandes disturbios a nivel mundial en las últimas décadas del siglo XX y principios del XXI

El fenómeno de las fallas ocultas en los sistemas eléctricos de potencia se ha presentado en varios países del mundo, incluyendo a los de primer mundo, por ejemplo, en Estados Unidos / Canadá el 9 de noviembre de 1965 y el 14 de agosto de 2003, en Italia / Suiza el 28 de septiembre de 2003 y en Alemania el 4 de noviembre de 2006, entre otros. En donde muchas de estas fallas comenzaron con una simple falla que no es detectada y al presentarse otra falla, ésta última desencadena una serie de fallas que resultaron en grandes catástrofes para los países involucrados, dejando un impacto significativo. Siendo que en los casos involucrados las fallas empeoraron y lo llevaron al peor de los escenarios, el apagón (*blackout*), derivado de una falla oculta.

2.4.1 El gran disturbio de Nueva York de 1965

El 9 de noviembre de 1965 ocurrió uno de los eventos más catastróficos en la ciudad de New York, pues dicha ciudad experimento por primera vez un apagón que afectó a más de 800 mil personas dejándolas en total oscuridad y atrapadas en el metro [8]. El apagón se derivó de una falla que propagó su efecto hacia siete estados de Estados Unidos y dos provincias de Canadá. En resumen, los lugares afectados fueron New York, Massachusetts, Vermont, New Hampshire, Maine, Connecticut y Rhode Island, además de algunas partes de las provincias de Quebec y Ontario. La figura 2.4.1 muestra la zona afectada por el apagón ocurrido en 1965.

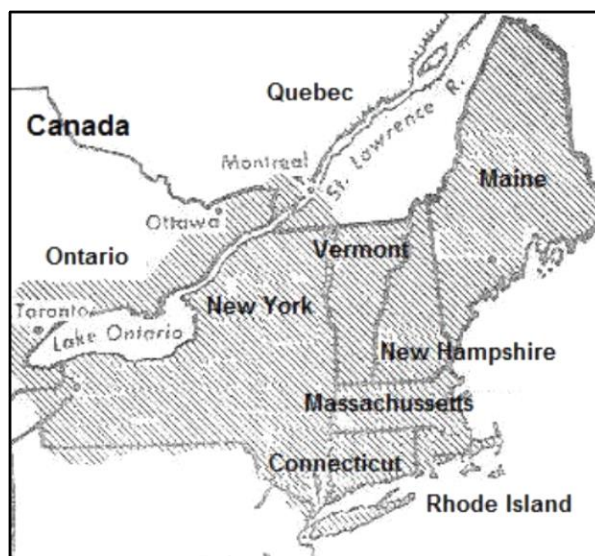


Figura 2.4.1 Zona afectada por el apagón del año de 1965.

En un inicio no se conocía la causa y el origen de la falla porque en Canadá se decía que la falla había ocurrido en alguna parte norte del estado de New York, pero en New York se decía que la falla había ocurrido en Canadá. Por ello los estadounidenses realizaron una investigación de los hechos que tardó más de cinco días para ubicar correctamente la causa y origen de la falla. Al final se supo que la falla comenzó en una hidroeléctrica de Ontario (Canadá) a las 17:15 horas [8], algunos de los lugares que se vieron afectados por el apagón, son mostrados en la tabla 2.4.1 donde se muestra la hora de desconexión y de restablecimiento al sistema.

Tabla2.4.1 Lugares afectados por el apagón de New York 1965, desconexión y restablecimiento a la red.

Lugar	Hidroeléctrica de Ontario	Massachusetts	Rhode Island	Connecticut	Vermont	New Hampshire	Maine	New York							
								Queens	Manhattan	Westchester	Bronx	Rochester	Hudson River	Buffalo	Syracusa
Desconexión	17:15	17:21	17:21	17:30	17:38	17:38	NA	NI	NI	NI	NI	17:17	17:19	17:22	17:22
Restablecimiento	20:30	NI	20:51	23:30	18:08	18:08	NA	*04:20	*06:58	*06:58	*07:00	19:00	NI	18:22	20:45

NA = No afectado en gran manera

NI = No se posee la información

* Energía restablecida al día siguiente

La energía eléctrica fue restablecida para la mayoría de los estados involucrados para eso de las 20:00 horas. Sin embargo, para algunas partes del estado de New York, la energía fue restablecida más tarde o al día siguiente.

Con respecto a la causa del apagón, este se derivó de una falla ocurrida en un relé de la planta Sir Adam Beck n°2 en Queenston, cercana al borde de las cataratas del Niagara. El relé se encargaba de medir la carga de una línea transmisión [8], pero al no operar correctamente no mando a abrir un interruptor que libraba la falla y por tanto el exceso de corriente fue dirigido a los componentes sanos, que no estaban destinados a sufrir una falla. Además, habrá que considerar que este evento se presentó principalmente por la mala coordinación de protecciones y sincronización de equipos ya que por ejemplo la planta Sir Adam Beck alimentaba a parte de la red americana del norte con 1.1 GW [8], y al presentarse la falla hubo una pérdida de demanda que resultó en un incremento de la frecuencia, generando un desbalance masivo que llevo a la ciudad de New York y a los demás estados a una pérdida total de energía.

Dado que la falla fue consecuencia directa de otra falla, se puede concluir que el apagón de 1965 fue derivado de una falla oculta, pues la inadecuada coordinación de protecciones fue errónea, resultando en una operación incorrecta e inapropiada del relé.

2.4.2 El gran disturbio de Nueva York de 2003

El 14 de agosto de 2003 los países Estados Unidos (zona noroeste) y Canadá (zona sureste) fueron afectados en gran medida por un apagón ocurrido a las 16:05 (aproximadamente) con horario EDT (Eastern Daylight Time) que corresponde a la zona horaria de verano en Estados Unidos, siendo Ohio, Michigan, Pennsylvania, New York, Vermont, Massachusetts, Connecticut, y New Jersey los estados afectados por Estados Unidos y Ontario por parte de Canadá. La figura 2.4.2 muestra la zona afectada en ese año.



Figura 2.4.2 Zona afectada por el apagón del año de 2003 en EU y Canadá [9].

El apagón afectó a un área estimada de 50 millones de personas con 61 800 MW de carga eléctrica y en dónde no fue restablecida hasta 4 días después en algunas partes de Estados Unidos [10]. Dado el impacto que tuvo este acontecimiento se tuvieron que investigar las causas a detalle que sin lugar a dudas superó al ocurrido en 1965.

La causa del apagón como tal no fue una sola, sino que hubo una serie de causas que hicieron que el sistema de red americana fallara y al final colapsara, poniendo en evidencia que el apagón se derivó de una falla oculta, al no presentarse acción efectiva e inmediata para mitigarla.

Las causas del apagón fueron diversas pues se encontraron muchas deficiencias en los equipos y en la toma de decisiones por el inadecuado entrenamiento de personal, el inadecuado manejo del sistema de control, la falta de capacidad de respaldo al sistema

eléctrico, entre otras. Sin embargo, el apagón se debió principalmente a 4 aspectos que fueron los que se muestran en la figura 2.4.3.

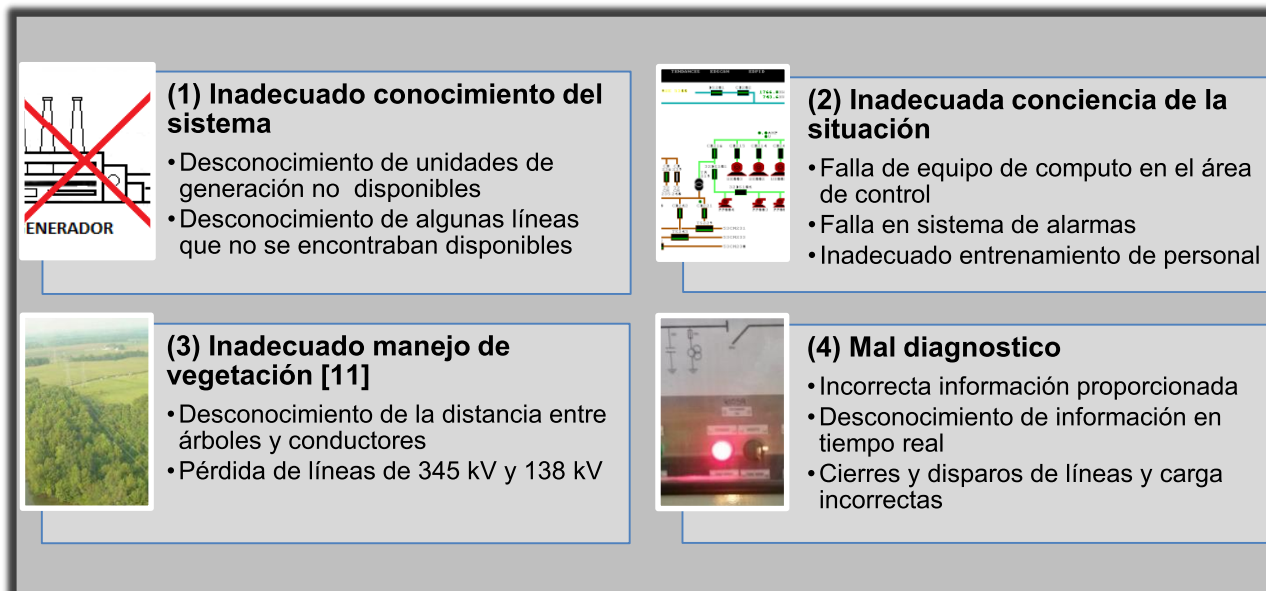


Figura 2.4.3 Factores que intervinieron directamente en el apagón de New York en 2003.

El evento que inicio el apagón fue el inadecuado conocimiento del sistema pues no se tenía conocimiento de que ciertos equipos como generadores, reactores y líneas se encontraban fuera de operación, dicho en otras palabras, no se tenía conocimiento de las reservas para proveer la energía necesaria para cualquier contingencia o disturbio.

Por otro lado, los operadores contaban con el SCADA (System Control and Data Acquisition), que permite obtener datos en tiempo real como por ejemplo el estado en que se encuentran los interruptores, el voltaje de líneas y potencia reactiva, entre otros datos. Además, contaban con herramientas como simuladores de estado RTCA (Real-Time Contingency Analysis), que comparan los datos obtenidos en tiempo real con los obtenidos momentos anteriores, para poder así simular por medio de modelos matemáticos el estado del SEP y así saber si existe o existirá una posible falla para que al final se tome una correcta decisión, librando fallas con poca participación por parte de los operadores en turno. Sin embargo, se tuvieron algunos problemas con el SCADA, el RTCA y algunos sistemas de cómputo, dejando a los operadores prácticamente sin

comunicación y monitoreo del sistema de potencia en tiempo real, lo que afectó poco tiempo después en la toma de decisiones.

Aunado a la falta de comunicación y monitoreo, se presentaron salidas de líneas de transmisión de 380 kV siendo la primera Harding-Chamberlin, la segunda Hanna-Juniper, la tercera Star-South Canton y la cuarta Sammis-Star que al final fue el detonante para que líneas de 138 kV empezaran a fallar. La figura 2.4.4 compara la salida de estas líneas con el tiempo y el nivel de carga que llevaban.

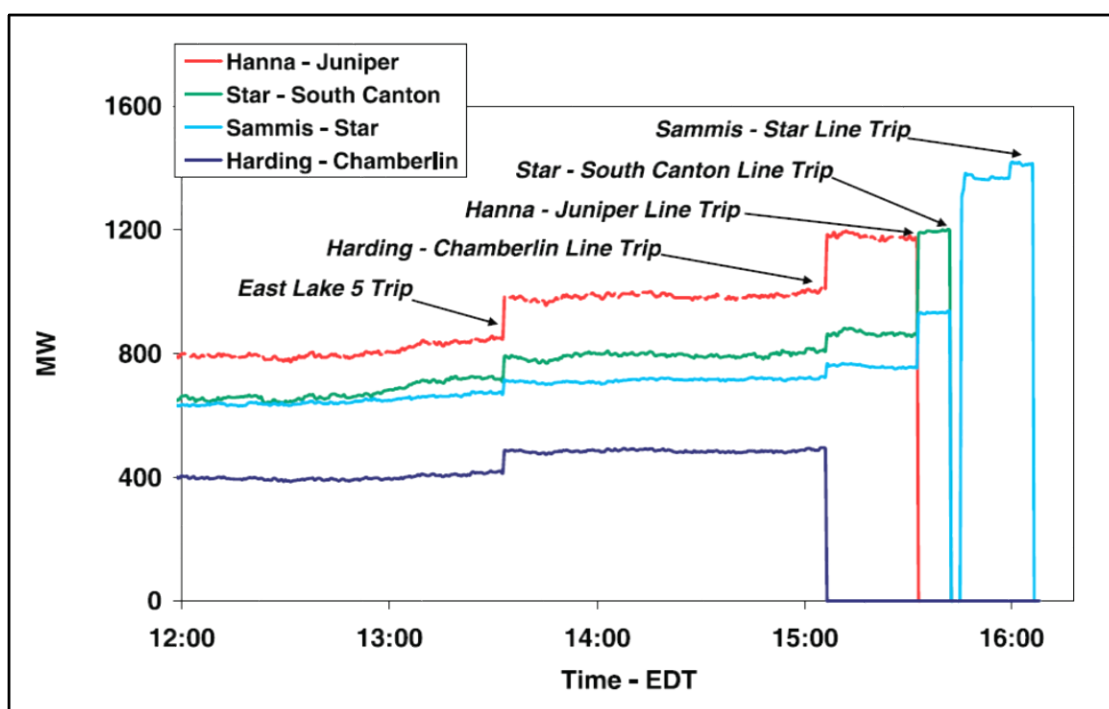


Figura 2.4.4 Flujos de línea del área de control FirstEnergy (FE) [10].

Como se puede observar en la figura 2.4.4 en el momento en que sale la primera línea (Harding-Chamberlin) a las 15:05 hrs., las demás líneas presentaron sobrecarga (Hanna-Juniper y Star-South Canton) generando como consecuencia el calentamiento de los conductores que de alguna manera redujo la distancia que había entre conductores y tierra, árboles, y aumentando el ángulo de catenaria, modificando los parámetros de la línea y llevándolo a falla y disparo, dejando a la cuarta línea Sammis-Star con una gran sobrecarga y el disparo de varios elementos de la red.

Impacto [9]

En Canadá el producto interno bruto bajó 0.7% en agosto de ese año, en dónde hubo una pérdida neta de 18.9 millones de horas trabajo y los envíos de fabricación en Ontario bajaron 2.3 billones de dólares americanos (USD). Las pérdidas fueron principalmente relacionadas al desperdicio de bienes perecederos, por otro lado, la producción y equipo de cómputo se apagaron dejando pérdida de ingresos de negocios.

En Estados Unidos el grupo *Economic Group* estimó el costo total probable, estimando el valor entre 4.5 billones y 8.2 billones USD. Esto incluye:

- 4.2 billones USD en pérdidas de ingresos a trabajadores e inversionistas.
- De 15 millones a 100 millones USD de costos extra a agencias de gobierno (por ejemplo, debido a tiempo extra y costos de servicio de emergencia).
- De 1 billón USD a 2 billones USD en costos de las utilidades afectadas.
- Entre 380 millones USD y 940 millones USD en costos asociados con la pérdida o arruino de comodidades.

2.4.3 El gran disturbio de Italia en 2003

El 28 de septiembre de 2003 el sistema eléctrico italiano se enfrentó con una de sus peores interrupciones en 50 años [9], afectando de gran manera a países cercanos como Francia, Austria, Eslovenia y Suiza. Los daños fueron aún más evidentes ya que el sistema eléctrico italiano formaba parte del UCTE (Union for the Coordination of Electricity Transmission), en dónde muchos de los países del continente europeo aparte de los ya mencionados se encuentran interconectados para la importación y exportación de energía eléctrica.

Las redes de Francia, Eslovenia, Suiza y Austria también fueron afectadas dejando un efecto domino que resultó en la separación del sistema italiano con el resto de la red eléctrica europea (UCTE). La tabla 2.4.2 muestra parte del saldo total que dejó el apagón de Italia en 2003.

Tabla 2.4.2 Resultado del apagón en Italia en 2003 [12].

Tamaño de la red de transmisión	- 245 subestaciones - 112 sistemas de buses de barra en 380 kV - 4500 bahías
Tiempo para reenergizar la red de transmisión	13 horas 30 minutos
Operaciones de switcheo en la red de transmisión	Más de 3 600
Eventos grabados en áreas de control más centros de operación remotos.	Más de 80 000 (sobrefrecuencia, sobrevoltaje, disparos de elementos de la red, unidades de generación y bombeo)
Energía no suministrada (estimada)	177 GWh
Tiempo total para restablecer 98% de la energía esperada.	13 horas 30 minutos
• Después de 6 horas 30 minutos	La carga fue suministrada al 50 %
• Después de 10 horas	La carga fue suministrada al 70%
• Después de 15 horas	La carga fue suministrada al 99%
Suministro al cliente (no industrial)	18 horas doce minutos

Las causas que originaron el evento se puede resumir en 4 eventos que fueron:

1. Recierre no exitoso de la línea suiza Mettlen-Lavorgo de 380 kV, también conocida como “Lukmanier”, debido a que la diferencia de ángulo de fase era demasiada alta y los ajustes realizados a las protecciones no eran los adecuados.
2. Inadecuada conciencia de la situación, pues la línea suiza Sils-Soazza de 380 kV, también conocida como “San Bernardino”, presentaba sobrecarga dado al disparo de “Lukmanier” y además las medidas tomadas para contrarrestar el disturbio fueron inadecuadas.
3. Colapso de voltaje y ángulo en Italia (aunque no fue una causa, fue el detonante para que el modo isla no fuera posible).
4. Práctica de un buen mantenimiento.

Algo que sin lugar a dudas se encuentra omnipresente en este evento es el error humano ya que se tenía desconocimiento de los ajustes necesarios para las protecciones ante fallas de alta impedancia. Así mismo, la comunicación por parte de los operadores ante la sobrecarga de San Bernardino fue ineficaz y lenta tardándose más de 10 minutos en tomar acción y liberar carga (300 MW) [12].

Impacto [9]

- Cerca de 30 000 personas quedaron atrapadas en trenes. Varios cientos de pasajeros quedaron varados en los sistemas de transporte subterráneo. El subterráneo tuvo que ser evacuado.
- El costo a restaurantes y bares en cuestiones de desperdicio de productos perecederos fue de 139 millones USD.

2.4.4 El gran disturbio de Alemania 2006

El 4 de noviembre de 2006 el país teutónico de Alemania y en general los países que forman parte del UCTE sufrieron los estragos de un disturbio ocurrido al norte de Alemania en una línea de transmisión. La frecuencia nominal de 50 Hertz (Europa) se vio afectada dividiéndose en tres zonas [13], las cuales presentaron alta y baja frecuencia. En la zona Oeste la frecuencia bajó hasta 49 Hz, siendo los países afectados España, Portugal, Francia, Italia, Bélgica, Luxemburgo, Holanda, Suiza, Eslovenia y partes de Croacia. Para la zona sureste los países Macedonia, Montenegro, Grecia, Bosnia y Herzegovina, Serbia, Albania, Bulgaria, Rumania, así como partes de Croacia y Hungría, todos con una caída de frecuencia de hasta 49.7 Hz (aproximadamente). Para la zona noreste que incluye a países como Republica Checa, Polonia, Eslovaquia, Ucrania y partes de Hungría y Austria alcanzaron una sobrefrecuencia de hasta 51.4 Hz. La figura 2.4.5 muestra la división de frecuencia de las zonas afectadas.

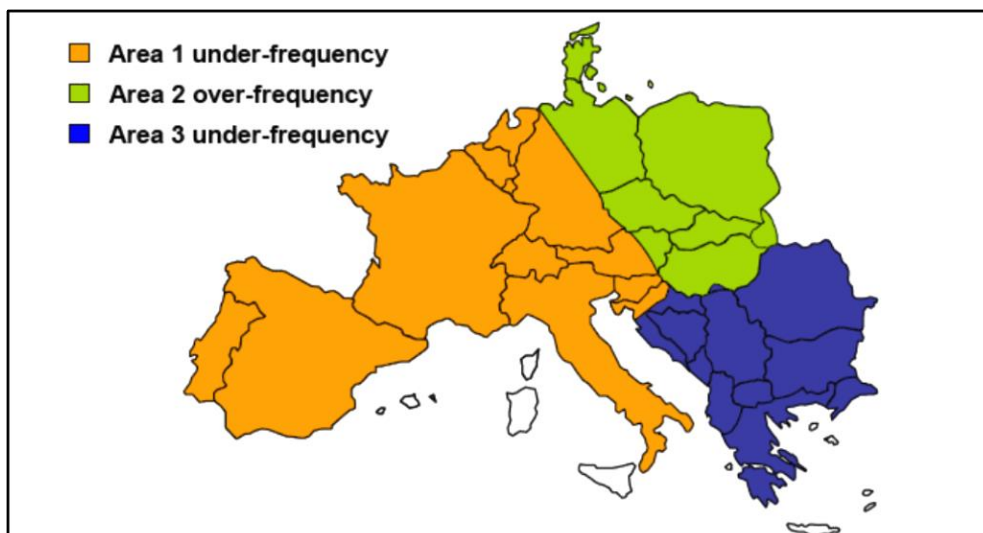


Figura 2.4.5 División de la frecuencia de las zonas afectadas [14].

Las causas principales del apagón fueron la falta de coordinación y comunicación entre operadores del TSO. ON Netz (Trasmission System Operators) y RWE Transportnetz Strom, que no pudieron manejar la situación ante la pérdida de la línea Landesbergen-Wehrendorf, además de no cumplir con el criterio de N- 1, que significa que si un sistema eléctrico de potencia sufre la pérdida de un elemento o de N elemento como una línea, este debe ser capaz de seguir operando bajo condiciones de desbalance.

A las 21: 38 horas TSO. On Netz desconectó la línea de transmisión Conneforde- Diel de 380 kV la cual cruza el río EMS, por donde pasaría un crucero, el crucero Norwegian Pearl. Sin embargo, el problema fue el efecto que desencadenó la desconexión de esa línea, pues resulta ser que algunas líneas empezaron a sobrecargarse operando casi al límite de su capacidad. Para la línea de Landesbergen-Wehrendorf el límite de operación era 1 795 Amperes, pero la potencia comenzó a subir en dos o tres minutos y con ello el nivel de corriente, llegando hasta 1900 Amperes, superando el valor de advertencia sugerido por RWE Transportnetz Strom. A las 22:10 horas el valor de advertencia fue excedido, lo cual disparo inmediatamente la línea Landesbergen-Wehrendorf. La figura 2.4.6 muestra la secuencia de disparos de líneas del evento.

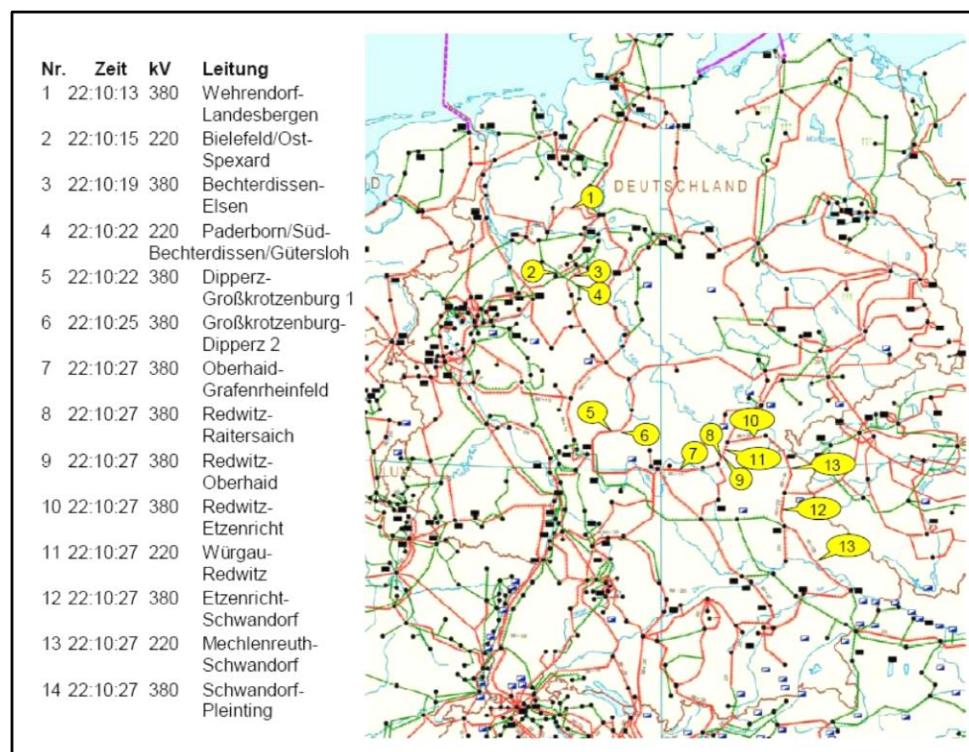


Figura 2.4.6 Tiempos de cuando las líneas fueron desconectadas automáticamente [14].

Como se puede observar en la figura anterior la diferencia de tiempos de la secuencia de disparos fue bastante corta, lo que pone en evidencia del por qué afectó a casi toda Europa casi 15 millones de personas. A las 22:34 horas se intentó sincronizar la zona noreste y oeste, pero la diferencia de frecuencia era demasiado alta, por lo que fracasó el intento. Sin embargo, a las 22:47 horas las líneas fueron conectadas nuevamente. En ese mismo sentido y de acuerdo al UCTE algunas áreas de Europa fueron completamente conectadas alrededor de las 23:57. Para la 01:00 horas del 5 de noviembre y de acuerdo al TSOs, todas las interconexiones en la red alemana fueron conectadas y funcionando correctamente.

Impacto [9]

- En Francia 5 millones de clientes se quedaron sin energía.
- En Alemania millones de clientes fueron afectados y en Bélgica, Holanda, Italia y España algunos cientos de miles de clientes se quedaron sin energía eléctrica.
- Hubo grandes retrasos en transporte, afectando a 100 trenes principalmente en Alemania. El subterráneo tuvo que ser evacuado.
- El costo a restaurantes y bares en desperdicio de productos perecederos fue de 139 millones USD.

2.5 Conclusiones

Se puede concluir que las fallas son eventos que pueden ocurrir en un sistema eléctrico de potencia y que tienen distintas características de acuerdo a su causa y origen, en ese mismo sentido, cuando esas fallas tienen un comportamiento anormal y no son evidentes se vuelven en fallas ocultas, que pueden presentarse de diversas formas como son: la falta de comunicación que afectan en la toma de decisiones, la inadecuada coordinación de protecciones que anula la correcta y adecuada función de equipos o la falla de un equipo generada por cuestiones externas que en ocasiones son manejables, entre otras.

Por lo tanto, es necesario detectar y manejar las variables que hasta cierto punto se pueden controlar para poder evitar una falla o fallas que parecieran normales e inofensivas, para que eventualmente éstas no se desarrollen y se conviertan en fallas ocultas.

Capítulo III. Metodología para detectar las fallas ocultas en alimentaciones de corriente directa de servicios propios en una subestación eléctrica

3.1 Servicios propios en una subestación eléctrica

La operación de una subestación eléctrica, necesita disponer de distintas formas de alimentación eléctrica; para asegurar sus diversas funciones (protección, control, señalización, fuerza motriz, alumbrado) [15]. Una subestación eléctrica en definitiva no puede quedarse sin energía, siendo que dispone de los elementos necesarios para su generación, transmisión y distribución. Por ello, necesita de servicios (servicios propios) que le permitan asegurar servicios esenciales, auxiliares y de emergencia. Los servicios propios se centran específicamente en subestaciones eléctricas de potencia.

Dada la importancia que tienen los servicios propios en las subestaciones de potencia, es necesario consolidar un criterio para las fuentes de alimentación. Las fuentes de alimentación pueden ser dos y son por corriente alterna en baja tensión y por corriente continua también en baja tensión. Para la fuente de alimentación por corriente alterna, es recomendable emplear tres fuentes como máximo que son: líneas de distribución externas, alimentación del terciario de un transformador y una fuente generadora diésel.

En ese mismo sentido, para la fuente de alimentación por corriente directa se tendrá que hacer uso de bancos de dos baterías. La tabla 3.3.1 muestra las alternativas de fuentes de alimentación para servicios propios en subestaciones de 400/230 kV, 400/230-115 kV, 400/115 kV y 230 kV, recomendadas por la guía de CFE 04400-42.

Tabla 3.1.1 Alternativas de fuentes de alimentación para servicios propios en subestaciones de 400/230 kV, 400/230-115 kV, 400/115 kV y 230 kV [15].

Alternativas (en orden de prioridad)	Líneas de distribución	Líneas de distribución	Terciario del primer banco	Terciario del segundo banco	Planta generadora diésel
A	X	X			X
B	X		X		X
C			X	X	X

De acuerdo con la tabla anterior se puede identificar claramente que la prioridad deberá enfocarse en tener dos fuentes de líneas de distribución, estas deberán ser externas y totalmente independientes, además de una planta generadora diésel. Para ello también debe especificarse un nivel de tensión primaria, que comprende valores de voltaje de 34.5 y 13.8 kV, y para el nivel de tensión secundaria los niveles serán 440/254 V, 220/127 V en corriente alterna y 125 V en corriente directa. Adicionalmente se contará un banco de baterías con una fuente de alimentación para los elementos que usen corriente directa en baja tensión, a base de bancos de baterías.

Por otro lado, los servicios propios se pueden clasificar de acuerdo a los circuitos que alimentan, siendo servicios auxiliares esenciales y servicios auxiliares principales que incluyen a las cargas de alimentación normal y a las cargas de alimentación de emergencia. Los servicios auxiliares esenciales aplican a servicios que aseguran el funcionamiento esencial de la subestación cuando ocurre una perturbación. Para los servicios auxiliares principales se aplican para fines de evaluación de carga o de potencia que demandan. La tabla 3.1.2 ejemplifica claramente la clasificación de los servicios propios de acuerdo al tipo de alimentación.

Tabla 3.1.2 Clasificación de servicios propios de acuerdo a los circuitos que se alimentan.

Servicios auxiliares esenciales		Servicios auxiliares principales	
En corriente directa		Alimentación normal	Alimentación de emergencia
Equipo de protección	Relevadores	Accionamiento de cuchillas desconectadoras	Accionamiento de interruptores
		Alumbrado exterior y perimetral	Aire acondicionado en casetas de control
Equipo de telecomunicaciones	Circuitos de control y señalización de equipos.	Aire acondicionado en casetas de control	Ventiladores en bancos de transformación
		Extractores de aire en cuartos de baterías	Alumbrado de emergencia en caseta de control
Circuitos de control de equipos auxiliares (motores, ventiladores, etc.).	Equipo de control supervisorio, remoto, etc.	Calefactores para interruptores y cuchillas desconectadoras	Cargador de baterías
		Contactos exteriores en áreas de trabajo	Alumbrado de acceso
		Alumbrado y tablero de alumbrado, en caseta de control	Alumbrado exterior de emergencia

Los servicios propios son imprescindibles e indispensables para una subestación, porque de lo contrario una subestación quedaría vulnerable ante fallas que repercutan en equipo crítico. El hecho de tener servicios propios asegura la confiabilidad de una subestación y de todo el equipo involucrado en protección, control, señalización, fuerza motriz y alumbrado.

3.1.1 Alimentación de C.D. 125 V.C.D (Voltaje de Corriente Directa)

La alimentación de V.C.D se logra a través de baterías, estas baterías son del tipo “inundadas” y se conforman por dos elementos primordiales que son las rejillas y el electrolito. Las rejillas pueden ser de diferentes compuestos como son plomo-acido, plomo-selenio, plomo-calcio o níquel-cadmio, mientras que el electrolito se conforma o de hidróxido de potasio (KOH) o de ácido sulfúrico (H_2SO_4) en su gran mayoría. Estos elementos permiten que la reacción química desarrollada se transforme en energía eléctrica (V.C.D). El voltaje de corriente directa manejado comercialmente en baterías es de aproximadamente 2.2 V, que será ligeramente mayor o menor de acuerdo a las características propias de la batería y del entorno que la rodea como es la temperatura y su uso, que de acuerdo a este se definirá el tiempo de vida de la misma y su rendimiento, además de que dependerá de la configuración y características del cargador de baterías.

La forma en que se conectan las baterías es en serie y se hace por medio de conectores, estos conectores son placas de metal con cubierta anticorrosiva que permiten hacer un contacto firme con las terminales positiva y negativa de cada batería consecutiva. En una subestación regularmente con una capacidad de 125 V.C.D se tienen hasta 60 baterías por cada banco y 120 baterías para 250 V.C.D. Sin embargo, la capacidad de un banco dependerá del diseño, construcción, aplicación y potencia de cada subestación o central generadora y de acuerdo a sus respectivas especificaciones, caso particular, CFE VY500-16 y CFE V7200-48, que comprenden los criterios para el diseño de servicios propios de subestaciones de potencia y a cargadores de baterías respectivamente. La figura 3.1.1 muestra el cómo se realiza la conexión en serie de dos baterías por medio de los conectores.

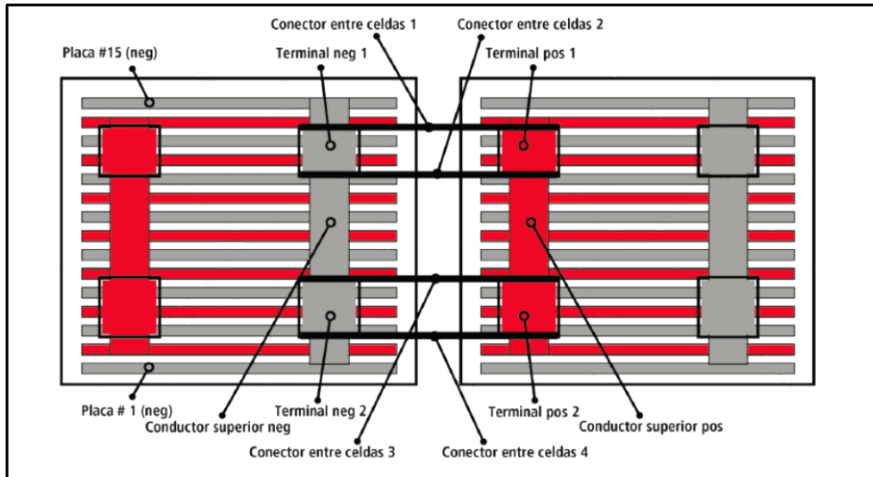


Figura 3.1.1 Conexión en serie de dos baterías vista superior [16].

