

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la Obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

TÍTULO:

**“ANÁLISIS DEL EFECTO DE RESONANCIA EN LOS
TRANSFORMADORES DE PEDESTAL HASTA 250KVA
TRIFÁSICOS”**

AUTORES:

BORIS BYRON CARPIO BECERRA

EDWIN FABRICIO LLIVICURA ZHINGRI

DIRECTOR:

ING. PABLO DANIEL ROBLES LOVATO. MSC.

CUENCA-ECUADOR

Marzo 2015

Los conceptos, análisis y conclusiones desarrollados en el presente trabajo, son de completa responsabilidad de los autores.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Boris Carpio Becerra', with a stylized, cursive script.

Boris Carpio Becerra

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Edwin Llivicura Zingri', with a stylized, cursive script.

Edwin Llivicura Zingri

DECLARACIÓN

Nosotros, Boris Byron Carpio Becerra y Edwin Fabricio Llivicura Zhingri, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Universidad Politécnica Salesiana, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Boris Carpio Becerra



Edwin Llivicura Zhingri

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo “ANÁLISIS DEL EFECTO DE RESONANCIA EN LOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS TIPO PEDESTAL HASTA 250KVA”. Realizado por Boris Byron Carpio Becerra y Edwin Fabricio Llivicura Zhingri, fue desarrollado bajo mi supervisión.



Ing. Pablo Robles Lovato. MsC.

DEDICATORIA

Es un grato gesto el poder dedicar este proyecto de tesis a mi familia entera en principal a mis padres que han estado presente en cada momento de mi vida incondicionalmente apoyándome guiándome a mis sobrinos que son el eje motor para seguir adelante, no desfallecer ante situaciones adversas y cumplir con mi mente trazada brindándoles esta alegría.

Boris

Es muy satisfactorio y de gran alegría poder dedicar este proyecto en primer lugar a mis Padres que han sido pilar fundamental con su incondicional apoyo para poder lograr este objetivo tan anhelado en mi vida, a mi hermano por acompañar en este largo trayecto, a mi familia por creer en mí y ser la motivación para no darme por vencido y poder concluir esta meta.

Edwin

AGRADECIMIENTOS

Primero agradezco a Dios por haberme brindado una gran familia a mis padres Miguel y Ruth los cuales me han apoyado de manera incondicional, para poder cumplir un objetivo más de mi vida, a mis hermanos Mónica, Xavier, Geovanny, Lorena y Fabián les agradezco por compartir sus experiencias por apoyarme en los momentos más duros de mi vida, para mis sobrinos y sobrinas que son el motor de mi vida la fuerza que me mantiene de pie para seguir luchando y cumplir con lo prometido

De la misma manera agradezco a mis amigos amigas que me han apoyado casi o igual que mi familia, por estar incondicionalmente en los buenos y malos momentos en especial a mi compañero de tesis Edwin Llivicura quien me apoyo al máximo para culminar con la meta trazada.

Agradezco de manera especial a mi director de tesis Ing. Pablo Robles MsC, por guiarnos, resolver nuestras dudas y sobre todo por cumplir nuestra meta trazada

Boris

Agradezco primero a Dios por darme una gran familia, y poner en mi camino a personas que me guiaron para alcanzar esta meta, en especial a mis padres José y Teresa siempre apoyándome incondicionalmente, para poder alcanzar este objetivo muy importante en mi vida, a mi hermano Joselo que siempre estuvo ahí para darme ánimos cuando quería darme por vencido, a mi tío Luis que siempre estuvo ahí al pendiente de mí en los buenos y malos momentos que pasaba, gracias por confiar en mí nos les defraude.

De igual manera agradezco a mis amigos, gracias por estar ahí en las buenas y en las malas, sobre todo dándome ánimos, en especial a mi compañero de tesis Boris Carpio con quien sacamos juntos esta meta más en nuestras vidas.

Sobre todo de manera muy especial a nuestro director de tesis el Ing. Pablo Robles. MsC, por su experiencia, conocimientos y su ayuda para resolver todas nuestras inquietudes en el tema y de esta manera poder culminar con éxito este proyecto de tesis.

Edwin

RESUMEN

En base a las nuevas políticas implementadas por el estado Ecuatoriano a través del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) y la nueva Ley del Sector Eléctrico bajo el decreto 418 ha permitido la implementación y el crecimiento de la utilización de los transformadores de tipo pedestal trifásicos. Al haber una demanda en crecimiento, en la utilización de los transformadores de tipo pedestal debido a sus múltiples ventajas con respecto a los transformadores convencionales, han surgido fallas la cual ponen en riesgos tanto los equipos eléctricos la confiabilidad y el suministro eléctrico continuo hacia el usuario.

Debido a estas fallas hemos visto necesario hacer el análisis e implementar una solución, al suscitarse un desperfecto en la red eléctrica de media tensión se presenta el efecto de ferro-resonancia, este efecto hace que los equipos sufran averías y tengan un funcionamiento de forma irregular hasta su colapso total debido a la presencia de sobre-voltajes. Este efecto es producto de la admitancia del conductor neutro a tierra de la acometida en media tensión frente a la impedancia de magnetización del transformador tipo pedestal, que debido a su conexión estrella-estrella, y cuando n (neutro) es cero es decir que la corriente no se adelanta o retrasa a la tensión.

Este tema de investigación hace un enfoque a la falla línea-tierra, teniendo como objetivo principal el de analizar e implementar una solución, la cual evite que un transformador de tipo pedestal trifásico entre en el efecto de ferro-resonancia. Dicho análisis se efectuó para transformadores con potencias que van desde 30 KVA a 250KVA.

En el estudio del RBC (Relación Beneficio Costos), en base a las normas de crecimiento y del tiempo de vida útil de una estación de transformación que la Empresa Regional Centro Sur rige, se realizó un análisis de relación costo beneficio para determinar desde que año iba a ser factible la implementación de dichos equipos y que tan rentables puede llegar a ser nuestra propuesta, aclarando que no se ejecutó un análisis de crecimiento de la demanda.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	vii
Índice de figuras.....	x
Índice de tablas	xi
GLOSARIO DE TÉRMINOS	xii
CAPÍTULO 1	1
CONCEPTOS GENERALES	1
1.1 MARCO TEÓRICO.....	1
1.1.1 Justificación	1
1.1.2 Alcance	2
1.2 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	2
1.2.1 Rayos y sobre-tensiones en equipos.....	2
1.3 TRANSFORMADORES DE PEDESTAL.....	3
1.3.1 Características de los transformadores tipo pedestal	4
1.4 CONSTITUCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE PEDESTAL.....	6
1.4.1 Transformadores tipo pedestal radial	6
1.4.2 Transformadores tipo pedestal mallado.....	7
1.4.3 Constitución interna de los Transformadores tipo Pedestal.....	8
1.5 FUNCIONAMIENTO Y UTILIDADES DEL TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL	11
1.5.1 Principio de funcionamiento de un transformador tipo pedestal	11
1.5.2 Utilidades del transformador de tipo pedestal.....	13
1.6 CIRCUITO EQUIVALENTE Y TIPO DE CONEXIONES	14
1.6.1 Circuito equivalente	14
1.6.2 Tipos de conexiones	15
1.7 FERRO-RESONANCIA	16
CAPÍTULO 2	19
2.1 DETERMINAR DÓNDE SE PRODUCE LA FALLA	19
2.1.1 Puntos de operación sobre la curva de magnetización	19
2.1.2 Variación de capacitancia del cable respecto a tierra.....	21

2.1.3	Variación de la tensión aplicada al transformador	22
2.2	CUÁLES SON LOS EFECTOS DE LA FERRO-RESONANCIA	23
2.2.1	Distorsión de la forma de onda	24
2.2.2	Fallas y daños en los pararrayos	25
2.2.3	Sobrecarga debido a Tosen por tener material magnético en el núcleo del transformador	26
2.2.4	Perdidas en los conductores de potencia	26
2.2.5	Calentamiento en partes metálicas de los transformadores	27
2.2.6	Ruido audible.....	27
2.2.7	Incremento del esfuerzo eléctrico en las terminaciones de los cables de media tensión soterrados	28
2.3	PUNTOS MÁS CRÍTICOS PARA LAS FALLAS.....	28
2.3.1	Líneas de Distribución (Método Carson)	29
2.3.2	Análisis del punto crítico de las fallas mediante Carson y Kron	35
2.4	SOLUCIONES DEPENDIENDO EL TIPO DE FALLA.....	46
2.4.1	Datos para la calibración del Relé 51.....	48
2.4.2	Ajuste del relé 51 para un transformador de tipo pedestal a diferentes potencias49	
CAPÍTULO 3	52
3.1	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	52
3.1.1	Análisis de la corriente de corto circuito en media tensión.....	52
3.1.2	Análisis de la solución propuesta.....	53
3.2	PRUEBAS TEÓRICAS RELACIONAS COSTO - BENEFICIO	54
3.2.1	Datos para obtener Costo totales de implementación la solución	55
3.2.2	Datos para obtener Beneficios totales de implementación la solución.....	56
3.2.3	Datos para obtener la tabla Relación Costo - Beneficio de la propuesta	56
3.2.4	Análisis Costo beneficio para un transformador 30 kVA	57
3.2.5	Análisis Costo beneficio para un transformador 50 kVA	58
3.2.6	Análisis Costo beneficio para un transformador 75 kVA	59
3.2.7	Análisis Costo beneficio para un transformador 100 kVA	60
3.2.8	Análisis Costo beneficio para un transformador 150 kVA	61
3.2.9	Análisis Costo beneficio para un transformador 200 kVA	62
3.2.10	Análisis Costo beneficio para un transformador 250 kVA	63
3.3	ANTECEDENTES	64
3.4	RECOLECCIÓN DE DATOS.....	65

CAPÍTULO 4	67
4.1 CONCLUSIONES	67
4.2 BIBLIOGRAFÍA.....	69
4.3 RECOMENDACIONES	71
ANEXOS.....	72

Índice de figuras

Figura1. 1 Transformador tipo Pedestal [6].	4
Figura1. 2 Transformador tipo pedestal radial. [6]	6
Figura1. 3 Transformador tipo pedestal mallado. [6]	7
Figura1. 4 Núcleo tipo Columna trifásico [3]	9
Figura1. 5 Núcleo tipo Acorazado Trifásico [3]	9
Figura1. 6 Funcionamiento de un transformador en vacío	11
Figura1. 7 Funcionamiento de un transformador con carga	12
Figura1. 8 Circuito equivalente transformador tipo pedestal mallado. [7]	15
Figura1. 9 Circuito equivalente transformador tipo radial [7]	15
Figura1. 10 Conexión triángulo (1) y Conexión Estrella (2) [7]	15
Figura1. 11 Conexión tipo YYn0 [7]	16
Figura1. 12 Ejemplo de instalación propia para la separación de ferro-resonancia [19]	17
.....	
Figura 2. 1 Circuito LC serie no lineal [19]	19
Figura 2. 2 Punto de Operación. [19]	20
Figura 2. 3 Efecto de la variación de la capacitancia [19]	21
Figura 2. 4 Efecto de la variación de tensión E [19]	22
Figura 2. 5 Curva típica de capacidad de operación en sobre-voltajes para pararrayos [10]	25
Figura 2. 6 Corrientes parásitas en el núcleo [10]	26
Figura 2. 7 Curva de Magnetización de Tousen [1]	28
Figura 2. 8 Esquema de conductores.....	30
Figura 2. 9 Estructura utilizada en Media Tensión	32
Figura 2. 10 Estructura del sistema de distribución	36
Figura 2. 11 Estructura del sistema de distribución subterránea [17]	37
Figura 2. 12 Disposición de conductores Ejes trifásicos.....	39
Figura 2. 13 Redes de secuencia interconectadas	43
Figura 2. 14 Impedancia Z45	44
Figura 2. 15 Seccionar Trifásico	47
Figura 2. 16 Tecnología Smart Grid	48
Figura 2. 17 Rangos de Tap típicos y ajustes de sobre-corriente temporizado de Relés	50
.....	
Figura 3. 1 Disyuntor Automático con mando mecánico [n]	65

Índice de tablas

Tabla 1. 1 Partes del Transformador Pedestal tipo Radial	7
Tabla 1. 2 Partes del Transformador Pedestal tipo Malla	8
Tabla 2. 1 Datos generales del sistema	35
Tabla 2. 2 Constantes del sistema	35
Tabla 2. 3 Datos de los conductores Fase y neutro del sistema	36
Tabla 2. 4 Distancia del eje del piso como Y	36
Tabla 2. 5 Posiciones del eje del poste como X	37
Tabla 2. 6 Datos generales del sistema	37
Tabla 2. 7 Constantes del sistema	37
Tabla 2. 8 Datos de los conductores Fase y neutro del sistema	38
Tabla 2. 9 Distancia del eje del piso como Y	38
Tabla 2. 10 Posiciones del eje del poste como X	38
Tabla 2. 11 Impedancias de secuencia	40
Tabla 2. 12 Impedancia Z_{45} y Admitancia Y_{45}	41
Tabla 2. 13 Valores de I_{cc} de los transformadores hasta 250 KVA	42
Tabla 2. 14 Valores de las impedancias conductores aluminio	45
Tabla 2. 15 Rango de acción de distancias aplicadas	45
Tabla 2. 16 Corrientes de corto circuito	46
Tabla 2. 17 Ajustes del Relé de acuerdo a la potencia de Transformador	51
Tabla 3. 1 Valores Iniciales de los equipos	54
Tabla 3. 2 Datos generales del transformador y equipos	57
Tabla 3. 3 Relación costo beneficio (transformador de 30 KVA)	58
Tabla 3. 4 Datos generales del transformador y equipos	58
Tabla 3. 5 Relación costo beneficio (transformador de 50 KVA)	59
Tabla 3. 6 Datos generales del transformador y equipos	59
Tabla 3. 7 Relación costo beneficio (transformador de 75 KVA)	60
Tabla 3. 8 Datos generales del transformador y equipos	60
Tabla 3. 9 Relación costo beneficio (transformador de 100 KVA)	61
Tabla 3. 10 Datos generales del transformador y equipos	61
Tabla 3. 11 Relación costo beneficio (transformador de 150 KVA)	62
Tabla 3. 12 Datos generales del transformador y equipos	62
Tabla 3. 13 Relación costo beneficio (transformador de 200 KVA)	63
Tabla 3. 14 3.14 Datos generales del transformador y equipos	63
Tabla 3. 15 Relación costo beneficio (transformador de 250 KVA)	64
Tabla 3. 16 Comparación de los transformadores RBC	66

GLOSARIO DE TÉRMINOS

NBI	Nevel Basic Isolation	Nivel Básico de Aislamiento
Kraft		Tipo de papel semejante a madera
e_1		Voltaje de Alimentación en el Primario
e_2		Voltaje de Salida del Secundario
i_0		Corriente en el Transformador
ϕ		Campo Magnético en el Transformador
N_1		Número de Espiras en el Primario
N_2		Número de Espiras en el Secundario
YYn0		Conexión de Transformador tipo Pedestal sin desfase
RMS	Root Mean Square	Raíz Media Cuadrática
LC		Circuito Conformado por Bobina y Condensador
XL		Reactancia Inductiva Generado por Bobina
XC		Reactancia Capacitiva Generada por Condensador
VL		Voltaje de Línea
Vf		Voltaje de Fase
E_{rms}	Volt Root Mean Square	Voltaje Eficaz
$C_{1,2,3}$		Capacitancias Varían con el Transformador
X_c/X_m		Relación de Impedancia
K		Resultado de la Relación de Impedancia
MCOV	Maximun Continuos Operating Voltage	Máximo Voltaje de Operación Continua
β		Campo Magnético
H		Intensidad del Campo Magnético
E		Campo Eléctrico Inducido
XLPE		Polietileno Reticulado

ΔP	Pérdidas de Potencia
Z_{bus}	Impedancia del Bus
Z_{ii}	Impedancias posición i
R_{ii}	Resistencia Eléctrica Conductor
jX_{ii}	Reactancia Propia del Conductor
CR_{ii}	Resistencia Propia del Conductor
jC_{ii}	Inductancia Propia del Conductor
CX_{ii}	Capacitancia Propia del Conductor
CX_{ik}	Capacitancia Mutua del Conductor
D_e	Conductor Ficticio de Tierra
S_{ik}	Ecuación de la Recta para los Conductores
Y_i	Distancia en el Eje de las Ordenadas
L	Longitud
N	Línea Neutra de la Red Trifásica
D_{ik}	Ancho de los Conductores
F1	Fase A
F2	Fase B
F3	Fase C
N	Constantes del Conductor
Y	Tierra
Z_p	Matriz Reducida
Z_{11}	Matriz Resultante de la Reducción de Kron 3X3
Z_{12}	Matriz Resultante de la Reducción de Kron 3X2
Z_{21}	Matriz Resultante de la Reducción de Kron 2X3
Z_{22}	Matriz Resultante de la Reducción de Kron 2X2
Z_s	Matriz de Secuencia
P_i	Valor de Pi radianes 3,1415
<i>RMG</i>	Middle Geometric Radio Radio Medio Geométrico

Z_0	Impedancia de Secuencia 0
Z_1	Impedancia de Secuencia 1
Z_2	Impedancia de Secuencia 2
I_{ccri}	Corriente de Corto Circuito en el Nodo
$I_{cctrafo}$	Corriente de Corto Circuito del Transformador
$I_{cto\ cto}$	Corriente de Corto Circuito de la Línea
V	Voltaje
I_{cc}	Corriente Circuito de Corto Circuito
Z_{45}	Impedancia Neutro Tierra
Z_F	Impedancia de Falla
Y_{45}	Admitancia de Falla
I_0	Corriente de Secuencia 0
I_1	Corriente de Secuencia 1
I_2	Corriente de Secuencia 2
V_F	Voltaje de Falla
E.E.R.C.S	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur
I_n	Intensidad Nominal
P_{cc}	Potencia de Corto Circuito
ITC	Corriente de los Transformadores de Corriente
I_s	Corriente Secundario de los Transformadores de Corriente
RTCIn	Relación de transformadores de Corriente de I nominal
n%	Rendimiento del Transformador de Corriente
PICK UP	Corriente sin daño
TD	Repuesta del Relé 51
RBC	Relación Beneficio Costo
VAI	Valor Actual de Ingresos
VAC	Valor Actual de Costos
K_a	Costo de Amortización

$K_a \Delta P_o$	Costo de Amortización de las Pérdidas de Hierro
K_a <i>calibración</i>	Costo de Amortización de la Calibración
K_i	El Costo Inicial
T_a	Tiempo de Vida Útil del Equipo
F_o	Costo del Transformador
K_r	Costo de Reparación Capital
K_m	Costo de Mantenimiento
K_l	Costo de Liquidación
f_c	Factor de Capacidad del Transformador
T_e	Tiempo de Operación del año en Horas
ΔP_o	Costo de Perdidas de Hierro
C_p	Coefficiente de Potencia
$K_a \Delta P_k$	Costo de Pérdidas de Potencia en el Cobre
P_k	Pérdidas de Potencia en el Cobre
$S(t)$	Demanda de la Carga Instalada
S	Carga Instalada del Transformador
r_i	Tasa Pasiva del Banco Central
t	Tiempo de vida Útil de los Equipos 15 años
VAN	Valor Actual Neto
MT	Media Tensión

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES

1.1 MARCO TEÓRICO

En el Ecuador el empleo de los transformadores trifásicos tipo pedestal se ha incrementado, debido a las prestaciones que éste nos brinda por tener frente muerto, como también los problemas que se generan en el momento de ocurrir la ausencia de una fase en el sistema eléctrico de distribución en media tensión, debido a su conexión estrella – estrella facilita la presencia de Ferro-resonancia.

Las fallas más comunes en el sistema eléctrico de distribución en media tensión son debidas a sobre-tensiones y sobre-corrientes. Si la falla no es corregida en corto tiempo el transformador trifásico tipo pedestal puede dejar de funcionar y tener una avería considerable.

1.1.1 Justificación

Las metrópolis, ciudadelas, centro educativos, edificios entre otros están optando por esta tecnología, debido a las nuevas disposiciones gubernamentales en el uso de redes soterradas, la oposición al cambio genera nuevos retos para las empresas distribuidoras, también hay que tener en cuenta los tipos de conexiones que tiene los transformadores tipo pedestal en la parte interna de ellos ya que las fallas más comunes se presentan en el enlace con la media tensión, la conexión de estos transformadores no son del tipo DYn5, la cual es la más común en los transformadores trifásicos normales. Este tipo de conexión impide que el transformador entre en resonancia magnética, por la configuración ya citada anteriormente, la cual no posee los transformadores de tipo pedestal a la cual nuestro tema está enfocado para determinar los motivos del por qué los transformadores tipo pedestal no tienen este tipo de conexión y cuáles pueden ser las posibles soluciones para evitar estos inconvenientes, brindando ayuda a las empresas eléctricas a minimizar los tiempos de frecuencias de interrupción del suministro eléctrico obteniendo un beneficio en la energía no suministrada.

1.1.2 Alcance

En el presente proyecto se pretende determinar donde se provoca la resonancia magnética, cuales con los motivos o efectos que se generan dentro del transformador, cuáles son las primeras protecciones que dejan de funcionar y en qué tiempo de estar presente la falla el transformador de tipo pedestal deja de funcionar.

Con esta investigación lo que se desea lograr son las posibles soluciones para evitar que las fallas que se presenten en la redes de media tensión no provoquen alteraciones en los Transformadores tipo Pedestal e indicar si son o no perjudiciales al mismo.

1.2 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

Estudiaremos los fenómenos que causan la resonancia a los transformadores trifásicos tipo pedestal. Dando una explicación teórica de las fallas que ocasionan daños a estos equipos.

1.2.1 Rayos y sobre-tensiones en equipos

Las corrientes de un rayo genera sobretensión cuando se produce una descarga a tierra por el impacto directo sobre las redes eléctricas, especialmente sobre los transformadores, pueden causar fallos catastróficos en los equipos, las corrientes inducidas por la caída de rayos en las proximidades también pueden resultar muy perjudiciales, al igual que sobre-tensiones transitorias debidas a conmutaciones de la compañía eléctrica, maquinaria de gran potencia o descargas electrostáticas.

El voltaje de flameo de impulso crítico que aparece después de una descarga está afectado por el campo electrostático y electromagnético del ambiente en el que esté el sistema de distribución, la manera de predecir la relación entre las características de una descarga y el voltaje inducido es a través del modelo electro-geométrico en la estructura.

El objetivo de este modelo es determinar las distancias que ocasionen ya sea una falla o no del suministro eléctrico, o generen un voltaje inducido, donde el punto de impacto de una descarga teniendo en cuenta su intensidad máxima de corriente y la localización de su canal por medio de distancias mínimas o máximas.

Es evidente pues la importancia que tiene proteger los equipos de comunicaciones frente a este tipo de sobre-tensiones. Algunos fabricantes incluyen esta protección (pararrayos) en sus equipos, pero en otros casos se debe instalar para evitar los efectos producidos por la descarga como: sobretensión transitoria, pulso electromagnético, pulso electroestático entre otros fenómenos, tener en cuenta un sistema de puesta a tierra para evitar en lo posible ferro-resonancia.

Las sobre-tensiones se producen por la descarga directa de fenómenos atmosféricos en nuestro caso (rayos) en la cual la probabilidad es mínima debido al modelo de esfera rodante por el efecto mismo del cono que genera el pararrayo y por los edificios colindantes, también se debe aclarar que tipo de pararrayo se usa según el modelo de Franklin sobre el sistema de protección del edificio o instalación, donde se encuentra el transformador, así como los conductores de potencia secundarios.

En tales casos, aunque la corriente transitoria de un rayo se comporta como una onda viajera, que tiene velocidad de ida y de vuelta que se va atenuando a medida que se descarga en varios puntos de la instalación, el cual fluye a través de los protectores instalados similares a la magnitud a las sobre-tensiones inducidas, por descarga directa de rayos transfieren considerablemente más carga y energía específica que las inducidas. Por ello los dispositivos protectores de sobre-tensiones se ven sometidos a un mayor estrés eléctrico, esto se debe a los esfuerzos electrodinámicos propios de la descarga, este criterio se utiliza cuando se aplica norma 1410 de la IEEE.

1.3 TRANSFORMADORES DE PEDESTAL

Los transformadores tipo pedestal de la figura 1.1 son equipos que están dentro de un gabinete colocados en la intemperie con terminales de media tensión de frente muerto, estos equipos cuentan con protección en armario y gabinete del transformador el cual evita descargas eléctricas (Tensión de Choque) hacia las personas y demás seres, adicional está fabricado de acero al carbón o de acero inoxidable, el cual nos ayuda para mejorar el aislamiento, la cuba contiene el bobinado y núcleo del transformador es cual es blindado de descargas eléctricas, los bushings son los conectores aislados que dan mayor seguridad a los conectores en media y baja tensión, los mismo que no son visibles, necesaria tanto en alta como en

baja tensión ya que sus compartimientos son sellados, se usa una pintura en polvo color verde para disminuir el daño visual.

Estos transformadores han sido diseñados para uso exterior e interior según normas IEEE 57/37. Su hermeticidad y el estar conectados a líneas subterráneas de Media y Baja Tensión, permite instalarlos en lugares de acceso público o privado. Son compactos, seguros y su aspecto, comparativamente agradable, permite su instalación en lugares visibles.

Son ideales para urbanizaciones, edificios, centros comerciales, complejos hoteleros, hospitales, etc. Los usuarios principales son empresas de servicio eléctrico e industrias de la construcción, entre otros.



Figura1. 1Transformador tipo Pedestal [6].

1.3.1 Características de los transformadores tipo pedestal

Los transformadores tipo pedestal además de ser muy seguros ya que se considera de frente muerto como una de las características principales, pueden estar cercanos al centro de cargas de esta manera reduciendo los costos económicos en las instalaciones eléctricas,

Las principales características de los transformadores son las siguientes:

- Requerimiento mínimo de espacio
- Una caja rectangular dividida en 2 compartimientos

- Un compartimiento que contiene el conjunto convencional de núcleo – bobinas
- Un segundo compartimiento para terminaciones y conexiones de los cables
- Alta seguridad ya que no presentan partes energizadas accesibles a las personas
- Constituye una subestación completa
- Mantenimiento mínimo por contaminación
- Auto protegidos
- Accesorios tipo frente muerto
- Tipo de operación radial o anillo y conexión en alta tensión delta o estrella conforme a la especificación requerida
- Desconexión de la alimentación en forma rápida y segura

Características nominales:

- Faja de potencias 75 kVA a 750 kVA
- Clases de Tensión primarias:
 - 15 kV – NBI 95 kV
 - 25 kV – NBI 150 kV
- Tensiones secundarias – 220/127 V Frecuencia – 50 o 60 Hz
- Elevación de temperatura 85 °C

1.4 CONSTITUCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE PEDESTAL

La constitución de los transformadores dependerán de su tipo ya sea en malla o radial.

1.4.1 Transformadores tipo pedestal radial

En el tipo radial, esta configuración es la más común por su uso en comercios o industrias, el alimentador primario llega a cada bobina independientemente y por lo cual cuenta con terminales de media tensión por cada fase, en la cual se utiliza un solo seccionador de operación de dos posiciones para media tensión, los mismo serán detallados en la tabla 1.1 y tabla 1.2.

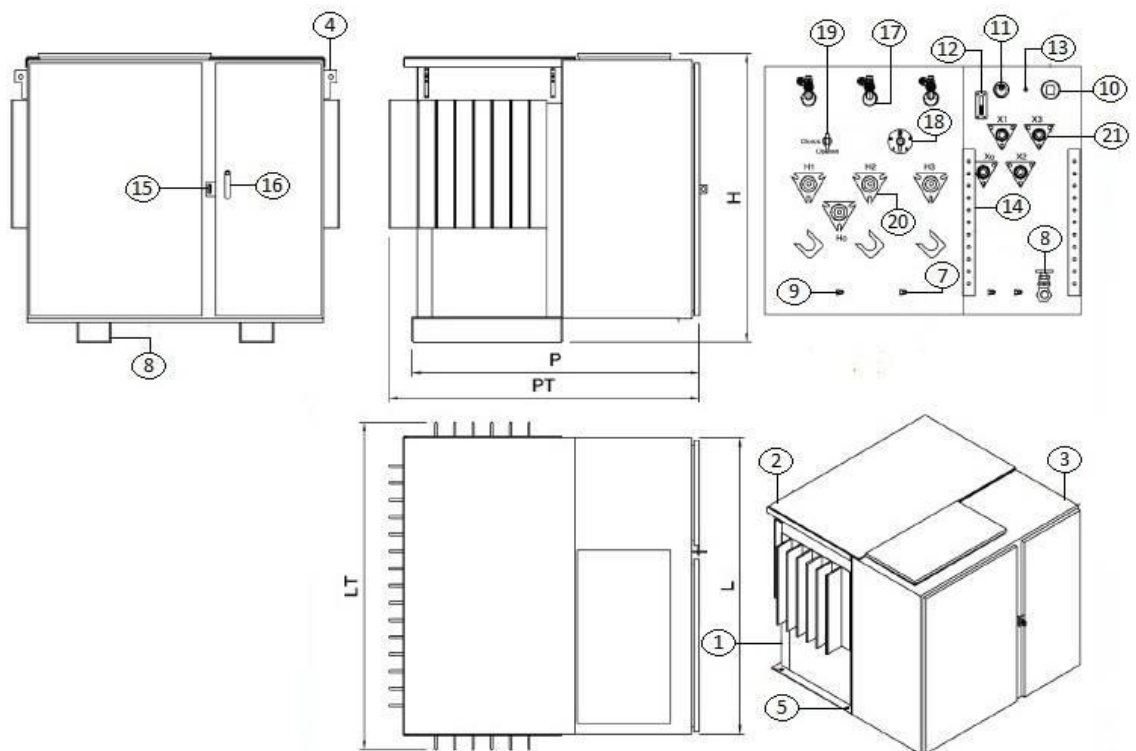


Figura1. 2 Transformador tipo pedestal radial. [6]

Las partes del transformador tipo pedestal radial de la figura 1.2 se describen en la siguiente tabla:

Las partes del transformador tipo pedestal mallado de la figura 1.3 se describen en la siguiente tabla:

Tabla 1. 2 Partes del Transformador Pedestal tipo Malla

Item	Cantidad	Descripción
1	1	Cuba del transformador
2	1	Tapa empernada
3	1	Armario del transformador
4	4	Soportes de izado
5	4	Perforaciones de anclaje
6	2	Bases del transformador
7	6	Soportes de parqueo
8	1	Válvula de descarga
9	4	Conectores a tierra
10	1	Tapón de llenado
11	1	Válvula de sobrepresión
12	1	Nivel de aceite
13	1	Válvula de nitrógeno
14	2	Soportes para breaker
15	1	Soporte para candado
16	1	Manija de seguridad
17	3	Porta fusibles Bay-O-net
18	1	Cambiador de derivaciones
19	1	Bushings media tensión
20	7	Bushing well (media tensión)
21	4	Bushing de baja tensión

1.4.3 Constitución interna de los Transformadores tipo Pedestal

De la misma forma que están constituidos los transformadores convencionales, por el núcleo, devanados, asilamiento, tanque y protecciones los transformadores tipo pedestal están constituidos de la misma manera.