3.2 Medición de falla a tierra en el banco de baterías de 125VCD

La falla a tierra en un banco de baterías se presenta cuando existen voltajes anormales a los de operación, por ejemplo, si se tuviera un banco con una capacidad de 125 V.C.D, los voltajes de positivo a tierra y de negativo a tierra serían diferentes de ± 62.5 V.C.D. Si se presentara una falla a tierra, estos voltajes serían mayores o menores, siendo un indicador de que existe la falla a tierra y que pone en riesgo a las baterías. Al mismo tiempo se pone en riesgo el funcionamiento de los equipos que estén conectados al banco, quedando vulnerables ante otra falla que ponga en riesgo la integridad de los equipos que intervengan, principalmente los críticos.

La medición de voltaje de positivo y negativo a tierra se logra a través de un tablero con un medidor que mida los valores de voltaje correspondientes, pero en caso de que no se cuente con un tablero detector de potencial, se necesitará de un multímetro con puntas, que permita realizar la medición de positivo y negativo a tierra. Para realizar la medición de positivo a tierra primeramente se coloca la punta del multímetro con polaridad positiva con el lado positivo del final o inicio del banco y la otra punta con polaridad negativa se coloca con el sistema de puesta a tierra más cercano. Lo mismo se hace para la medición de negativo a tierra sólo que, se coloca la punta de polaridad positiva del multímetro con el lado negativo de final o inicio del banco de baterías. La figura 3.2.1 muestra cómo se ejecuta la medición de voltaje de positivo a tierra con un multímetro con puntas.



Figura 3.2.1 Medición con multímetro de voltaje de positivo a tierra.

La figura anterior muestra una lectura de baterías realizada en un banco de baterías de la central de ciclo combinado San Lorenzo Potencia perteneciente a CFE, en dónde se puede notar que el valor de positivo a tierra es la mitad del voltaje total, que en este caso son 130 V.C.D., aproximadamente. Por lo tanto, el nivel de voltaje ideal esperado de positivo y negativo a tierra en un banco de baterías será la mitad del voltaje total, es decir, la mitad del total de la suma de voltajes de todas las baterías, si no fuese así entonces existirá una falla a tierra.

3.3 Método de medición de falla tierra mediante el equipo BGFT “*Battery Ground Fault Tracer*” ”

El BGFT es un equipo de prueba que permite rastrear y localizar fallas a tierra en sistemas de corriente directa como son los bancos de baterías. La característica esencial del equipo es que rastrea y localiza (en línea) las fallas a tierra en sistemas flotantes, es decir, aquellos sistemas sin una conexión a tierra directa. Para el rastreo de la falla, se inyecta una corriente de baja frecuencia de aproximadamente 20 Hertz entre el sistema de corriente directa (banco de baterías) y el sistema de tierras. La figura 3.3.1 muestra las conexiones del equipo para el rastreo de una falla a tierra.

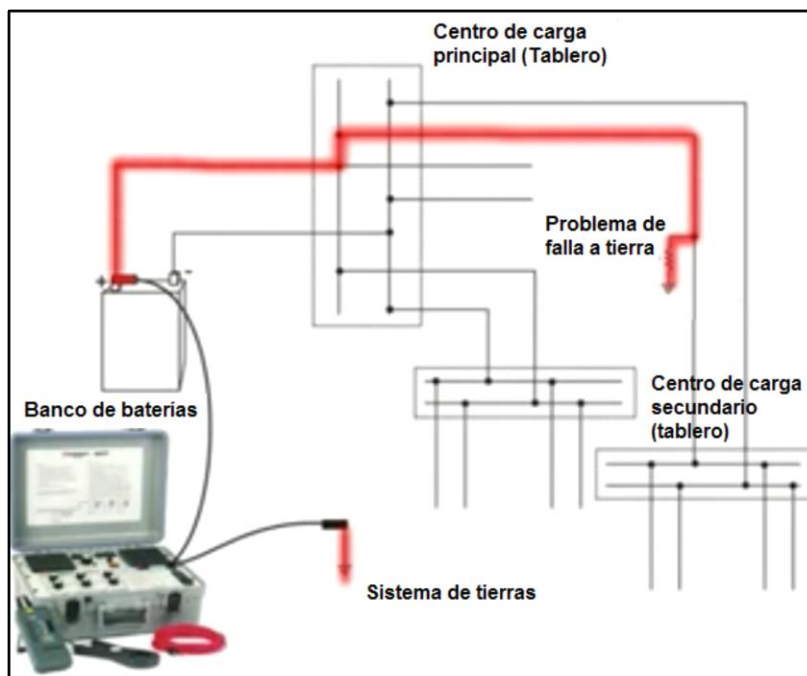


Figura 3.3.1 Conexión del equipo de prueba BGFT para rastreo de una falla a tierra.

3.3.1 Partes principales del equipo de prueba BGFT

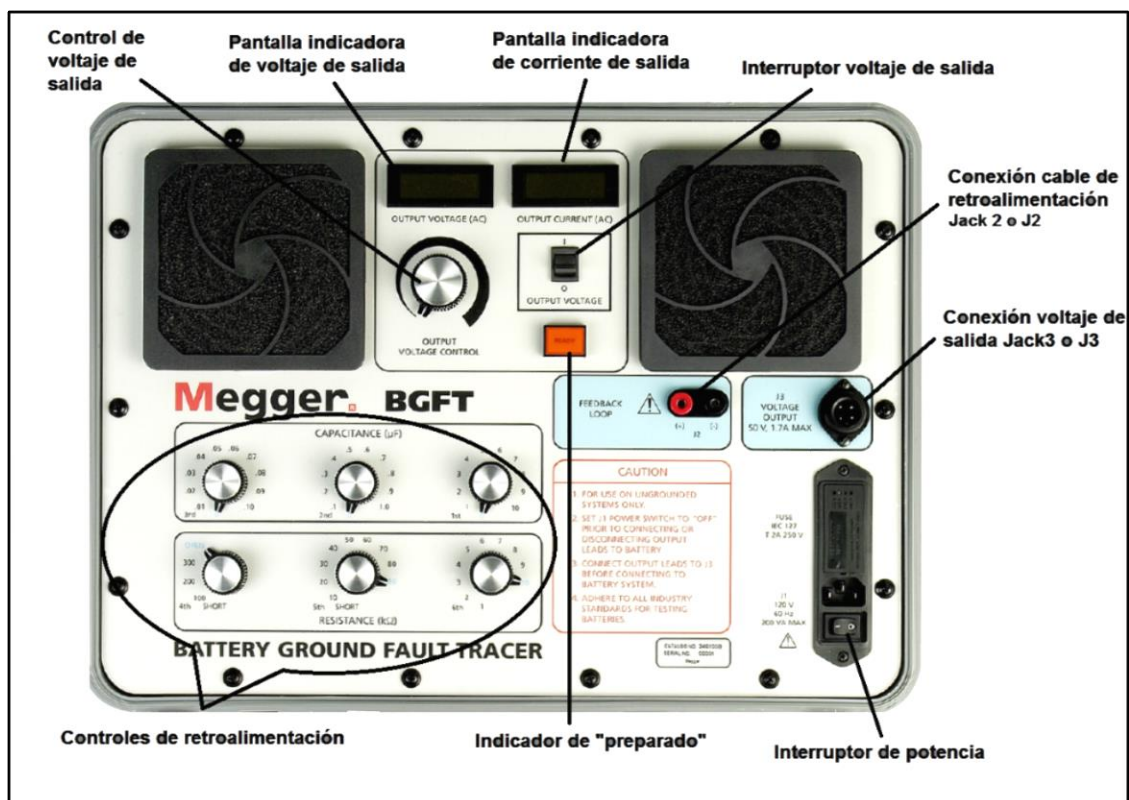
La figura 3.3.2 muestra los componentes principales que conforman el BGFT y son: módulo, unidad de medición, pinza amperimetrica y cable de retroalimentación.



Figura 3.3.2 Partes principales del equipo de prueba BGFT.

Módulo

Dentro del módulo se encuentra el interruptor y el control de voltaje de salida, las pantallas digitales que muestran la corriente y voltaje de salida, además del control de retroalimentación que consta de una serie de interruptores que permiten variar los valores de resistencia de falla de $1K\Omega$ hasta $399K\Omega$ y también permiten variar la capacitancia de línea de $0.01\mu F$ hasta $11.1\mu F$. El control de estos parámetros permite determinar la magnitud y la severidad de falla antes de localizarla. La figura 3.3.3 muestra el módulo del equipo de prueba.



3.3.3 Módulo del equipo de prueba BGFT.

Unidad de medición

La unidad de medición permite conocer el valor de corriente de falla, por medio de una pantalla digital. Consta de dos entradas las cuales van conectadas directamente con un cable a la pinza amperimétrica y cuenta con un interruptor selector de ganancia el cual

intensifica el valor de salida para localizar la falla con mayor precisión. La unidad de medición usa una batería o pila de 9V (ver figura 3.3.4).



Figura 3.3.4 Unidad de medición del equipo de prueba BGFT.

Pinza amperimetrica (probador de corriente)

La pinza amperimetrica permite tomar lectura de corrientes de las cargas del banco y con esto se puede localizar la falla junto con la unidad de medición. Iniciando con inyección de voltaje de valores pequeños del orden de 5V para poder medir con la pinza amperimetrica el valor de corriente, si se observa que el valor es pequeño se podrá incrementar a valores mayores.

Cable de retroalimentación

El cable de retroalimentación (FEEDBACK CABLE) permite eliminar secciones de alta capacitancia junto con el control de retroalimentación, ya que permiten diferenciar entre las fallas reales y las fallas fantasmas que son derivadas por la baja resistencia de los capacitores.

3.3.2 Pasos para conectar y usar el equipo de prueba BGFT ante fallas a tierra [17]

1. Identificar que existe una falla a tierra en el banco de baterías.
2. Poner el interruptor de voltaje de salida (OUTPUT VOLTAGE SWITCH) en la posición desconectado "0".
3. Poner el control de voltaje al valor mínimo en dirección contraria a las manecillas del reloj (OUTPUT VOLTAGE CONTROL).
4. Poner los interruptores selectores de capacitancia al valor mínimo (primero, segundo y tercero).
5. Poner los interruptores selectores de resistencia al valor mínimo (quinto y sexto). Poner el otro interruptor (cuarto) en la posición abierto.
6. Conectar los cables de la fuente de corriente a la salida de voltaje (Jack 3 o J3).
7. Unir el cable rojo con el polo positivo (poste) de la batería # 1 o en cualquiera en dónde se sospeche que haya una falla a tierra (negativo).
8. Unir el cable negro con la conexión a tierra del sistema.
9. Encender el interruptor de potencia (POWER SWITCH) y checar que los controles de capacitancia y resistencia se encuentran alineados como se describió en los pasos 4 y 5.
10. Verificar que el indicador de preparado (READY) se encuentre encendido, este indicará que el transmisor oscilador de potencia se encuentra listo para comenzar a trabajar.
11. Poner el interruptor de voltaje de salida (OUTPUT VOLTAGE SWITCH) en la posición de encendido "I".
El nivel de voltaje de prueba dependerá de la magnitud de la impedancia de la falla y de los requerimientos del sistema para inyectar señales dentro del bus.
12. Conectar las dos partes del cable receptor a la entrada de la unidad de medición.
El cable receptor tiene dos puntas y una pinza amperimetrica que es el probador de corriente.
13. Remover la protección del tablero de carga para tomar las lecturas con el equipo.
14. Rastrear la falla colocando el probador de corriente (pinza amperimetrica) alrededor de los cables que entran y salen de los termomagnéticos.

Medición para fallas fantasmas

Los pasos mencionados anteriormente permiten rastrear y localizar una o varias fallas reales a tierra en bancos de baterías, sin embargo, habrá ocasiones en que una o varias fallas mostradas sean en realidad fallas fantasmas. Las fallas fantasmas son aquellas que se derivan por secciones de alta capacitancia en cualquiera de las conexiones al banco. Cabe señalar que una falla fantasma podría malinterpretarse en la medición de una falla a tierra real, por lo que es necesario eliminar esa posibilidad, compensando y tomando la lectura nuevamente en donde se ubique la falla a tierra. El equipo de prueba permite descartar aquellas fallas “aparentes” derivadas de secciones con alta capacitancia.

3.3.3 Pasos para conectar y usar el equipo de prueba BGFT ante fallas fantasmas

Una vez realizadas las conexiones que se mencionan en el 3.3.1 se puede realizar lo siguiente para la localización e identificación de fallas fantasma:

1. Conectar cable de retroalimentación (FEEDBACK CABLE) al módulo, en el puente de retroalimentación (FEEDBACK LOOP “conexión Jack 2 o J2”).
2. Colocar cable de retroalimentación dentro de la pinza amperimétrica de la unidad de medición junto con el cable en dónde se encuentra la falla. La figura 3.3.5 muestra el cómo se colocan los cables junto con la pinza amperimétrica.
3. Compensar adecuadamente con los controles de capacitancia hasta que la unidad de medición marque cero. La compensación de capacitancia ayuda a balancear las corrientes fantasmas no requeridas y a descartar una posible falla fantasma.



Figura 3.3.5 Colocación de cables (retroalimentación y prueba) para la medición de falla con capacitancias.

3.4 Método de segmentación para localizar una falla a tierra

El uso del BGFT resulta en una gran ventaja si se compara con el método convencional de prueba y error como es el método de segmentación. El método de segmentación o interrupción consiste en desconectar las cargas conectadas al banco de baterías una por una, con el fin de poder aislar la falla y así encontrarla, tomando los valores de positivo y negativo a tierra correspondientes. Este método es inseguro, debido a que existe la posibilidad de un disparo incorrecto de algún circuito de la subestación de potencia durante el transitorio que se produce al bajar y subir el interruptor termomagnético que alimenta a los esquemas de protección del circuito involucrado.

El uso de este método es una alternativa para detectar fallas a tierra en bancos de baterías, sin embargo, dada su gran desventaja es mejor no usarlo a menos que no quede otra alternativa. Es por ello que el uso del equipo BGFT es una opción recomendable y muy conveniente al localizar una o varias fallas a tierra.

3.5 Método para detectar que existe una condición anormal en los valores de positivo y negativo a tierra y que produce un desbalance en el banco de baterías

Es importante considerar que un banco de baterías puede tener una condición anormal en sus valores de positivo y negativo a tierra que nos ubiquen en que no son fallas sólidas a tierra de alguna de las polaridades, existe la posibilidad de que en las conexiones entre alimentaciones de dos bancos del mismo voltaje de 125 VCD o 250 VCD estos se puedan interconectar en una misma impedancia que puede ser el caso de bobina de disparo 1 y bobina de disparo 2 de un interruptor de potencia en donde por desconocimiento del efecto que puede llegar a producir en desbalancear los valores de voltaje de ambos bancos de baterías y cuya condición anormal es difícil encontrar que circuito está ocasionando este desbalance con el uso de un equipo para la detección de fallas a tierra en bancos de baterías.

Para detectar estas condiciones anormales en la alimentación de voltaje de corriente directa en bancos de baterías se recomiendan las siguientes 3 acciones:

- 1) Revisar el diagrama unifilar actualizado de la subestación eléctrica bajo estudio, en dónde se presenta la condición anormal de los bancos de baterías, identificando los equipos críticos (transformadores o autotransformadores de potencia, interruptores de potencia, cuchillas). La figura 3.5.1 muestra el diagrama unifilar de la S.E., Nopala en 230 kV.

Tabla 3.5.1. Recomendación de tabla para la identificación de equipos críticos en la detección de condiciones anormales de valores de positivo y negativo a tierra.

Equipo	N° de bobinas de disparo		Alimentación de V.C.D.		Alimentación de V.C.A.		Cuenta con señalización en		Cuenta con alarmas en C.D.	Cuenta con alimentación para imagen de posición	
	1	2	125	250	220	440	C.D.	C.A.		SCADA	87B

Tabla 3.5.2 Llenado de tabla para la identificación de equipos críticos en la detección de condiciones anormales de valores anormales de positivo y negativo a tierra.

Equipo	N° de bobinas de disparo		Alimentación de V.C.D.		Alimentación de V.C.A.		Cuenta con señalización en		Cuenta con alarmas en C.D.	Cuenta con alimentación para imagen de posición	
	1	2	125	250	220	440	C.D.	C.A.		SCADA	87B
Interruptor 93210		X		X	X		X		X	X	
Cuchilla 93211	N.A.	N.A.		X	X		X			X	X
AT1	N.A.	N.A.		X	X		X		X	X	
AT2	N.A.	N.A.		X	X		X		X	X	

* N.A. = no aplica

El siguiente paso será tomar fotos a las placas de los equipos eléctricos primarios que servirán como una evidencia posterior y así poder obtener los datos de interés tales como:

- Alimentación nominal de voltaje de fuerza
- Alimentación nominal de voltaje de control
- Alimentación nominal de voltaje de alarmas
- Alimentación nominal de voltaje de posición de cuchillas o interruptor

La figura 3.5.2 muestra los datos de placa de un interruptor.

SIEMENS	
No. Contrato: 700266379	
INTERRUPTOR DE POTENCIA	Mes y Año de Fabricación: 10/2008
Modelo 3AP1-FI-245	No. serie: 43212355
Tensión nominal	245 kV
Tensión de aguante al impulso por rayo	1050 kV
Tensión de aguante al impulso por maniobra	N/A kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente nominal	2000 A
Corriente de interrupción de corto circuito	40 kA
Corriente sostenida de corta duración (1s)	40 kA
Corriente nominal de interrupción en oposición de fases	10 kA
Factor de primer polo	1.3
Distancia mínima de fuga	25 mm/kV f. f
Nivel de contaminación:	ALTA
Secuencia nominal de operación:	A-0.3 seg-CA-3 min-CA
Tiempo máximo de interrupción	50 ms
Valor prototipo de resist. ohmica del circ. ppal.	36.6 $\mu\Omega$
Presión del SF6 a 20°C	0.60 MPa
Presión de alarma de SF6 a 20°C	0.52 MPa
Presión de bloqueo de SF6 a 20°C	0.50 MPa
Masa por polo del interruptor	990 kg
Masa total del interruptor	3100 kg
Carga total de gas SF6	24.5 kg
Valor nominal alimentación	Tensión de control 125 VCD
de los circuitos auxiliares	Tensión de motor 220 VCA
	Tensión de calefacción 220/127 VCA
Tipo de mecanismo	Resorte
Valor sísmico	0.5 g
Norma: IEC 62271-100 Instructivo serv. No. 927 00892 166	
NRF-022-CFE-2006	

Figura 3.5.2 Datos de placa de un interruptor.

- 2) Revisar el diagrama unifilar de servicios propios de C.D., en él se deberán identificar todos los elementos interconectados al bus de C.D. poniendo atención a cada elemento interconectado especialmente a las protecciones, ya que todas tienen una interconexión eléctrica, inclusive las mecánicas como el Buchholz (63T) y válvula de sobrepresión. También se incluyen las bobinas de disparo de interruptores de potencia y otras protecciones como las diferenciales de transformadores (87T) y autotransformadores (87AT).

A manera de ejemplo en la figura 3.5.3 se muestra el diagrama correspondiente de las conexiones a los buses de corriente directa que se alimentan de los bancos de baterías 1 y 2, de la subestación eléctrica Nopala en 230 kV, cabe aclarar que en las alimentaciones se encuentran más elementos interconectados.

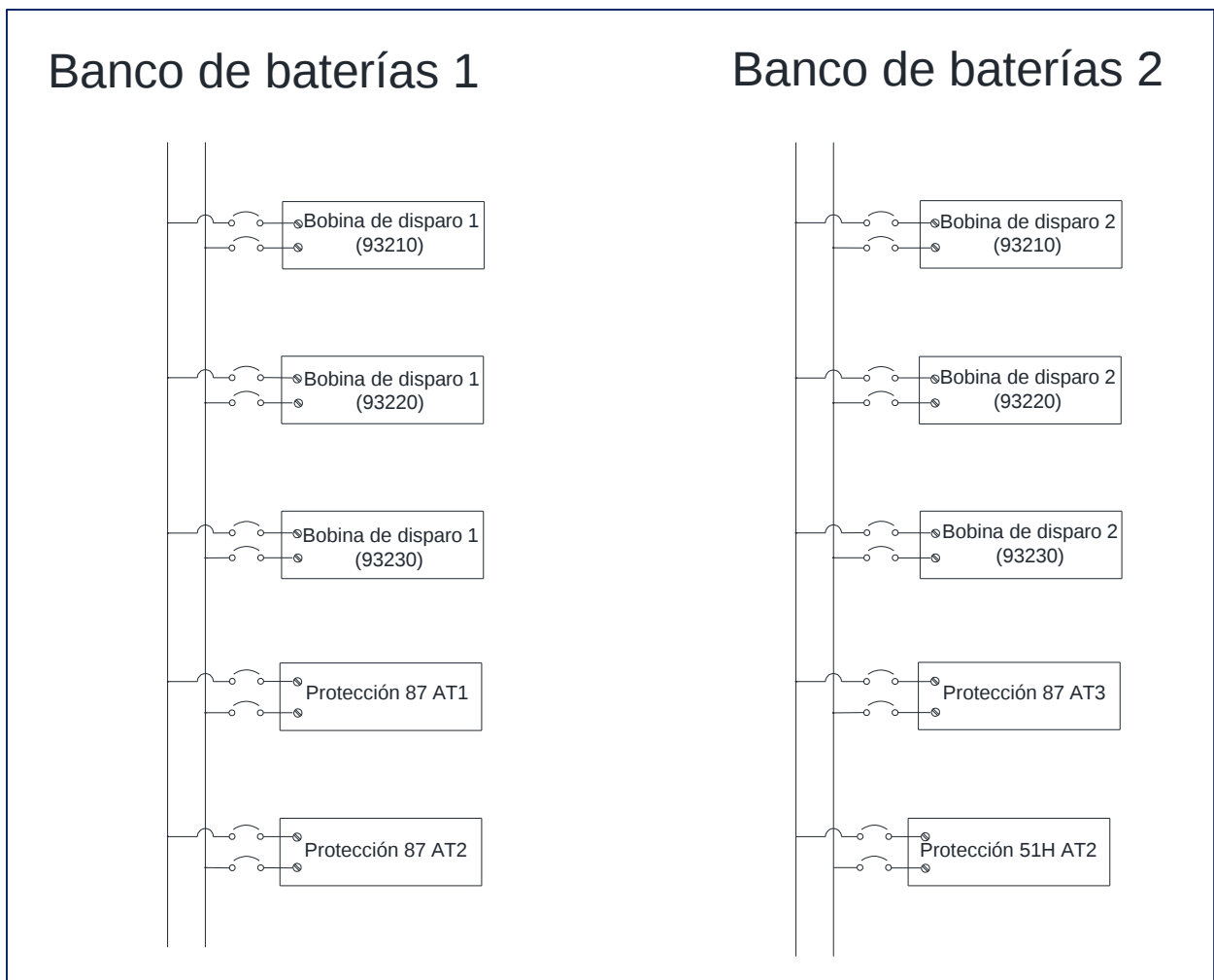


Figura 3.5.3 Conexión de protecciones y bobinas de disparo a los buses de corriente directa de los bancos 1 y 2.

Como se puede observar la mayoría de los elementos y protecciones involucradas son de vital importancia, ya que, de presentarse una falla inesperada en los buses de corriente directa en condiciones normales, significaría la pérdida instantánea de carga de cualquier zona que pertenezca a la subestación misma, lo que se traduciría en falta de energía eléctrica para cierta zona debido al disparo incorrecto de cualquier elemento, aun cuando los elementos involucrados no hayan sido sometidos a una falla externa. Caso particular, es que, si las bobinas de disparo de interruptores de potencia son energizadas debido a una falla inesperada, el disparo incorrecto sería inevitable.

- 3) Revisar físicamente cada circuito alimentador de V.C.D. de punto a punto, es decir, dónde sale y dónde llega, incluyendo si hay alguna otra conexión derivada en la misma trayectoria del cable o de lo que se encuentre conectado.

Importante: No dar por obvio algo que no se vea. Esto incluye destapar todos los registros y trincheras en el camino desde el principio hasta el fin.

Esta revisión se debe hacer entre el técnico que ejecuta el trabajo y el supervisor que hace el levantamiento. Conforme se vaya avanzando se deberán revisar todas las derivaciones sin que se hagan supuestos, el supervisor debe ver que efectivamente todo es una representación real de las conexiones del cable que se está revisando.

Una vez hecho el levantamiento se deberá analizar el diagrama para tomar acción y confirmar lo siguiente:

- Que exista únicamente una conexión de salida y otra en el punto de conexión de llegada.
- Que en caso de que exista una derivación del equipo que se alimenta, se deberá agregar al diagrama de control o protección del que se trate y ver si esta conexión representa la posibilidad de estar alimentado por otro banco de baterías. Es este momento el punto clave de la revisión, por lo que se debe poner especial atención en la posibilidad de tener una interconexión con más fuentes.

- Mida el voltaje en cada cable de alimentación para detectar si existe contaminación con voltajes de corriente alterna o con otro banco de baterías de un voltaje de VCD distinto al que se está revisando. Es decir, si el que se está revisando es de 125 VCD puede estar contaminado con otro de 250 VCD o con otro de 48 VCD y también con 127 VCA o 220 VCA.
- Anote los valores de voltaje medidos en campo con la firma del supervisor, para asegurar que el supervisor está enterado de la lectura y de la correcta trayectoria del cable.
- Elabore el reporte completo que incluya todos los datos de placa de los equipos, tablas de datos y mediciones de voltajes cable por cable conectado a cada tablero de servicios propios como se indica en la tabla 3.5.3.

Tabla 3.5.3 Recomendación de tabla para las lecturas de voltaje por cada circuito del tablero de servicios de corriente directa.

N° de circuito del tablero de servicios propios	Lectura de VCD entre positivo y negativo	Lectura de positivo a tierra	Lectura de negativo a tierra	Lectura de voltaje de CA (posible contaminación)
Circuito N°1				
Circuito N° 2				
Circuito N°3				
Conclusiones:				

- En el reporte se deben incluir las conclusiones de la revisión, para tomar las medidas correctivas que sean necesarias, para mejorar los servicios propios de corriente directa.

Se propone que de las tablas anteriores se conformen en el siguiente formato, el cual presenta de manera más organizada los distintos datos en un solo formato.

Orden de trabajo: _____

Fecha de revisión: _____

Identificación de equipos críticos en la detección de condiciones anormales en valores de positivo y negativo a tierra

Equipo	N° de bobinas de disparo		Alimentación en VCD		Alimentación en VCA		Cuenta con señalización en		Cuenta con alarmas en CD		Cuenta con alimentación para imagen de posición	
	1	2	125	250	220	440	C.D.	C.A.			SCADA	87B

Observaciones:

Lecturas de voltaje por cada circuito del tablero de servicios de corriente directa

N° de circuito del tablero de servicios propios	Lectura de VCD entre positivo y negativo	Lectura de positivo a tierra	Lectura de negativo a tierra	Lectura de voltaje de CA (posible contaminación)
Circuito n° 1				
Circuito n° 2				
Circuito n° 3				
Circuito n° 4				
Conclusiones:				

Observaciones:

Nombre y firma del supervisor

Nombre y firma de quién ejecuta el trabajo

Nombre y firma de la persona a cargo

Página 2
de 2

3.6 Ejemplo de falla de conexión de dos bancos en paralelo a través de las bobinas de disparo de un interruptor de 230 kV de la S.E Nopala 400/230 KV 675 MVA

El 13 de noviembre de 2013 se efectuó una revisión a los interruptores de línea 93210 y 93220 pertenecientes a la CFE de la subestación Nopala, que de acuerdo a la nomenclatura manejada por CENACE son interruptores de línea de 230 kV y es como se muestra en la tabla 3.6.1. Esta nomenclatura permite identificar al equipo, el nivel de voltaje de operación, el equipo al cual está conectado y el número de equipo.

Tabla 3.6.1 Nomenclatura manejada por CENACE para la identificación de equipos

Primer dígito (Voltaje de operación en kV)		Segundo dígito (Tipo de equipo al cual está conectado)		Tercer y cuarto dígito (Número de equipo al que conecta)	Quinto dígito (Tipo de dispositivo)	
A	440	9	Interruptor de amarre barras	Denominación propia	9	Cuchilla lado equipo
9	230	8	Interruptor medio	Denominación propia	8	Cuchilla de transferencia
8	138-161	7	Interruptor de transferencia	Denominación propia	7	Cuchilla de puesta a tierra
7	115	6	Equipo especial	Denominación propia	6	Enlace entre alimentadores y barras
6	69	5	Capacitor serie o paralelo	Denominación propia	5	Interruptor en gabinete blindado
5	34.5	4	Reactores	Denominación propia	4	Cuchilla fusible
4	13.8	3	Líneas o alimentadores	Denominación propia	3	Cuchilla de barra adicional
2	4.16	2	Transformador o autotransformador	Denominación propia	2	Cuchilla de barra #2
1	2.40	1	Transformador de unidad	Denominación propia	1	Cuchilla de barra #1
		0	Esquema doble interruptor lado barra	Denominación propia	0	Interruptor

La revisión se hizo con la finalidad de asegurar la confiabilidad de la subestación, ya que se habían tenido una serie de disparos incorrectos del interruptor 93220. De igual forma, se reportó una falla en un banco de baterías nuevo de 250 V.C.D, pues los indicadores de voltaje tanto de positivo como negativo a tierra presentaban alarma, la

figura 3.6.1 muestra los valores correspondientes del tablero de potencia de 175VCD en el positivo y -83 en el negativo.

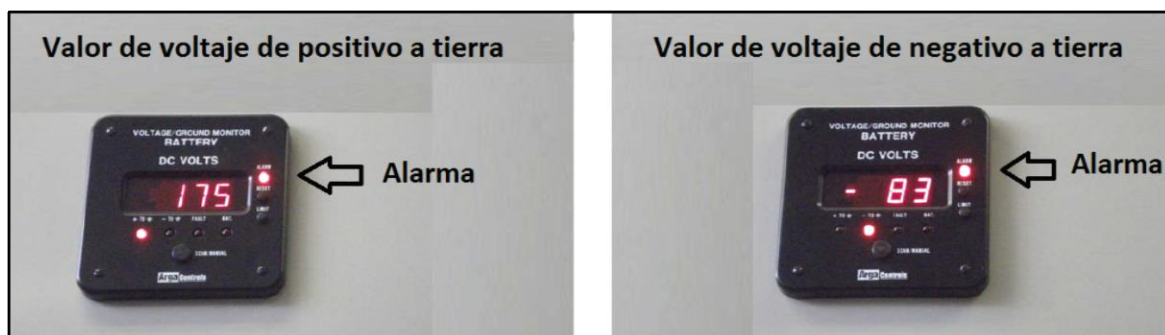


Figura 3.6.1 Valores señalados de voltaje de positivo y negativo a tierra [18].

Para ese entonces la subestación Nopala contaba con cuatro bancos de baterías de 250 V.C.D, dos nuevos y dos viejos, dejando a los viejos de manera provisional, mientras se pasaban los servicios a los dos bancos de baterías nuevos para sustituirlos. La figura 3.6.2 muestra uno de los bancos de baterías nuevos de la subestación Nopala.

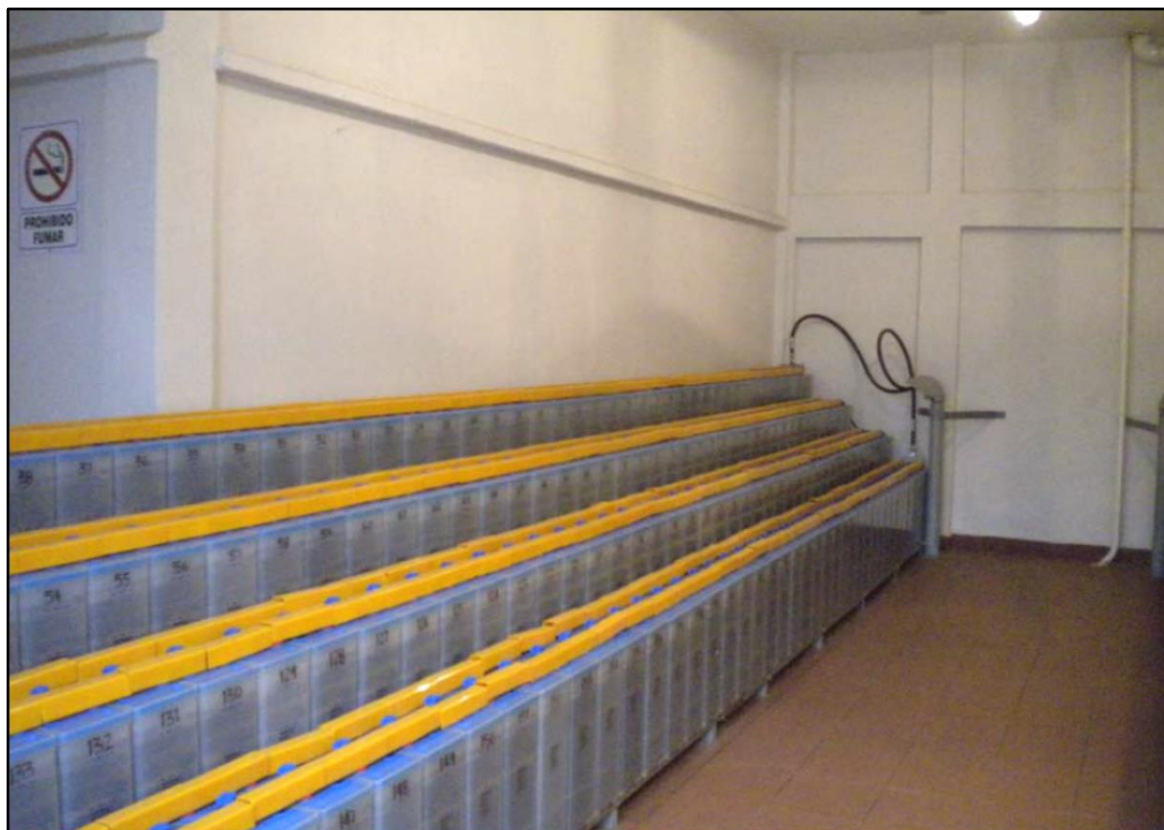


Figura 3.6.2 Banco de baterías nuevo de la subestación Nopala [18].

Aunado a lo anterior, uno de los tres cargadores de baterías del banco nuevo se encontraba fuera de servicio por lo que no cumplía con la especificación de CFE VY500-16, que menciona el número de cargadores de baterías necesarios de acuerdo al nivel de tensión y al número de bancos. La tabla 3.6.2 muestra los criterios para la selección de los bancos de baterías.

Tabla 3.6.2 Criterios para la selección de los bancos de baterías [19].

Niveles de tensión en las subestaciones	Tensión de control	No. de bancos	No. de cargadores	Observaciones
230 kV	125 VCD	1	1	NOTA A
230 kV	125 VCD	2	3	NOTA B
230 kV	250 VCD	2	3	NOTA C

NOTA A: La Gerencia de Generación y Transmisión a través de las Regiones de Transmisión y la Gerencia de proyectos de Transmisión y Transformación a través de las Subgerencias de Ingeniería Básica y de Diseño definirán aquellas subestaciones que por su importancia requieran mayor confiabilidad en mantenimiento y operación.

NOTA B: Se considera que en este caso se cubren tanto las subestaciones de maniobras con ocho alimentadores y las de transformación con dos bancos, cuatro alimentadores en 230 kV y seis alimentadores en 115 kV. Si se realizan dos etapas, la primera lleva un banco baterías y dos cargadores y la segunda un banco de baterías y un cargador.

NOTA C: Tendencia futura a utilizar 125 VCD al hacer uso de casetas para tableros y relevadores.

NOTA GENERAL: Se recomienda que para todos los casos verificar las condiciones de operación de los cargadores de baterías con los fabricantes.

Por lo anterior, personal de la subestación Nopala de CFE, se dispuso a resolver el problema de falla a tierra en el banco de baterías. Para ello hizo uso del equipo de prueba BGL (Battery Ground Locator), que es un equipo similar al equipo BGFT, en el rastreo y localización de fallas a tierra en bancos de baterías. Sin embargo, la falla a tierra no se pudo encontrar, dado que el error se encontraba en la conexión de las bobinas de disparo 1 y 2 del interruptor 93220. La figura 3.6.4 muestra el circuito de cierre y disparo de un interruptor de potencia.

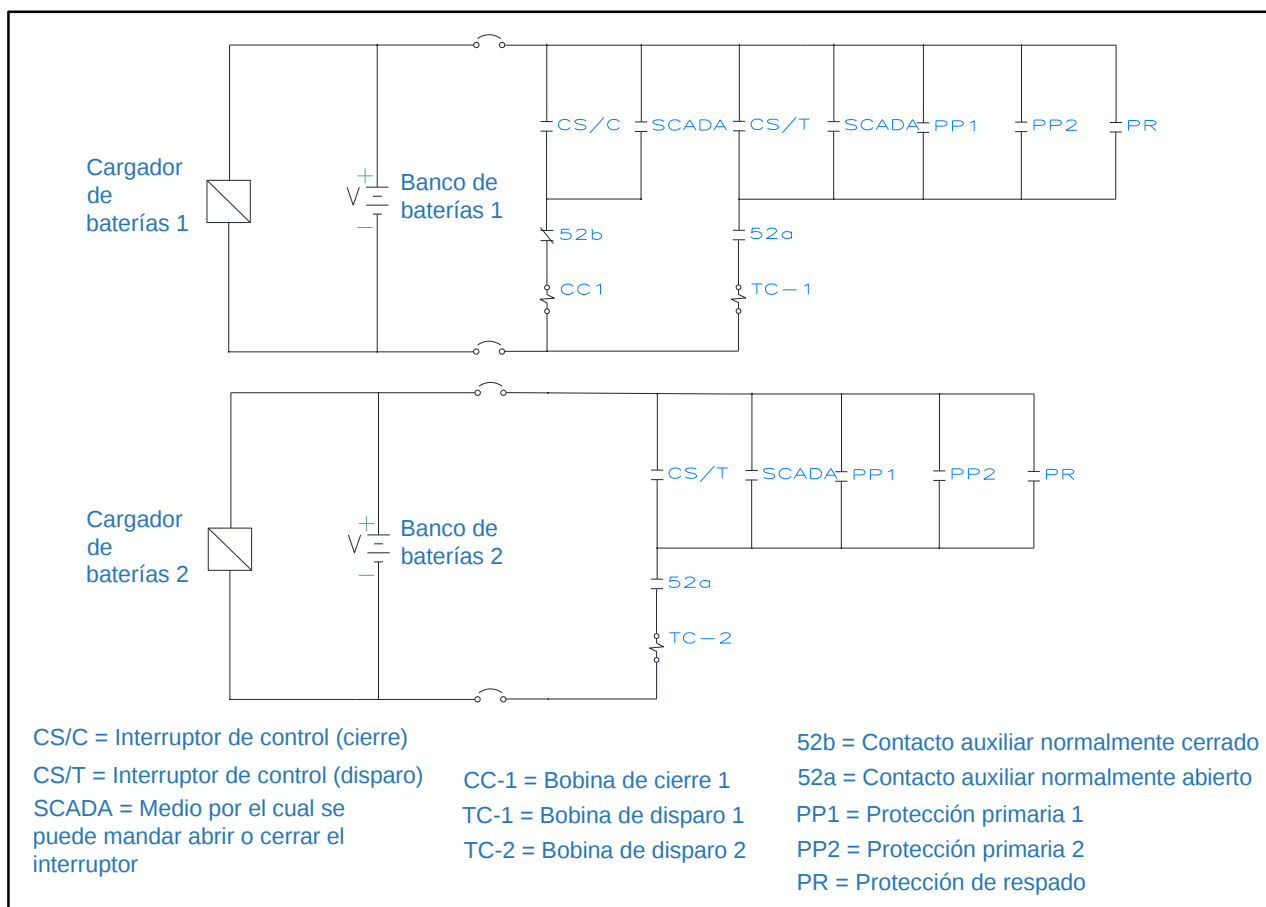


Figura 3.6.3 Circuito de cierre y disparo de un interruptor de potencia.

Como se observa en la figura anterior el banco de baterías juega un papel muy importante, ya que en él se interconectan los esquemas de protección, aquellos que protegen el equipo eléctrico primario al presentarse condiciones de falla. Sin embargo, la interconexión al banco y el arreglo de estos esquemas de protección cambiará de acuerdo al nivel de tensión y al tipo de equipo eléctrico como son líneas de transmisión, transformadores, autotransformadores, reactores y demás. La importancia radica en

que cada elemento poseerá diferentes necesidades de acuerdo a sus características propias y su función, pues algunos esquemas deberán operar más rápido que otros o incluso se deberán cumplir ciertas condiciones para que estos operen.

Por lo tanto, una subestación eléctrica deberá contar con una alimentación de voltaje de corriente directa a través de un banco de baterías, este deberá tener la suficiente capacidad para alimentar a los esquemas de protección y bobinas de disparo. En ese mismo sentido, las bobinas de disparo 1 y 2 de interruptores deberán estar separadas y conectadas independientemente entre sí, es decir, que la bobina de disparo 1 deberá estar conectado al banco 1 y la bobina de disparo 2 deberá estar conectada a un banco de baterías 2. La figura 3.6.4 muestra la conexión errónea de las bobinas de disparo a los bancos de baterías conectados en paralelo como ocurrió en la subestación Nopala.

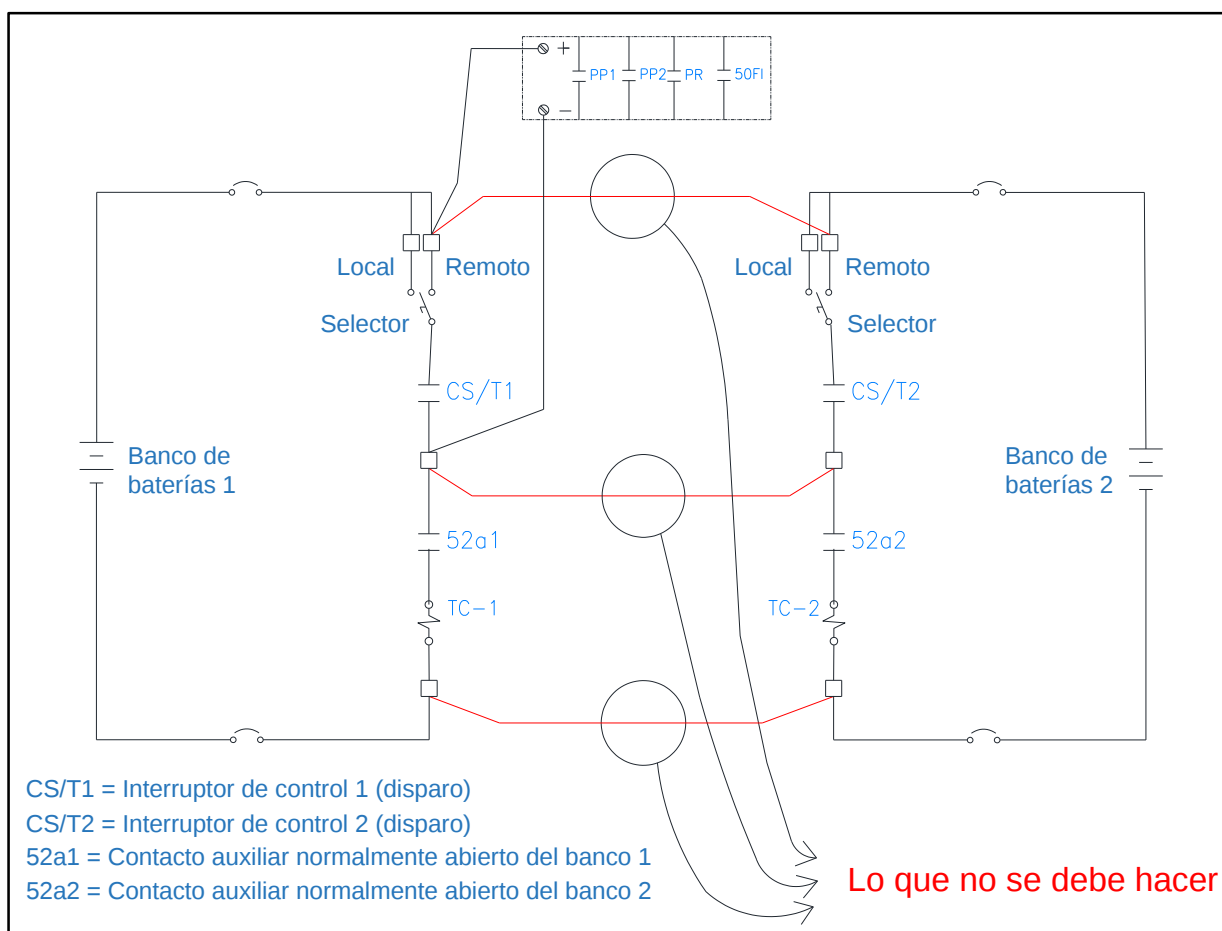


Figura 3.6.4 Conexión errónea de dos bancos de baterías en paralelo a través de las bobinas de disparo 1 y 2 de un interruptor de potencia.

El problema ocurrido en la subestación Nopala fue que se conectaron erróneamente las bobinas de disparo 1 y 2 del interruptor 93220, esto provocó que los voltajes de los bancos 1 y 2 se mezclaran y que existiera un desbalance en los valores de positivo y negativo a tierra de los dos bancos nuevos de V.C.D., dándose por hecho que era una falla a tierra, cuando en realidad era un error en la conexión de la alimentación de las bobinas, por ello no se pudo encontrar falla a tierra. Esta conexión en paralelo se efectuó porque sólo había un grupo de contactos de disparo de las protecciones y por desconocimiento no se sabía que al hacer eso, los bancos 1 y 2 se pondrían en paralelo, lo que resulto en la mezcla de voltajes.

Por lo tanto, como regla general se puede decir que se debe contar con dos grupos de contactos de las protecciones para las dos bobinas (1 y 2), estas no deberán conectarse en paralelo y sí deberán estar alimentadas cada una a un banco diferente, con el fin de evitar los disparos incorrectos de cualquier equipo primario.

Con respecto al análisis económico en pérdidas de energía ocasionadas por el disparo de dos líneas de 230 kV de la subestación eléctrica Nopala y al haberse presentado en cuatro ocasiones y durante un tiempo de 15 minutos, la pérdida económica del evento se puede calcular de la siguiente manera:

- La pérdida por línea de transmisión de 230 kV son 180MW
- Cada 15 minutos equivalen a 0.25 horas
- Se multiplican ambos valores $180\text{MW} \times 0.25 = 45 \text{ MW hr}$
- Esto es igual a 45 000KWhr
- Sabiendo que cada kilowatt/hora está en 1\$, esto equivaldría a \$450 000 en moneda nacional (M.N.).
- Dado que se dejaron fuera dos líneas
 $2 \times \$450\,000 \text{ M.N.} = \$900\,000 \text{ M.N.}$
- Dado que se presentaron 4 eventos
 $4 \times \$900\,000 \text{ M.N.} = \$3\,600\,000 \text{ M.N.}$

Lo que representa una pérdida económica bastante considerable por una condición anormal en la alimentación de corriente directa, lo cual es también uno de los motivos y razones de abordar este tema en el desarrollo de esta tesis.

3.7 Conclusiones

Los servicios propios son elementos necesarios e imprescindibles para una subestación eléctrica y es que aseguran la operación y confiabilidad de equipos de emergencia y protección. Por ello es importante identificar rápidamente los indicios de cualquier falla, caso particular, las fallas a tierra en bancos de baterías, que pueden ser detectadas y atendidas de manera oportuna con métodos convencionales y mejor aún métodos que usan equipos de alta tecnología como el BGFT, que permiten resolver de manera eficaz y oportuna las fallas a tierra. En ese mismo sentido, cuando se presentan fallas anormales, se presenta una metodología desarrollada que ofrece inclusive una alternativa en la solución de estos problemas anormales. Por ello es importante seguir la metodología anteriormente descrita para asegurarse de no dejar ningún cabo suelto que se traduzca en un evento inesperado y resulte en el disparo incorrecto de un equipo eléctrico primario y es que identificar y atender los primeros indicios de una falla, se atiende la problemática de las fallas ocultas en bancos de baterías y de los estragos que éstas generan.

Capítulo IV. Metodología para detectar fallas ocultas en transformadores de potencia

4.1 Método para detectar anomalías en los neutros a tierra de bancos de transformadores o autotransformadores con conexiones estrella aterrizada / estrella aterrizada

Derivado de la falla relevante del día 18 de mayo de 1997 en S.E. Zocac por una falla a tierra en un aislador soporte para el puente de la cuchilla 77018 al bus de transferencia en 115 kV, que no fue librada por la protección de bus debido a que se encontraba mal compensada con un puente abierto hacia el relevador auxiliar de disparo del bus 1 -115 kV de SE Zocac, se plantea una simulación en el programa alterno de transitorios electromagnéticos ATPDraw del evento ocurrido, el cual se describe con más detalle en el anexo 1 [20].

Ante esta falla también se debieron disparar los dos bancos de autotransformadores AT1 y AT2 de 230/115 kV de la subestación Zocac, para así operar los relés de sobreintensidad temporizados (51N-AT1 y 51N-AT2) como protecciones de respaldo locales para la falla de la fase B “a tierra”, sin embargo, únicamente operó el 51N-AT2, disparando correctamente el interruptor 72020 para quitar la aportación del banco AT2 hacia la falla.

No obstante, el AT1 no disparó por operación del 51NAT-1 por lo que se quedó alimentada la falla por 1000 milisegundos hasta que se dispararon los respaldos en extremos remotos de las subestaciones Puebla Dos, Mazatepec, Jalacingo, Texcoco y Valle de México, quedando así alimentada la falla a través del banco AT1 de 230kV. Por lo anterior, ahora se investiga después de 19 años la causa del por qué no operó el 51NAT-1 siendo que fue a través de este banco que se estaba aportando la corriente de falla hacia el bus de 115kV de S.E Zocac y era la aportación de corriente para hacer el esquema 51NAT -1.

Como primera acción correctiva, lo que se hizo fue revisar las conexiones de neutro a tierra de ambos bancos AT1 y AT2, en dónde, para el banco AT2 se encontró que no tenía la conexión de neutro a tierra y en el banco AT1 se encontró que en el punto de

conexión del cable del neutro a la red de tierras se encontraba con varios hilos cortados, con el fin de que se pudiera conectar el cable de neutro a la red de tierras, ya que al parecer no contaba con un molde CADWELD adecuado para unir un cable de 2/0 con una red de 2/0, así que el calibre se vio disminuido en este punto a menos de 1/0, lo que ocasionó un punto de alta impedancia en la conexión a tierra de este banco, por lo que durante la falla la mayor parte de corriente circuló por el 51NAT2, lo que explica la razón del por qué sí operó el 51NAT2 del banco al estar conectado de TC's tipo boquilla de cada una de las fases del banco y también explica el por qué no operó el 51NAT1 por la conexión de alta impedancia en el neutro a tierra del banco AT1.

Para comprobar lo anteriormente descrito, se usa un modelo en ATPDraw que simula dos bancos, en el cual para el banco AT1 se considera una impedancia de 100Ω y para el banco AT2 se considera una impedancia de 1Ω , en ambos se miden las corrientes de neutro a tierra, verificando en cuál circula la mayor corriente para la falla de fase a tierra. La figura 4.1.1 muestra la representación gráfica del modelo de ambos bancos de autotransformadores AT1 y AT2 alimentados por una fuente de C.A. de 230kV en 60 Hertz, los autotransformadores cuentan con las mismas características de conexión.

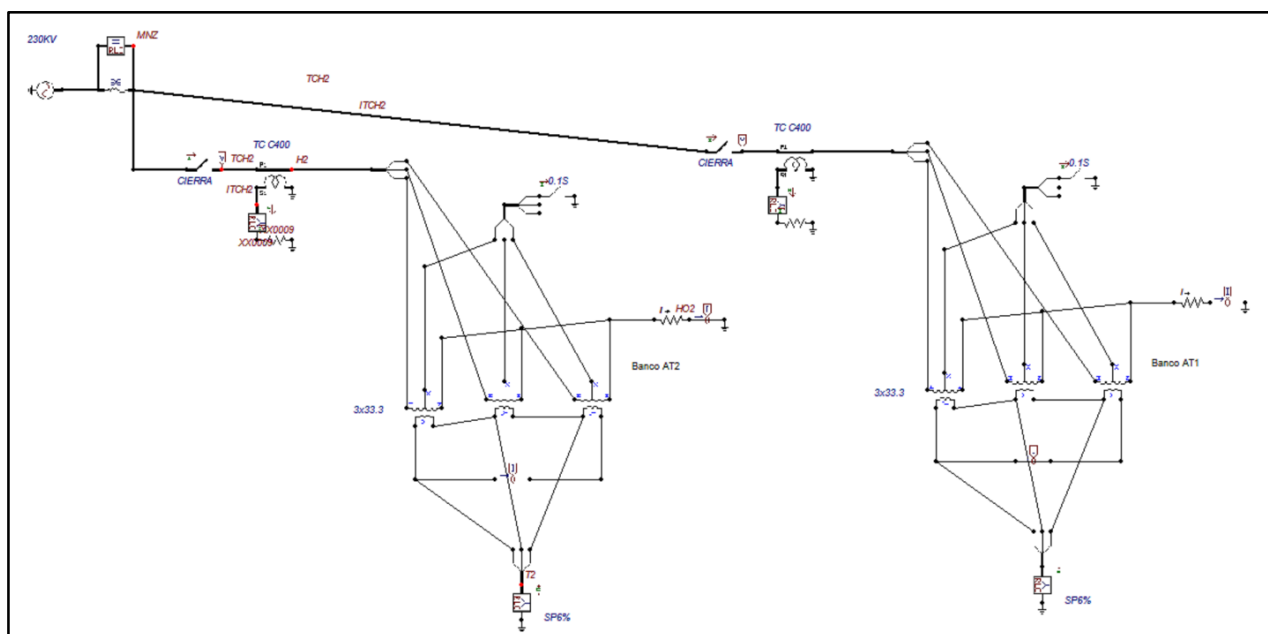
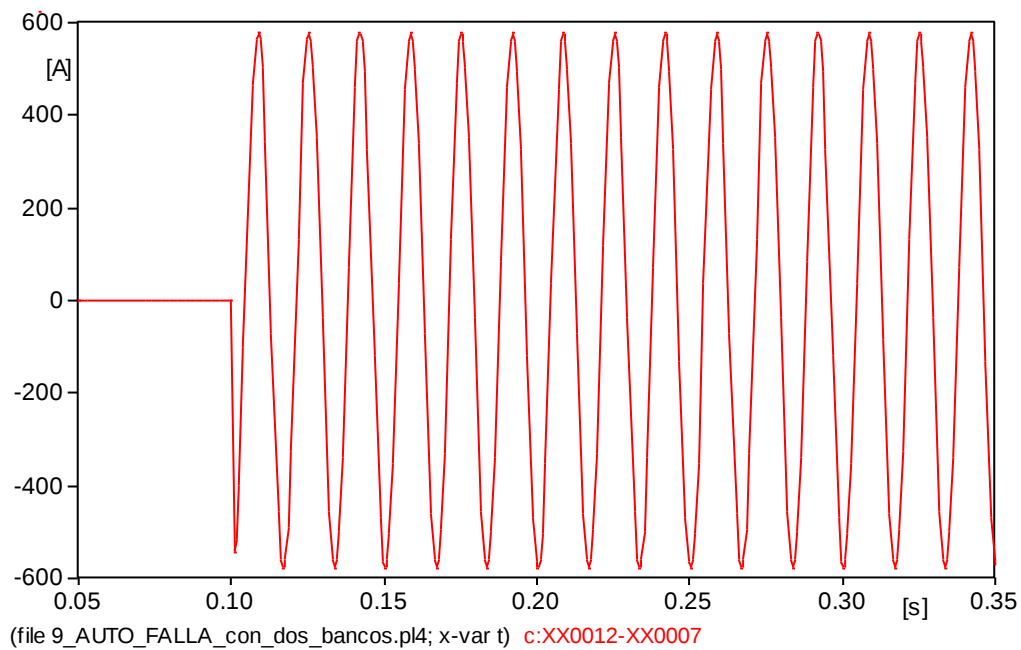


Figura 4.1.1 Modelado en ATPDraw de los bancos AT1-AT2 de la S.E., Zocac con un punto de alta impedancia.

Una vez realizada la simulación, el incremento de corriente ante la falla a tierra se hace más evidente en el punto de menor impedancia, es decir, aquel punto en el que no se contaba con conexión a tierra (AT2). Así mismo, se obtiene un valor de menor corriente en el punto de mayor impedancia, aquél punto en dónde se redujo el calibre del conductor para su empalme con el conductor de la red de tierras (AT1). Las figuras 4.1.2 y 4.1.3 muestran los niveles correspondientes de corriente de los bancos AT1 (punto de alta impedancia) y AT2 (punto sin conexión de neutro).



4.1.2 Nivel de corriente en la conexión de neutro a tierra del banco AT1.

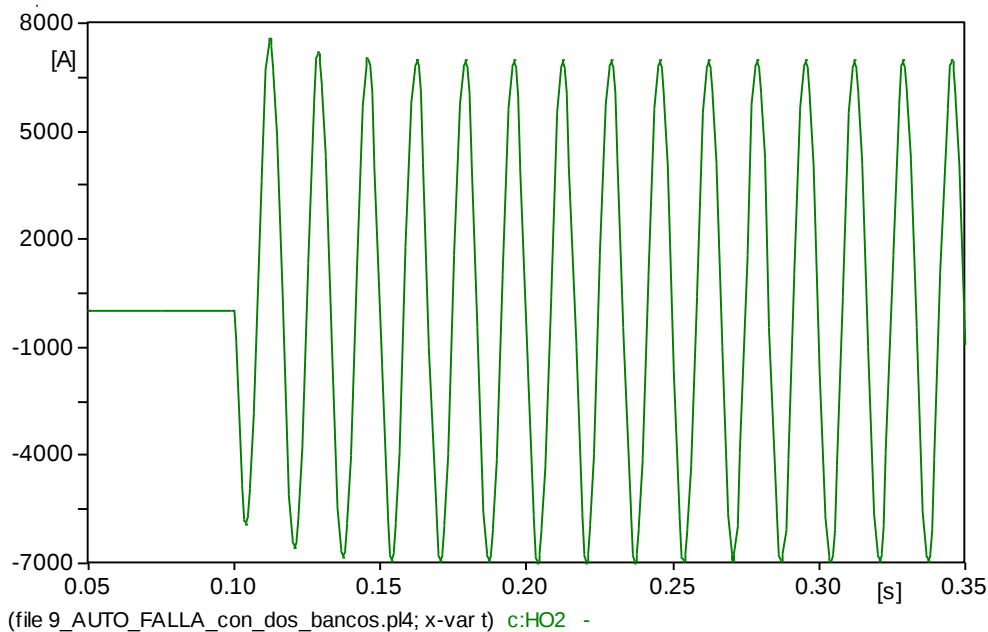


Figura 4.1.3 Nivel de corriente en la conexión de neutro a tierra del banco AT2.

Como se puede observar el nivel de corriente en la conexión de neutro a tierra del banco AT2 alcanzó un valor de 7511.9 amperes que fue suficiente para hacer operar al relevador 51NAT2, por la razón de tener una conexión del neutro a tierra de baja impedancia. Por otro lado, el nivel de corriente del banco AT1 alcanzó un valor de 575.78 A, para el cual el esquema de protección del AT1 no opera y con ello se justifica su no operación.

4.1.1 Método para analizar la conexión del neutro a tierra

Es importante considerar que la conexión de neutro a tierra (puente unión) es algo de lo que no se puede prescindir en una subestación eléctrica y en cualquier instalación, porque gracias a ella, se puede conducir la corriente hacia el conductor de puesta a tierra, que conduce y disipa la corriente a través del sistema de puesta a tierra ante una falla. Esto se ve reflejado aún más en la seguridad tanto de equipos como de personas, por lo tanto, es necesario asegurar la confiabilidad de la red de tierras a través de inspecciones visuales en mantenimientos preventivos o chequeos habituales que nos permita identificar con antelación cualquier condición de falla que se pueda presentar en la red de tierras.

Para ello, se propone realizar revisiones que confirmen la no existencia de neutros flotantes y que estos a su vez no repercutan en el daño de transformadores o

autotransformadores con conexiones estrella aterrizada. Por ello, se propone la siguiente metodología para asegurar la no existencia de neutros flotantes:

- 1) Revisar el diagrama actualizado de la subestación eléctrica bajo estudio, ello comprende analizar e identificar el nivel de tensión manejado y los enlaces que se tienen en dicha subestación, siendo además considerado el tipo de conexión. Por ejemplo, si es estrella aterrizada / estrella aterrizada en el lado de alta con baja o el lado de alta con terciario. Las figuras 4.1.4 y 4.1.5 muestran los diagramas unifilares de la subestación eléctrica Zocac en 230kV y 115kV respectivamente.

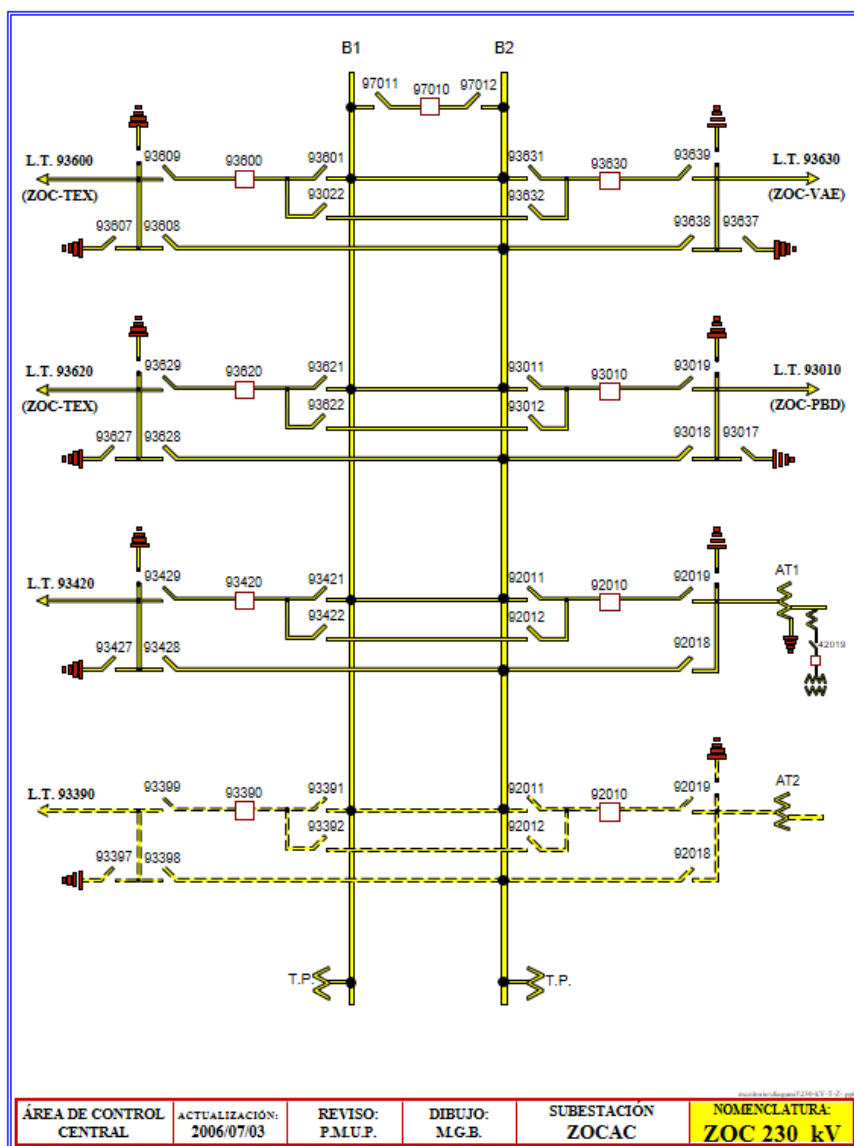


Figura 4.1.4 Diagrama unifilar de la subestación eléctrica Zocac en 230 kV.

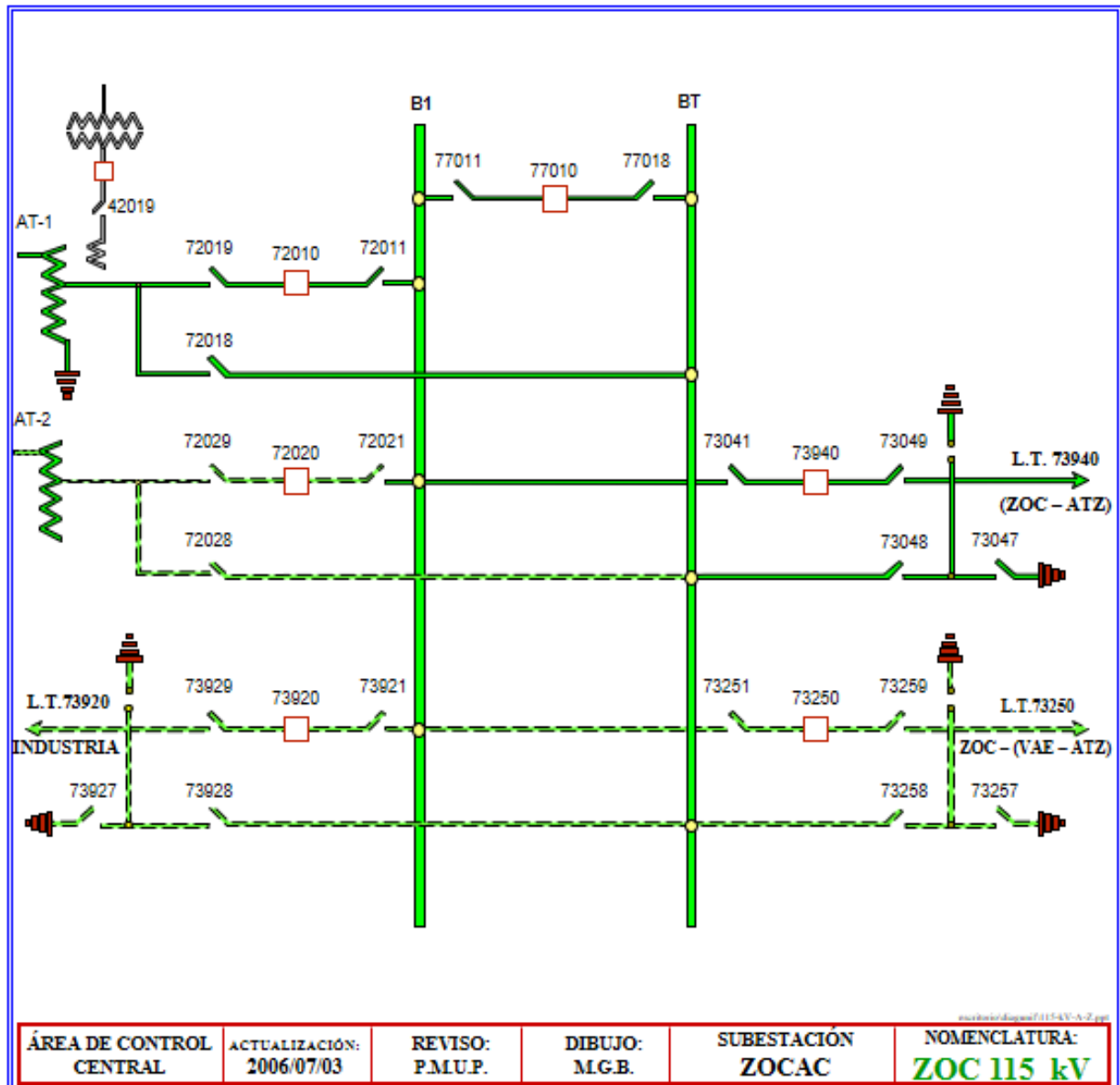


Figura 4.1.5 Diagrama unifilar de la subestación eléctrica Zocac en 115 kV.