Núcleo

El núcleo es una de las partes básicas de los transformadores, su función es la conducción del flujo magnético inducido evitando pérdidas en el aire. El núcleo está formado por material ferromagnético en forma de láminas de acero apiladas y aisladas eléctricamente. [2]

El núcleo de los transformadores tipo pedestal esta constituido por dos tipos, columna y acorazado

- Núcleo tipo Columna o Core

En este tipo núcleo, los devanados se encuentran envueltos en todas las columnas del núcleo, tal como se puede observar en la figura 4 que es un núcleo trifásico, que consta de 3 grupos de devanados y tres columnas.[3]

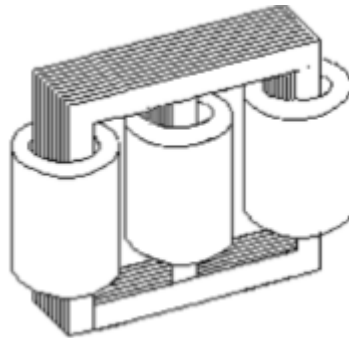


Figura1. 4 Núcleo tipo Columna trifásico [3]

- Núcleo tipo Acorazado o Shell

En este tipo de núcleos a diferencia del tipo de columna, contiene dos columnas extras en las cuales no se coloca ningún devanado, en el caso de los transformadores trifásicos se ocupa el núcleo de cinco columnas como se puede observar en la figura 5, en la cual se puede observar que lo devanados se encuentran en las tres columnas intermedias. [3]

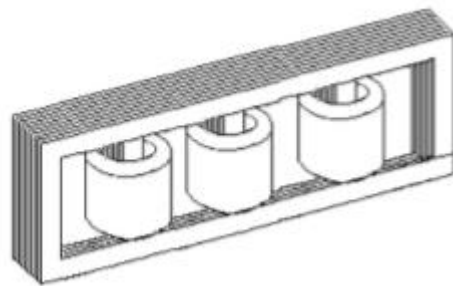


Figura1. 5 Núcleo tipo Acorazado Trifásico [3]

Devanados

Los devanados es una de las partes fundamentales de un transformador la cual constituye el circuito eléctrico del transformador, la función de los devanados es crear el flujo magnético en el devanado primario que luego inducirá una fuerza electromotriz en el devano secundario. El material con el cual se construye los devanados depende del diseño, que por lo general son de aluminio y cobre. [4]

Aislamiento

En un transformador se tiene dos tipos de aislantes, sólido y líquido.

- Aislante Sólido

Este sistema aísla los devanados entre sí y a tierra, sus espiras se encuentran esmaltadas para que estén aisladas eléctricamente, de igual forma los devanados deben estar aislados entre capas. Esto se consigue con la utilización de diferentes materiales tales como el cartón prensado, papel kraft, papel manila y corrugado. [4]

- Aislante líquido

Es necesario contar con un aislante líquido aparte del aislante anteriormente mencionado, en este aislante líquido se encontrará sumergido el núcleo, los devanados y el aislante sólido que se encuentra en capas entre los devanados, en la mayoría de los transformadores tipo pedestal el aislante líquido mineral, proveyendo rigidez dieléctrica y un adecuado enfriamiento. [2]

Según la norma IEEE C57-106 la cual nos indica las pruebas de aceite como aislante la cual se basa en 3 partes; pruebas físicas, pruebas eléctricas y pruebas químicas para determinar las características del aislante [8]

- Prueba eléctrica del aceite

El voltaje de ruptura dieléctrica del aceite aislante es una medida de su capacidad para soportar el estrés de tensión sin falla.

Es la tensión a la que se produce ruptura del dieléctrico entre dos electrodos bajo prueba de condiciones prescritas. La prueba sirve principalmente para indicar la presencia de contaminantes conductoras de la electricidad en el aceite, tal como el agua, la suciedad, fibras celulósicas húmedas, o partículas. Una alta tensión de ruptura dieléctrica no indica la ausencia de todos los contaminantes.

- Pruebas físicas de aceite

El punto de anilina (temperatura) de un aceite mineral aislante indica la solvencia del aceite para algunos materiales que están en contacto. Un punto de anilina alta indica un menor grado de aromaticidad y una menor solvencia de algún material (caucho, por ejemplo).

- Pruebas químicas de aceite

El contenido de gas de un fluido aislante se puede definir como el volumen de gas disuelto por 100 volúmenes de aceite, a presión y temperatura estándar. Algunos tipos de equipos requieren el uso de aislamiento eléctrico líquidos de bajo contenido de gas. Al llenar los aparatos eléctricos, de bajo contenido de gas reduce la formación de espuma y reduce el oxígeno disponible, aumentando así la vida de servicio del aceite aislante.

1.5 FUNCIONAMIENTO Y UTILIDADES DEL TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL

1.5.1 Principio de funcionamiento de un transformador tipo pedestal

El principio de funcionamiento de un transformador tipo pedestal en la parte activa es idéntico a la de un transformador convencional, la diferencia está en la construcción de su gabinete y accesorios que lo componen, las cuales constan con una mayor seguridad en las partes descritas y los transformadores pueden ser colocados en la intemperie, los soterrados es otro tipo de transformador se conoce como sumergidos.

Un transformador en su esquema más básico, está constituido por un núcleo y dos devanados, la potencia es transmitida de un devanado al otro por medio del flujo magnético, el devanado que recibe la potencia se lo denominada primario y el devanado que entrega potencia a una carga cualquiera se lo denomina secundario.

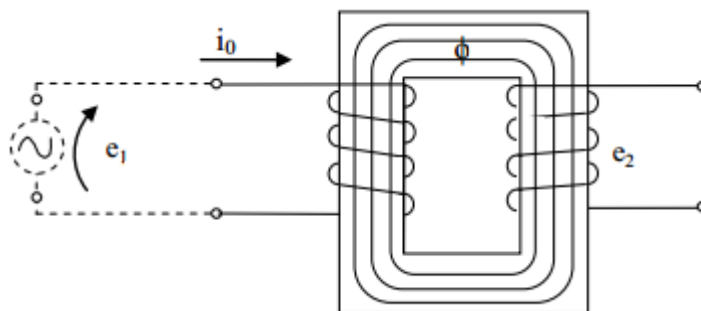


Figura1. 6 Funcionamiento de un transformador en vacío

En el devanado primario se aplicará un voltaje variable en el tiempo, el cual inducirá un flujo magnético que atravessara el núcleo, el devanado secundario abrazara al flujo magnético inducido en el primario, induciendo así un voltaje secundario. [1]

Si consideramos que el transformador es ideal, es decir que no tiene pérdidas en el núcleo ni en los devanados de esta forma cumplirá con las siguientes ecuaciones:

$$e_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt} \quad 1.1$$

$$e_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt} \quad 1.2$$

En donde N_1 y N_2 son el número de espiras de los devanados tanto del primario como del secundario.

Al realizar la igualaciones de las ecuaciones 1.1 y 1.2 y simplificando la igualdad, observamos la relación de transformación en la ecuación 1.4, donde los voltajes e_1 y e_2 se relacionan mediante el número de espiras de los devanados tanto del primario y el secundario.

$$\frac{e_1}{N_1 \frac{d\Phi}{dt}} = \frac{e_2}{N_2 \frac{d\Phi}{dt}} \quad 1.3$$

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad 1.4$$

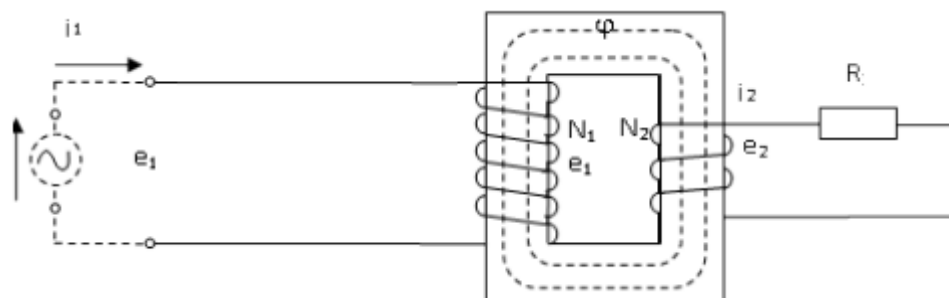


Figura1. 7 Funcionamiento de un transformador con carga

Al conectar una carga al devanado del secundario como observamos en figura 1.4 el circuito se cierra, y considerando que el transformador es ideal, es decir que no tiene pérdidas en el núcleo ni en los devanados, entonces la potencia absorbida por el devanado del primario será igual a la potencia entregada por el devanado del secundario, de esta forma cumplirá con las siguientes ecuaciones [1]:

$$e_1 * I_1 = e_2 * I_2 \quad 1.5$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad 1.6$$

Nota: Esta ecuación se conoce como relación de transformación la cual dice que las tensiones son directamente proporcionales al número de espiras e inversamente proporcional a sus corrientes este es un principio básico.

1.5.2 Utilidades del transformador de tipo pedestal

El transformador tipo pedestal ya sea para la instalación exterior o interior, se ha utilizado como una parte de un sistema de distribución soterrado, con compartimientos sellados tanto para alta como para baja tensión, en lo cual los cables de alimentación entran por la parte inferior y son instalados sobre una base o pedestal. [5]

Estos transformadores para su buen funcionamiento y utilidad deben cumplir varias normas, como control de calidad que estipula la norma ANSI/IEEE C57.12.

Los transformadores tipo pedestal operan continuamente sobre el voltaje nominal o bajo la frecuencia nominal, para la máxima potencia en cualquier Tap sin exceder los límites permisibles de temperatura de acuerdo con las normas ANSI C57.12.00. [6]

Los principales puntos de esta norma son:

- El voltaje secundario no excede el 105% de los valores nominales
- El factor de potencia de la carga sea por lo menos el 80%

- La frecuencia sea por lo menos el 95% de la frecuencia nominal

Cumpliendo con las normas antes mencionadas los transformadores tipo pedestal son diseñados y utilizados en lugares donde la seguridad y apariencia son un factor decisivo tales como:

- Desarrollos comerciales
- Desarrollos turísticos
- Hoteles
- Hospitales
- Universidades
- Edificios de oficinas o residenciales
- Parques eólicos

1.6 CIRCUITO EQUIVALENTE Y TIPO DE CONEXIONES

1.6.1 Circuito equivalente

Los transformadores tipo pedestal tienen diferentes configuraciones como se habló en el punto 1.4, tanto la configuración tipo malla y radial donde sus circuitos equivalentes se ilustran a continuación:

1.6.1.1 Circuito equivalente del transformador tipo pedestal mallado

Este tipo de transformadores se emplea cuando el crecimiento vegetativo de la demanda ocasiona el análisis a prioridad de aumento en capacidad instalada. [7]

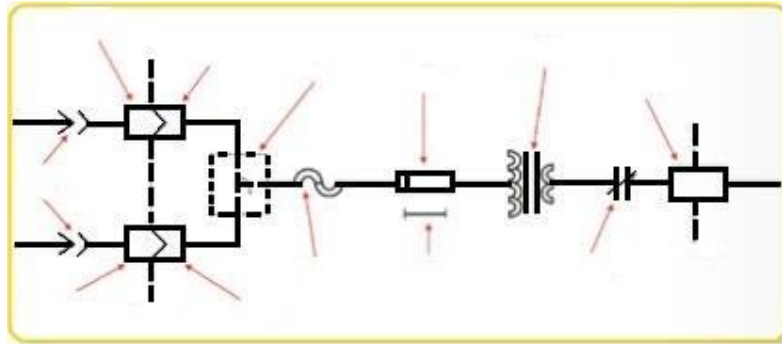


Figura1. 8 Circuito equivalente transformador tipo pedestal mallado. [7]

1.6.1.2 Circuito equivalente del transformador tipo pedestal radial

En este tipo de configuraciones se utiliza cuando la expansión del sistema de distribución se encuentra ya definido por topología. [7]

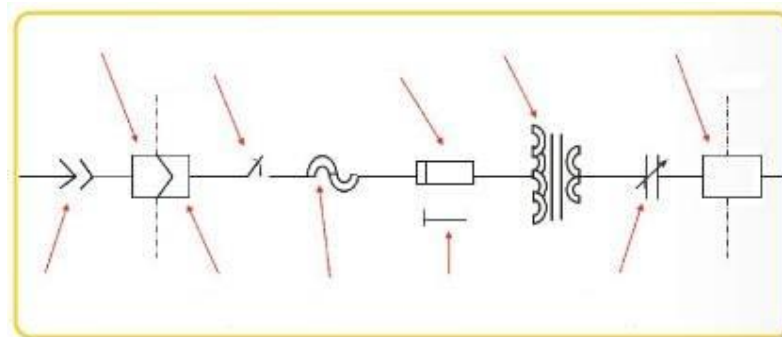


Figura1. 9 Circuito equivalente transformador tipo radial [7]

1.6.2 Tipos de conexiones

En un transformador el cual sea trifásico su sistema se puede conectar de varias formas, entre las principales y más comunes tenemos la conexión estrella “Y” y la conexión triángulo “D”.