- 2) Verificar en campo las conexiones que llegan al neutro de las bajadas a tierra de los transformadores o autotransformadores con conexión estrella aterrizada.
- Ello comprende observar detenidamente las conexiones de neutro a tierra y el conductor que va a la red de tierras, en dónde, se deberán revisar las interconexiones hechas de los terminales, ya que normalmente se cuenta de un barraje en el cual se interconectan los terminales de los conductores de neutros a tierra y del conductor del electrodo de tierra.

De acuerdo con el ingeniero Orlando Pachon V. [21], las interconexiones hechas en barrajes deberán asignarse a un hueco por terminal, es decir, un espacio para una sola terminal, ya que de lo contrario no se puede asegurar una plena área de contacto. La figura 4.1.6 muestra la conexión errónea de neutro a tierra de un transformador.

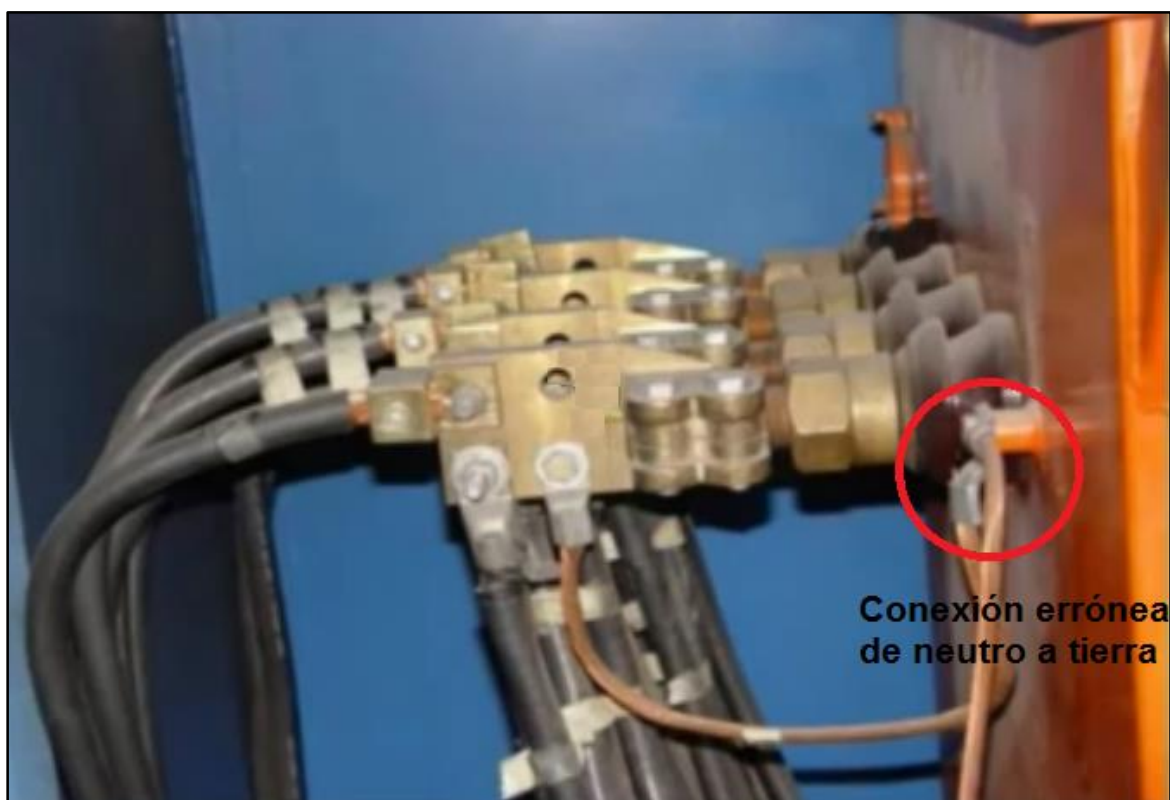


Figura 4.1.6 Conexión errónea de neutro a tierra de un transformador [21].

Nota: No deberá haber interconexiones de terminales en un mismo punto, pues de lo contrario y ante una condición de falla, se puede calentar y generar un incendio.

- También deberá revisarse la existencia de la conexión de neutro a tierra de los transformadores o autotransformadores. Para ello, basta con observar si el número de conductores corresponde al tipo de conexión empleada (estrella aterrizada / estrella aterrizada o delta / estrella aterrizada). La figura 4.1.7 muestra un transformador que no cuenta con una conexión de neutro a tierra.



Figura 4.1.7 Transformador que no cuenta con conexión de neutro a tierra [21].

- Posteriormente se deberán tomar fotos como evidencia real de la inspección visual, para confirmar, evidenciar y dar por terminada la no existencia de neutros flotantes.

Nota: Es importante que la ejecución de este punto sea con el mayor cuidado posible, analizando las condiciones del área a inspeccionar, observando el tipo y condición de suelo para evitar tropiezos o resbalones, así como tener cuidado con los objetos presentes por encima de la cabeza con el fin de evitar un choque o golpe. Recordar llevar y usar siempre el equipo de protección personal (EPP).

A continuación, se muestra una propuesta de formato, el cual muestra la información elemental en la detección de neutros flotantes de los transformadores o autotransformadores de conexión estrella aterrizada para la detección de neutros flotantes

Formato para la detección de neutros flotantes en transformadores o autotransformadores de potencia

Orden de trabajo: _____ Fecha: _____

N° de bancos: _____ Capacidad: _____ MVA Impedancia: _____ %

Conexiones _____ N° de devanados: _____ Frecuencia: _____ Hz

Transformador tipo: _____

	Primario	Secundario	Terciario
Nivel de tensión (kV)			
Tipo de conexión usada (estrella aterrizada o delta)			

	Fase A		Fase B		Fase C	
	SI	NO	SI	NO	SI	NO
Se cuenta con una conexión de neutro a tierra						

	SI	NO
Cuenta con conductor del electrodo de puesta a tierra		
Cuenta con conductor de neutro a tierra (puente unión)		
El conductor presenta algún deterioro o desperfecto en su superficie o contorno		
El calibre del conductor del puente unión es de mayor o igual calibre que el de puesta tierra		
Se cuenta con terminales ubicadas en un mismo punto del potencial cero (barra)		
Los terminales cuentan con una conexión sólida al potencial cero (barra)		

Observaciones:

 Nombre y firma del supervisor

 Nombre y firma de quien ejecuta el trabajo

 Nombre y firma de la persona a cargo

Un punto importante a considerar es la verificación del calibre del conductor de neutro a tierra y del conductor del electrodo de puesta a tierra, así como de las uniones que estas presenten con soldadura exotérmica, conectores a presión y abrazaderas aprobadas por la NOM-001 de instalaciones eléctricas o cualquier otra norma aplicable de instalaciones eléctricas.

En ese mismo sentido y de acuerdo con la norma oficial mexicana NOM - 001 – SEDE-2012 de instalaciones eléctricas, el tamaño nominal del conductor del electrodo de puesta a tierra de una instalación de C.A., puesta o no puesta a tierra no debe ser inferior al especificado de la tabla 250-66 del apartado 250-66. La tabla 4.1.1 muestra la tabla para la selección del calibre del conductor del electrodo de tierra en instalaciones de C.A.

Tabla 4.1.1. Conductor del electrodo de tierra de instalaciones de C.A. [22].

Tamaño del mayor conductor de entrada a la acometida o área equivalente para conductores en paralelo ^a				Tamaño del conductor al electrodo de puesta a tierra			
Cobre		Aluminio		Cobre		Aluminio ^b	
mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
33.6 o menor	2 o menor	53.50 o menor	1/0 o menor	8.37	8	13.3	6
42.4 o 53.5	1 o 1/0	67.40 o 85.00	2/0 o 3/0	13.3	6	21.2	4
67.4 o 85.0	2/0 o 3/0	107 o 127	4/0 o 250	21.2	4	33.6	2
Más de 85.0 a 177	Más de 3/0 a 350	Más de 127 a 253	Más de 250 a 500	33.6	2	53.5	1/0
Más de 177 a 304.0	Más de 350 a 600	Más de 253 a 456	Más de 500 a 900	53.5	1/0	85.0	3/0
Más de 304 a 557.38	Más de 600 a 1100	Más de 456 a 887	Más de 900 a 1750	67.4	2/0	107	4/0
Más de 557.38	Más de 1100	Más de 887	Más de 1750	85.0	3/0	127	250

Cuando no hay conductores de acometida, el tamaño del conductor del electrodo de puesta a tierra se deberá determinar por el tamaño equivalente del conductor más grande de acometida requerido para la carga a alimentar.

^a Esta tabla también aplica para los conductores derivados de sistemas derivados separados de corriente alterna.

^b Ver 250-64(a) para restricciones de la instalación.

De acuerdo con el apartado 250-28 inciso (e) los puentes de unión principal y los puentes de unión del sistema no deben tener un tamaño menor a los indicados en la Tabla 250-66. Cuando los conductores de alimentación son mayores de 557 mm² (1100 kcmil), de cobre o 887 mm² (1750 kcmil), de aluminio, el puente de unión debe tener un área no menor al 12.50 por ciento del área del mayor conductor de fase, excepto cuando los conductores de fase y el puente de unión son de materiales diferentes

(cobre o aluminio), el tamaño o sección transversal mínima del puente de unión se debe basar suponiendo el uso de conductores de fase del mismo material que el puente de unión, y con una ampacidad equivalente a la de los conductores de fase instalados.

En ese mismo sentido, para el puente unión el tamaño nominal del conductor deberá ser igual o mayor que el correspondiente conductor del electrodo de puesta a tierra, el cual se selecciona conforme a la tabla anterior, lo que significa que el conductor del electrodo de puesta a tierra y el de puente de unión deberán ser del mismo calibre por lo menos, además no deberá tener empalmes.

A su vez y de acuerdo con la NOM-001-2012 en el apartado 250-28 para un sistema puesto a tierra, los puentes de unión principal y los puentes de unión del sistema deberán cumplir con lo siguiente [22]:

a) Material. Los puentes de unión principales y los puentes de unión del sistema deben ser de cobre u otro material resistente a la corrosión. Un puente de unión principal y un puente de unión del sistema deberán ser un conductor, una barra, un tornillo o un conductor similar adecuado.

b) Construcción. Cuando un puente de unión principal o un puente de unión del sistema es solamente un tornillo, este tornillo se debe identificar con un acabado verde que sea visible una vez instalado el tornillo.

c) Fijación. Los puentes de unión principales y los puentes de unión del sistema se deben conectar de la manera especificada en las disposiciones aplicables de 250-8 que son:

- Métodos permitidos.

- (1) Conectores a presión.
- (2) Barras terminales.
- (3) Conectores a presión aprobados para puesta a tierra de equipos y para unión.
- (4) Procesos de soldadura exotérmica.
- (5) Abrazaderas tipo tornillo que enrosquen por lo menos dos hilos o que se aseguren con una tuerca.
- (6) Pijas que entren cuando menos dos hilos en la envolvente.
- (7) Conexiones que son parte de un ensamble.

(8) Otros medios aprobados.

- **Métodos no permitidos.** No se deben usar dispositivos de conexión o accesorios que dependan únicamente de soldadura de bajo punto de fusión.

d) Tamaño. Los tamaños de los puentes de unión principales y los puentes de unión del sistema se deben determinar según 250-28(d)(1) hasta (d)(3) siguientes.

4.1.2 Método para analizar conexiones de alta impedancia del neutro a tierra

Para detectar puntos de alta impedancia será necesario realizar dos cosas:

- 1) **Inspecciones visuales.** Que nos ayudaran a detectar anomalías visibles de puntos de alta impedancia.
- 2) **Mediciones de tierra.** Que nos permitan ratificar la existencia de puntos de alta impedancia en una conexión a tierra.

El objetivo de una conexión a tierra es proveer un medio para facilitar el flujo de la corriente del sistema de potencia en condiciones normales y de falla; la oposición que se presenta a la circulación de esta corriente se llama resistencia de tierra [21].

Existen diversos factores que influyen en la magnitud de la resistencia de tierra como son una buena conexión a tierra a través de la soldadura exotérmica entre conductores o conductor-varilla, su extensión (largo de conductores), el calibre del conductor (AWG o kcmil) y por supuesto la configuración de la red de tierras. Así mismo, la resistencia puede variar según las regiones y la naturaleza de los terrenos, consecuentemente la resistencia del terreno cambiará si se presentan condiciones de lluvia, pues la resistencia disminuirá si el suelo es húmedo lo cual es aceptable, pero incrementará si es seco lo cual no es aceptable para aislar las corrientes excesivas derivadas de fallas, esto puede variar aún más según las estaciones del año cuando se presenta la temporada de lluvias o sequía.

Ante esto, es necesario asegurarse en la construcción y puesta en servicio de una subestación eléctrica que la resistencia de tierra sea la adecuada, para que con el tiempo no se presenten puntos de alta impedancia que desvíen la conducción de

corriente eléctrica, pues entre mayor sea la resistencia de tierra, la magnitud de corriente se desviará y se verá reflejada en el daño de otro equipo con menor resistencia de tierra y que a su vez pone en riesgo la vida de las personas de una subestación eléctrica.

Por otro lado, deben distinguirse dos conceptos que son: la red equipotencial y el sistema de puesta a tierra, la red equipotencial es la que se encuentra por encima de la tierra y el sistema de puesta a tierra es el que se encuentra por debajo de la tierra. Éste último, se encuentra soterrado y lo conforman varillas y una malla hecha de conductores de cobre, los cuales se unen por medio de una soldadura especial (exotérmica).

Conforme a lo anterior, y de acuerdo con el ingeniero Orlando Pachon V., el mayor número de fallas relacionadas a tierra se presentan en un 80% en la red equipotencial y un 20 % en el sistema de puesta a tierra [21]. Esto quiere decir que la mayoría de fallas que se relacionan con tierra se encuentran en los conductores conectados de la puesta a tierra hacia arriba, por ejemplo, una mala conexión del puente unión de puesta a tierra o una anomalía en el conductor de puesta a tierra o de la conexión de neutros a tierra.

Tal es el caso de la subestación eléctrica Zocac, que al no contar con un molde CADWELD adecuado para unir un cable de 2/0 con una red de 2/0 (en el puente unión), el calibre se redujo y por consecuencia ocasionó un punto de alta impedancia.

A continuación, se presentan los dos puntos importantes a considerar en la detección de puntos de alta impedancia:

- 1) Primeramente, se deberá hacer una inspección visual, en la cual se verifique que no existe alguna anomalía en los conductores de neutro que van dirigidos a tierra, así como el conductor del electrodo de puesta a tierra. Las anomalías que se pueden presentar en los conductores son la incorrecta conexión y unión de terminales, pues las uniones deberán ser efectuadas con soldadura exotérmica o con abrazaderas o con conectores a presión aprobados. A su vez, deberá revisar que el conductor no presente algún deterioro por golpe, corte o contaminación.

- 2) Una vez realizada la inspección visual se deberá efectuar una medición de tierra que nos permita no sólo ratificar que existe un punto de alta impedancia, sino que también nos permita saber la capacidad del terreno para conducir la corriente eléctrica, entre menor sea la resistencia óhmica, mejor será la conducción, pero habrá que asegurarse que no exista una diferencia de resistencias de tierra que resulte en el desbalance y desviación de corrientes ante fallas. Hay que recordar que la conexión de tierra nunca debe conducir corriente en condiciones normales de operación, sino sólo en casos de falla o desbalances del sistema.

A continuación, se presentan algunos de los métodos comúnmente empleados para efectuar la medición de resistencia de tierras, pues en la práctica la medición de la resistencia de tierra se puede realizar con diferentes equipos de prueba, los cuales variarán en su metodología y procedimiento, sin embargo, el desarrollo y el fin empleado para la medición es prácticamente el mismo.

Método de caída de potencial para medición de resistencia óhmica en un sistema de tierras [23]

Este método tiene como objetivo la medición de resistencia de tierras por medio de la utilización de un óhmetro, dos electrodos auxiliares, uno de potencial y uno de corriente. El electrodo de corriente se usa para hacer circular una corriente de magnitud conocida a través del sistema de tierra, y medir la influencia de esta corriente en cuestiones de voltaje, para que posteriormente se mida la relación del voltaje y la corriente y así obtener el valor de resistencia óhmica.

Para la realización de esta prueba se necesita un medidor de 4 terminales (C1, C2, P1 y P2). Esta prueba se efectúa mediante la técnica de los tres puntos, en la cual dos terminales (P1 y C1) del aparato de prueba se puentean para conectarse directamente al electrodo de la red de tierras que se pretende probar. La terminal de potencial (P2) se conecta al electrodo de potencial P2 y la terminal de corriente (C2) al electrodo de corriente C2. Las varillas de prueba P2 y C2 deberán clavarse a una profundidad de 50 60 centímetros aproximadamente. En la figura 4.1.7 se ejemplifica de mejor manera al

equipo de prueba y las conexiones para realizar la medición de resistencia tierra con electrodos múltiples (malla).

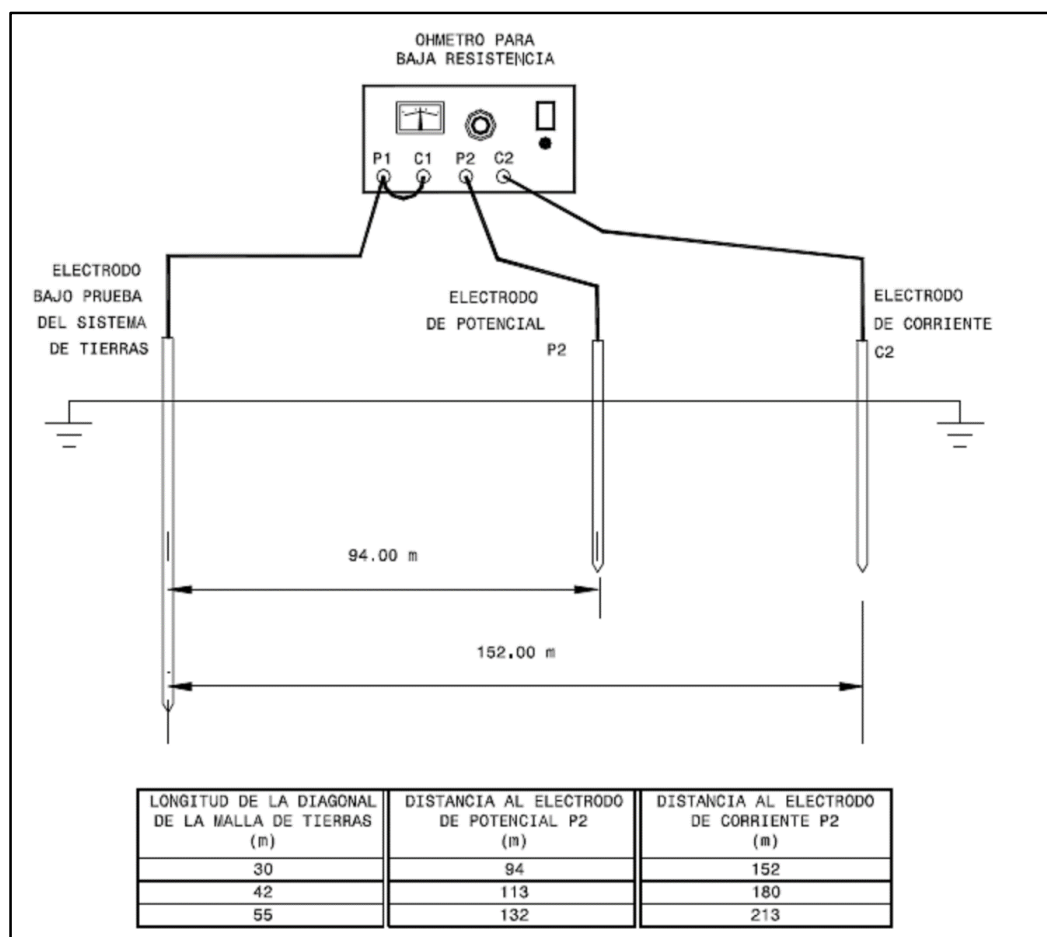


Figura 4.1.8 Medición de resistencia de tierra con electrodos múltiples [23].

La distancia (d) del electrodo bajo prueba de la red de tierras al electrodo de potencial (P2) se va variando y en cada punto se toma una lectura de resistencia (R). Se recomienda iniciar con una distancia (d) de 5 metros. Esta distancia puede aumentarse en valores de 3,6 y 10 metros, de acuerdo con el criterio de la persona que efectúa la prueba.

La distancia (L) a la que se clavará el electrodo de corriente (C2) es igual a 4*D y se calcula partiendo del círculo equivalente de la superficie equivalente que cubre la red de tierras. Generalmente la superficie es rectangular, por lo que se obtiene:

$$Ar = L * a \quad (4.1)$$

Donde:

Ar = Superficie de la red
L = Largo
a = ancho

Dado que el área de un círculo es:

$$A_c = \frac{(\pi * D^2)}{4} \quad (4.2)$$

Sustituyendo 4.2 en 4.1

$$L * a = \frac{(\pi * D^2)}{4}$$

Despejando se obtiene:

$$D = \sqrt{\frac{L * a}{\pi}} \quad (4.3)$$

Donde: D = diámetro equivalente de la superficie que cubre la red de tierras

$$\text{Obteniéndose: } L = 4 * D \quad (4.4)$$

Esta distancia es una longitud de referencia, por lo que en la práctica y de acuerdo con la experiencia de campo puede llegar a ser menor o mayor de $4 * D$.

Para el caso de subestaciones al momento de entrar en operación y desenergizadas, es recomendable antes efectuar la medición de la malla a tierra, verificando que haya continuidad y no se encuentre fracturada la malla o red.

Método del 62% para medición de sistemas de tierras de tierra [23]

Este método se aplica únicamente cuando los tres conductores están en línea recta y la “tierra” es un solo electrodo, tubería o placa.

Dependiendo de la longitud del electrodo, se especifica la distancia del electrodo de potencial (P2) y el electrodo de corriente (C2). La resistencia real del electrodo de puesta a tierra es igual al electrodo de resistencia medida cuando el electrodo de potencial se localiza al 61.8% (también conocida como 62%) de la distancia del electrodo de corriente, partiendo del electrodo de tierra.

Un ejemplo es que en la Comisión Federal de Electricidad se utilizan electrodos (varillas a tierra) de tres metros de longitud y un diámetro de 19 milímetros. Por lo anterior, la distancia del electrodo de corriente es de 30 metros, la figura 4.1.8 ejemplifica

claramente las distancias mostrando el diagrama de conexiones para la medición de resistencia de tierra por el método de 62%.

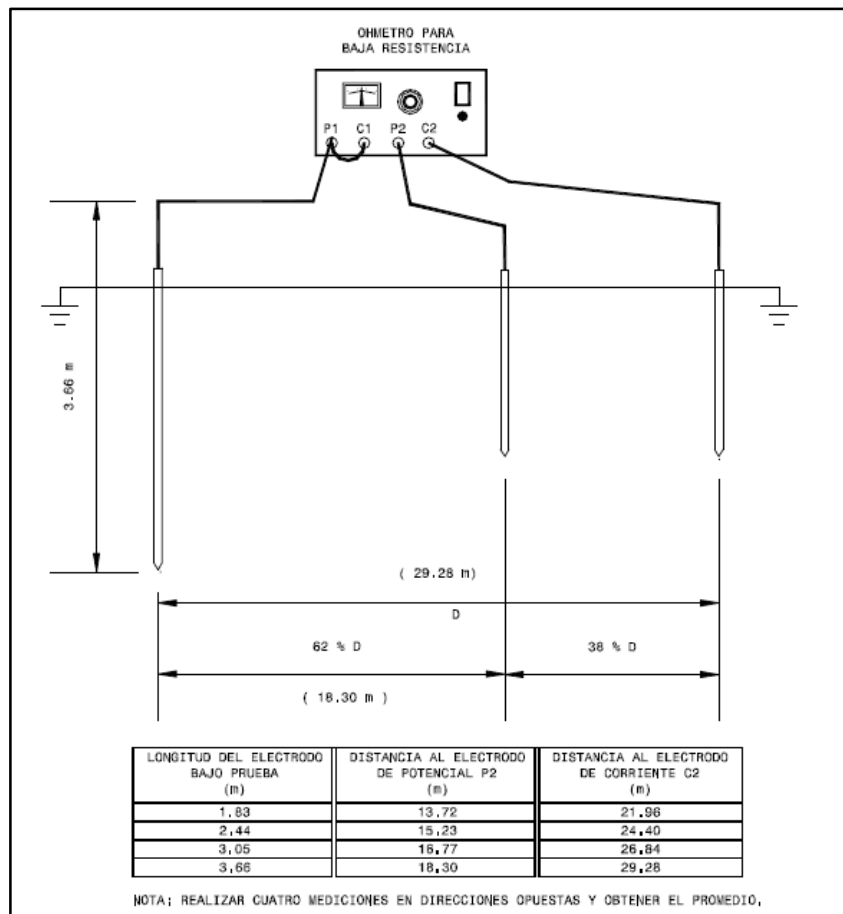


Figura 4.1.9 Diagrama de conexiones para la medición de resistencia por el método del 62% [23].

Método de medición utilizando probador digital de gancho [23]

Este método emplea un equipo de alta tecnología que es versátil y práctico, ya que la obtención de mediciones de resistencia de la red de tierras se hace de manera automática.

Método de Wenner para la medición de la resistividad de terreno [23]

Para medir la resistividad del terreno, normalmente se utiliza el método de Wenner o de los cuatro electrodos, haciendo una cuadrícula del terreno y haciendo varias mediciones con separación variable entre los electrodos.

Este método consta de cuatro electrodos de pequeñas dimensiones dispuestos en línea recta, siendo los dos electrodos interiores de potencial y los exteriores de corriente. Las mediciones deben realizarse principalmente sobre las diagonales del terreno como se muestra en la figura 4.1.9, en dónde, sobre las líneas trazadas en el terreno (cuadrícula o rectangular) se deberá variar la distancia entre electrodos, partiendo siempre del centro del terreno. Es conveniente que la lectura se tome variando la distancia entre los electrodos, incrementando la separación inicial, en intervalos de 1.6 metros hasta cubrir el área del terreno.

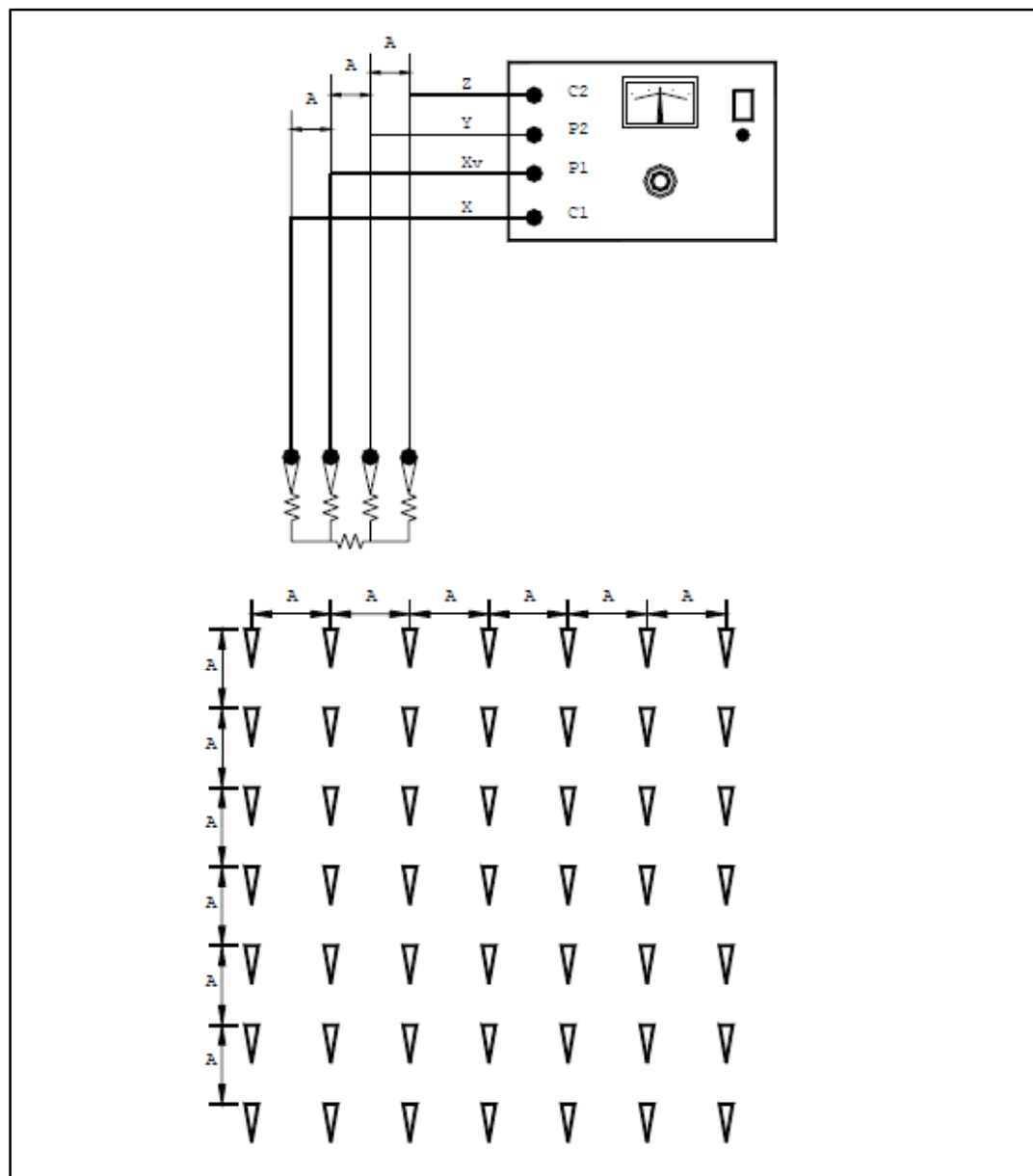


Figura 4.1.10 Método de Wenner para la medición de la resistividad del terreno [23].

Con los valores obtenidos en el punto anterior, se calcula la resistividad con la fórmula de resistividad del terreno que es:

$$\delta = 2 * \pi * l * R \quad (4.5)$$

Donde:

δ = resistividad medida en ohm-metro (Ω -m)

l = separación entre electrodos en cm

R = resistencia medida en ohms (Ω) leída en el óhmetro

El valor de la resistividad media del terreno será el promedio de los valores de resistividad obtenidos. Se recomienda realizar las mediciones en época de menor humedad.

4.2 Modelado en ATPDraw del caso de falla oculta en el neutro a tierra del banco AT2 de la S.E Zocac

El 18 de mayo de 1997 se presentó una falla en el Bus de 115 kV de la subestación eléctrica Zocac que se mantuvo alimentada durante un segundo por los dos bancos de autotransformadores de esta subestación y como consecuencia ocurre el daño de las fases B y C DEL Banco AT2, el reporte de esta falla se puede ver en el anexo 1 [20].

Con el propósito de encontrar la causa de la falla de estos dos autotransformadores del banco AT2 se plantea que fue debido a que dicho banco no contaba con el conductor de conexión del Neutro a tierra que fue un hallazgo que en su momento se encontró durante la inspección de esta falla, pero por alguna razón no se consideró relevante en ese momento y se omitió en el reporte definitivo de la falla.

Ahora después de 19 años se investiga la causa de esta falla por medio de la modelación de este banco de autotransformadores de 230/115 kV en ATPDRAW y se demuestra que una causa probable que hizo fallar estas dos fases fue la sobretensión que se produce en el Neutro al estar flotando, es decir, que no se contaba con una conexión en el Neutro a tierra.

EL modelo realizado en ATPDraw consta de una fuente de C.A., de 230 kV con una frecuencia de 60 Hertz que se conecta a un banco de autotransformadores, este banco cuenta con una conexión estrella aterrizada / delta, siendo que el lado de alta (estrella

aterrizada) es alimentado por la fuente y en el terciario (delta) se conecta una carga trifásica balanceada de 14.10Ω y 10.28mH . La figura 4.2.1 muestra la representación gráfica de la simulación realizada en ATPDraw de una falla de fase a tierra con duración de 1000 milisegundos en el lado de baja, que para este caso se encuentra desconectado, pero cuenta con conexión de neutros a tierra.