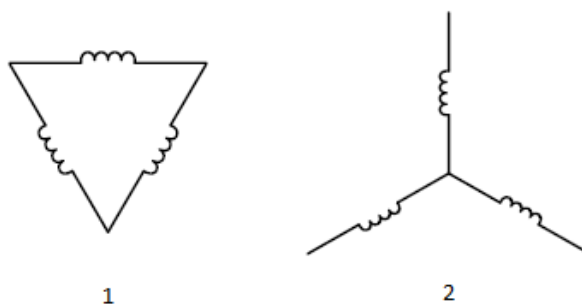


Figura1. 10 Conexión triángulo (1) y Conexión Estrella (2) [7]

En estas conexiones descritas, los devanados tanto del primario como en el secundario se penden conectar cuatro diferentes tipos de conexiones las cuales se describirán continuación:

- Conexión Triángulo-Triángulo en esta conexión el primario y el secundario están conectados en triángulo
- Conexión Estrella-Estrella en esta conexión el primario y el secundario están conectados en estrella y deben estar sólidamente aterrados
- Conexión Triángulo-Estrella en esta conexión el primario se encuentra conectado en triángulo y el secundario en estrella
- Conexión Estrella-Triángulo en esta conexión el primario se encuentra conectado en estrella y a su vez el secundario en triángulo

1.6.2.1 Conexión Tipo $YYn0$

Este tipo de conexión esta normalizado según la Empresa Eléctrica Centro Sur C.A., para transformadores tipo pedestal con niveles de voltaje al primario de 22KV, según la normativa INEN 2114 y la 2115 en la cual nos indica que el voltaje mínimo para que puedan funcionar estos transformadores con la conexión $YYn0$ debe ser de 16KV la tensión de fase – neutro.

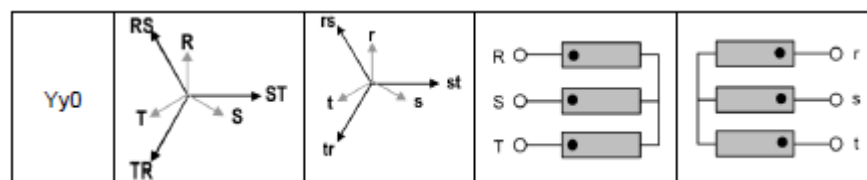


Figura1. 11 Conexión tipo $YYn0$ [7]

1.7 FERRO-RESONANCIA

La probabilidad de que un sistema eléctrico tenga averías en sus equipos o irregularidad en la prestación del servicio por causa de sobre-voltajes está determinada considerablemente por la configuración del sistema y la manera en que esté operando así como por las características de los equipos instalados en él.

Actualmente en los sistemas de distribución, los transformadores conectados con cables mono-polares apantallados han encontrado gran aplicación y es así como se pueden encontrar en las áreas más congestionadas de las ciudades, en unidades residenciales, hospitales, centros comerciales, colegios etc. Estas aplicaciones están caracterizadas normalmente por un transformador trifásico o monofásico alimentado por medio de cable soterrado, desde un circuito de distribución primario.

La ferro-resonancia es producto de la admitancia del conductor neutro a tierra de la acometida en media tensión frente a la impedancia de magnetización del transformador tipo pedestal, que debido a su conexión estrella-estrella, y cuando n (neutro) es cero es decir que la corriente no se adelanta o retrasa a la tensión. En los sistemas trifásicos es afectada por un sobre voltaje cuando existe ausencia de una fase. Esta resonancia tiene su particularidad de interactuar con inductancias ferro-magnéticas saturables (inductancias de magnetización de los transformadores), por lo que el término que describe mejor al fenómeno es ferro-resonancia.

En el sistema de distribución podemos encontrar diferentes configuraciones en la alimentación de energía para los transformadores, tanto redes aéreas como redes subterráneas; donde las más propensas para producir este efecto son las redes subterráneas.

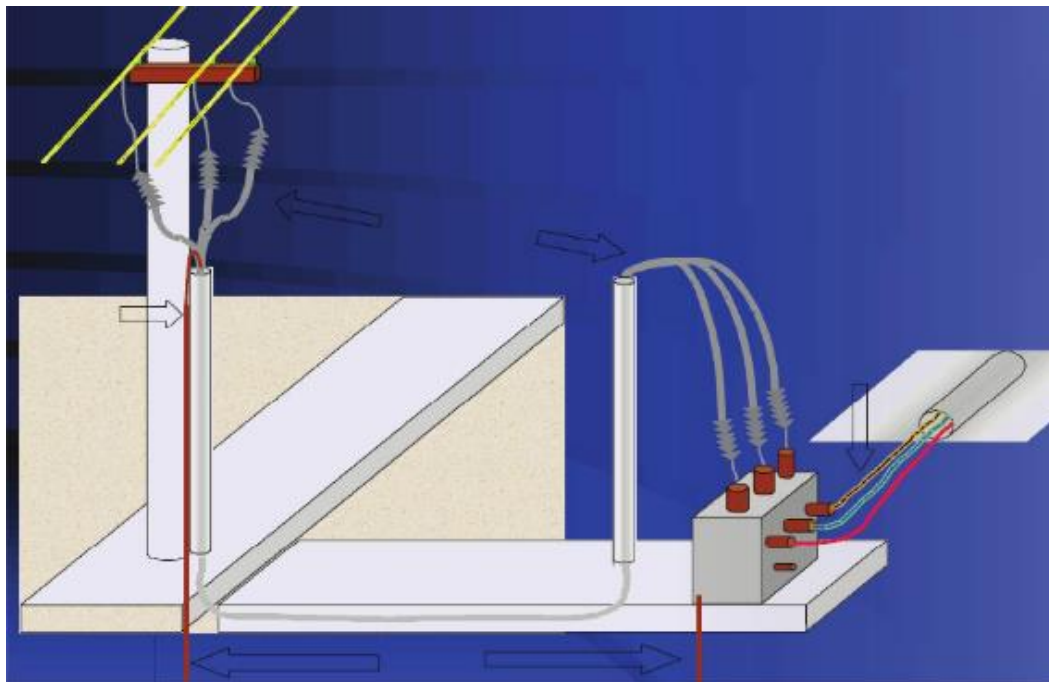


Figura1. 12 Ejemplo de instalación propia para la separación de ferro-resonancia [19]

La ferro-resonancia es un fenómeno no lineal que se presenta en equipos de núcleo ferrosos los cuales pueden afectar a las redes eléctricas con la reactancia inductiva (generada por los transformadores con núcleo ferromagnéticos) y los capacitivos (generado por los conductores o cables soterrados), estos dos efectos se contrarrestan y se produce la anulación mediante la corriente que circula a una determinada frecuencia, normalmente estas corrientes que circulan son armónicos. Las bajas impedancias que están presentes son percibidas por la corriente lo cual provoca valores altos de sobre-tensiones en las redes y equipo a una frecuencia de resonancia.

Cuando los equipos se encuentran en resonancia y estas son muy frecuentes o de tiempos prolongados podemos tener problemas, ya que desgastan los componentes internos del equipo, teniendo en cuenta un efecto acumulativo lo cual con lleva a reducir la vida útil no solo del transformador sino también en el dieléctrico de los conductores respecto a tierra.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LA FERRO-RESONANCIA Y LAS POSIBLES SOLUCIONES PARA LAS FALLAS

2.1 DETERMINAR DÓNDE SE PRODUCE LA FALLA

2.1.1 Puntos de operación sobre la curva de magnetización

La reactancia de magnetización de un transformador es no lineal, debido a que el núcleo ferromagnético entra en saturación. Una inductancia saturable realiza un comportamiento no lineal entre los valores *RMS* de la tensión y la corriente, relación que al ser graficada se le conoce como curva de magnetización.

Si consideramos al transformador en vacío, la resistencia del circuito es despreciable por lo que pudiera realizar el análisis del circuito *LC* mostrado en la figura siguiente.

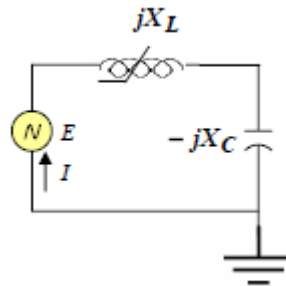


Figura 2. 1 Circuito LC serie no lineal [19]

La reactancia inductiva *XL* es no lineal la cual llega a ser correspondida como la reactancia de magnetización del transformador, se encuentra en serie a la reactancia de dispersión del primario.

La reactancia capacitiva *XC* se tomara en cuenta como lineal y corresponde para el análisis, de la capacitancia entre el conductor y la pantalla conectada a tierra lo podemos ver en la figura 2.1

El punto de operación lo define el cruce de la curva de la tensión en la reactancia inductiva con la curva que representa el efecto combinado de la fuente y la capacitancia. Para el efecto del análisis gráfico de la curva de magnetización del transformador como la curva de la tensión de *VL* como lo vemos en la figura 2.2

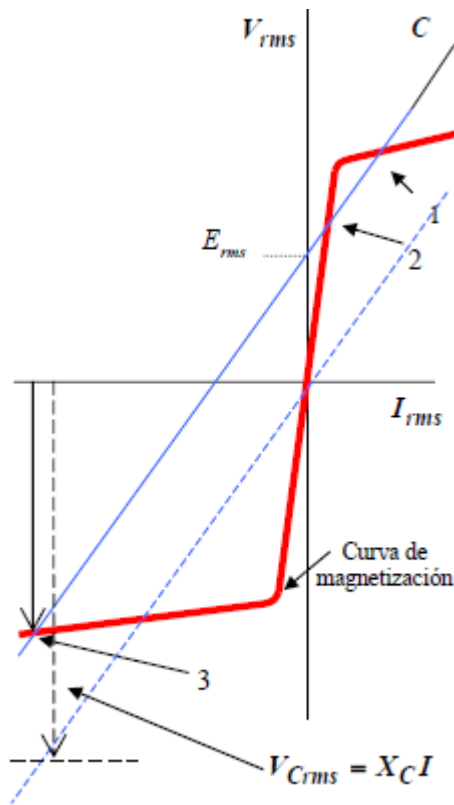


Figura 2. 2 Punto de Operación. [19]

En la figura, la recta del valor E_{rms} la tensión VL en función de la capacitancia, interseca con la curva de magnetización en tres puntos distintos los cuales se encuentran señalados con los números 1, 2, y 3, los cuales de manera arbitraria se los define como puntos de operación del sistema.

En el punto 1, es considerado como un punto de operación inestable porque puede alcanzar un valor mínimo muy crítico de la capacitancia debido al aumento de la capacitancia y al incremento de la distancia del cable. No obstante, la operación del transformador puede pasar por este punto como un periodo transitorio. Los puntos 2 y 3 se consideran como puntos de operación estables. El punto 2, que se encuentra ubicado en el primer cuadrante, es considerado como el punto natural de operación del transformador debido a que el voltaje será muy pequeño en comparación al punto 3 ya que trabaja en condiciones normales sin alteraciones. En el punto 3 se encuentra ubicado en el tercer cuadrante, el cual es un punto de operación donde se encuentran sobre-tensiones y sobre corrientes, la tensión que existe en la capacitancia es casi igual a la tensión en la inductancia y el circuito

representa un comportamiento capacitivo, estando la corriente con respecto a la tensión total en adelanto, en este punto es donde se produce la ferro-resonancia.

2.1.2 Variación de capacitancia del cable respecto a tierra

En la figura 2.3 podemos visualizar a más de la curva de magnetización tres rectas de tensión de la reactancia inductiva las cuales son función de diferentes valores de X_c , correspondientes a C_1 , C_2 , y C_3 , las mismas que cruzan el eje vertical en E_{rms} volts, estos nos indica que las 3 curvas se obtiene al variar la capacitancia, manteniendo constante la tensión de fuente.

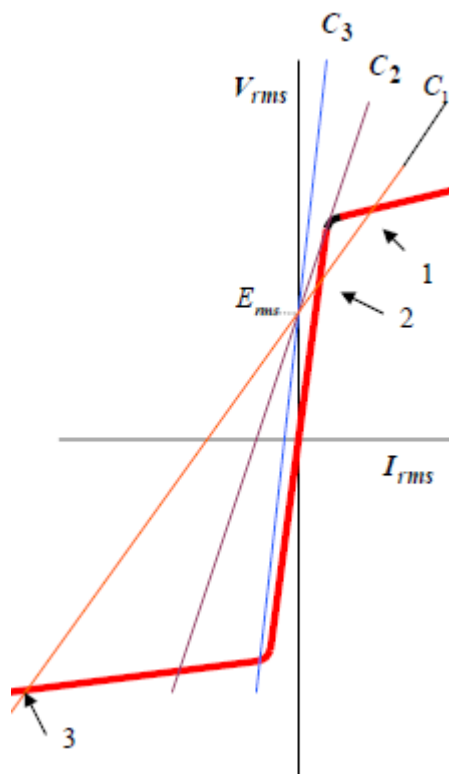


Figura 2. 3 Efecto de la variación de la capacitancia [19]

El comportamiento natural del transformador se encuentra operando en el punto 2 con una corriente de atraso con respecto a la tensión, es decir se encuentra operando en estado estable, por tanto la tensión en el capacitivo es muy pequeña.

Si la relación X_c/X_m son muy elevadas no se tiene problemas con la resonancia, pero si esta relación se reduce, por el incremento de C o a su vez por la disminución de X_m , también puede variar independientemente cual fuera el caso se presenta la resonancia. Existe un valor mínimo K que relaciona la reactancia capacitiva del cable

con la mínima reactancia inductiva del transformador la cual nos lleva a la siguiente ecuación

$$K = X_c/X_m \quad 2.1$$

Cuando se emplean cables de media tensión se tiene que evitar principalmente la resonancia, la cual consiste en limitar la longitud de la acometida para que no alcance el valor de la capacitancia crítica, por ende la longitud crítica se define como la mayor longitud de la acometida de media tensión que puede utilizarse en la conexión del transformador, sin que tenga riesgo que se presenta el efecto.

En los cálculos para hallar las posibles soluciones tocamos esta parte para realizar los cálculos de la impedancia teniendo en cuenta la distancia que llega a tener el tendido de cable soterrado.

2.1.3 Variación de la tensión aplicada al transformador

Para el análisis de este punto supongamos ahora, que para un valor de capacitancia C_1 y la tensión aplicada E_2 , estamos situados en la recta que interseca con la curva de magnetización en las tres posiciones situadas en la figura siguiente.

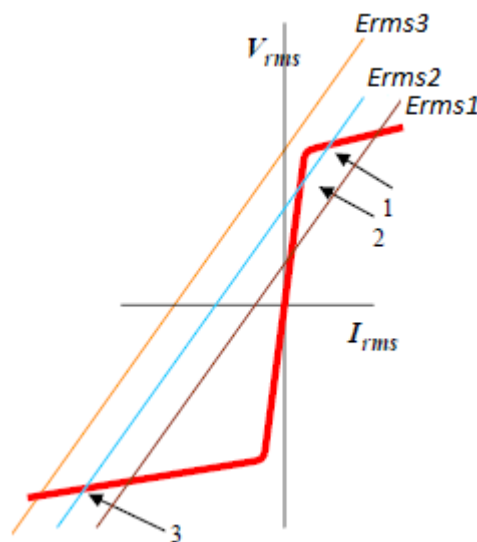


Figura 2. 4 Efecto de la variación de tensión E [19]

Una pequeña variación incrementa el valor de la tensión aplicada a E_{rms} , provocando que la línea de tensión de la capacitancia se desplace hacia arriba, eliminando la posibilidad de operación en el punto 2 donde el sistema es estable, tal como se muestra en la recta correspondiente a E_{rms3} cuando esto sucede se produce un salto del punto 1 al punto 3, cambiando drásticamente el nivel de voltaje en la

reactancia inductiva. Al mismo tiempo como ya se indicó, la tensión en la capacitancia alcanza valores muy grandes pudiendo ambas considerarse como una sobre tensión presente en la reactancia respectiva. Esta sobre-corriente indudablemente, producto de las altas corrientes dada en la ferro-resonancia, las cuales puede o no aparecer ocasionalmente en forma aleatoria e impredeciblemente.

La ferro-resonancia se presenta principalmente en conexiones trifásicas estrella o delta sin aterrizar, cuando una de las líneas se desconecta de la alimentación y el transformador opera en condiciones de baja carga, quedando la capacitancia del cable apantallado, con respecto a tierra es igual a la reactancia de magnetización del transformador. Un aumento de la tensión del transformador se puede presentar como régimen permanente o régimen transitorio, esto lleva a tener un ligero cambio en el ángulo de desfase en la conexión mencionada, en cambio con la conexión YYn0 no se tiene el inconveniente ya que no existe desfase entre las fases y es normado para transformadores tipo pedestal trifásico con un nivel de tensión superior a 16 kV.

2.2 CUÁLES SON LOS EFECTOS DE LA FERRO-RESONANCIA

Cuando los transformadores tipo pedestal entran en el efecto de resonancia, los mismos experimentan sobre-tensiones, las cuales son consecuencia de la interacción de reactancias inductivas y capacitivas.

Se ha indicado desde el inicio que las sobre-tensiones y las sobre-corrientes en los devanados del transformador y en la lámina del dieléctrico que aísla al conductor principal respecto a tierra, así como las tensiones, corrientes armónicas y la saturación del núcleo del transformador son los efectos principales de la ferro-resonancia. Las perturbaciones presentes provocan al mismo tiempo otros inconvenientes en el sistema, a continuación citaremos los efectos más comunes:

- Sobre-tensiones en el devanado del transformador afectado.
- Sobre-tensiones en el dieléctrico del conductor respecto de tierra.
- Probable alta saturación del núcleo del transformador.

- Sobre corriente en el transformador y en el material aislante del conductor de la fase afectada.
- Incremento de la distorsión de la corriente de magnetización y, por lo tanto, aumento de la distorsión armónica total de la corriente en el transformador.
- Distorsión de la forma de onda de la tensión en el transformador y en la capacitancia, provocando la aparición de componentes armónicas inusuales o no características de las tensiones.
- Incremento y degradación del ruido audible en el transformador por magnetostricción, afectando negativamente el rendimiento de éste e incrementando las vibraciones de las láminas del núcleo.
- Sobrecalentamiento de paredes del transformador y partes metálicas debido al flujo de dispersión por la alta saturación del núcleo, así como en partes internas el transformador principalmente cuando persiste ferro-resonancia a este fenómeno se le conoce como convección.
- Fallas en pararrayos y dispositivos de protección contra sobre-tensiones en baja tensión.
- Flicker que puede afectar a la iluminación o a equipo electrónico.
- Probable reducción del tiempo de vida útil del transformador por sobrecalentamiento y estrés en el dieléctrico.
- Probable reducción del tiempo de vida útil del aislamiento del cable de alimentación.[4]

2.2.1 Distorsión de la forma de onda

El transformador tipo pedestal con conexión $YYn0$ al momento de entrar en el efecto ferro-resonante, existe una distorsión de la forma de onda de la tensión y corriente en el transformador, ya que el transformador comienza a trabajar en la región de saturación es decir en el punto 1 de la figura 2.2, de esta manera

provocando la aparición de componentes armónicos, principalmente impares, los cuales afectan a todo los elementos del transformador tales como núcleo, bobinado, conectores, protecciones.

2.2.2 Fallas y daños en los pararrayos

Las líneas de alimentación soterradas de media tensión tienen un efecto capacitivo es debido a su admitancia, los sobre-voltajes pueden llegar a ser mayores a 2.5 veces de su valor nominal, manteniéndose a tiempos indefinidos.

Los pararrayos que están conectado a estas líneas de media tensión soterradas intentan eliminar los sobre-voltajes por medio de la conducción de altas corrientes de la línea a tierra, provocando que estas corrientes se conviertan en grandes energías disipadas por los pararrayos que afectan directamente a los mismos hasta llegar a dañarlos y evitar que realicen su función de descargar los sobre-voltajes, esto lo podemos constatar en la figura 2.5. [8]

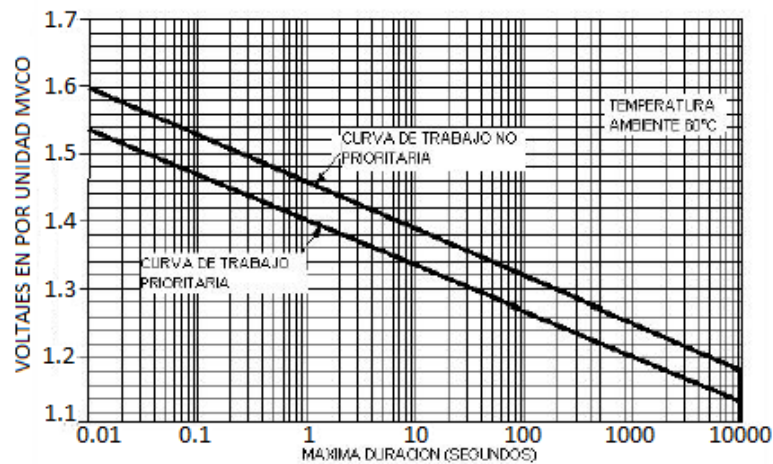


Figura 2. 5 Curva típica de capacidad de operación en sobre-voltajes para pararrayos [10]

Por esta razón, los pararrayos quedan afectados, algunas veces incinerados por las altas temperaturas que provocan la energía disipada por el efecto Joule, impidiendo que realicen su función de drenar a tierra las sobre-tensiones.

De esta manera cuanto mayor sea la diferencia entre la sobretensión y la tensión máxima que puede soportar un pararrayo antes de su colapso (MCOV), estos maniobrarán en menor tiempo antes de vencerse y dañarse, de esta manera al momento que un transformador entre en efecto ferro-resonante, los pararrayos son los primeros en sufrir daños considerados. [9]

2.2.3 Sobrecarga debido a Tosen por tener material magnético en el núcleo del transformador

El transformador tipo pedestal con conexión YYn0 al entrar en este efecto ferro-resonante, las sobre-tensiones provocan el incremento directo del flujo magnético, de esta manera los momentos magnéticos en el núcleo del transformador se alinea en su totalidad, afectando la contribución en el crecimiento de la densidad de flujo magnético (B), como resultado de esto la permeabilidad del núcleo disminuye y la intensidad del campo magnético (H) aumenta en forma acelerada en pequeños aumentos en la densidad de flujo (B), como consecuencia deriva en aumentos considerables de la corriente de excitación. [10]

Debido a las altas densidades de flujo magnético en el núcleo del transformador dan lugar a campos eléctricos inducidos según la ley de Faraday $E = -d\Phi/dt$, las cuales producen una gran cantidad de corrientes parásitas, que se oponen al cambio de la densidad de flujo.

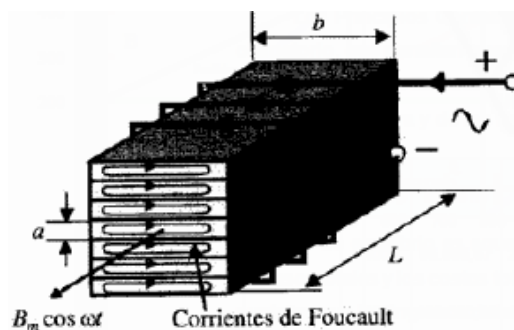


Figura 2. 6 Corrientes parásitas en el núcleo [10]

Otra consecuencia debido al efecto de ferro-resonancia es la distorsión en la forma de onda de la tensión aplicado al transformador, la cual hace que los campos eléctricos inducidos sean de mayor magnitud debido al aumento en la frecuencia, el cual produce altas pérdidas en el núcleo, debido al calentamiento óhmico, cuando se produce el aumento del campo magnético se llega a estar en la Zona IV la cual provoca ya la disrupción. [11]

2.2.4 Pérdidas en los conductores de potencia

Debido a las corrientes armónicas en los conductores de potencia, en este caso tipo XLPE calibre #2 para las fases y para el neutro # 4 del mismo tipo, estos producen pérdidas de potencia (ΔP) las cuales se puede calcular si fuera el caso a

analizar, en las líneas de alimentación, debido al efecto Joule, estas líneas experimentan un calentamiento fuera de lo normal, se debe a la variación del campo magnético, el cual es mayor en el centro, lo que da lugar a una reactancia inductiva mayor, debido a ello, tenemos una intensidad menor en el centro del conductor y mayor en la periferia, por ello se agrava al aumentar la frecuencia.

2.2.5 Calentamiento en partes metálicas de los transformadores

Otra de las consecuencias del efecto de ferro-resonancia, debido a la alta densidad del flujo magnético, ya que el núcleo se satura, en la cual el flujo se desviará y encontrará un camino a través de las paredes del tanque y las partes metálicas del transformador tipo pedestal.

Una de las consecuencias debido al calentamiento que provocan las sobrecargas en los devanados del transformador tipo pedestal son las debidas al efecto Joule, en donde la carbonización y burbujeo provocado por el efecto cátodo corona desde el papel aislante hacia la cuba induce corto circuito entre las espiras de los bobinados.

2.2.6 Ruido audible

Debido a los altos voltajes, altas densidades de flujo en el núcleo, el cual producen un fenómeno de magnetostricción del acero, (la megnetostricción se basa en la propiedad de los materiales magnéticos que hace que estos cambien de forma al encontrarse en presencia de un campo magnético, también causan vibraciones de 100 Hz ó 120 Hz en máquinas eléctricas como motores y transformadores). En el que se produce un ruido audible, y a su vez el movimiento de las laminaciones del núcleo diferente a lo normal del transformador.

La magnetostricción se relaciona con el cambio en la longitud de los materiales ferromagnéticos, cuando están influidos a un campo magnético, el grado del flujo en el núcleo determinara la cantidad de magnetostricción y los cambios del material ferromagnético y el nivel del ruido. [11]

2.2.7 Incremento del esfuerzo eléctrico en las terminaciones de los cables de media tensión soterrados

Uno de los aspectos y problemas principales que se presentan en los cables de media tensión aéreos y soterrados, es la línea de fuga que se ve alterada y reducida en el extremo del cable, esto se cumple debido a la distancia muy reducida que existe entre el conductor principal y la pantalla de blindaje, ya que debido a la simetría del cable los campos eléctricos son uniformes desde el centro hasta la pantalla de blindaje de cable (referida a tierra) nos referimos a la admitancia entre el neutro y tierra de la acometida subterránea en media tensión.

El efecto de ferro-resonancia en los transformadores de tipo pedestal en conexión YYn0, la acometida soterrada en media tensión es la más afectada debido a que el circuito LC del núcleo del transformador es eminentemente capacitivo, dando un incremento significativo en el campo eléctrico, por medio de esfuerzos electromagnéticos provoca un desgaste en el aislante (XLPE) perdiendo sus propiedades provocando la presencia de la descarga cuando alcanza la zona 4 de acuerdo a la curva de Tousem.

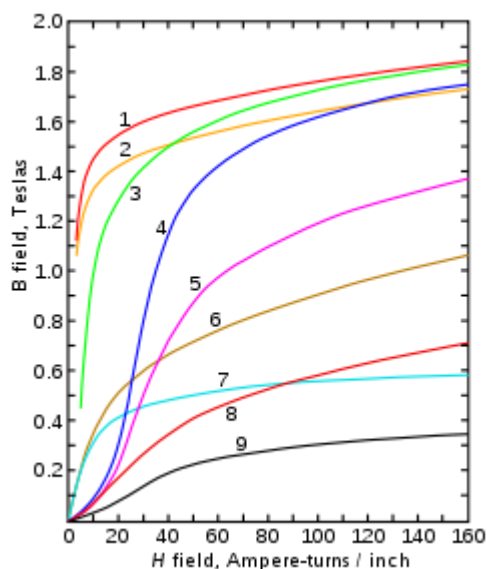


Figura 2. 7 Curva de Magnetización de Tousem [1]

2.3 PUNTOS MÁS CRÍTICOS PARA LAS FALLAS

Unos de los aspectos de análisis sobre los puntos críticos de falla que ocasionan que los transformadores tipo pedestal entren en resonancia, es la falla de una línea a

tierra, para este análisis se utilizará el método de Carson el cual nos permite determinar la impedancia propia y mutua de una línea de media tensión aérea y soterrada.

2.3.1 Líneas de Distribución (Método Carson)

En el análisis de las líneas de distribución de media tensión, se utilizará un modelamiento matemático para su estudio, el cual para calcular sus parámetros de fase se necesita un cálculo matricial. A su vez el efecto del retorno por tierra de las corrientes se tiene en cuenta mediante las correcciones de Carson y al método del conductor Imagen debido a Maxwell, se usa para poder representar el conductor ficticio de tierra.

Carson supone que la tierra es una superficie uniforme, plana, sólida e infinita con una resistividad constante. Cualquier efecto en los extremos de la línea en los puntos de aterramiento es despreciable para frecuencias de estado estacionario. El método de Carson nos ayuda a determinar las impedancias propias y mutuas de una línea aérea, este método también puede aplicarse en las líneas soterradas de media y baja tensión.

El método de Carson es una serie infinita la cual se toman más y más términos según vaya aumentando el valor del parámetro. Es usual tomar un solo término de la serie de Carson (Corrección de primer orden); dos términos de la serie, (corrección de segundo orden) o tomar la serie de Carson con una convergencia. Al tomar un solo término de la serie se desprecia la influencia de la altura de los conductores sobre la superficie. Esta es la que más se utiliza y es considerada satisfactoria para las líneas dispuestas en una misma estructura. Mientras que la corrección de segundo orden resuelve el problema anterior, en la cual sobre compensa los errores de la corrección anterior, indica que la solución real está entre las dos, y debe usarse en líneas doble circuito o en estructuras con grandes espaciamentos entre los conductores.