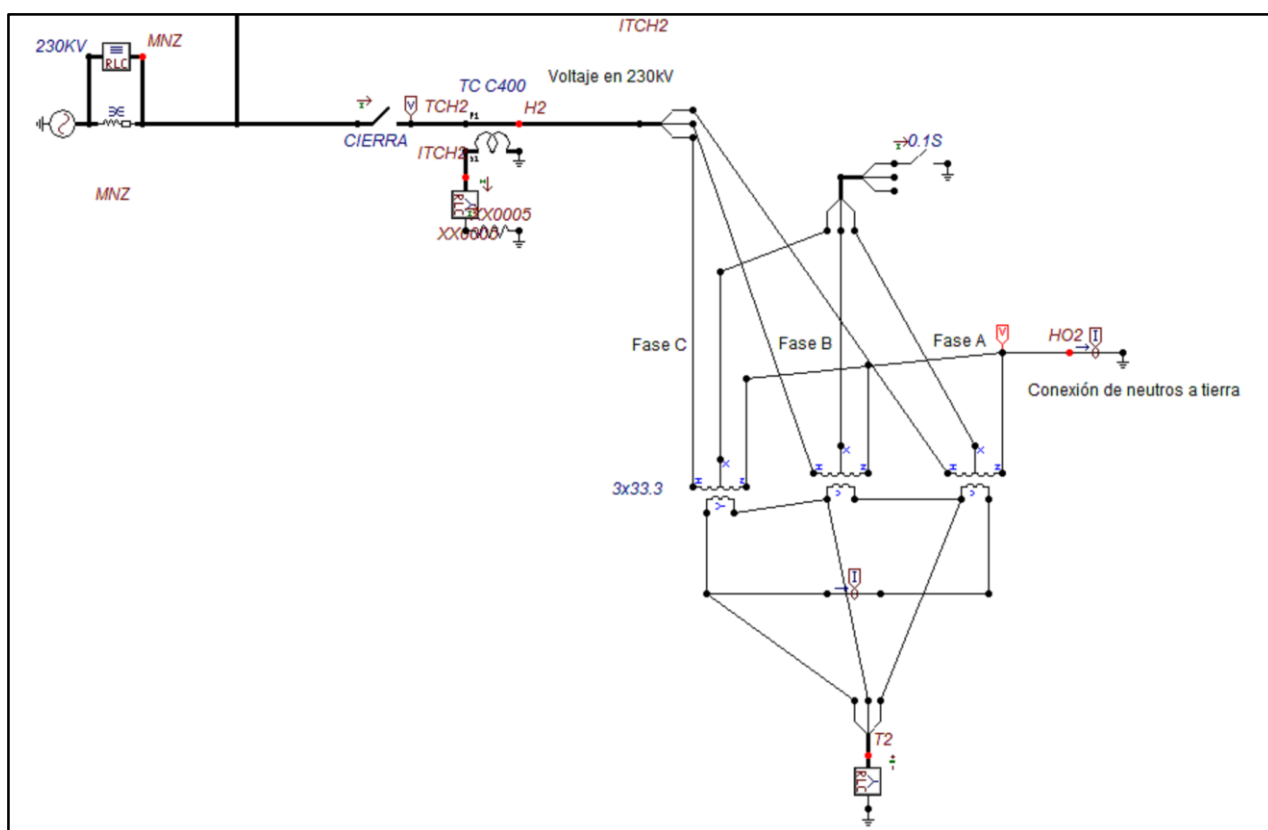


Figura 4.2.1 Modelado de banco de autotransformadores de la S.E., Zocac en ATPDraw con conexión de neutros a tierra.

De la simulación realizada, se destacan los valores de corriente en el neutro de las fases A, B y C, pues al presentarse un desbalance provocado por la falla, circulará una corriente en la conexión de neutros a tierra que es la sumatoria de corrientes de las tres fases. La figura 4.2.2 muestra los niveles de corriente en la pre-falla que llegan a la conexión de neutros a tierra resultando en 0 A al efectuarse la suma fasorial de las corrientes, no obstante, al ocurrir la falla las corrientes se suman hasta alcanzar un valor de corriente de 7994.9 A.

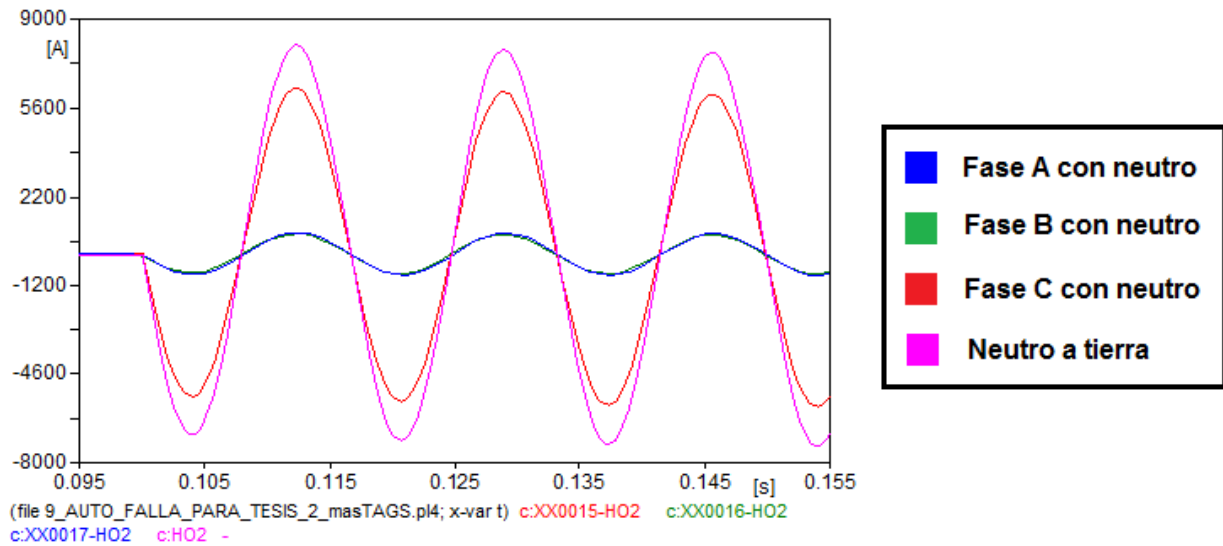


Figura 4.2.2 Valores de corriente en el neutro de las fases A, B y C con la conexión de neutro a tierra.

El voltaje en la conexión de neutro a tierra es de 0 V, éste se muestra en la figura 4.2.3 en dónde, es evidente dado que no existe una diferencia de potencial con respecto a tierra.

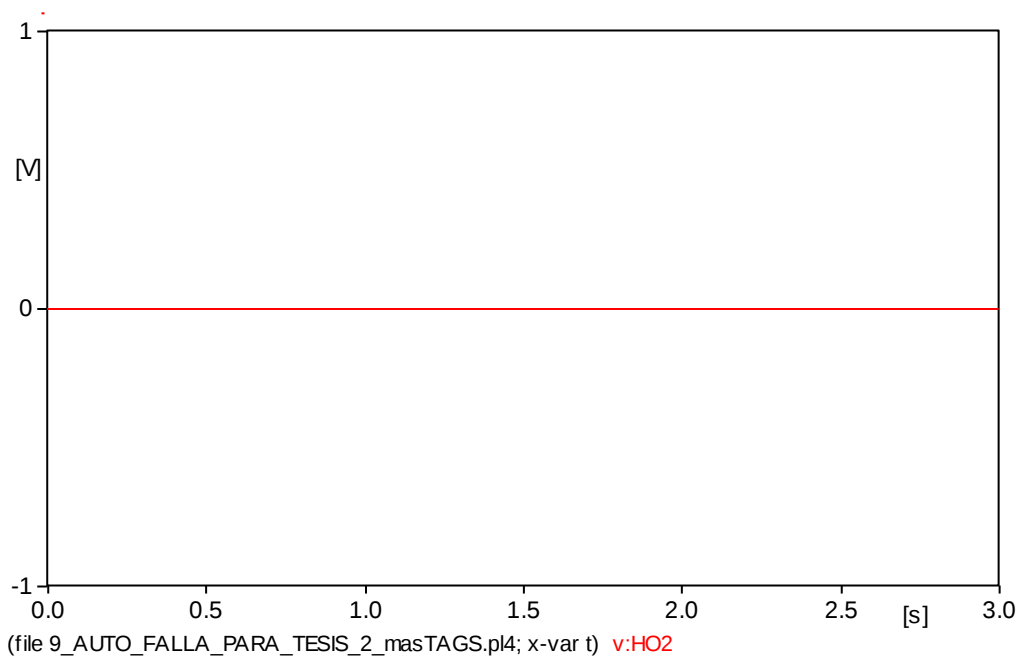


Figura 4.2.3 Valor de voltaje en la conexión de neutro a tierra cuando se tiene conductor de neutro a tierra.

Por otro lado, al plantear que el banco 2 de autotransformadores de la subestación eléctrica Zocac no contaba con el conductor de conexión de neutro a tierra, la simulación arroja los siguientes valores de corriente y voltaje en el neutro, tal y como se muestran a continuación.

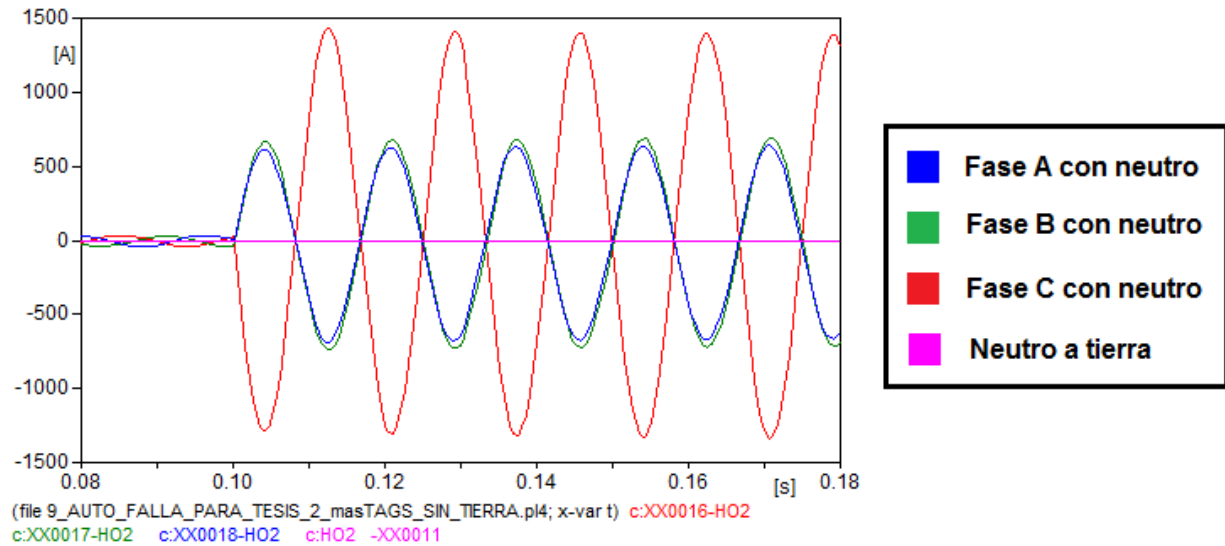


Figura 4.2.4 Valores de corriente en el neutro de las fases A, B y C sin la conexión de neutro a tierra

En la figura 4.2.4 se puede observar que no existe una corriente en la conexión de neutro a tierra dado que no existe un conductor, sin embargo, sí circulan corrientes desiguales en las fases A, B y C de tal forma que el valor de corriente de la fase fallada (fase C) aumenta hasta tener un valor de 1427 A, siendo para las fases A y B 616.46 A y 667.22 A respectivamente. Al comparar estos valores de corriente con los anteriores ante una falla de fase a tierra con y sin conexión de neutro a tierra, se observa que la magnitud de corriente es mayor con una conexión a tierra en el neutro que cuando no se tiene.

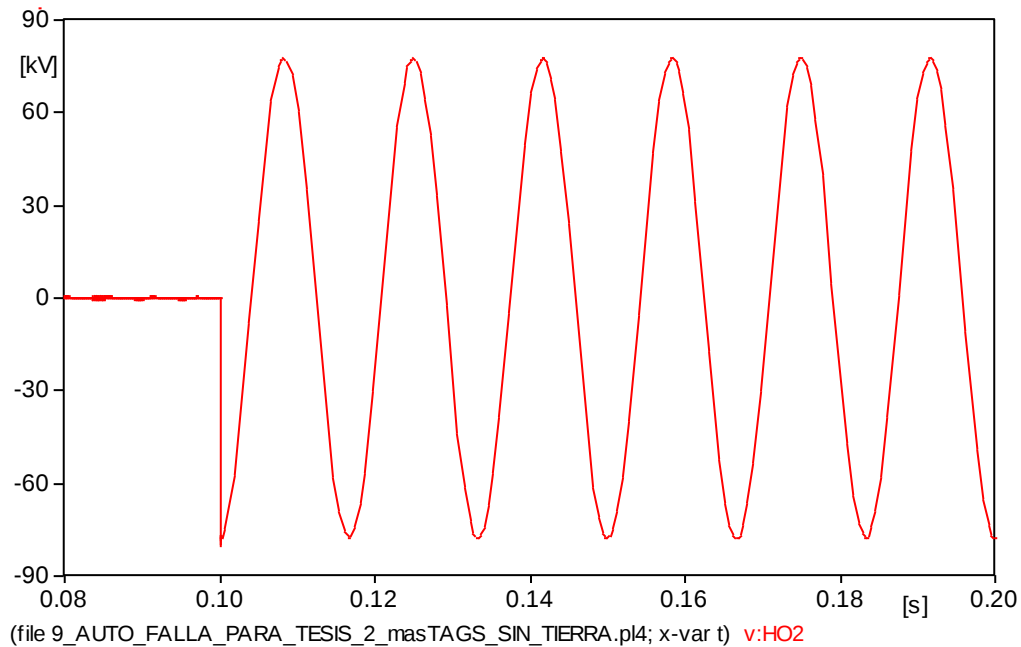


Figura 4.2.5 Valor de voltaje en la conexión de neutro a tierra cuando no se tiene conductor de neutro a tierra.

Para el nivel de voltaje se muestra la figura 4.2.5, en dónde, se aprecia que en la pre-falla se tiene un voltaje irregular que oscila desde 1.43 a 522.95 V, pero una vez ocurrida la falla (100 milisegundos) el voltaje se eleva hasta 77.14 kV medido en el neutro de la conexión del banco de autotransformadores y esta sobretensión en el neutro es la que daña a las fases B y C del banco AT2 de la subestación Zocac.

4.3 Modelado en ATPDraw del caso de falla oculta de un banco estrella aterrizada / estrella aterrizada con el mismo neutro común para alta y baja tensión en un banco de 400/115 KV, 375 MVA de la S.E Donato Guerra

Se presenta que actualmente la subestación eléctrica Donato Guerra cuenta con dos bancos de transformadores que comparten la misma conexión a tierra de los neutros tanto para alta y baja tensión.

Con el propósito de querer conocer el comportamiento de los transformadores y el nivel de voltaje en los neutros de un banco que se encuentra desconectado tanto del lado primario como secundario y con una conexión a tierra común de neutros y ante una falla

de fase a tierra (descarga por rayo) en el lado secundario; se plantea un modelado en ATPDraw de dos bancos de transformadores, los cuales comparten el mismo neutro común tanto para alta y baja tensión.

Cada banco consta de 3 transformadores con conexión estrella aterrizada /estrella aterrizada, éstos se encuentran separados entre sí de la alimentación, al estar uno desconectado y el otro conectado al sistema. Los transformadores tienen una relación de transformación de 13.8/0.22 kV, capacidad de 5 MVA y una frecuencia de 60 Hertz, la figura 4.3.1 muestra la representación gráfica del modelado de dos bancos de transformadores con conexión estrella aterrizada /estrella aterrizada conectando los neutros a un mismo punto común que es la referencia a tierra.

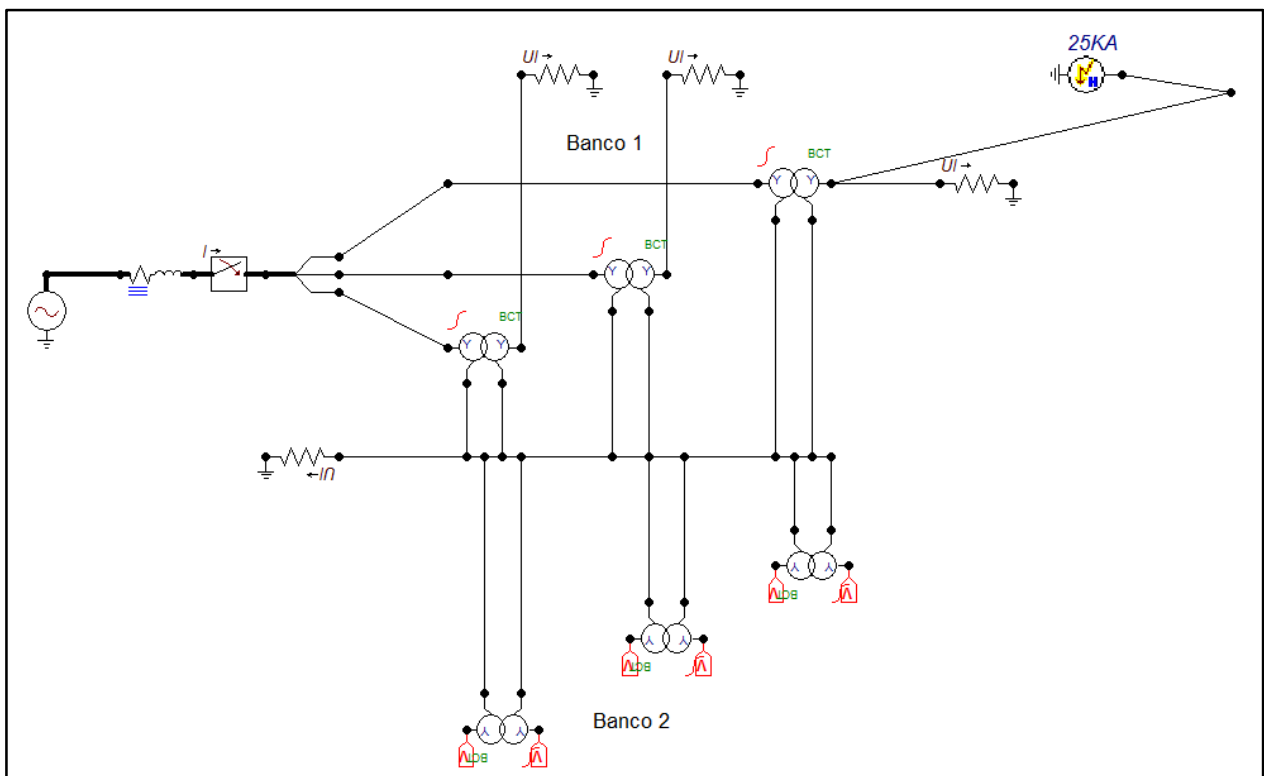


Figura 4.3.1 Modelado en ATPDraw de dos bancos de transformadores con conexiones estrella aterrizada / estrella aterrizada conectando los neutros a un punto común (tierra).

Como se ha visto anteriormente, puede existir una sobretensión en la conexión de neutro a tierra de un transformador con conexión estrella aterrizada cuando no existe una conexión de neutro a tierra. Es por ello, que se plantea la posibilidad de que al

presentarse una falla de fase a tierra en el lado de secundario y al tener una misma conexión común de neutros a tierra, se presente una sobretensión en las fases de un banco que se encuentra desconectado de la alimentación principal, sólo que sí se cuenta con una conexión de neutro a tierra.

El caso particular de Donato Guerra lo que se plantea es que un banco se encuentra conectado y el otro no, sin embargo, estos bancos comparten una misma referencia, que es la conexión de neutro a tierra, por ende, es posible tener una sobretensión en las fases del banco que esta fuera de servicio, tanto del lado primario como secundario.

El modelado realizado en ATPDraw plantea la situación de una falla de fase a tierra (descarga por rayo) del lado secundario de un transformador del banco 1, al presentarse la falla, esta sería librada por los apartarrayos del banco 1, sin embargo, el banco 2 queda vulnerable ante la sobretensión dado que se encuentra conectado por la conexión de neutros a tierra y éste no se puede proteger.

Lo más importante a considerar es el riesgo al que se sometería cualquier personal de una subestación eléctrica, al considerar que el banco 2 o cualquier otro banco que no esté energizado, se encuentre libre para maniobra, cuando en realidad se corre el riesgo de sufrir un accidente que puede ser fatal dada la sobretensión que se puede presentar. La figura 4.3.2 muestra las sobretensiones que existen el lado de alta y baja de los transformadores del banco 2, es decir, del banco que esta fuera de servicio y que comparte una misma conexión de neutro a tierra con el banco 1.

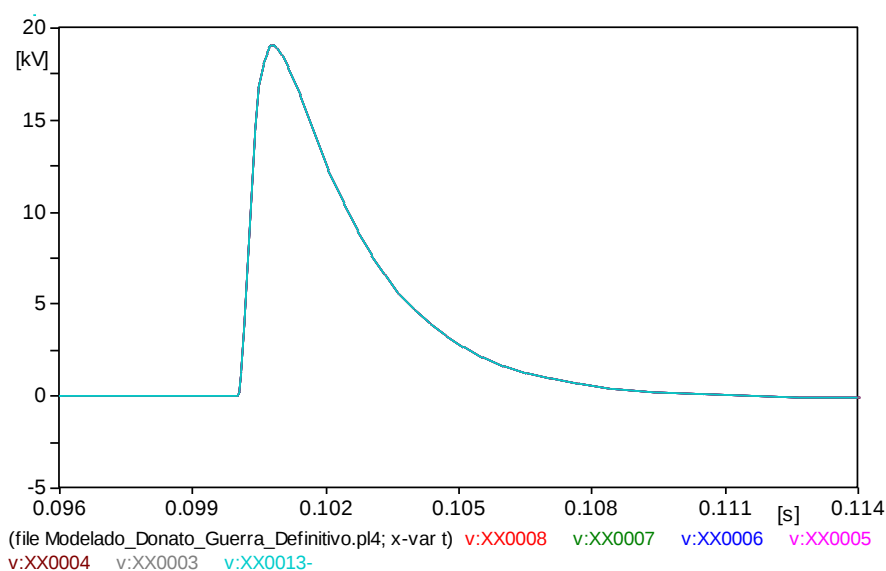


Figura 4.3.2 Sobretensiones existentes en lado alta y baja del banco 2 de transformadores y de la conexión de neutro a tierra.

Como se puede observar en la figura anterior, el nivel de sobretensión alcanzado en la conexión de neutro a tierra es de 19.05 kV, que es el mismo voltaje que existe en el lado primario y secundario de los transformadores que se encuentran fuera de servicio. Esto representa un peligro latente ante una falla oculta que no puede verse hasta que otra falla la descubre como es en este caso y que resultaría con graves consecuencias tanto para personal involucrado como de equipos.

Otro punto a considerar es que el nivel sobretensión incrementará si la resistencia de tierra es alta, pero la sobretensión disminuirá si el nivel de resistencia de tierra es bajo. En la simulación realizada se modificaron los valores de resistencia de tierras y los niveles de sobretensión fueron los siguientes:

- Para 0.5 Ω se obtuvo una sobretensión de 10.73 kV
- Para 1 Ω se obtuvo una sobretensión de 19.05 kV
- Para 10 Ω se obtuvo una sobretensión de 62.1 kV

Con esto se puede concluir que, si una subestación eléctrica cuenta con transformadores de potencia con conexión estrella aterrizada / estrella aterrizada, estos no deberán compartir la misma conexión de tierras a través de los neutros.

4.3 Conclusiones

Para poder detectar las fallas ocultas en la conexión de neutros a tierra de transformadores o autotransformadores de potencia, primeramente, se deberá concientizar de la situación de que un sistema eléctrico de potencia siempre es vulnerable ante cualquier tipo de falla, especialmente las fallas que se presentan de manera inadvertida. Por ello, es necesario identificar correctamente los indicios de una falla en transformadores o autotransformadores de potencia antes de que esta falla se convierta en oculta, para atender en parte la problemática de fallas ocultas en transformadores de potencia deberán cumplirse los siguientes puntos:

- 1) Realizar una inspección visual de los transformadores o autotransformadores y del entorno que los rodea con el fin de analizar y checar las condiciones en que se encuentran las instalaciones, con esto se puede detectar un indicio de las anomalías claves de neutros flotantes y puntos de alta impedancia.
- 2) Confirmar a través de mediciones de resistencia de tierra la existencia de algún punto de alta impedancia a fin de tomar las medidas correspondientes, así mismo se deberá verificar que la resistencia de tierras sea la adecuada para cada elemento de una subestación eléctrica, para que posteriormente no se genere un desbalance de corrientes (peligrosas) que circulen por el neutro, así como sobrevoltajes que atenten contra el daño de equipos y personal involucrado en subestaciones eléctricas.
- 3) Identificar que, si una subestación cuenta con dos o más bancos de transformadores con conexión estrella aterrizada /estrella aterrizada, los bancos no deberán compartir directamente una misma referencia de tierra a través de los neutros y es que en caso de que se presente una descarga por rayo, existirá una sobretensión en las demás fases, a pesar de que ese banco se encuentre desconectado del sistema.

Capítulo V. Metodología para detectar fallas ocultas a través de las protecciones de barras

5.1 Protección diferencial de barras 87B

Una protección diferencial de barras es una protección que se conecta a los circuitos secundarios de los TC's que sensan las corrientes de entrada y salida de una barra, por medio un relevador diferencial, su principio de funcionamiento se basa en la Ley de Corrientes de Kirchhoff (LKC), en dónde, se hace una comparación de corrientes tanto en magnitud como en ángulo. La figura 5.1.1 muestra el diagrama de conexión de una protección diferencial (87B).

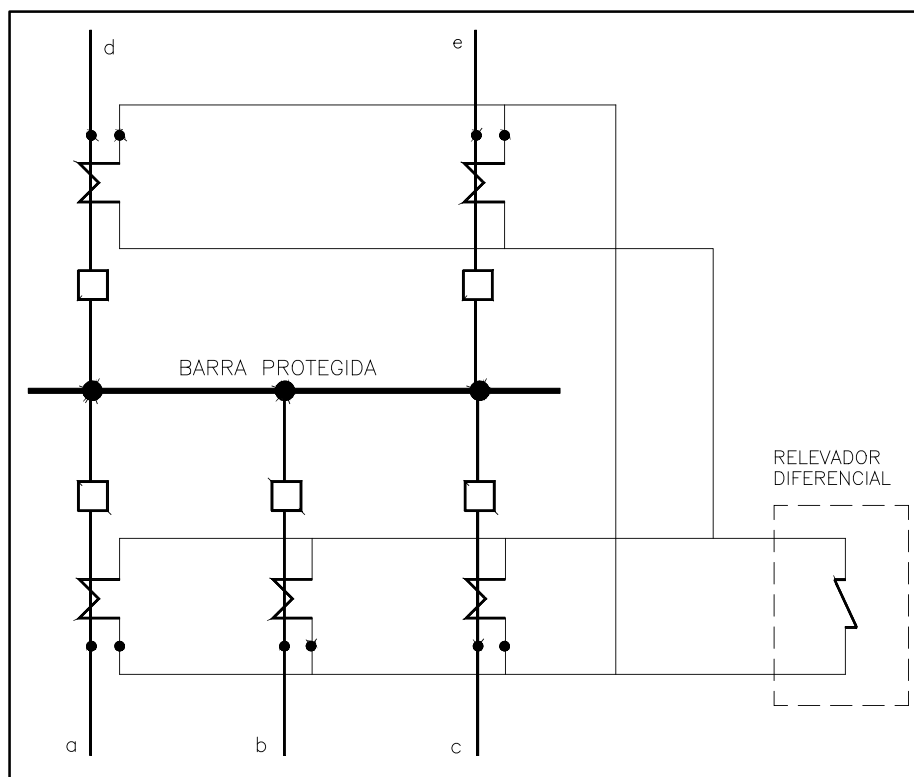


Figura 5.1.1 Diagrama de conexión de una protección diferencial de barras (87B).

Cuando la suma de corrientes de la protección diferencial es diferente de cero, existe una corriente diferencial que hace que el relevador opere, energizando otra bobina de otro relevador (86), que es un relevador de contactos múltiples que, al ser energizada su bobina, ésta se enclava de manera sostenida y cambia sus contactos de normalmente abiertos a cerrados y los contactos normalmente cerrados a abiertos.

El relevador 86 es de reposición manual, es decir, que para restablecer el relevador a su posición original se debe hacer de manera local en el tablero de protecciones en la caseta central o distribuida en la Subestación Eléctrica. Esto se hace para evitar energizar indebidamente el elemento fallado ya que, si se energiza indebidamente el elemento fallado, las consecuencias podrían empeorar haciendo más severo el daño en el punto de falla. Este relevador, al operar, sus funciones principales son:

- 1) Disparar los interruptores asociados en el elemento fallado.
- 2) Bloquear el cierre de los mismos Interruptores.
- 3) Dar señales de alarma.

Por otro lado, cuando los parámetros de un transformador de corriente no cambian, debido a imprecisión, específicamente la relación de transformación, ángulos de desfaseamiento entre el lado primario y secundario, corrientes de carga y de magnetización, entre otros. La protección diferencial puede operar de la siguiente manera y es tal y como se muestra en la figura 5.1.2, que ejemplifica el principio de funcionamiento de una protección diferencial ante una condición de falla externa; teniendo en cuenta que ésta condición de falla deberá ser detectada por la 87B antes de que se sature el TC, ya que de lo contrario se pone en riesgo la confiabilidad de operación de una subestación eléctrica.

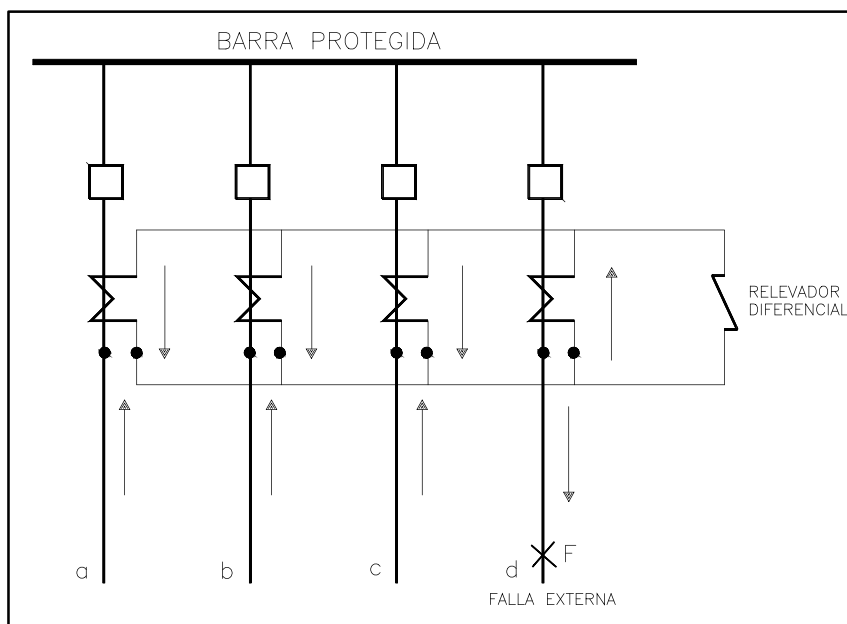


Figura 5.1.2 Diagrama del principio de funcionamiento de una protección diferencial 87B ante falla externa.

En el momento en que se presenta la falla, la bobina de operación del relevador recibe corriente únicamente cuando la falla se encuentra dentro de su zona de protección, la cual es limitada por la localización de los TC's que proporcionan corriente al mismo relevador. Si las corrientes de falla son tan grandes que provocan saturación desigual en los TC's, esto no será aplicable, pues la suma de las corrientes secundarias no será cero si la relación de transformación de un TC cambia, lo que provocaría la operación en falso del relevador diferencial.

En caso de una falla externa (F) a la barra, los TC's de los circuitos "a", "b" y "c" aportarán diferentes niveles de corriente de falla y el TC del circuito "d" deberá balancear la suma de las otras corrientes. Sin embargo, se presenta que pueden ocurrir falsas corrientes diferenciales originadas por la falla, éstas corrientes son de corriente directa (C.D) y son de onda asimétrica, lo que provoca que se sature el núcleo del TC y conlleve a diversas consecuencias como:

- Cambio de otros parámetros de diseño del TC (R.T.C., saturación, incorrecta exactitud, incorrecta precisión, etc.) Lo que significa una incorrecta e inadecuada respuesta por parte del esquema de protección
- Sobre calentamiento
- Pérdida de aislamiento
- Reducción de la vida útil del TC

A continuación, se presentan los criterios para la selección de un relevador de protección diferencial [24]:

- a) El relevador diferencial debe ser de alta velocidad y debe operar antes de la saturación de los TC's.
- b) El relevador diferencial debe tener la habilidad necesaria para rechazar la información distorsionada y falsa de los TC's., cuando lleguen a saturarse.
- c) El relevador diferencial debe estar diseñado de tal manera que no tengan limitación para aceptar el uso de TC's, auxiliares cuando los TC's, primarios sean de diferente tipo y relación de transformación.
- d) El relevador diferencial no debe tener limitaciones para su correcta operación bajo condiciones de falla máxima, sea ésta interna o externa.

5.2 Arreglos de buses en subestaciones eléctricas

En las subestaciones de potencia se usan los siguientes arreglos para los buses que comprenden los niveles de ultra alta tensión (800 kV o mayor), extra alta tensión (400 kV) y alta tensión (230 y 115 kV).

5.2.1 Barra sencilla y barra de transferencia

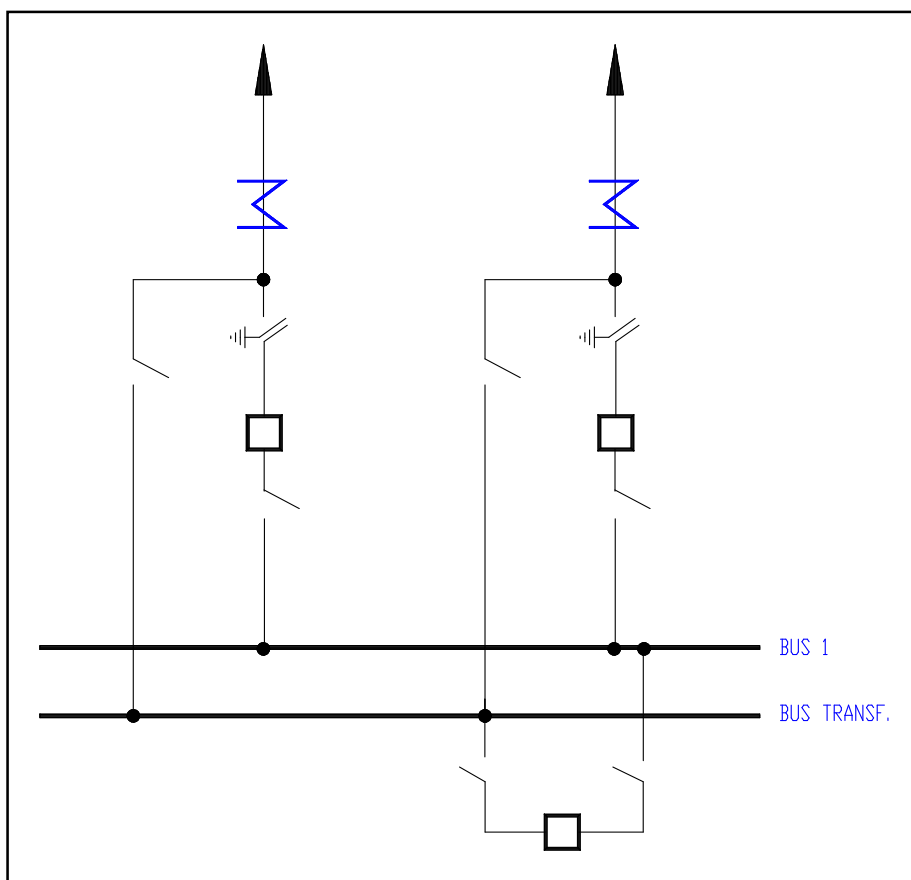


Figura 5.2.1 Arreglo de barra sencilla y barra de transferencia.

Ventajas del arreglo de buses:

Cuenta con un interruptor comodín que nos permite sacar de servicio a un interruptor para mantenimiento preventivo o correctivo.

Desventajas del arreglo de buses:

Solo cuenta con una sola barra y en caso de falla se pierde toda la carga.

En caso de falla del interruptor de transferencia, no se contará con transferencia de respaldo.

5.2.2 Barra principal y barra auxiliar (2 Buses ó 2 barras)

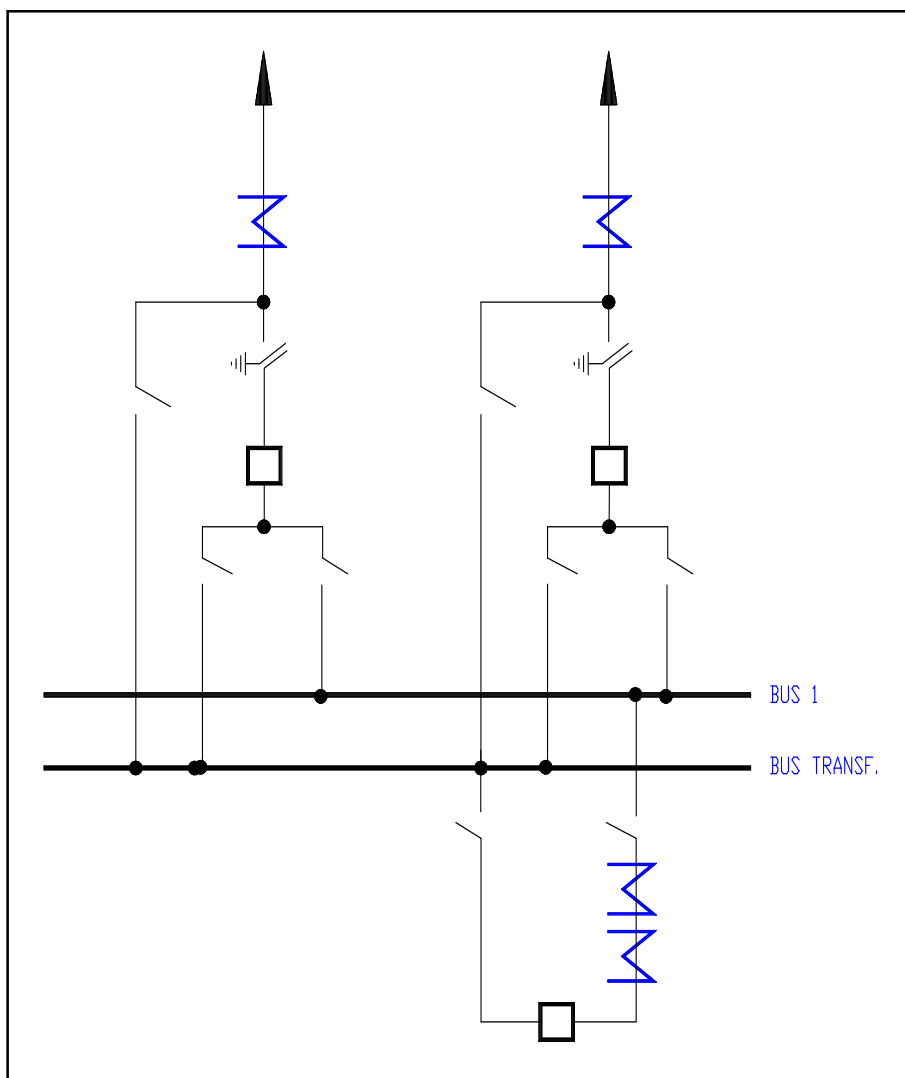


Figura 5.2.2 Arreglo de barra principal y barra auxiliar.

Ventajas del arreglo de buses:

Cuenta con un interruptor de amarre y/o transferencia, lo que permite contar con dos buses amarrados mediante interruptor o con un bus 1 y bus de transferencia cuando el interruptor se convierte en un interruptor de transferencia.

Desventaja del arreglo de buses:

Se tiene que hacer switcheo de corriente mediante imágenes de cuchilla a través de contactos normalmente cerrados (89b) o mediante contactos normalmente abiertos (89a), lo cual algunas veces puede tener una mala imagen de cuchilla ocasionando que la corriente no se conecte al bus que le corresponde.

Ante esta posibilidad actualmente se cuenta con la tecnología de protección de barras con una función que se llama Check-Zone el cual supervisa si existe una mala imagen de cuchilla. El Check -Zone es un permisivo para que opere la Zona de protección de bus 1 ,2 o el que le corresponda.

5.2.3 Dos barras y barra de transferencia (3 buses ó 3 barras)

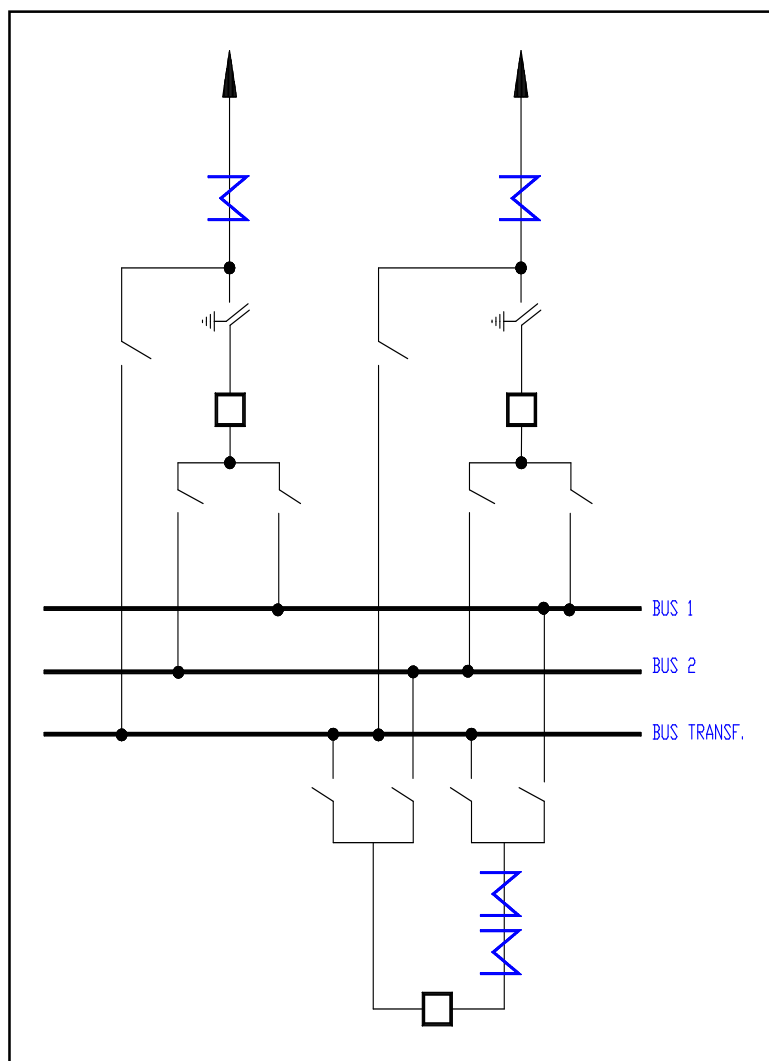


Figura 5.2.3 Arreglo de dos barras y barra de transferencia.

Ventajas del arreglo de buses:

Arreglo selectivo, al contar con dos cuchillas que le permiten conectarse al bus 1 o al bus 2. De igual forma, se cuenta con interruptor que sirve como transferencia o amarre.

En caso de falla de los interruptores que van conectados al bus 1 o al bus 2 o por mantenimiento preventivo, se cuenta con una transferencia que mantiene la alimentación de la línea.

Desventajas del arreglo de buses:

En caso de falla del interruptor de transferencia, no se contará con transferencia de respaldo. Esto puede hacerse más evidente si también falla un interruptor de bus 1 o bus 2. Para evitar esto se cuenta con una lógica de zona muerta, la cual sirve para la detección de fallas en la zona muerta y proporcionar seguridad durante maniobras y fallas, evitando el disparo innecesario de una barra sin falla.

La zona muerta es la sección de la bahía entre el interruptor de amarre y/o transferencia, y su transformador de corriente respectivamente [25]. Esta zona se ilustra en la figura 5.2.4 que muestra la ubicación de la zona muerta.

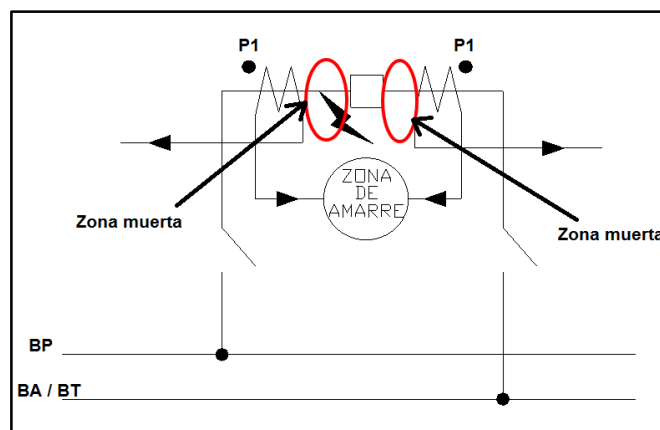


Figura 5.2.4 Ubicación de zona muerta

5.2.4 Dos barras y dos interruptores

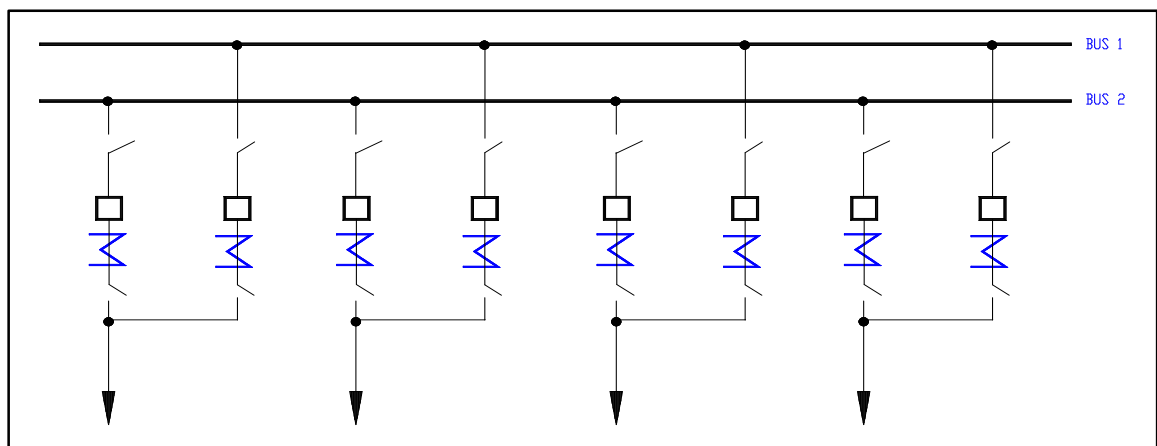


Figura 5.2.5 Arreglo de dos barras y dos interruptores

Ventajas del arreglo de buses:

Se cuenta con dos interruptores para cada circuito, para alimentar a la carga o a la transmisión de energía, en caso de línea de transmisión.

Desventajas del arreglo de buses:

Su configuración resulta cara, pero beneficiosa a largo plazo y más si se quiere asegurar la confiabilidad de operación de una subestación eléctrica.

5.2.5 Dos barras y un interruptor y medio

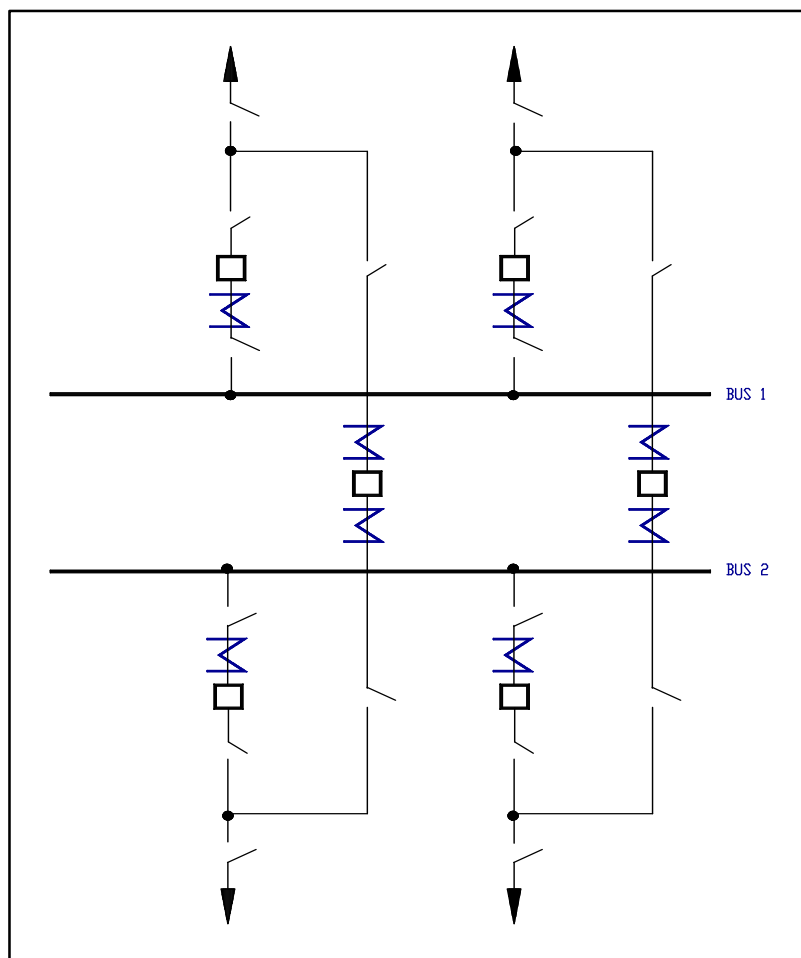


Figura 5.2.6 Arreglo de dos barras y un interruptor y medio.

Ventajas del arreglo:

Cuenta con dos barras que pueden conectarse entre sí, mediante un enlace con interruptor, el cual by-pasea la alimentación ya sea por la barra de bus 1 o barra de bus 2, enviando así la energía eléctrica a sus respectivas cargas.

En caso de falla en una barra, los interruptores cercanos disparan aislando la falla, pero la alimentación seguirá a través del interruptor medio.

Desventajas del arreglo:

Si se presenta falla en el interruptor de en medio (posición centro), cuando se está usando el interruptor medio, operan los interruptores cercanos a los que se conectan, ya sea a bus 1 o a bus 2 dejando fuera dos líneas.

5.2.6 Conexión en anillo

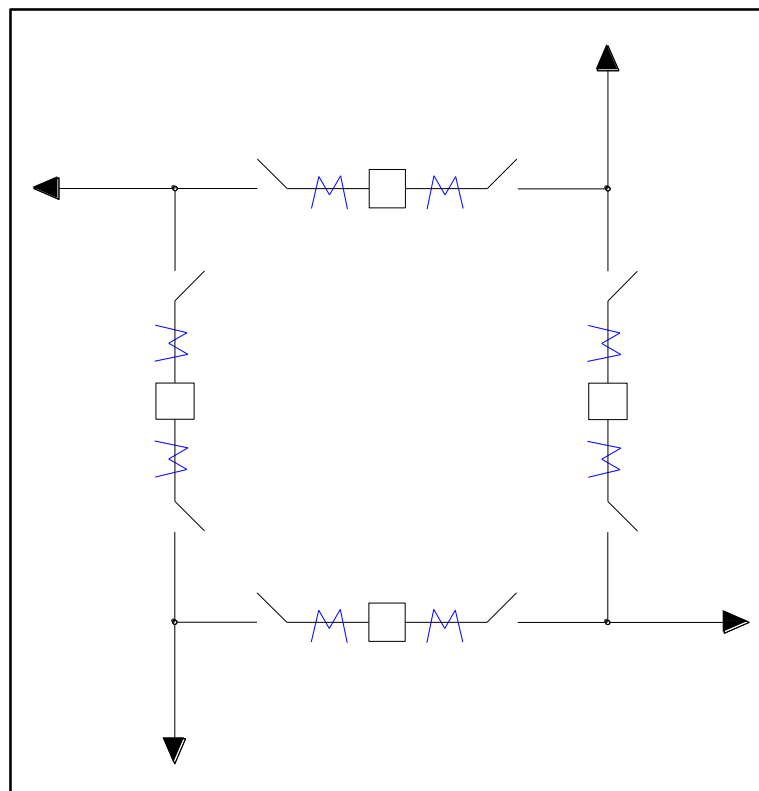


Figura 5.2.7 Arreglo de conexión en anillo

Ventajas del arreglo:

Arreglo mejor organizado, permite el mantenimiento de un interruptor o cualquier otro elemento que pertenezca a un tramo de línea en particular sin realizar maniobras complejas, manteniendo el servicio constante.

Desventajas del arreglo:

Difícil de diagnosticar la ubicación de la falla, al verse la posibilidad de tener más de cuatro elementos interconectados.

5.3 Método para reducir el fenómeno de saturación en TC's

El fenómeno de la saturación es un problema que se presenta en transformadores de corriente y esto es derivado del fenómeno conocido como histéresis, sin embargo, existen algunas causas por las cuales un TC se puede llegar a saturar.

1. **La corriente de lado primario es demasiado alta.** Se presenta comúnmente en condiciones de falla, ya sea por un cortocircuito o una descarga atmosférica, como consecuencia el nivel de corriente aumenta, la relación de transformación cambiará y se dañará si la falla no es librada antes de que se sature, dado que el TC está diseñado por la norma NRF-027-CFE-2004, para una corriente nominal, para un margen de sobrecarga y 20 veces para valores de corto circuito.
2. **La impedancia de carga (burden) es demasiado alta.** Si se supera la impedancia de Burden, es decir que, si se supera la carga que soporta el TC indicada por el fabricante y el seleccionador y coordinador de protecciones, el TC está preparado fácilmente para saturarse ante cualquier falla.
3. **El circuito secundario está abierto.** Error que resulta caro, porque nunca se debe dejar abierto el lado secundario de un TC cuando se tiene alimentación del lado primario. De lo contrario, se corre el gran riesgo no sólo de que se pierda la relación de transformación y precisión del TC, sino que también que exista una sobretensión que haga fallar el aislamiento ocasionando un accidente de graves consecuencias, resultando en la última de las instancias la explosión del TC.

Conforme a lo anterior, es necesario emplear esquemas de protección diferencial que operen de manera rápida y segura antes de que ocurra la saturación de un TC, para poder así asegurar la confiabilidad y seguridad de una subestación.

Por consiguiente, en el anexo 2 [24] se presentan los diferentes esquemas para atender y reducir este problema, mostrando los esquemas de protección operados por corriente y voltaje de corriente directa que se pueden adecuar y adaptar a las diferentes condiciones y arreglos de buses de una subestación en particular, enfatizando los tiempos de disparo para el libramiento de una falla.

Al mismo tiempo, el conocimiento de estos esquemas y sus conexiones nos permiten saber si existen fallas ocultas, derivados de una falla previa como un corto circuito o una mala coordinación de protecciones.

5.4 Medición del desbalance en la conexión del neutro de la protección de barras para detectar que existe una falla oculta en las conexiones de TC's de una S.E

Para detectar una falla oculta en una protección de barras, es necesario medir la corriente de desbalance que existe en la conexión de neutro a tierra, y es que bajo condiciones de desbalance uno puede saber cuándo algo está bien o no. Para ello, se presentan los posibles casos a los que pueden estar sometidos los diferentes esquemas de protección diferencial, derivado de una falla que en primeras instancias no es detectada.

5.4.1 Protecciones electromecánicas

Primer caso (Diferente relación de transformación de un TC)

La relación de transformación de corriente de un TC, es sin lugar a dudas, el parámetro que hace operar correctamente a un esquema de protección diferencial, ya que la protección evalúa las corrientes para saber si existe falla o no. Normalmente en una subestación eléctrica, los TC's se conectan en paralelo dado que se conectan varios circuitos y que dependen en gran parte de la protección diferencial, ya sea de fase segregada o de fase no segregada.

El problema que se puede presentar en una subestación eléctrica es que, por ejemplo, en un esquema electromecánico (fase segregada), la R.T.C., no sea la misma en una fase, derivada de la mala selección de un TC o porque simplemente el TC ya no cumple con la R.T.C. requerida por su tiempo de vida útil. La figura 5.4.1 muestra el diagrama de conexión de un esquema de protección diferencial de fase segregada con un TC de RTC diferente.

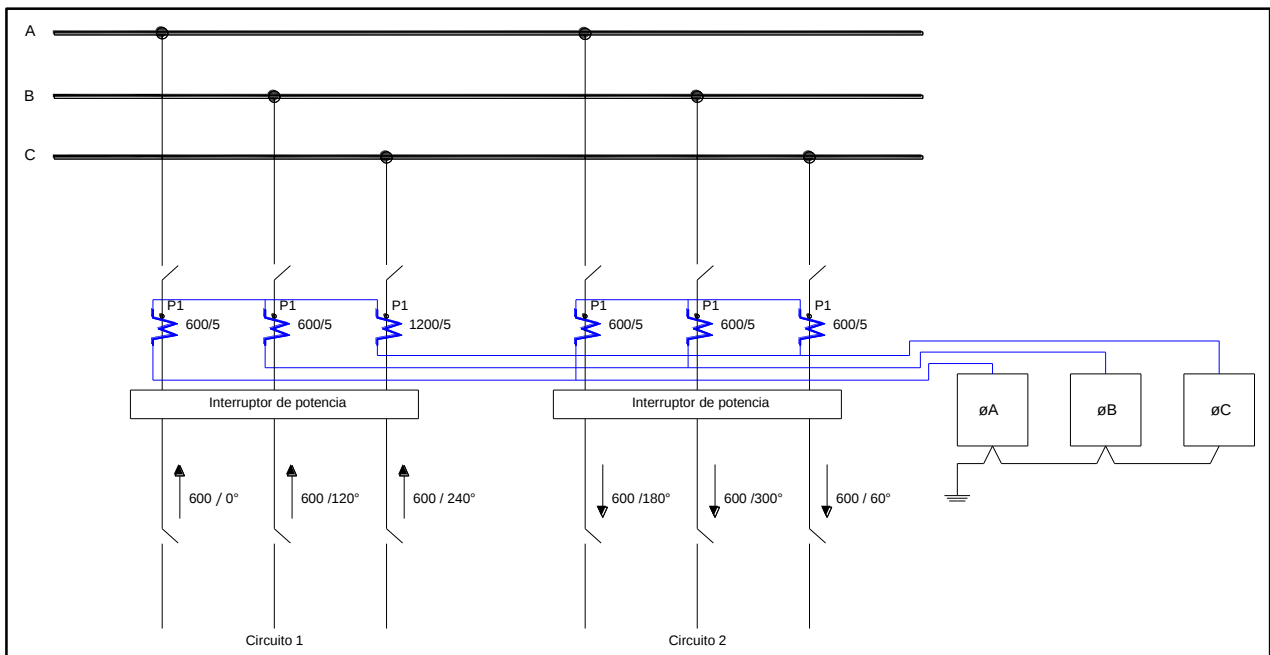


Figura 5.4.1 Diagrama de conexión de un esquema de protección diferencial de fase segregada con un TC de RTC diferente

Del diagrama anterior se observa que las corrientes que entran al bus tienen una dirección definida por sus respectivos ángulos, los cuales cambiarán en sentido opuesto (180°), dado que salen del bus. Las relaciones de transformación de los TC's son de 600/5, cambiando solamente el de la fase C (circuito 1), siendo de 1200/5. Lo que quiere decir, que el fasor de corriente que circula en ese TC, es la mitad del valor esperado por la protección. La tabla 5.1.1 muestra la comparación de los fasores de corriente con R.T.C. en condiciones normales y con R.T.C. diferente.

Tabla 5.4.1 Comparación de fasores de corriente con R.T.C. en condiciones normales y R.T.C., diferente

		Condiciones normales		R.T.C diferente	
	Fases involucradas	Polar	Rectangular	Polar	Rectangular
Circuito 1	Fase A	$5 \angle 0^\circ$	$5 + j 0$	$5 \angle 0^\circ$	$5 + j 0$
	Fase B	$5 \angle 120^\circ$	$-2.5 + j 4.33$	$5 \angle 120^\circ$	$-2.5 + j 4.33$
	Fase C	$5 \angle 240^\circ$	$-2.5 - j 4.33$	$2.5 \angle 240^\circ$	$-1.25 - j 1.16$
Circuito 2	Fase A	$5 \angle 180^\circ$	$-5 + j 0$	$5 \angle 180^\circ$	$-5 + j 0$
	Fase B	$5 \angle 300^\circ$	$2.5 - j 4.33$	$5 \angle 300^\circ$	$2.5 - j 4.33$
	Fase C	$5 \angle 60^\circ$	$2.5 + j 4.33$	$5 \angle 60^\circ$	$2.5 + j 4.33$
	$\Sigma I^{\rightarrow}$	0	$0 + j 0$	$3.40 \angle 68.47^\circ$	$1.25 + j 3.17$

Dado que existe una corriente diferente de cero, la acción a tomar para diagnosticar que existe un problema en la protección diferencial de barras, será medir la corriente del neutro a tierra. El valor debe ser menor a 30 mAmp., y en caso de que el valor obtenido en el neutro a tierra sea mayor, por ejemplo, 0.5 Amp., entonces se deberán revisar las RTC de cada circuito una por una, hasta encontrar la anomalía.

Por lo tanto, se enlista la siguiente metodología:

1) Revisar las relaciones de transformación de los TC's de cada circuito, una por una.

Esto se hace con la finalidad de detectar algún desbalance ya sea por la imprecisión del TC por su tiempo de vida útil o porque la diferencia sea abismal, debido a un error cometido en la selección del TC. Normalmente los transformadores de corriente se diseñan para reducir el valor de corriente a 5 amperes. Sin embargo, la selección depende de los requerimientos de cada subestación. Por ejemplo, la relación de 2000/5 es utilizada en circuitos de transmisión 400 kV (CFE) y la de 3000/5 en generación 15 kV (CFE).

Para revisar la R.T.C de los TC's, se debe hacer una prueba de relación de transformación la cual consiste en hacer circular corrientes del lado primario del TC divididas en subfracciones, las cuales se incrementan paulatinamente del mínimo al máximo. Al mismo tiempo, se verifican los valores de corriente del lado secundario del TC para saber que la relación de transformación cumpla con los datos de placa marcados por el fabricante. La medición del lado secundario se hace con un amperímetro (A) del lado primario (A_{ip}) y secundario (A_{is}). La figura 5.4.2 ejemplifica básicamente la forma en que se realiza esta prueba.

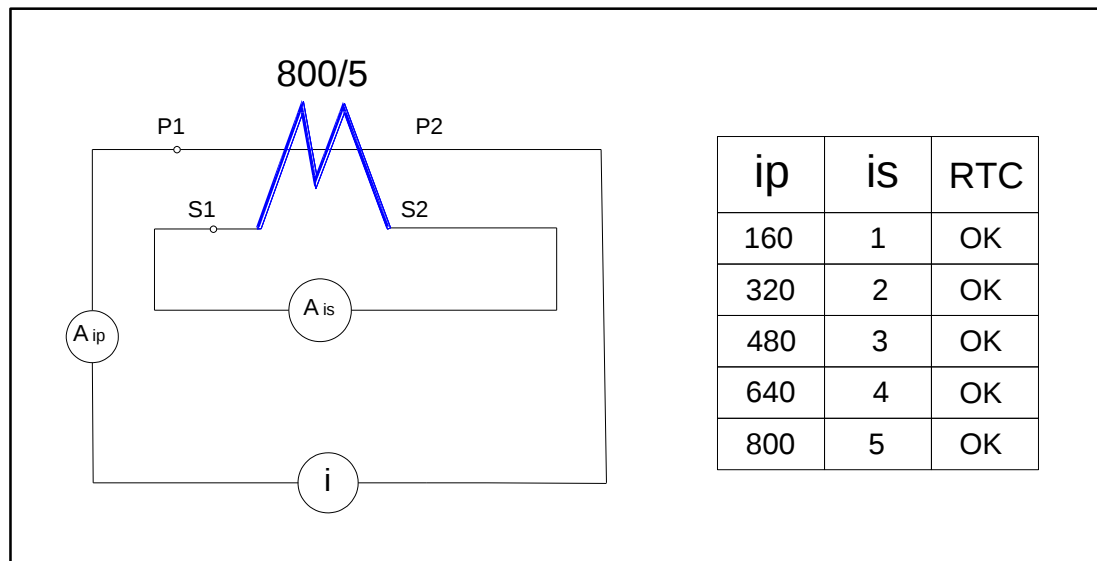


Figura 5.4.2 Prueba de relación de transformación de TC's.

2) Revisar los cables del circuito de corriente, haciendo prueba de aislamiento.

Se puede presentar el caso de que un cable tenga dañado su aislamiento, dicho en otras palabras, se encuentra “pelado”, por lo tanto, es necesario revisar los cables del circuito de corriente porque puede darse el caso de que un cable se va a tierra, desbalanceando al esquema de protección. El hecho de que un cable este pelado, significa que existe una corriente de fuga que desvía las corrientes a tierra y provoca la incorrecta operación del esquema de protección diferencial.

La prueba de aislamiento permite revisar las condiciones de los cables de corriente, la cual consiste en medir altas resistencias que van desde los Mega-ohms ($M\Omega$) o Giga-ohms ($G\Omega$), inyectando un voltaje de corriente directa aplicado al cable para poder medir así la corriente de fuga, generada por el cable pelado, es por eso que se requiere hacer esta prueba a los cables eléctricos uno por uno de cada circuito.

3) Revisar si existe algún puente que cortocircuita a las corrientes en algún gabinete centralizador de TC's

Este punto de revisión comienza en las tablillas de corto circuito del gabinete centralizador de los TC's, porque si se quiere revisar un cable que sale del

gabinete, se debe poner “antes” en corto el punto en donde está conectado el cable, para poder así realizar la revisión del cable ya que si las conexiones no se ponen en corto se podría generar una sobretensión que dañe al TC. La figura 5.4.3 muestra el diagrama esquemático de la ubicación del gabinete centralizador de un juego de TC’s el cual tiene por dentro una tablilla de corto circuito, en dónde, se colocan “puentes” para el corto circuito.

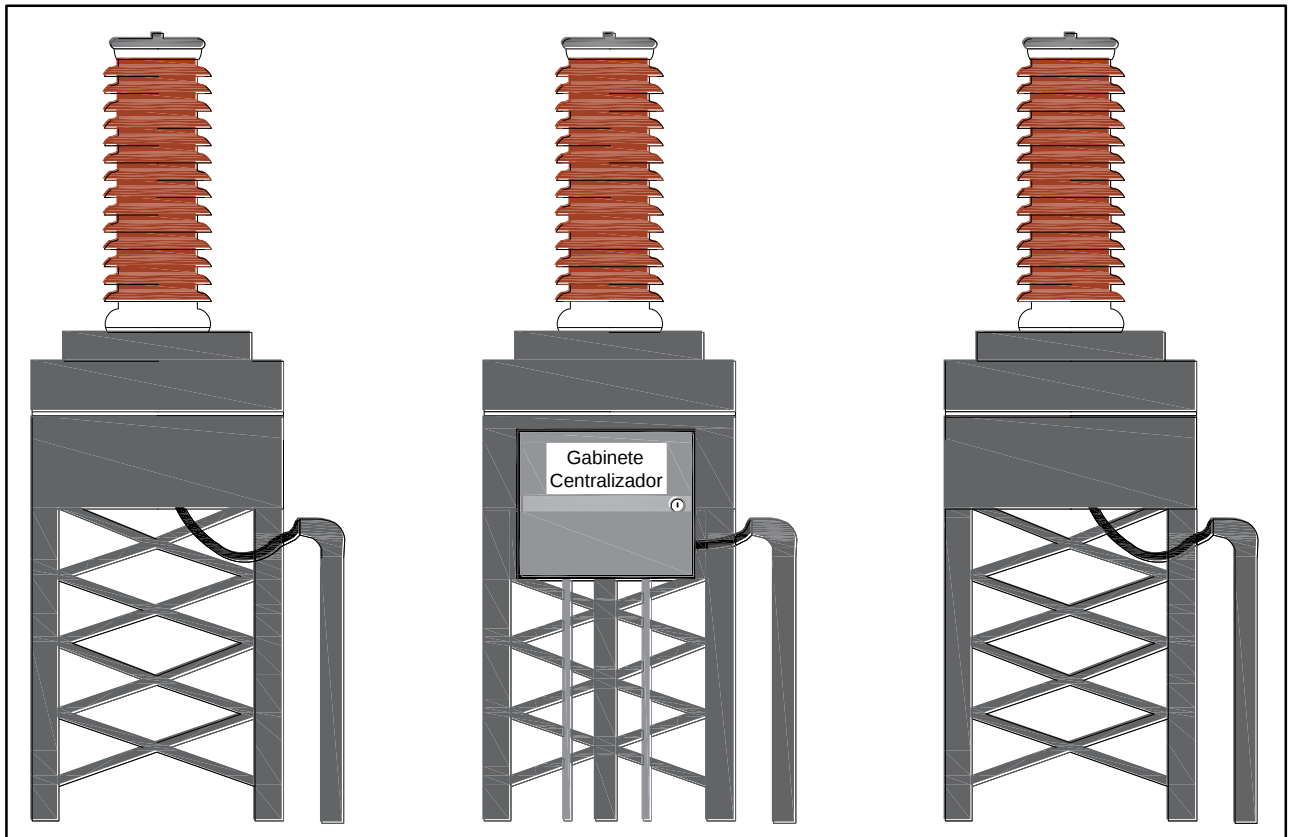


Figura 5.4.3 Diagrama esquemático de la ubicación de gabinete centralizador de transformadores de corriente.