Para el análisis en las líneas de distribución hacia un transformador utilizaremos varios métodos para llegar a un análisis concreto, partiendo de un análisis en líneas por medio del método de Carson, a su vez obteniendo un matriz Z_{bus} con una dimensión de $|5 \times 5|$, la cual por el método de Kron permitirá llegar a obtener un

matriz de secuencia simplificada de $|3 \times 3|$, la cual servirá para el análisis de falla línea-tierra correspondiente, cuando un transformador entra en ferro-resonancia

2.3.1.1 Ecuaciones de Carson

Los elementos propios y mutuos de la matriz de impedancias de los parámetros electromagnéticos de la línea se calcularán utilizando el método de Carson, que consiste en aplicar términos de corrección a la impedancia que tendría la línea de media tensión, si la tierra fuera un conductor de resistividad cero.

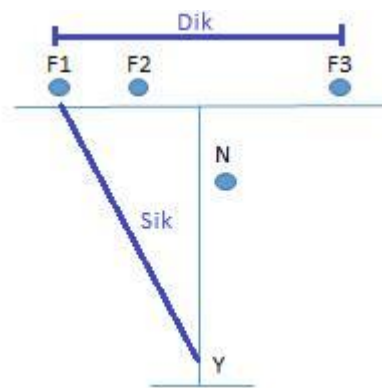


Figura 2. 8 Esquema de conductores

En las siguientes ecuaciones nos describen la manera la cual se encuentra las impedancias propias y mutuas de la matriz de impedancia:

$$Z_{ii} = R_{ii} + jX_{ii} + CR_{ii} + jC_{ii} \quad 2.2$$

$$Z_{ik} = 0 + jX_{ik} + CR_{ik} + CX_{ik} \quad 2.3$$

Para llegar a obtener las ecuaciones generales 2.2 y 2.3, dentro de ellas tendremos sub-ecuaciones las cuales nos permitirán llegar al resultado, dichas sub-ecuaciones se calculan de la siguiente forma:

Para el cálculo de la resistencia eléctrica del conductor Ω/km :

$$R_{ii} = \text{obtenida de la tabla de conductores}$$

Para encontrar la reactancia propia del conductor Ω/km

$$X_{ii} = 4\pi * 10^{-4} \ln \frac{2Y_i}{RMGi} \quad 2.4$$

Para encontrar la reactancia mutua del conductor Ω/km

$$X_{ik} = 4\pi * 10^{-4} \ln \frac{SK_i}{D_{ik}} \quad 2.5$$

Dónde:

$$CR_{ii} = CR_{ik} = \pi^2 * 10^{-4} F \quad 2.6$$

$$CX_{ii} = L - N \ln \frac{D_e}{Y_i} \quad 2.7$$

$$CX_{ik} = L - N \ln \frac{D_e}{S_{ik}} \quad 2.8$$

D_e es la profundidad de retorno del conductor ficticio de tierra:

$$D_e = 4\pi * 10^{-4} \left(\frac{5F}{\varphi} \right) \quad 2.9$$

Constantes:

$$L = 2.46 * 10^{-4} \pi F \quad 2.10$$

$$N = 4\pi * 10^{-4} F \quad 2.11$$

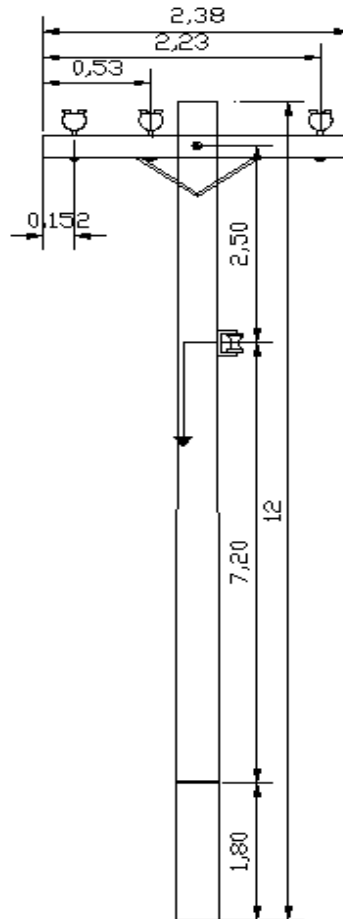


Figura 2. 9 Estructura utilizada en Media Tensión

Para encontrar los valores D_{ik} , las posiciones que existen entre los valores de X_i de los conductores de media y baja tensión como se observa en la figura 2.7, las posiciones entre F1F1, F1F2, F1F3, F1N, F1Y, y de la mis manera para cada elemento F2, F3, N, Y. Se toma esta estructura como base, porque es la estructura más representativa que establece el MEER.

Los valores de S_{ik} el cual se parte de la ecuación de la recta como se observa en la figura 2.8 el triángulo formado entre los valores de D_{ik} que es el ancho de los conductores y su imagen Y_i ,

$$S_{ik} = \sqrt{(X_2 - X_1)^2 - (Y_2 - Y_1)^2} \quad 2.12$$

Con los valores ya adquiridos podemos proceder a la obtención de la matriz de primitiva de impedancias Z_{bus} :

$$Z_{bus} = \begin{matrix} & Z_{ii} & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} \\ & Z_{ik} & Z_{ii} & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} \\ Z_{bus} = & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ii} & Z_{ik} & Z_{ik} \\ & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ii} & Z_{ik} \\ & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ii} \end{matrix} \quad 2.13$$

2.3.1.2 Método de reducción de Kron

El método de Kron permite reducir una matriz $Z_{bus}[m,n]$ cuadrática, a una matriz cuadrática $Z_{bus} [3,3]$, el cual integra el retorno por neutro (conductor 4) y el retorno por tierra (conductor 5) que luego con las componentes simétricas permite obtener la matriz de secuencia.

Esta reducción se lleva a cabo en arreglos matriciales en los cuales el respectivo valor nodal de la variable independiente es cero, condición que es necesaria para poder hacer este tipo de reducción.

La reducción de Kron es importante cuando se cuenta con una matriz muy extensa, facilitando el análisis de la matriz de secuencia.

A continuación se dará los pasos a seguir para la reducción de Kron de una matriz de 5x5:

$$Z_{bus} = \begin{matrix} & Z_{ii} & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} \\ & Z_{ik} & Z_{ii} & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} \\ Z_{bus} = & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ii} & Z_{ik} & Z_{ik} \\ & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ii} & Z_{ik} \\ & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ii} \end{matrix} \quad 2.14$$

Dividimos la matriz de 5x5 en cuatro partes como se ve en la matriz

$$Z = \begin{matrix} & Z_{ii} & Z_{ik} & Z_{ik} & | & Z_{ik} & Z_{ik} \\ & Z_{ik} & Z_{ii} & Z_{ik} & | & Z_{ik} & Z_{ik} \\ Z = & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ii} & | & Z_{ik} & Z_{ik} \\ & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} & | & Z_{ii} & Z_{ik} \\ & Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} & | & Z_{ik} & Z_{ii} \end{matrix} \quad 2.15$$

Una vez dividida la matriz de 5x5 nos quedan cuatro matrices más pequeñas, una de 3x3 otra de 3x2, 2x3 y otra de 2x2.

$$Z_{11} = \begin{matrix} Z_{ii} & Z_{ik} & Z_{ik} \\ Z_{ik} & Z_{ii} & Z_{ik} \\ Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ii} \end{matrix} \quad 2.16$$

$$Z_{12} = \begin{matrix} Z_{ik} & Z_{ik} \\ Z_{ik} & Z_{ik} \\ Z_{ik} & Z_{ik} \end{matrix} \quad 2.17$$

$$Z_{21} = \begin{matrix} Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} \\ Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ik} \end{matrix} \quad 2.18$$

$$Z_{22} = \begin{matrix} Z_{ii} & Z_{ik} \\ Z_{ik} & Z_{ii} \end{matrix} \quad 2.19$$

Una vez identificadas las sub-matrices, procedemos a la reducción de acuerdo al siguiente paso:

$$Z_p = Z_{11} - (Z_{12} * Z_{22}^{-1} * Z_{21}) \quad 2.20$$

$$Z_p = \begin{matrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{matrix} \quad 2.21$$

Una vez realizado la reducción de la matriz 5x5, para el cálculo de la matriz de secuencia tomamos la matriz reducida Z_p y continuamos con el siguiente procedimiento:

$$Z_s = \frac{1}{3} [A]^{-1} * [Z_p] * [A] \quad 2.22$$

Donde $[A]^{-1}$ y $[A]$ son matrices en las cuales se describen a continuación:

$$[A]^{-1} = \begin{matrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -0.5 + 0.866i & -0.5 - 0.866i \\ 0 & -0.5 - 0.866i & -0.5 + 0.866i \end{matrix} \quad 2.23$$

$$[A] = \begin{matrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -0.5 - 0.866i & -0.5 + 0.866i \\ 0 & -0.5 + 0.866i & -0.5 - 0.866i \end{matrix} \quad 2.24$$

Aplicando la fórmula 2.19 obtenemos nuestra matriz de secuencia:

$$Z_s = \begin{matrix} Z_0 & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_1 & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_2 \end{matrix} \quad 2.25$$

2.3.2 *Análisis del punto crítico de las fallas mediante Carson y Kron*

El método de Carson nos permite el análisis, comprendido desde la cruceta de media tensión hasta el transformador de distribución el cual se encontrará a una cierta distancia de dichos conductores, el transformador mencionado entrara en ferromagnética si se produce una falla entre los conductores, para este análisis se contará con varios datos los cuales se describirán en los puntos correspondientes.

Uno de los aspectos importantes para este análisis son los dos tipos de materiales tanto en aluminio como en cobre, ya que desde la subestación hasta nodo j , el bus en este caso la Cruceta de distribución el material es aluminio, y desde la cruceta al transformador donde se ocasiona la falla el material es cobre, por esta razón se deberá obtener dos diferentes matrices de impedancias.

2.3.2.1 *Datos del sistema para el análisis con el método de Carson (Aluminio)*

En la siguiente tabla se describen los datos generales del sistema:

Tabla 2. 1 Datos generales del sistema

Datos generales	
Resistividad del terreno [Ro]	150 [Ohm/Km]
Conductor de Fase	3/0
Conductor de Neutro	1/0
Sistema	Trifásico
Altura Conductor Fase	10,30 [m]
Altura Conductor Neutro	9,10 [m]

La siguiente tabla contiene las constantes del sistema:

Tabla 2. 2 Constantes del sistema

Constantes	
Frecuencia	60 [Hz]
Pi	3,141593
N	0,075398
L	0,04644
De	1041,74 [m]

Unos de los valores importantes del sistema son la topología estructural del sistema de distribución, el cual contiene la disposición de conductores en ejes los cuales será descritos en las siguientes tablas en base a la figura 2.10:

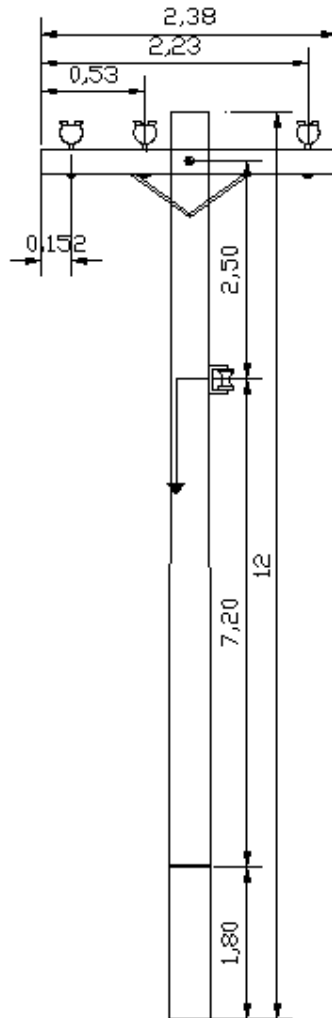


Figura 2. 10 Estructura del sistema de distribución

Tabla 2. 3 Datos de los conductores Fase y neutro del sistema

Fase		Neutro	
Resistencia	0.330 [Ohm/km]	Resistencia	0.524 [Ohm/km]
Diámetro	12,75 [mm]	Diámetro	10,11 [mm]
RMG	1,463 [mm]	RMG	1,302 [mm]

Los valores de la tabla 2.3 las podemos encontrar en el Anexo 1, dependiendo el calibre del conductor tanto para la fase como para el neutro.

Disposición de conductores en ejes:

Tabla 2. 4 Distancia del eje del piso como Y

Altura F1	10,30 [m]
Altura F2	9,40 [m]
Altura F3	9,40 [m]
Altura N	9,10 [m]
Profundidad T	-1041,74 [m]

Tabla 2. 5 Posiciones del eje del poste como X

Posición F1	-1,10 [m]
Posición F2	-0,70 [m]
Posición F3	1,10 [m]
Posición N	0,10 [m]
Posición N	0,60 [m]

2.3.2.2 Datos del sistema para el análisis con el método de Carson (Cobre)

En la siguiente tabla se describen los datos generales del sistema:

Tabla 2. 6 Datos generales del sistema

Datos generales	
Resistividad del terreno [Ro]	150 [Ohm/Km]
Conductor de Fase	4
Conductor de Neutro	2
Sistema	Trifásico
Altura Conductor Fase	-0,32 [m]
Altura Conductor Neutro	-0,22 [m]

La siguiente tabla contiene las constantes del sistema:

Tabla 2. 7 Constantes del sistema

Constantes	
Frecuencia	60 [Hz]
Pi	3,141593
N	0,075398
L	0,04644
De	1041,74 [m]

Unos de los valores importantes del sistema son la topología estructural del sistema de distribución, el cual contiene la disposición de conductores en ejes lo cuales será descritos en las siguientes tablas en base a la figura:

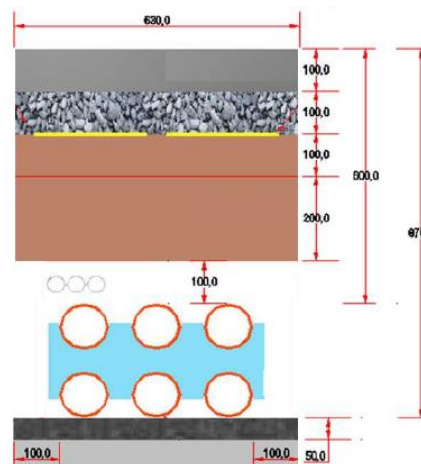


Figura 2. 11 Estructura del sistema de distribución subterránea [17]

Tabla 2. 8 Datos de los conductores Fase y neutro del sistema

Fase		Neutro	
Resistencia	0,831 [Ohm/km]	Resistencia	0.523 [Ohm/km]
Diámetro	0,0054[m]	Diámetro	0,0068 [m]
RMG	0,0021028 [m]	RMG	0,00264 [m]

Los valores de la tabla 2.8 las podemos encontrar en el Anexo 1, dependiendo el calibre del conductor tanto para la fase como para el neutro.