Segundo Caso

Corto circuito o falla de fase a tierra

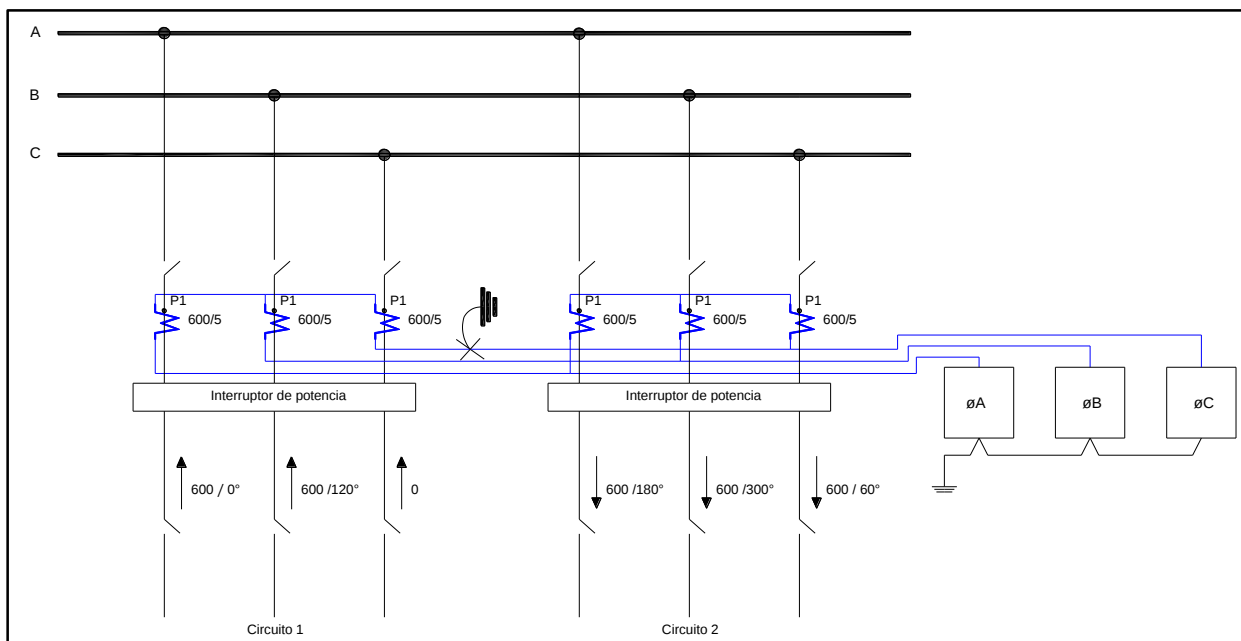


Figura 5.4.4 Diagrama de conexión de un esquema de protección diferencial de fase segregada con falla de fase a tierra (Circuito 1 Fase C).

Para el siguiente caso se supone que todos los TC's tienen la misma R.T.C., sin embargo, se presenta una falla en la fase C, que podría ser derivada de un corto circuito en un gabinete de un TC o por falla de aislamiento en un cable, que en este caso se puede asumir que el valor de corriente es el mismo tanto para falla de fase a tierra como de corto circuito, dado que la corriente es casi cero en ambos casos. Tomando como referencia la figura 5.4.4, y considerando que en una falla de fase a tierra (Circuito 1 Fase C) la corriente resultante es cercana a cero, los fasores de corriente quedan de la siguiente manera, que es como se muestra en la tabla 5.4.2., que muestra la comparación de fasores de corriente en condiciones normales y en condiciones de falla de fase a tierra o corto circuito.

Tabla 5.4.2 Comparación de fasores de corriente en condiciones normales y en condiciones de falla de fase a tierra.

		Condiciones normales		Falla de fase a tierra o corto circuito	
	Fases involucradas	Polar	Rectangular	Polar	Rectangular
Circuito 1	Fase A	$5 \angle 0^\circ$	$5 + j0$	$5 \angle 0^\circ$	$5 + j0$
	Fase B	$5 \angle 120^\circ$	$-2.5 + j4.33$	$5 \angle 120^\circ$	$-2.5 + j4.33$
	Fase C	$5 \angle 240^\circ$	$-2.5 - j4.33$	0	$0 + j0$
Circuito 2	Fase A	$5 \angle 180^\circ$	$-5 + j0$	$5 \angle 180^\circ$	$-5 + j0$
	Fase B	$5 \angle 300^\circ$	$2.5 - j4.33$	$5 \angle 300^\circ$	$2.5 - j4.33$
	Fase C	$5 \angle 60^\circ$	$2.5 + j4.33$	$5 \angle 60^\circ$	$2.5 + j4.33$
$\Sigma I^{\rightarrow}$		0	$0 + j0$	$4.99 \angle 59.99^\circ$	$2.5 + j4.33$

Haciendo la sumatoria de fasores de corriente se obtiene que bajo condición de falla de fase a tierra o corto circuito el valor de desbalance de corriente es de $4.99A \angle 59.99^\circ$, que es un valor cercano al de fase, siendo ligeramente menor. Por lo tanto, si se realiza una medición de corriente en la conexión de neutro a tierra y este valor de corriente es cercano al de fase (el requerido por la protección), se puede diagnosticar que el esquema de protección puede estar sometido a una falla por corto circuito o por una falla de aislamiento en un cable de un TC, por lo que se requiere revisar los cables de corriente, haciendo prueba de aislamiento uno por uno hasta encontrar el punto de falla.

5.4.2 Protección digital

Una protección digital a diferencia de una protección electromecánica, mide las corrientes en un solo módulo que puede incluir a varios circuitos, la figura 5.4.5 muestra el diagrama de conexión de una protección diferencial digital en la cual se observa que las terminales secundarias de los TC's van dirigidas en la parte posterior de la protección en unas tablillas.

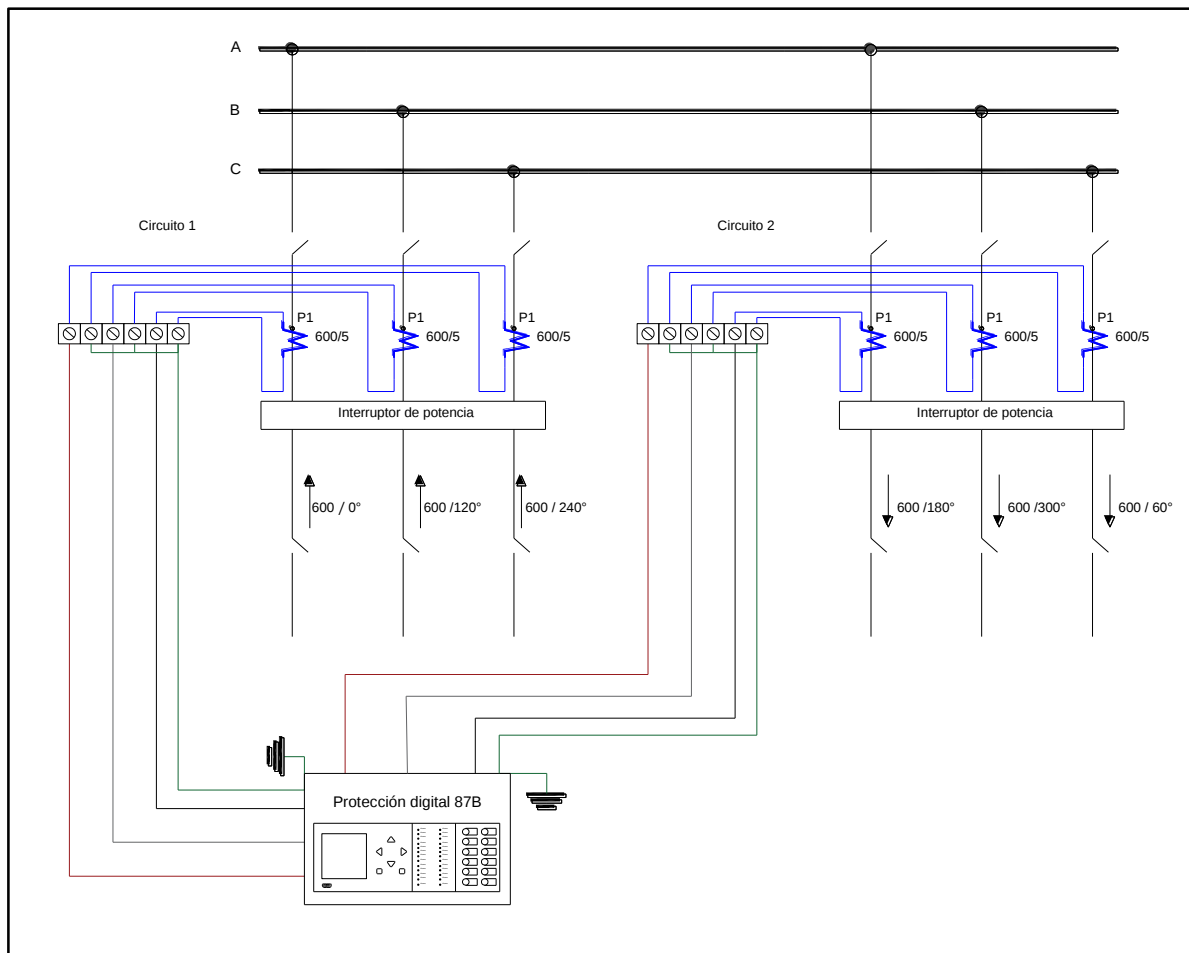


Figura 5.4.5 Diagrama de conexión de protección digital diferencial de barras.

La finalidad de la protección digital es analizar las corrientes y hacer el cálculo del estado de las corrientes por medio de un algoritmo propio de la protección digital. En caso de presentarse un desbalance de corrientes la protección digital realiza el cálculo e indica con una alarma que existe una falla, por tanto, las acciones a tomar son:

1) Medir las corrientes de desbalance por cada circuito de neutro a tierra

Para realizar esta medición se recomienda ir al lugar más accesible de la conexión, siendo en el cuarto de control o donde se ubique el tablero de la protección. Estando ahí se deberá verificar en primera instancia que no existan conexiones flotantes o flojas de terminales, después se deberá realizar la medición de corriente de neutro a tierra de cada circuito una por una para identificar la falla, así como su ubicación, anotando los valores de corriente en un

formato o tabla establecida. A continuación, se presenta una tabla de los valores a considerar:

Tabla 5.4.3 Lectura de corrientes de la protección diferencial de barras (digital).

Circuito	Punto de medición	Valor de corriente de fase	Valor de corriente de neutro a tierra
1	I01 – P	3.0	
	I01 – NP	*	
	I02 – P	3.0	
	I02 – NP	*	
	I03 – P	3.0	
	I03 – NP	*	0.02

* P = Polaridad

* NP = No polaridad

* Se ponen puentes en las NP y se mide la corriente en el cable de neutro a tierra en el gabinete de la 87B.

En teoría los valores de corriente deben ser cero, sin embargo, sí se aceptan valores de hasta 30 mAmp., y en caso de obtener un valor mayor entonces las acciones correctivas a tomar serán las mismas que se toman en el esquema de protección electromecánico para atender urgentemente la falla y ésta no se agrave, convirtiéndose en oculta. Además, con los valores obtenidos uno puede descartar y saber si un TC tiene un problema en su R.T.C., o si existe un problema por corto circuito o por falla de fase a tierra.

2) Revisar valores medidos en display de corriente de operación y restricción

Otra opción para revisar los valores de corriente operación y restricción es hacerlo por medio de la protección, en su pantalla digital o “display”, que muestra los valores de corriente de operación, de restricción y la diferencial, que en casos como la protección diferencial SEL-487B se cuenta con la opción MET DIF, que muestra la corriente diferencial. Si la corriente diferencial es diferente de cero entonces, se debe atender urgentemente el problema y tomar las medidas pertinentes.

Normalmente cuando se tiene este tipo de problemas, la protección digital en caso de detectar condiciones de desbalance, manda una indicación “warning” o “advertencia” de que hay un problema de desbalance de corrientes, sin embargo, atender con antelación este problema reduce sin lugar a dudas el problema de las fallas ocultas en los esquemas de protección diferencial de barras 87B.

5.5 Conclusiones

Se puede decir que la protección diferencial de barras es una de las protecciones más importantes en una subestación eléctrica, dada la cantidad de elementos que se conectan de manera directa e indirecta a ella. Por lo tanto, es muy importante identificar con antelación una falla o indicio de falla que resulte en la mala operación de esta protección, poniendo especial atención a los esquemas de fase no segregada. Y es que, si se presenta una falla en una protección diferencial, independientemente de si es electromecánica o digital, la consecuencia resulta en la mala operación del esquema que podría generar grandes pérdidas al dejar una línea fuera de servicio por un disparo incorrecto, agravándose la falla y convirtiéndola en oculta.

Con respecto a la metodología presentada para detectar las fallas ocultas, se debe tomar en consideración, como en cualquier otro elemento eléctrico, la corriente que circula en la conexión de neutro a tierra, ya que ésta nos indica o nos da un indicio de que algo está mal. Por consiguiente, si el valor de corriente de neutro a tierra es superior a 30mA, eso quiere decir que existe una falla.

Así mismo, si el valor de corriente de neutro a tierra en la protección de barras es cercano al de una fase, entonces la falla estará relacionada a un corto circuito o a una falla de aislamiento en un cable, pero si la corriente es mucho menor a la de fase y mayor a 30mA, entonces será una indicación de que existe un problema en la relación de transformación de un TC.

Referencias

- [1] Enríquez Harper Gilberto. *“Elementos de diseño de subestaciones eléctricas”*. México, Limusa, 2011.
- [2] Peña Silva Noé. *“Informe de fallas, estadísticas y trabajos relevantes en líneas de transmisión”*. Abril 2013.
- [3] Blackburn, J. Lewis. *“Symetrical components for power systems engineering”*. Marcel Dekker, Inc. 1993.
- [4] Morán Ramírez Carlos. *“Propuesta de esquema de protección para fallas de alta impedancia en líneas de trasmisión de alta tensión”*. Octubre 2007.
- [5] Tamronglak Surachet, *“Analysis of Power System Disturbances due to Relay Hidden Failures”*, Ph.D. Dissertation, Virginia Polytechnic and State University, Blacksburg, Virginia, marzo 1994.
- [6] Elizondo David C., De la Ree J., Phadke Arun G., Horowitz Stan. *“Hidden Failures in Protection Systems and their Impact on Wide-area Disturbances”*. The Bradley Department of Electrical Engineering Virginia Tech, Blacksburg, VA 24061.
- [7] Tamronglak S., Horowitz S. H., Phadke A. G., and Thorp J. S.. *“Anatomy of Power System Blackouts Preventive Relaying Strategies”*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 2, abril 1996.
- [8] *“The New York Times. Noviembre, 1965”*. Disponible en: http://blackout.gmu.edu/archive/pdf/nytimes_65.pdf.
- [9] Bruch Michael, Münch Volker, Aichinger Markus, Kuhn Michael, Weymann Martin, Schmid Gerhard. *“Power Blackout Risks, Risk Management Options”*. , pp. 26, 27, 28, noviembre 2011.

- [10] U.S.-Canada Power System Outage Task Force. *“Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations”*. Abril 2004.
- [11] Cieslewicz Stephen, Novembri Robert. *“Utility Vegetation Management Final Report”*. Marzo 2004.
- [12] Grebe. E, Klaar D., Kleinekorte K., et al. *“Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy”*. Abril 2004.
- [13] European regulators’ Group for Electricity and Gas. *“EREG Final Report, The lessons to be learned from the large disturbance in the European power system on the 4th of November 2006”*. 6 de febrero de 2007.
- [14] Bundesnetzagentur. *“Report by the Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, Post and Railways on the disturbance in the German and European power system on the 4th of November 2006”*. 6 de febrero de 2007.
- [15] Comisión Federal de Electricidad. *“Guía de criterios básicos para subestaciones de 115, 230 y 400 KV”*. Noviembre 1989.
- [16] Megger. *“Guía para pruebas de baterías”*. Disponible en: http://www.unitronics-electric.com/pdf/articulos/BatteryTestingGuideES_2_1.pdf.
- [17] Dinesh Chhajer. (4 de enero de 2013). *“BGFT Training Video”*. [Archivo de video]. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=wSp274MpoVs>.
- [18] Morán Ramírez Carlos. *“Reporte de la revisión de la modernización de interruptores de S.E. Nopala 230 KV”*. México, del 13 al 15 de noviembre, 2012.
- [19] Comisión Federal de Electricidad, especificación VY500-16. *“Criterios generales diseño eléctrico para los servicios propios de subestaciones de potencia”*. Marzo 1982.

[20] Espino Cázares Jesús, Romero Camberos Ramón, Morán Ramírez Carlos et al. *“Reporte final del disturbio ocurrido en la S.E Zocac el día 18 de mayo de 1997”*. Puebla, México, 21 de mayo de 1997.

[21] Protecciones Eléctricas. (12 de julio de 2015). *“Sistemas de Puesta a tierra según NTC 2050 - NEC - NFPA 70”*. [Archivo de video]. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=YyKr8uZolFY>.

[22] Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas (CCNNIE) y miembros. *“NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE 2012, Instalaciones Eléctricas (utilización)”*. 13 de marzo de 2006.

[23] Comisión Federal de Electricidad Manual de Procedimientos. *“Procedimiento de equipos de campo para equipo primario de subestaciones de distribución”*. México, abril 2003. pp, 251,278.

[24] Morán Ramírez Carlos. *“Protección de transformadores y barras”*. México, 28 de julio 2004.

[25] Luna Guzmán José Juan, Meléndez Román Carlos G., Morán Ramírez Carlos et al. *“Criterios de ajuste y configuración para la aplicación del esquema de protección diferencial de barras en subestaciones”*. México, 12 de septiembre, 2012.

Bibliografía

Boylestad, Robert L. *“Introducción al análisis de circuitos”*. PEARSON EDUCACIÓN, México, 2004. 1248 pp.

Blackburn, J. Lewis. *“Symetrical components for power systems engineering”*. Marcel Dekker, Inc. 1993.

Comisión Federal de Electricidad, Morán Ramírez Carlos et al. *“Criterios de ajuste y configuración para la aplicación del esquema de protección diferencial de barras en subestaciones”*. México, 12 de septiembre, 2012.

Chase Steven et al. *“Bus Protection Considerations for Various Bus Types”* 69th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference Atlanta, Georgia. Del 29 de abril – 1 de mayo, 2015.

Chauvin Arnoux Group. *“Guía de la medición de tierra. Controladores de tierra y resitividad”*. Barcelona, España. Disponible en: https://www.interempresas.net/FeriaVirtual/Catalogos_y_documentos/3681/CAT_Guia_de_Medicion_de_tierra.pdf

Comisión Federal de Electricidad, Especificación G0000-62. *“Esquemas normalizados de protecciones para transformadores, autotransformadores y reactores de potencia”*. México, junio 2013. Disponible en: <http://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/d/G0000-62.pdf>.

De la Ree Jaime et al. *“Catastrophic Failures in Power Systems: Causes, Analyses, and Countermeasures”*. IEEE, VOL. 93, NO. 5, MAY 2005. pp, 1-3.

E.E. STAFF – M.I.T. *“Circuitos magnéticos y transformadores”*. Barcelona. Reverté, marzo de 2003.

Eco Umberto. *“Cómo se hace una tesis. Técnicas y procedimientos de estudio, investigación y escritura”*. 1.ª edición. Barcelona, Gedisa, 2003. 265p.

Elizondo David C. y De La Ree Jaime. *“Analysis of Hidden Failures of Protection Schemes in Large Interconnected Power Systems”*, pp. 1-5.

Enríquez Harper Gilberto. *“Elementos de diseño de subestaciones eléctricas”*. México, Limusa, 2011.

Enriquez Harper Gilberto. *“Pruebas y mantenimiento a equipos eléctricos”*. México. Limusa., 2013. 521p.

Galindo López Víctor y Candia García Filiberto. “*Guía de tesis. Documento de apoyo con criterios y especificaciones para la presentación del proyecto de tesis y elaboración del documento de investigación, para el colegio de ingeniería mecánica y eléctrica*”. Puebla, México, 2010.

Garza M. Aníbal. “*Evaluación de equipo eléctrico con técnicas de baja y alta tensión*”. Instituto Tecnológico de Puebla. Puebla, México, 2004. 154p.

Horowitz Stan y Phadke G. “*Blackouts and relaying considerations. Relaying philosophies and the future of the relay systems*”. IEEE power & energy magazine. Septiembre/Octubre 2006. pp, 1-8.

Kosow L. Irving. “*Máquinas eléctricas y transformadores*”. Reverté, 1992. 727 p.

Medina C. Mario. “*Cómo escribir una bibliografía usando el formato IEEE*”. Versión 1.1. 1ero. de agosto de 2014. Disponible en: http://www2.udel.cl/jose.espinoza/Jefe_de_Carrera/Biography_IEEE.pdf.

NFPA 70: “*National Electrical Code, International Electrical Code, Series. NEC 2005*”. 5 de agosto 2004.

Russell Mason C. “*The art & science of protective relaying. General Electric series*”. John Wiley & Sons Inc., Nueva York, NY, 1956. Disponible en: <http://www.gedigitalenergy.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>.

**Anexo 1. REPORTE FINAL DEL DISTURBIO OCURRIDO EN LA S.E.
ZOCAC DEL DÍA 18 DE MAYO DE 1997**

REPORTE FINAL DEL DISTURBIO OCURRIDO EN LA S.E. ZOCAC DEL DÍA 18 DE MAYO DE 1997

I. RESUMEN

El día 18 de mayo de 1997, a las 23:06 hrs., en la S.E. Zocac, falla Aislador Soporte en 115 kV (Diagrama anexo 1), provocando falla a tierra que nos es librada por la protección diferencial de Bus, ni por el relevador de disparo de 51N-AT1, lo que provocó la operación de los respaldos correspondientes a 230 y 115 kV mismos que liberan la falla.

De los oscilogramas obtenidos en los respaldos de 230 y 400 kV se observa que la duración de la falla fue aproximadamente de 1000 mseg., de acuerdo a los oscilogramas del Anexo 2.

II. ANTECEDENTES

Las condiciones Operativas de la S.E. Zocac eran las siguientes:

- El interruptor 73490 ZOC-ATZ en mantenimiento y sustituido por el interruptor comodín 77010.
- Las condiciones climatológicas se presentaban con lluvia y descargas atmosféricas.

III. SECUENCIA DEL EVENTO

<u>Hora</u>	<u>Evento</u>
23:06	D 92020 ZOC-AT2
	D 72020 ZOC
	O 63 AT2-86T
	O 51N-AT2
	D 93010 PBD Respaldo en Extremo Remoto

	O 67N
	D 93420 JAL Respaldo en Extremo Remoto
	O 21G Fase A Zona 3
	D 93920 MZT
	O 21G-Fase A Zona 2
	D 93630 VAE
	O 67N
	D 93620 TEX
	O 67N
	D 73930 CTM
	O OPTIMHO 21G Fase A Zona 2
	O 73310
	O LZ-92 21 Fase B Zona 1
	C/D 73310 API
	O 21 Fase B Zona 1
23:07	C/D 73930 CTM
	O 21G Fase B Zona 2
23:10	A 93620 ZOC
23:11	A 93630 ZOC
23:11	C/D 73930 CTM
	C/D 73930 CTM
23:12	C/D 73310 API
23:13	A 93010 ZOC
23:14	C 93010 PBD Energizándose la línea en vacío
23:14	A 72010 ZOC AT1
23:15	C 93010 ZOC Energizando bus de 230 kV en Zocac y el lado de alta AT1
23:15	C 93420 JAL Energizándose toda la línea
23:15	Se comunica el disturbio al personal de guardia de la Subárea de Transmisión Puebla
23:16	C 93020 MZT Energizándose toda la Línea
23:17	C 72010 ZOC (AT1) Quedando energizado momentáneamente el Bus Principal de 115kV, tomando carga los circuitos:

73920 ZOC-CHH
73950 ZOC-AXI
Se normalizan 26MW en 115kV

23:17	D	93010 PBD Respaldo en extremo Remoto
	O	67N
	D	93420 JAL Respaldo en Extremo Remoto
	O	21G Fase A Zona 3
	D	93020 MZT Respaldo en extremo Remoto
	O	21G Fase A Zona 2
23:18	A	72010 ZOC (AT-1)
	A	93010 ZOC
23:19	C	93010 PBD Queda energizado en vacío
23:20	C	93010 ZOC Energizando toda la línea y Buses de 230 kV y el AT-1 por lado de alto en Zocac.
	C	93020 MZT
	C	93420 JAL
23:22	A	73910 ZOC
23:23	A	77010 ZOC
23:23	C	73930 ZOC
23:27	C	93630 VAE Energizándose la línea en vacío
23:27	A	73920 ZOC
23:28	C	73920 ZOC se cerró por operación del 79
23:30	C	93630 ZOC Quedando energizada la línea
23:31	C	93620 TEX Quedando energizada en vacío
23:33	C	93620 ZOC Energizándose la línea
23:53	C	73310 API Tomándose carga en este Subestación 8MW de la S.E. XIT.

El día 19 de mayo de 1997

<u>Hora</u>	<u>Evento</u>
00:31	A 77011
	A 77018 Por el personal de la Zona de Tlaxcala
00:32	C 72010 Se energiza el Banco 1 de 115kV en Zocac tomándose carga

en las líneas:
73920 ZOC-CHH
73950 ZOC-AXI

00:33	C	73910 Tomándose carga la L.T. 73910 ZOC.XIT
00:34	C	73930 Quedando energizada en vacío
01:34	L	Se concede licencia No. 3009 con Registro 67298 sobre AT2 para su revisión mediante pruebas eléctricas
02:11	L	Se concede Licencia 3010 con Registro 67299 para cambio de Aislador Soporte Dañado
03:46	C	77010 por 73940 Energizándose la línea 73940 ZOC-ATZ
03:55	D	77010 por 73940
	O	21G Fase C Zona 1
		CAUSA: Falla en apartarrayo en S.E. Industria Forjamex
04:11	C	77010 Quedando energizada la línea ZOC-ATZ

IV. ANÁLISIS DEL DISTURBIO

Por la falla del Aislador Soporte del puente que conecta la cuchilla 77018 al Bus de Transferencia se origina una falla a tierra en la fase B de 115 kV, que no es librada por su Protección Diferencial de BUS, lo que ocasiona la operación del respaldo por 51N del AT2, no operando la protección de respaldo 51N-AT1 y como consecuencia de esta anomalía operan los Esquemas de Protección de Respaldo de las líneas de 230 y de 115kV en sus extremos remotos librándose así la falla.

La no operación de la Protección Diferencial de Bus de 115kV en S.E. Zocac se debió a:

- Una compensación inadecuada en los circuitos de corriente de los alimentadores 73940 ZOC-ATZ, 73930 ZOC-CTM y 72020 ZOC-AT2. (Que conformaron la obra Zocac Ampliación 1991).
- Se encontró abierto el circuito de disparo hacia el Relevador Auxiliar de esta Protección.

V. CONCLUSIONES

La falla del aislador soporte de 115kV, ocasiono falla eléctrica que no es librada por la Protección Diferencial de Barras, ni por la Protección 51N-AT1, y se libera por la operación de los Respaldos en 230 y 115 kV después de 1000 mseg., fallando los autotransformadores de las fases B y C del AT-2, por posible deficiencia de diseño.

VI. MEDIDAS CORRECTIVAS

- a) Se procedió a compensar correctamente la Protección Diferencial de barras mediante la instalación de TC's auxiliares en los circuitos faltantes.
- b) Se verificará el circuito de Disparo sobre el que actúa el Relevador Buchholz del AT2.

- c) Se verificará el Relevador 51N-AT1 y su correspondiente circuito de alimentación.
- d) Se verificará el esquema diferencial del banco AT2.
- e) Reparación de fase B del banco AT2.
- f) Cambio de 30 Cadenas de aisladores en 230 kV, de S.E. Zocac.
- g) Cambio de Aislador Soporte por Aislador columna bahía de Transferencia 77010.
- h) Sustitución de tres TC's en 115 kV de la L.T. 73930 ZOC-CTM.
- i) Sustitución de Aisladores Cantiliver de soporte Bus Terciario
- j) Instalación de Registrador de Fallas para Bancos y Líneas en S.E. Zocac.
- k) Se efectuó revisión de Puntos Calientes en toda la S.E. Zocac.
- l) Implementar las acciones complementarias para aumento de confiabilidad de S.E. Zocac (Programa Anexo)

**Anexo 2. Esquemas de protecciones de barras aplicados en
subestaciones de potencia de la CFE**

Esquema diferencial de alta impedancia operador por voltaje (tipo PVD)

Es un esquema de protección diferencial de barras (87B) de fase segregada y de alta impedancia, es decir, que cuenta con un relevador “tipo plunger” por cada fase con una unidad de alta impedancia ($3k\Omega$), consta de un capacitor e inductor conectados en serie y a un puente rectificador de onda completa. Si por alguna falla queda fuera alguna fase de la protección, significa que sólo quedaría fuera de servicio la fase donde ocurre la falla y las sanas quedan en servicio. La figura 1 muestra el diagrama de una unidad tipo plunger operada por voltaje a través de un rectificador de onda completa.

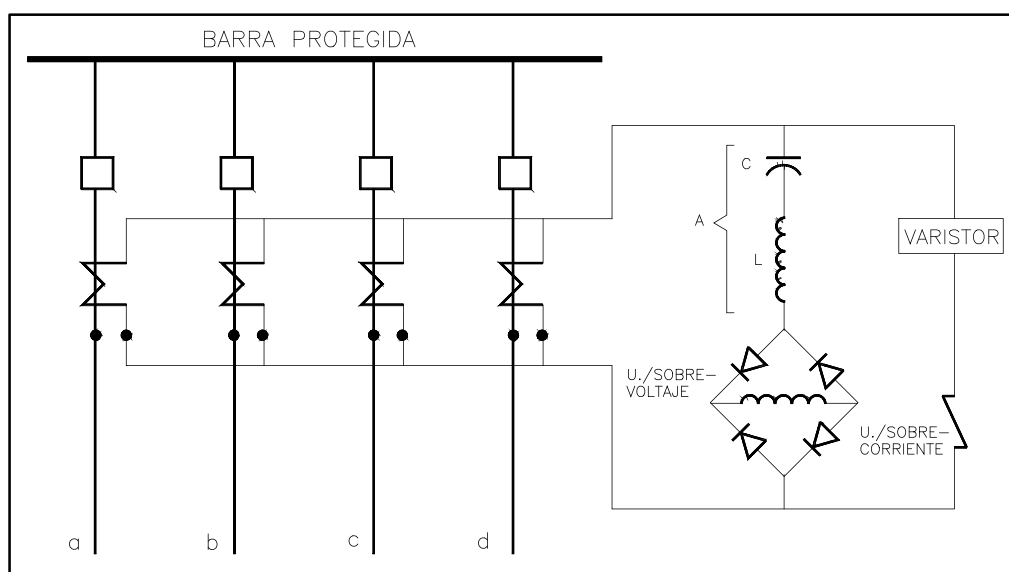


Figura 1 Diagrama de esquema de unidad tipo plunger operada por voltaje

La aplicación de este esquema requiere que los TC's utilizados sean de la misma relación de transformación (R.T.C.) y no se aceptan TC's auxiliares. De igual forma, se requiere que la resistencia del lado secundario de los TC's sea baja, para que en caso de que circulen corrientes diferenciales falsas, éstas circulen por los TC's y no por la bobina de operación del relevador de protección.

En la figura 1 se puede observar que se cuenta con un elemento A, el cual consta de un capacitor e inductor que sintoniza el circuito a la frecuencia fundamental (60 Hertz) y reduce la respuesta de los armónicos. A su vez, el elemento A se encuentra conectado en serie con un puente rectificador de onda completa que conforma la unidad de sobrevoltaje.

corrientes del sistema de tierras por los neutros y puedan provocar operaciones incorrectas.

- Las interconexiones de TC's o Bus de corriente deben realizarse, de preferencia en un punto equidistante con todos los "juegos" de TC's de los circuitos, con el objeto de que las impedancias secundarias del cableado sean iguales y así reducir un poco el efecto de la saturación del circuito con falla externa.
- En caso de Subestaciones con varios juegos de barras, este tipo de esquema no permite el "Switcheo" de corrientes para cambiar un circuito, ya sea para aumentar o reducir el nivel de tensión, puesto que recibe directamente corrientes de TC's primarios y no acepta TC's auxiliares. Para estos casos, si se requiere pasar un circuito de barras 1 a barras 2, o viceversa es necesario contar con un arreglo de Bus preferente que bloquee el esquema 2 para el esquema 1 o preferente cense las corrientes de todos los circuitos de ambas barras, para ejemplo se muestra la figura 3.