Disposición de conductores en ejes:

Tabla 2. 9 Distancia del eje del piso como Y

Altura F1	-0,32 [m]
Altura F2	-0,27 [m]
Altura F3	-0,27 [m]
Altura N	-0,22 [m]
Profundidad T	-1041,74 [m]

Tabla 2. 10 Posiciones del eje del poste como X

Posición F1	-0,1 [m]
Posición F2	-0,05 [m]
Posición F3	0,05 [m]
Posición N	0,05 [m]
Posición N	0,05 [m]

2.3.2.3 Obtención de la matriz de secuencia del sistema de distribución tanto en el material de Aluminio como en el de Cobre.

Mediante los datos del sistema que se detalla en las tablas 2.1 a la 2.5 procedemos a la obtención de la matriz de impedancias media ante las ecuaciones que se detalló en el punto 2.3.1.1.

Las D_{ik} encontramos de acuerdo a las posiciones del eje del poste X con los valores que se describen en la tabla 2.5 y la figura 2.6 y para encontrar los valores de distancias S_{ik} aplicamos la ecuación 2.12, el cual se toma la ecuación de la recta para 2 puntos conociendo sus coordenadas cartesianas, por lo que se parte del teorema de Pitágoras tomando los valores de D_{ik} y su imagen Y_i de esta manera encontramos los valores S_{ik} .

Con los valores D_{ik} y S_{ik} conformamos nuestras matrices de distancias, estas matrices nos permitirán encontrar los valores de $CR_{ii}, CX_{ii}, CR_{ik}, X_{ik}$, y CX_{ik} . Para encontrar CR_{ii} y CX_{ii} utilizamos las ecuaciones 2.6 y 2.7 respectivamente.

De la misma manera los valores de X_{ik} partimos de las ecuaciones 2.4 y 2.5, de esta manera se calcula para todas las diferentes posiciones que conforman la matriz X_{ik} .

Continuando con el procedimiento para encontrar nuestra matriz de impedancias, procedemos a la obtención de los valores CX_{ik} que partimos de la ecuación 2.8 y los valores de las constantes de la tabla 2.2.

Con los valores calculados y necesarios para ser utilizados en la ecuación 2.2 y 2.3 procedemos a la obtención de las impedancias propias y mutuas.

De esta manera obtenemos como valores resultantes tanto como Z_{ii} y Z_{ik} que son necesarios para completar nuestra matriz de impedancias.

Con la matriz de impedancias ya obtenida, procedemos a la reducción mediante el método de Kron el cual nos permitirá llegar a encontrar nuestras impedancias de secuencias, las cuales son de gran importancia para nuestro análisis final sobre el punto crítico cuando un transformador entra en ferro-resonancia.

Una vez dividida la matriz de 5x5 nos quedan cuatro matrices más pequeñas, una de 3x3 otra de 3x2, 2x3 y otra de 2x2. Ya identificadas las sub-matrices, procedemos a la reducción de acuerdo a la ecuación 2.20.

Realizado la reducción de la matriz 5x5, para el cálculo de la matriz de secuencia utilizamos la ecuación 2.22 para su cálculo, además las matrices 2.23 y 2.24 las cuales nos permitirán encontrar la matriz final resultante. Dando como resultado nuestras impedancias de secuencia tanto Z_0 , Z_1 y Z_2 .

Resultados de la matriz de secuencia (Aluminio y cobre)

Matriz de secuencia conductor de Aluminio

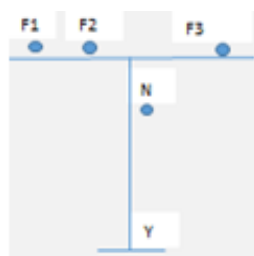


Figura 2. 12 Disposición de conductores Ejes trifásicos

Tabla 2. 11 Impedancias de secuencia

1.- DATOS GENERALES				2.- CONSTANTES			
Resistividad del Terreno							
[Ro]	150		[Ohm/Km]	Frecuencia	60		[Hz]
Conductor de Fase	3/0			Pi:	3,14159265		
Conductor de Neutro	1/0			N:	0,07539822		
Sistema:	Trifásico			L:	0,04644003		
Altura Conductor Fase:	10,30		[m]	De:	1041,74172		[m]
Altura Conductor Neutro:	9,10		[m]				
3.- TOPOLOGIA ESTRUCTURAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN							
FASE				NEUTRO			
Resistencia:	0,330		[Ohm/km]	Resistencia:	0,524		[Ohm/km]
Diámetro:	12,75		[mm]	Diámetro:	10,11		[mm]
RMG:	1,463		[mm]	RMG:	1,302		[mm]
Disposición de conductores en ejes				Eje igual al eje del poste como X			
<i>Eje igual al eje del piso como Y</i>				<i>Eje igual al eje del poste como X</i>			
Altura F1:	10,30		[m]	Posición F1:	-1,10		[m]
Altura F2:	9,40		[m]	Posición F2:	-0,70		[m]
Altura F3:	9,40		[m]	Posición F3:	1,10		[m]
Altura N:	9,10		[m]	Posición N:	0,10		[m]
Profundidad T:	-1041,74		[m]	Posición T:	0,60		[m]
4.- MATRIZ DE SECUENCIA							
<i>Componentes del Sistema Trifásico</i>							
	Real	Imaginario	Modulo	Angulo			
Z0							
[ohm/Km]	0,31799	1,10386	1,14875	45,855			
Z1							
[ohm/Km]	0,51830	0,46459	0,69605	41,872			
Z2							
[ohm/Km]	0,51897	0,46532	0,69703	41,880			

A. Matriz conductor de Cobre

Tabla 2. 12 Impedancia Z45 y Admitancia Y45

1.- DATOS GENERALES			2.- CONSTANTES		
Resistividad del Terreno [Ro]	150	[Ohm/Km]	Frecuencia	60	[Hz]
Conductor de Fase	4		Pi:	3,14159265	
Conductor de Neutro	2		N:	0,07539822	
Sistema:	Trifásico		L:	0,04644003	
Altura Conductor Fase:	-0,32	[m]	De:	1041,74172	[m]
Neutro:	-0,22	[m]			
3.- TOPOLOGÍA ESTRUCTURAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION					
FASE			NEUTRO		
Resistencia:	0,831	[Ohm/km]	Resistencia:	0,523	[Ohm/km]
Diámetro:	0,0054	[mm]	Diámetro:	0,0068	[mm]
RMG:	0,0021028	[mm]	RMG:	0,00264	[mm]
Disposición de conductores en ejes			Disposición de conductores en ejes		
<i>Eje igual al eje del piso como Y</i>			<i>Eje igual al eje del poste como X</i>		
Altura F1:	-0,32	[m]	Posición F1:	-01	[m]
Altura F2:	-0,27	[m]	Posición F2:	-0,05	[m]
Altura F3:	-0,27	[m]	Posición F3:	0,05	[m]
Altura N:	-0,22	[m]	Posición N:	0,05	[m]
Profundidad T:	-1041,74	[m]	Posición T:	0,05	[m]
4.- IMPEDANCIA Y ADIMITANCIA Z45 , Y45 (MATRIZ DE IMPEDANCIAS)					
	Modulo	Angulo		Modulo	Angulo
Z45			Y45		
[ohm/Km]	0,084	1,555	[ohm/Km]	11,888	-1,55

2.3.2.5 Análisis previo al cálculo de las corrientes de cortocircuito

Este análisis nos permitirá ver si es factible el cálculo y a su vez dar posibles soluciones al problema planteado. Mediante el cálculo de las corrientes de corto circuito tanto en el nodo y a su vez la corriente de cortocircuito del transformador, la cual debe cumplir con la siguiente condición:

$$I_{CCri} > I_{CCtrafo}$$

El cálculo de la corriente de corto circuito de la línea *Icto cto* nos ayuda a determinar qué tan eficiente es la red de distribución de media tensión cuando se produce una falla en el transformador *Icc*.

En la línea de distribución la distancia que nos hemos impuesto para el respectivo análisis, es de 10, 20, 30 y 40 kilómetros respectivamente, partiendo que un alimentador promedio está máximo a 40 km por problemas de caída de tensión que supera el 3% los mismos no tiene ninguna relación con el cálculo de la *Icc* del transformador (esto no cuidado la *Icto cto* está en función de la *Z1* y está en función de la longitud del sistema)

$$Icto\ cto = \frac{V}{Z_1}$$

Se hace el respectivo análisis teniendo en cuenta el tipo de conexión que tiene el transformador *YYn0*, en el cual no hay desfaseamiento y los efectos son simétricos en el respectivo nodo tanto en la línea de media tensión como en las líneas de baja tensión por ello que tomamos este tipo de análisis.

Tabla 2. 13 Valores de *Icc* de los transformadores hasta 250 KVA

Datos			
Voltaje	22KV		
Impedancia de secuencia (<i>Z1</i>)	Real	Imaginario	
	0,51830	0,46459	[Ohm/Km]
Corriente de corto circuito de la línea MT			
Distancias	Icto cto [KA]		
	Modulo	Angulo	
10 Km	3,2763	139.09	
20Km	1,638	139.09	
30Km	1,092	139.09	
40Km	819,08	139.09	
Corriente de corto circuito del Transformador			
Transformadores	Potencia de corto	Icto cto	
30KVA	1000 VA	26,243 A	
50KVA	1666,67 VA	43,74 A	
75KVA	2142,86 VA	56,24 A	
100KVA	2857,14 VA	74,98 A	
150KVA	3750 VA	98,41 A	
200KVA	5000 VA	131,22 A	
250KVA	6250 VA	164,02 A	

Al comparar los cálculos tanto de la $I_{cto\ cto}$ de la línea de transmisión y de la I_{cc} de los transformadores constatamos que los valores están dentro el rango permitidos, es decir que la corriente $I_{cto\ cto}$ de la línea es mayor que la corriente I_{cc} del transformador tipo pedestal teniendo en cuenta la distancia en las redes de distribución.

2.3.2.6 Análisis falla cortocircuito asimétrico línea a tierra

Debido a que la mayoría de las fallas que ocurren en un sistema de potencia, son fallas asimétricas, a través de impedancias o conductores abiertos. Para este análisis se ha tomado la falla asimétrica de línea a tierra, en este análisis la trayectoria de una corriente de falla puede o no contener impedancia de falla, en este caso si contendrá la admitancia de $Y_{45} = Z_m$

Se toma este tipo de análisis de falla ya es el más común sobre todo porque son originadas por las descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con las estructuras aterrizadas y también están relacionados que al producir una falla en cualquiera de las tres fases se presenta el efecto ferro-resonancia provocando que el transformador tipo pedestal trifásico tenga una sobre-carga.

Este método nos permitirá encontrar la corriente de cortocircuito la cual nos servirá para continuar con el análisis de la ferro-resonancia, en la figura podemos observar el diagrama de este análisis de este cortocircuito.

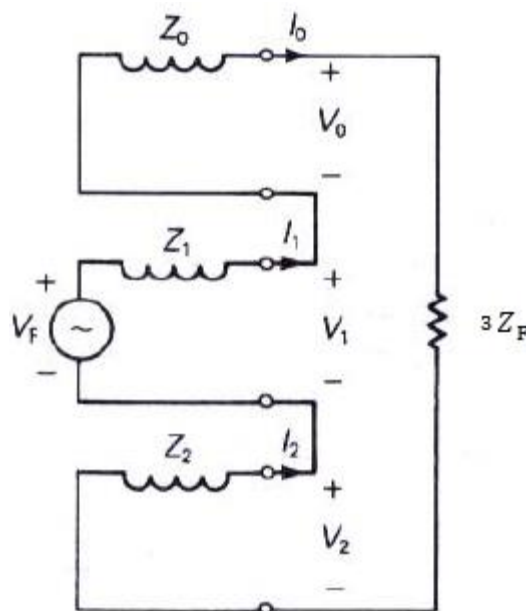


Figura 2. 13 Redes de secuencia interconectadas

Como se puede observar en la figura 2.9 a las impedancias de secuencia, incluimos la impedancia de falla Z_F , en nuestro caso la $Y_{45} = Z_m$, esta igualdad se da por el efecto capacitivo que llega a tener el conductor de media tensión, cuando se produce una falla neutro tierra. La impedancia Z_{45} es la impedancia de falla neutro-tierra la cual proviene de la matriz de impedancias 2.14, y la cual se obtuvo de la matriz de impedancias del material de cobre y lo podemos observar en la siguiente figura 2.13, en el recuadro de azul:

Z	1	2	3	4	5
1	0,0012 - i0,3107	0,0012 - i0,4944	0,0012 - i0,5205	0,0012 - i0,5205	0,0012 - i0,5736
2	0,0012 - i0,5210	0,0012 - i0,3107	0,0012 - i0,4957	0,0012 - i0,4957	0,0012 - i0,5476
3	0,0012 - i0,5360	0,0012 - i0,5375	0,0012 - i0,3185	0,0012 - i0,5114	0,0012 - i0,5626
4	0,0012 - i0,1106	0,0012 - i0,1111	0,0012 + i0,1372	0,0012 - i0,3230	0,0012 + i0,0841
5	0,0012 + i0,5736	0,0012 + i0,5727	0,0012 - i0,5727	0,0012 + i0,0589	0,0012 + i0,0542

Figura 2. 14 Impedancia Z45

Nuestra admitancia $Y_{45} = 1/Z_{45}$ será la de falla línea a tierra, la cual ocasiona que los transformadores entren en resonancia, la corriente de corto circuito la cual afecta al transformador se calculara aplicando una falla simple línea a tierra, puesto que cualquiera de las tres fases pueden fallar, se marcara de manera arbitraria como la fase A.

La ecuación que se utilizara para el cálculo de los componentes de secuencia de las corrientes de falla serán las siguientes:

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3*Z_F} \quad 2.27$$

$$I_a = I_1 = I_2 = 3I_1 = \frac{3V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3*Z_F}; I_b = I_c = 0 \quad 2.28$$

$$V_f = \sqrt{3} V_L \quad 2.29$$

Para la ecuación 2.29 se toma de la conexión tipo estrella que se encuentra conectado el transformador tipo pedestal, el cual al voltaje de línea se multiplica por la raíz de tres debido a la conexión en la que se encuentra.

Los valores de las impedancias se detallan a continuación:

Tabla 2. 14 Valores de las impedancias conductores aluminio

Impedancias	Real	Imaginario	
Z0(aluminio)	0,3179	1,103	ohm/km
Z1(aluminio)	0,5183	0,4645	ohm/km
Z2(aluminio)	0,5189	0,4653	ohm/km
Z45(cobre)	0,0012	0,0841	ohm/km

Como se puede observar en la tabla 2.14 los valores de las impedancias está en ohm/km, para poder analizar los componentes de secuencia de las corrientes de falla, se necesita que los valores de las impedancias estén en ohm, para llegar a estas unidades las impedancias se multiplicarán por las distancias más utilizadas y aplicadas por la empresa Eléctrica Regional Centro Sur, los valores de las distancias es decir su longitud, varían dependiendo la ubicación tanto como la subestación y la estructura de distribución en el caso de conductor de aluminio, a su vez de igual forma del conductor de cobre que dependerá de longitud que exista entre la estructura de distribución y el transformador tipo pedestal.