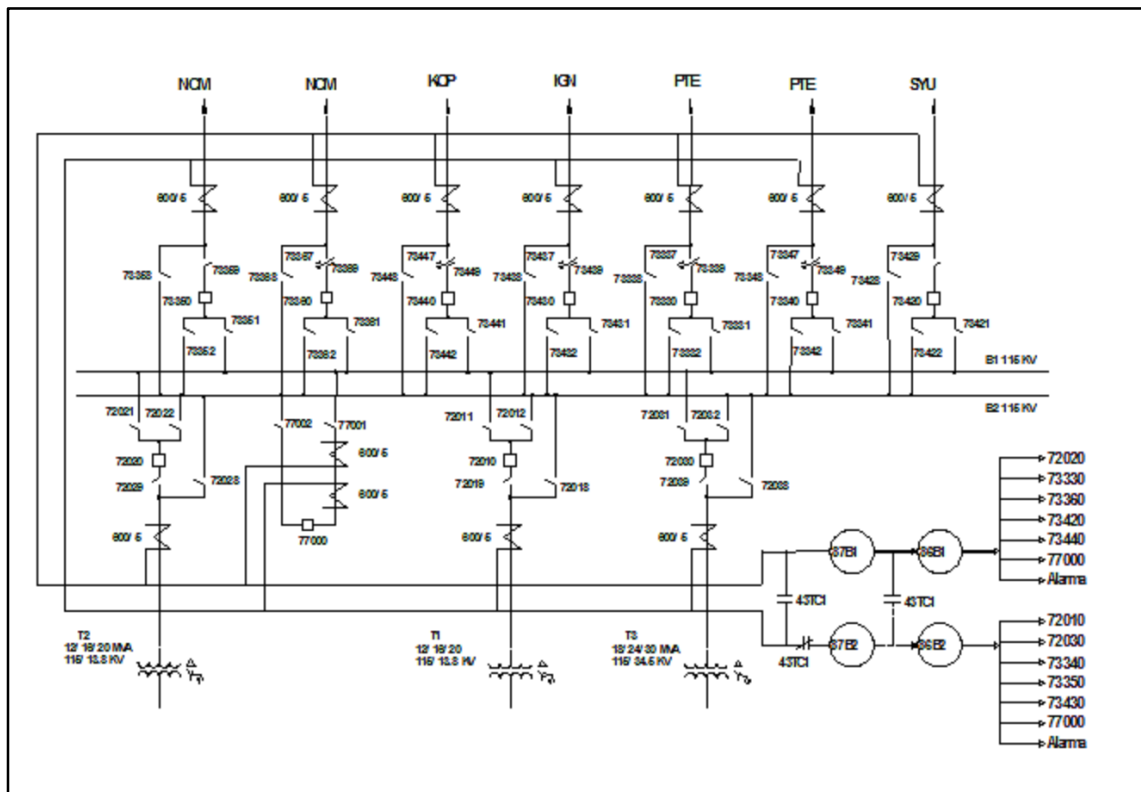


Figura 3 Diagrama unifilar de una subestación con esquema de protección diferencial de barras de alta impedancia

Esquema diferencial de barras operado con C.D. (tipo RN23)

Es un esquema de protección de fase no segregada, es decir, que no se cuenta con la indicación de la fase fallada. Este arreglo es más económico en comparación con el esquema tipo PVD, sin embargo, no es selectivo.

El esquema comienza desde las terminales secundarias de los TC's principales, las cuales se conectan a un transformador auxiliar de corriente intermedio de tres devanados primarios (transformador convertidor). La configuración de este transformador permite obtener una corriente monofásica que es utilizada por la protección diferencial en las tres fases. La señal secundaria de corriente de cada uno de los TC's convertidores llega a un TC que conforman la unidad estabilizadora y todas ellas se conectan en paralelo con el relevador diferencial formando un circuito diferencial.

La salida de los rectificadores de onda completa de la unidad estabilizadora, proporciona al relevador diferencial una señal de corriente continua estabilizada, proporcional a la suma total de las corrientes primarias de los circuitos asociados a la barra protegida. La figura 4 muestra el diagrama esquemático de la protección diferencial de barras operado con C.D., tipo RN23.

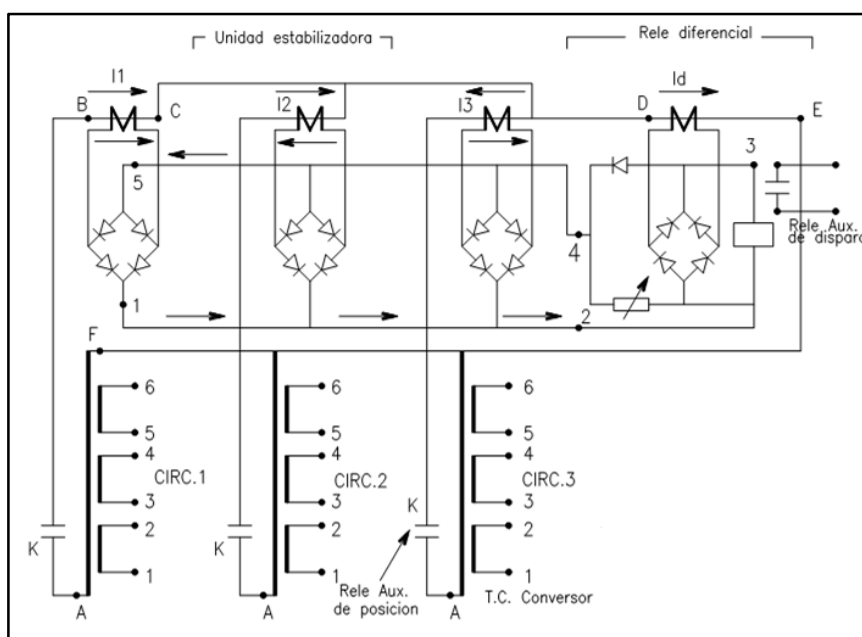


Figura 4 Diagrama esquemático de la protección diferencial de barras operado con C.D., tipo RN23

Cuando el bus a proteger está en condiciones normales de operación, la suma algebraica de las corrientes secundarias de entrada y salida deberán ser cero, y por lo tanto, la corriente diferencial que pasa por el relevador será nula. Sin embargo, cuando se presenta una falla dentro de la sección del bus, la corriente diferencial " I_d " es diferente de cero, por efecto del cambio de dirección de algunas corrientes alimentando la falla. El tiempo de operación del relevador diferencial con falla en barras es de 100mseg., aproximadamente 6 y 7 ciclos.

Conexiones del esquema a considerar

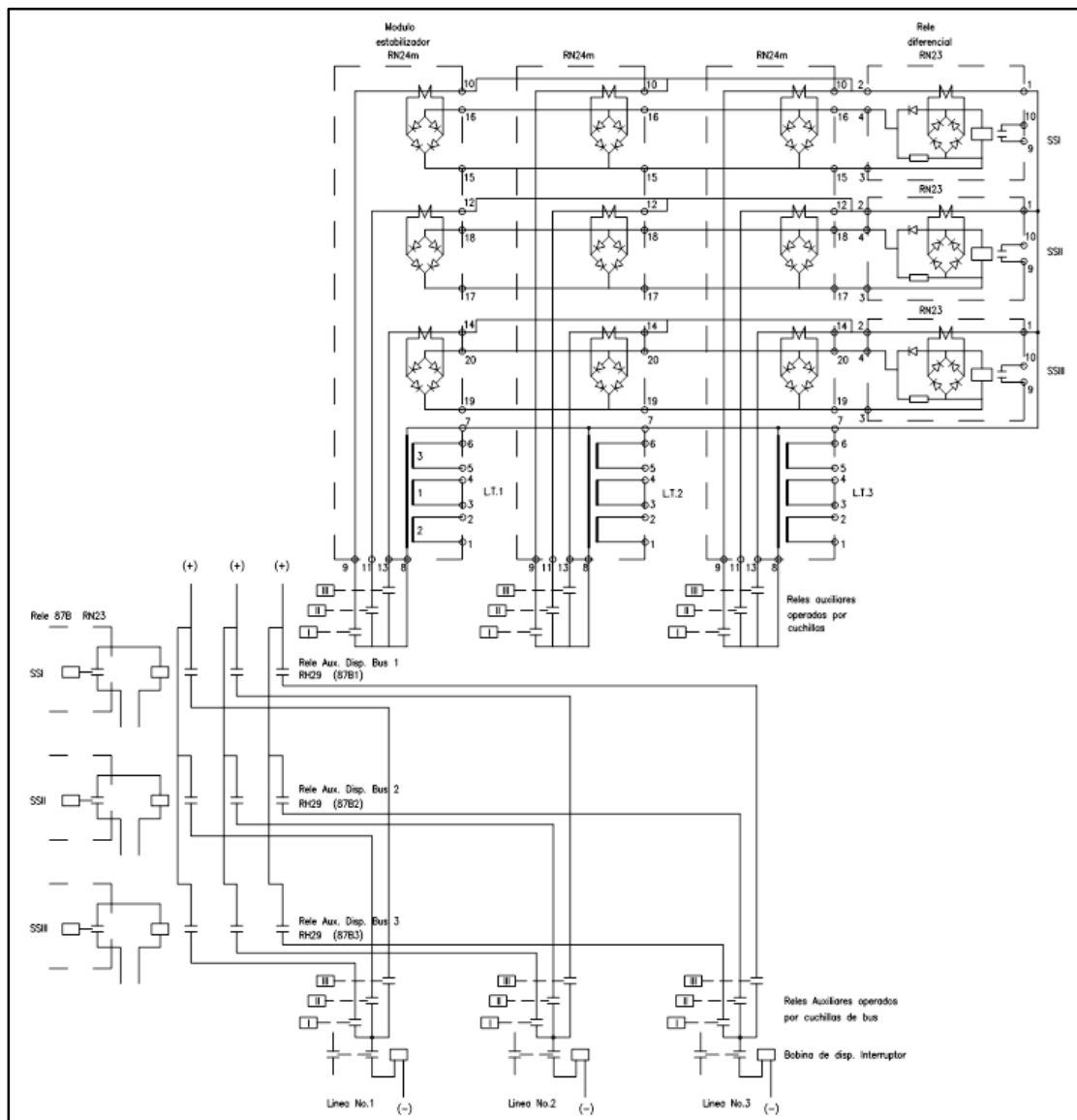


Figura 5 Esquema de protección diferencial tipo RN23 para sistema de tres barras

- El esquema tipo RN23 debe construirse de manera que no pueda impedirse la continuidad de servicio, la figura 5 ejemplifica claramente este punto, en dónde, para cada sistema de barras colectoras se posee su relevador diferencial.
- La aplicación de este esquema no tiene alguna restricción para aceptar TC's de diferente tipo y R.T.C., dado que se emplean TC's auxiliares para su operación.
- Las corrientes de los TC's de conversión circulan a través del módulo de estabilización, cuyo número debe ser igual al de las líneas (Generación, transformación, etc.).
- Cuando no todas las líneas de transmisión, transformadores, generadores, etc., de que se compone la instalación, tienen TC's de diferente relación de transformación, existe la necesidad de emplear TC's auxiliares de ajuste (3 TC's auxiliares por circuito, uno por fase).

Esquema diferencial de barras operado por voltaje (Tipo Radss)

Es un esquema de protección de fase no segregada, de igual forma, no tiene limitación para aceptar el uso de TC's de diferente tipo y relación, sin embargo, su modo de operación es a través de voltaje de corriente directa. Otra característica importante es que el esquema es de alta velocidad y tiene la habilidad de detectar las fallas en las barras, en un tiempo de 1 mseg., enviando orden de disparo de interruptores en un intervalo de 8 a 10 mseg. Lo que significa que es de operación muy rápida (medio ciclo) y por lo tanto es muy conveniente para usar.

El esquema cuenta con una serie de TC's auxiliares que se conectan a un rectificador de onda completa, de los cuales uno tiene una conexión inversa, para que en condiciones normales la suma algebraica de todas las corrientes que entren y salgan de las barras sea cero y por ende la corriente diferencial sea nula. Por otro lado, si la corriente es diferente de cero, se tendrá un desbalance de corrientes producto de la inversión de la dirección de los TC's al alimentarse la falla dentro de la zona a proteger. La figura 6 muestra el diagrama esquemático del relevador tipo RADSS para protección de barras.

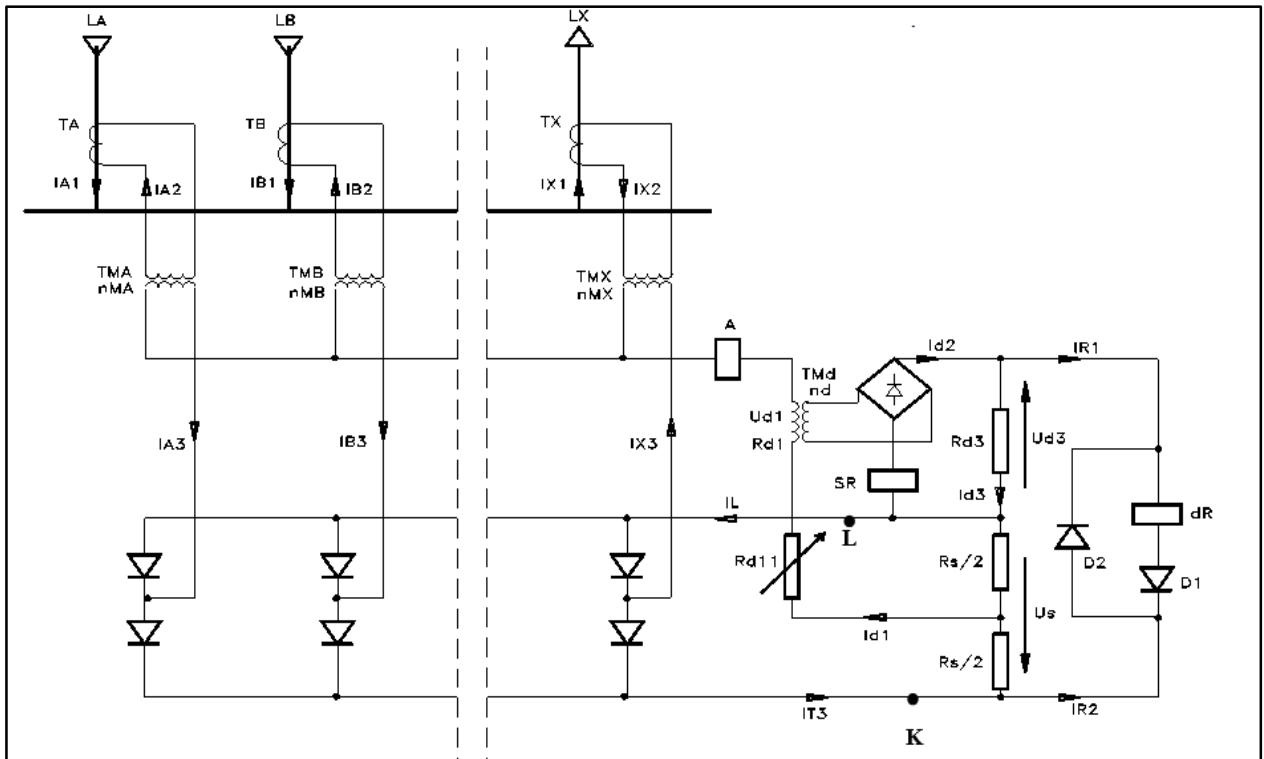


Figura 6 Diagrama esquemático del relevador tipo RADSS

Se puede observar que se cuenta con un TC auxiliar elevador, conectado a un rectificador de onda completa tipo puente y conectado en serie a un relevador de sobrecorriente que al recibir una señal de corriente ésta se intensifica por el transformador, circulando a través del puente y un relevador de sobrecorriente.

Conexiones del esquema a considerar

- La sensibilidad del relevador tipo RADSS depende de la corriente de magnetización conjunta de todos los TC's principales y auxiliares, por lo tanto, deberán verificarse los parámetros de diseño de los TC's para asegurar la confiabilidad del esquema.
- Dado que requiere un cableado menor y los circuitos de conexión son relativamente sencillos, deberá verificarse las condiciones del mismo en el tablero, que a su vez que debe estar aterrizado.
- Se deben verificar los circuitos de los transformadores de corriente auxiliares, los circuitos secundarios, los de disparo y bloqueos y lo de señales de alarma.

Esquema diferencial de barras estático operado por voltaje (7SS13)

Es un esquema de protección perfeccionado del esquema tipo RN23 en la medición de corrientes diferenciales, usando elementos de medición electrónicos. La gran ventaja que el esquema 7SS13 es la recolección de información de las corrientes conectadas a la protección, aplicando mejor la orden de disparo en un semiciclo (8mseg., aprox.). La figura 7 muestra el diagrama del principio de operación del esquema 7SS13, que suma las corrientes de las fases y en dónde, se debe cumplir que las relaciones de transformación de los TC's deben ser iguales.

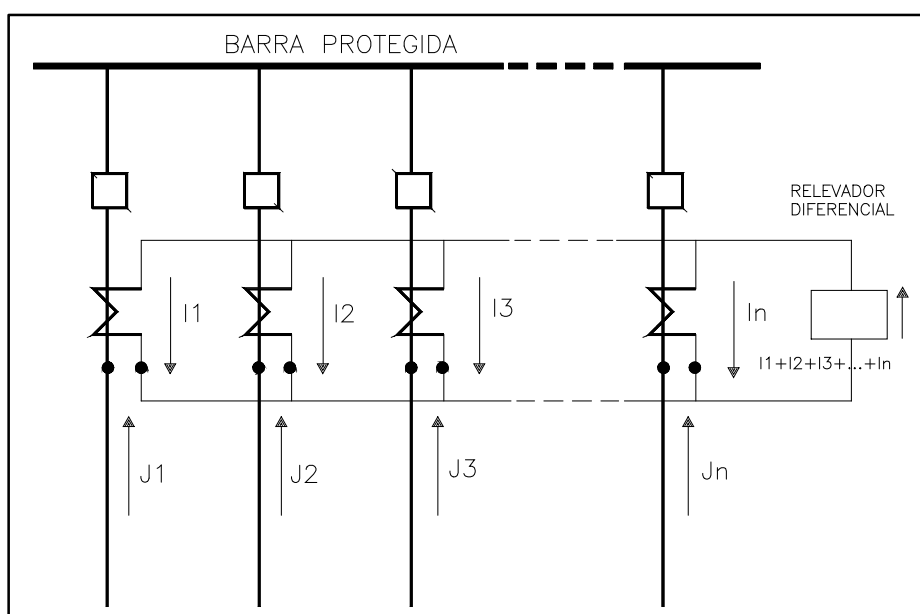


Figura 7 Diagrama esquemático del principio de operación del esquema 7SS13

Comúnmente en subestaciones eléctricas, éstas relaciones difieren debido a que cada circuito se tendrá diferente corriente nominal, lo que requiere de transformadores auxiliares para cada caso en particular. Para ello, se anteconectan transformadores adaptadores, los cuales se ajustan de tal manera que en conjunto con los transformadores principales de cada salida determinen la misma relación de transformación para cada circuito. La figura 8 muestra la protección monofásica diferencial de barra con supervisión y transformadores adaptadores para la compensación de los transformadores de corriente, en donde, se muestra la conexión de estos TC's adaptadores conectados a un circuito sumador de corrientes.

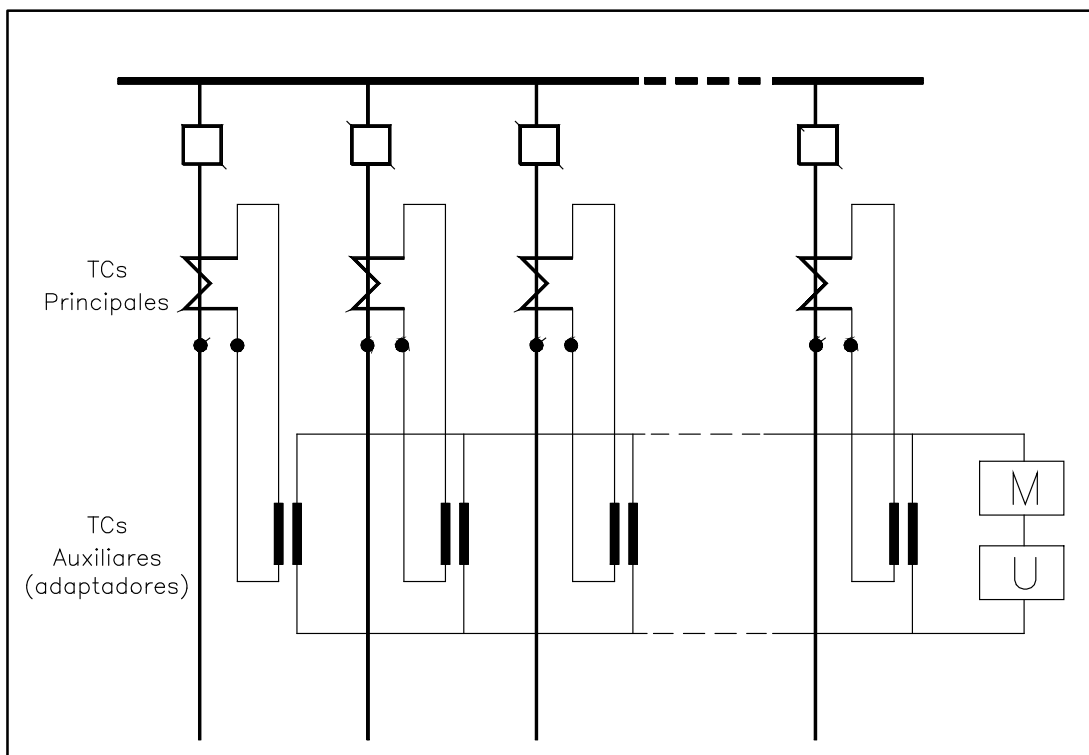


Figura 8 Protección monofásica diferencial de barra con supervisión y transformadores adaptadores para la compensación de los transformadores de corriente

El circuito sumador de corrientes consta de el elemento de medición (M) que con fallas en barra origina orden de disparo y el elemento de supervisión (U) que tiene la función de supervisar, verificando el estado de los circuitos de entrada de la protección. Si no se dispone alguna acción en contra, el elemento de disparo (M) originará una orden de disparo errónea sobre toda la barra, sin embargo, eso puede evitarse mediante el elemento de supervisión (U). Este detector ya arranca con la corriente diferencial originada con corriente de carga, del cual, transcurrido un tiempo de espera establecido para la detección de cortocircuitos, da señal de alarma y bloquea simultáneamente a la lógica de disparo.

De esta forma el elemento de supervisión evita disparos de barra con fallas exteriores aun cuando debido a un error de conexión en el circuito de entrada se dan todas las condiciones necesarias para producir un disparo. La señal de alarma dada por el elemento de supervisión llama la atención sobre la presencia del error de conexión en el circuito de entrada.

Conexiones del esquema a considerar

La figura 9 muestra el diagrama de esquema de protección diferencial de barra tipo 7SS13, en donde se resalta lo siguiente:

- Si se realizan cambios de conexión en una salida, por ejemplo, el cambio de la relación de transformación de un TC, sin que se realice un correspondiente reajuste en el circuito de entrada de la protección, entonces al entrar la línea en servicio nuevamente, aquella omisión traerá como consecuencia una corriente en el circuito sumador que no es debida a las inevitables tolerancias de los transformadores sino a un error de conexión no permitido en el circuito de entrada de la protección.
- Dado que el esquema acepta TC's de la misma relación de transformación, las corrientes que circulan en el secundario de TC's primarios definen en parte la corriente aceptada por los transformadores adaptadores (MA) y (MS), que independientemente de la dirección de circulación instantánea de cada una de las corrientes primarias, la corriente corregida por el puente rectificador llevará siempre una misma dirección.

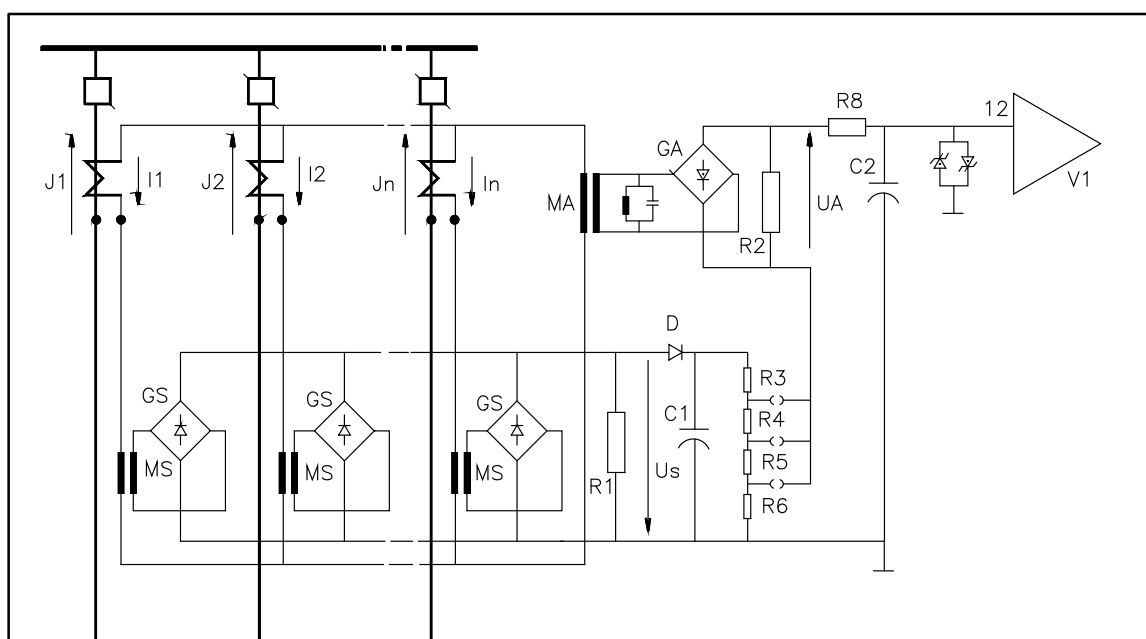


Figura 9 Diagrama de esquema de protección diferencial de barra tipo 7SS13

Relevadores diferenciales de barras numéricos

Es un tipo de protección digital moderna que en cuestiones de seguridad todas las entradas de TC's y TP's, se encuentran separadas galvánicamente entre sí, lo que permite separar algunos circuitos eléctricamente. Además, permite tener comunicación de manera local y remota para el monitoreo y medición, usualmente este tipo de protección es empleada en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión. La figura 10 muestra el esquema de una protección digital en una subestación de alta tensión.

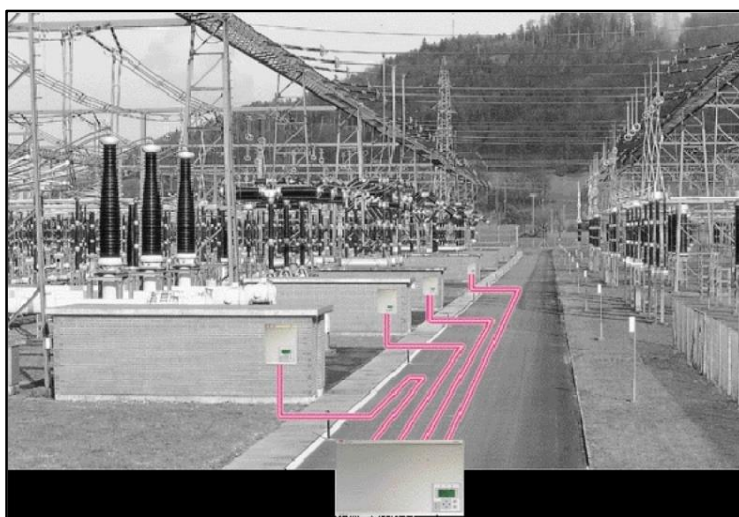


Figura 10 Esquema de protección digital en una subestación de alta tensión

La protección digital utiliza relevadores que realizan conversiones analógicas a digitales, usando las cantidades de entrada analógicas (corriente) que son muestreadas con una tasa constante de muestreo y son transferidas luego a los correspondientes valores numéricos. Éstas conversiones, se hacen con la finalidad de introducir los valores numéricos en algoritmos propios de la protección, que determinan si existe falla o no y si es interna o externa. Los algoritmos procesan los vectores de corriente complejos los cuales se obtienen por análisis de Fourier y que contienen solamente el componente de la frecuencia fundamental.

La mayoría de los esquemas de protección diferencial de barras digital con el afán de tener un esquema de protección de barras confiable y seguro, dispone de dos algoritmos y son:

- 1) Característica pendiente porcentual
- 2) Característica de comparación direccional de corrientes

Para la característica de pendiente porcentual se utiliza un algoritmo de corriente diferencial estabilizada. Las corrientes se evalúan para cada fase y para cada sección de barras (zona de protección), lo que significa que son de fase segregada.

Para la característica de comparación direccional de corrientes se determina el flujo de energía e involucra la comparación de fases de las corrientes de todos los alimentadores conectados a una sección de barras, comparando los fasores con la frecuencia fundamental. En caso de una falla interna, todas las corrientes de los alimentadores tienen aproximadamente el mismo ángulo de fase, mientras que durante operación normal o durante una falla externa al menos una corriente está desfasada aproximadamente 180° comparada con las otras. Dependiendo del ángulo de fase de la falla, el tiempo de disparo varía entre 20 - 30 mseg, que incluye el tiempo del relé auxiliar de disparo.

Conexiones del esquema a considerar

Control Centralizado

Las unidades de bahía individuales se montan en tableros, los cuales pueden contener varias unidades de bahía, los tableros y la unidad de procesamiento central se instalan dependiendo del tamaño del sistema en uno o varios tableros. La figura 11 muestra el esquema 87B de control centralizado.

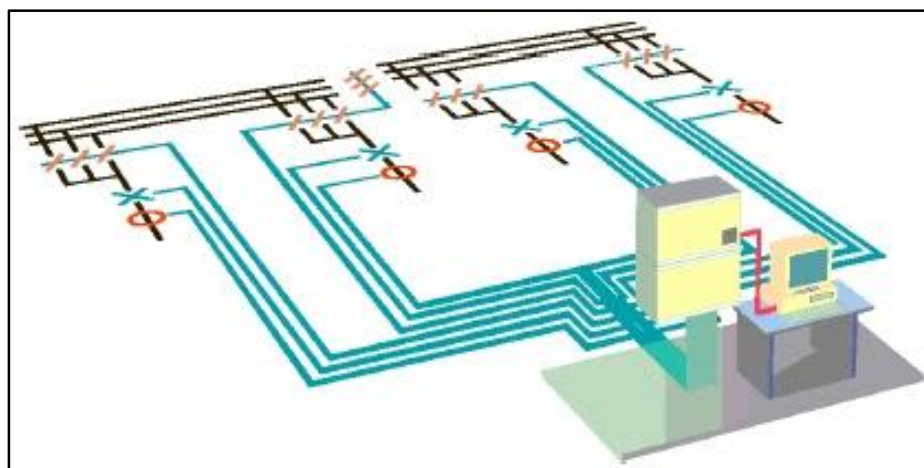


Figura 11 esquema 87B de control centralizado

Control Distribuido

Las unidades de bahía se instalan en cajas o tableros asociados a la bahía correspondiente, están distribuidos en la subestación y se conectan a la unidad de procesamiento central por medio de cables de fibra óptica. La unidad de procesamiento central está normalmente ubicada en un tablero centralizado o en la caseta de control. La figura 12 muestra el esquema 87B de control distribuido.

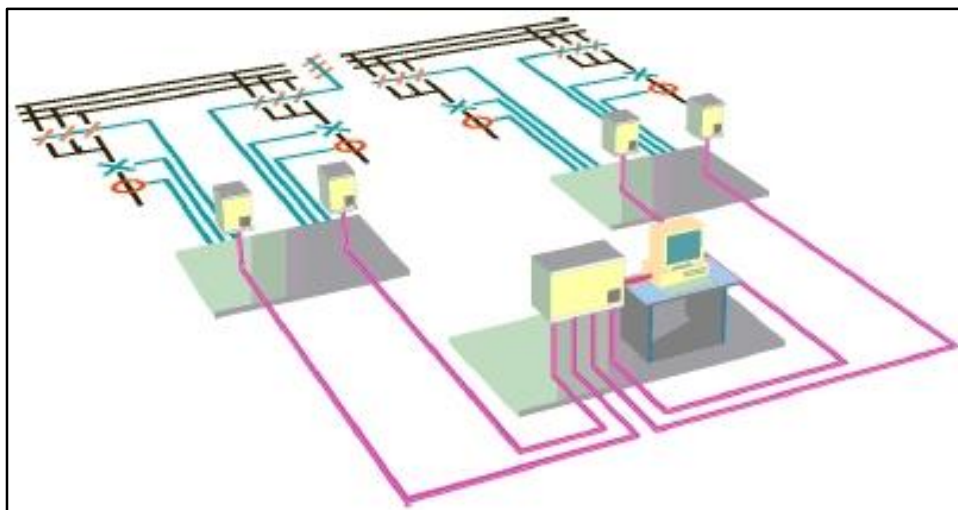


Figura 12 esquema 87B de control distribuido

El esquema de protección se conforma de dos tipos de módulos:

Módulo “Unidad de Bahía” (Bay Unit): Que tiene la función de medir las corrientes secundarias de los TC’s, monitorea las condiciones de interruptor, cuchillas cerradas y genera el disparo correspondiente a su propio interruptor. Cada módulo de bahía consiste en una caja que incluye todos los procesos electrónicos como: entradas analógicas, entradas binarias, centro de procesamiento, salidas binarias y fuente de alimentación. Los contactos de disparo pueden utilizarse directamente en el circuito de disparo de los interruptores.

Módulo “Central o unidad central” (Central Unit): Que tiene las funciones de procesar las señales de corrientes y estados de cuchillas e interruptores, así como los módulos de bahía; concentra la comunicación de acceso a cada módulo, mantiene la sincronización de reloj de cada módulo, en caso de falla interna o externa toma la decisión de disparo, enviando a cada módulo la señal correspondiente para cada interruptor involucrado.