Tabla 2. 15 Rango de acción de distancias aplicadas

Datos de las diferentes distancias utilizadas por la E.E.R.C.S.			
Distancia para el conductor de aluminio		Distancia para el conductor de Cobre	
Metros	Kilómetros	Metros	Kilómetros
10.000	10	25	0,025
20.000	20	50	0,05
30.000	30	75	0,075
40.000	40	100	0,1

2.3.2.6.1 Análisis de la corriente I_{cc} con las diferentes distancias

Mediante el análisis de falla de corto circuito línea tierra se hallara las diferentes corrientes de cortocircuito de acuerdo a los rangos de acción de distancias más aplicadas. Con las ecuaciones 2.28, 2.29, 2.30, calculamos nuestra corriente de corto circuito la cual da como resultado el efecto de ferro-resonación en los transformadores de tipo pedestal.

Para calcular la corriente $I_0=I_1=I_2$ de la ecuación 2.28, se divide el voltaje de pre falla para la sumatoria de las impedancias de secuencia, más la impedancia de falla

$Y_{45} = Z_m$, nuestras impedancias de secuencia procederán del cálculo con el conductor de aluminio, ya que el conductor que parte desde las subestación hasta la estructura de distribución es de Aluminio. Mientras que el conductor que va desde la estructura de distribución al transformador de tipo pedestal es la de cobre Y_{45} ya calculada anteriormente.

Como resultado, nuestra corriente de falla de fase parte de la ecuación 2.29, el valor de esta corriente de corto circuito es la que llega al transformador tipo pedestal, y dicho transformador entra en el efecto de ferro-resonancia.

Tabla 2. 16 Corrientes de corto circuito

Datos Generales					
Voltaje de pre falla = 38,1051 KV					
Impedancias	Real	Imaginario	Modulo	Angulo	
Z0(aluminio)	0,3179	1,1038	1,1487	45,855	ohm/km
Z1(aluminio)	0,5183	0,4645	0,6967	41,872	ohm/km
Z2(aluminio)	0,5189	0,4653	0,6970	41,880	ohm/km
Y45(cobre)	0,1777	-11,886	11,888	-1,555	ohm/km
Datos de las diferentes distancias utilizadas por la E.E.R.C.S.					
Distancia para el conductor de aluminio			Distancia para el conductor de Cobre		
Metros	Kilómetros		Metros	Kilómetros	
10.000	10		25	0,025	
20.000	20		50	0,05	
30.000	30		75	0,075	
40.000	40		100	0,1	
Corrientes de Corto circuito					
Icc con distancias 25m y 10Km(KA)			Icc con distancias 50m y 20Km(KA)		
	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	
Io	1,6070	55,099	0,8035	55,099	
Ia	4,8212	55,099	2,4106	55,099	
Icc con distancias 75m y 30Km(KA)			Icc con distancias 100m y 40Km(KA)		
	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	
Io	0,5356	55,099	0,4017	55,099	
Ia	1,6070	55,099	1,2053	55,099	

2.4 SOLUCIONES DEPENDIENDO EL TIPO DE FALLA

Al obtener los valores de corriente en el punto 2.3.2.6, para las diferentes distancias, en el cual nos da valores considerables de corriente de corto circuito. Por lo cual se necesita una protección para corrientes altas originadas por fallas externas

que impida que el transformador entre en ferro-resonancia, que pueden ocasionar sobrecalentamiento en los devanados, dañando el transformador por los efectos antes mencionados.

Basando en la teoría de la conexión Yyn0 citada anteriormente optamos realizar el cálculo de la protección o calibración del relé 51 en baja tensión, mediante este relé podremos activar la operación del disyuntor, cuyo dispositivo será calibrado con las diferentes corrientes realizadas en el análisis 2.3.2.7

Considerando el análisis de las corrientes de fallas ya citadas, hemos visto posibles soluciones para evitar que el transformador tipo pedestal entre en ferro-resonancia las cuales serán enumeradas a continuación:

- Cambiar el tipo de seccionar mono polar por un seccionador tripolar ubicado en el mismo punto, el cual nos sirve de enlace entre la red aérea y la red subterránea en media tensión. El funcionamiento del seccionador trifásico que hemos dado como opción se basa en desconectar instantáneamente las tres fases en el momento que se produce una falla asimétrica línea a tierra

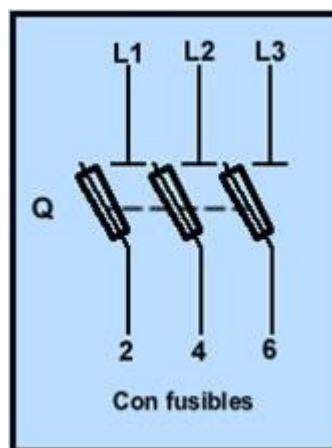


Figura 2. 15 Seccionar Trifásico

- Implementación de la tecnología Smart Grid como a la red de distribución se ve en la figura 2.11, el cual nos permitirá controlar y monitorear en tiempo real las diferentes protecciones cuando se presentan fallas evitando daños considerables o de costos altos en los diferentes dispositivos tales como: transformadores tipo pedestal, protecciones en media tensión y en baja tensión. El costo de implementación de esta tecnología se requiere de una

fuerte inversión el cual se va a ver reflejado en la eficiencia que esta presentara ante una anomalía en el sistema y esta a su vez se verá reflejado en el incremento de la confiabilidad. Este tipo de tecnología es a largo plazo en nuestro país ya que la tendencia en el avance no se ha desarrollado por completo, el cual ponemos como una segunda posible solución y como tema de análisis para futuras investigaciones

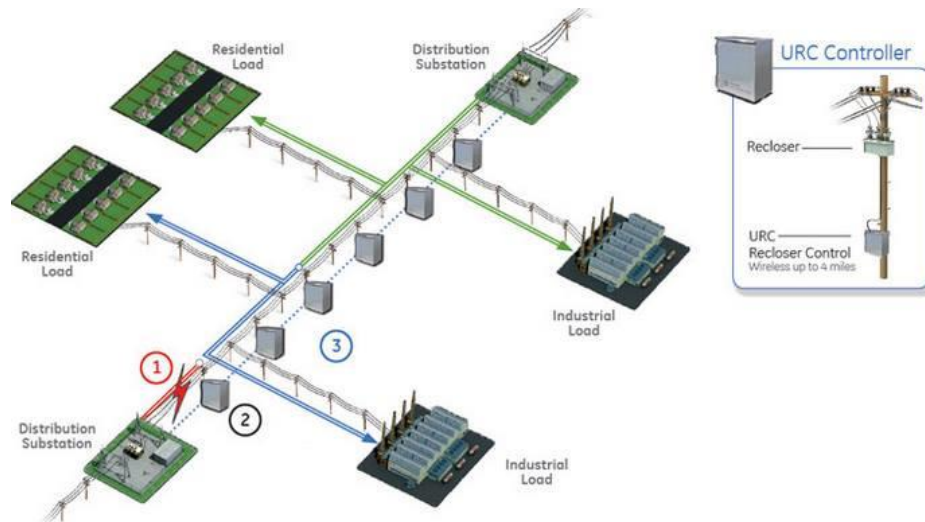


Figura 2. 16 Tecnología Smart Grid

- Basando en las dos posibles soluciones propuestas anteriormente hemos visto que la más factible y no muy costosa en comparación a la Smart Grid es la implementación del relé 51 en la baja tensión el cual dará una señal al disyuntor para que active la protección y de esta manera proteger la vida útil del transformador tipo pedestal.

2.4.1 Datos para la calibración del Relé 51

La solución para proteger al transformador de las corrientes altas que ocasionan la ferro-resonancia, es un relé de sobre corriente en específico un relé protección 51.

Ajuste 51:

$$I_n = \frac{P_{trafo}}{\sqrt{3} \cdot V_L} \quad 2.29$$

$$P_{CC} = \frac{P_n}{X_d} * 100 \quad 2.30$$

$$I_{CC} = \frac{P_{CC}}{\sqrt{3} \cdot V_L} \quad 2.31$$

$$ITC = \text{valor tabla norma IEEE} \quad 2.32$$

$$I_S = 5 \quad 2.33$$

$$RTCI_n = \frac{ITC}{5} \quad 2.34$$

$$n\% = \frac{RTC \cdot I_S - I_n}{I_n} * 100 \quad 2.35$$

Corriente sin daño

$$PICK UP = \frac{I_n}{RTCI_n} = \text{Valor cercano de la tabla} \quad 2.36$$

Corriente de CC

$$\text{Múltiplos } PICK UP2 = \frac{I_{CC}}{RTCI_n * PICK UP} \quad 2.37$$

$$TD = \text{Selección según la gráfica} \quad 2.38$$

2.4.2 Ajuste del relé 51 para un transformador de tipo pedestal a diferentes potencias

Como principal solución al problema de ferro-resonancia en los transformadores tipo pedestal, debido a las altas corrientes de cortocircuito se dio la calibración del relé 51 el cual permitirá como anteriormente se explicó el control al disyuntor en media tensión.

Para llegar a poder calibrar este relé se pasó por varios procedimientos, tanto por el método de Kron, Carson, y las impedancias de secuencias, el cálculo de las corrientes de corto circuito línea- tierra. Para facilitar todo este procedimiento muy extenso, ya que contiene diferentes configuraciones tanto en sus distancias como en el material del conductor, y en el caso de la calibración del relé 51 sus diferentes potencias. Se

procedió a realizar un programa en Excel, el cual nos permite mediante el ingreso de los datos correspondientes llegar a nuestra solución.

Para efectuar la Calibración del relé 51 tomamos la parte de baja tensión del transformador para realizarlo, procedemos a encontrar nuestra corriente nominal I_n mediante la división de la potencia del transformador para el producto de la raíz de tres por el voltaje de la línea en baja tensión. De la misma manera encontramos nuestra potencia de cortocircuito según la ecuación 2.30 en la cual la reactancia varía de acuerdo a la potencia del transformador como se observa el Anexo 3, y nuestra I_{cc} del transformador con la ecuación 2.31. Con el valor de I_n buscamos en la tabla del anexo 2 el valor más cercano, este valor será nuestra ITC corriente al primario predefinido, el valor de I_s será cinco, para encontrar nuestra RTC de la corriente nominal partimos de la ecuación 2.34.

Para encontrar el valor de la corriente sin daño Pick up, tomamos nuestra corriente nominal y la dividimos para $RTC I_n$ como podemos observar en la ecuación 2.36.

El valor de la corriente de daño C.C. (o I_{cto}) nuestros múltiplos de Pick-Up partimos de la ecuación 2.37 la cual no dice que es la corriente de corto circuito del transformador dividido para el producto de $RTC I_n$ por la corriente sin daño, y como valor final nuestro TD que será el tiempo en la cual el Relé 51 entrará en funcionamiento, esta valor dependerá de los múltiplos de Pickup y buscare en la gráfica del Anexo 4 basado en la norma IEEE STD 242-1986.

Tap Range	Tap Settings
0.5–2.5 (or 0.5–2)	0.5, 0.6, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5
0.5–4	0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 4.0
1.5–6 (or 2–6)	1.5, 2, 2.5, 3, 3.5, 4, 5, 6
4–16 (or 4–12)	4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 16
1–12	1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12

Figura 2. 17 Rangos de Tap típicos y ajustes de sobre-corriente temporizado de Relés

Tabla 2. 17 Ajustes del Relé de acuerdo a la potencia de Transformador

Datos Generales			
Voltaje de línea	0,220 KV		
Is	5 A		
Potencia KVA	Reactancia %		
30	1,3312		
50	1,4145		
75	1,3312		
100	0,8321		
150	0,9985		
200	0,9985		
250	0,9985		
Ajustes del Relé de acuerdo a la potencia de Transformador			
Potencia 30 KVA	Potencia de 50 KVA	Potencia de 75 KVA	
In	0, 7873 A	1,312 A	1,968A
Pcc	2253,60 KVA	3534,81 KVA	5639,09 KVA
Icc	59,142 A	92,765 A	147,855 A
ITC	10 A	10 A	10 A
RTCIn	2	2	2
Pickup	0,394A	0,6560 A	0,984 A
Múlt-Pickup	75,120A	70,696 A	75,120 A
TD	1,0	1,0	1,0
Tiempo	0,1866 s	0,1866 s	0,1866 s
Potencia 100 KVA	Potencia 150 KVA	Potencia 200 KVA	
In	2,624 A	3,936 A	5,249 A
Pcc	12017, KVA	15022,538 KVA	20030,045 KVA
Icc	315,385 A	394,239 A	525,652 A
ITC	10 A	10A	10 A
RTCIn	2	2	2
Pickup	1,312A	1,968 A	2,624 A
Múlt-Pickup	120,178A	100,150 A	100,151 A
TD	0,5	0,5	0,5
Tiempo	0,0933 s	0,0933 s	0,0933 s
Potencia 250 KVA			
In	6,561 A		
Pcc	25037,55 KVA		
Icc	657,065 A		
ITC	10		
RTCIn	2		
Pickup	3,280A		
Múlt-Pickup	100,150A		
TD	0,5		
Tiempo	0,0933 s		

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE DATOS

3.1 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

El presente capítulo se enfoca al análisis de los diferentes métodos y resultados obtenidos para determinar o justificar la posible solución ante el efecto de la ferresonancia cuando se da una falla línea tierra, previamente descritos en las tablas del capítulo dos. Los métodos utilizados en el cálculo fueron los siguientes: Carson, Kron, Matriz de Secuencia, cálculo de falla asimétrica línea tierra y calibración del relé 5.

3.1.1 *Análisis de la corriente de corto circuito en media tensión*

Las corrientes de corto circuito de media tensión fueron obtenidas a partir de los métodos de Carson y Kron (matriz de secuencia) los cuales se detallan en la tabla 2.16, en la misma contiene valores de corriente que varían dependiendo de la localización de la red de media tensión aérea la cual parte desde la subestación hasta el nodo j que es punto de transición o cambio de impedancia.

Las corrientes de corto circuito I_{cc} a una distancia de 25 m soterrado y 10 km aéreo es de 4,82 kA siendo el valor más alto y de mayor riesgo que debemos tener en cuenta, mientras que los demás valores tienen un decremento en la corriente de corto circuito I_{cc} y el mismo se ve reflejado en el cálculo cuando se tiene una distancia de 100 m soterrado y 40km aéreo con un valor de 1,20 kA

En la tabla 2.16 los valores de la corriente de corto circuito tienden a un decremento en sus valores esto se debe al incremento de la Z_1 debido a la distancia que llegan a tener tanto las redes aérea y subterránea de media tensión. A mayor distancia la subestación del transformador tipo pedestal las longitudes de los conductores será mayor tanto en la parte de aluminio (aérea) y cobre (soterrado), dando como resultado el incremento de sus impedancias.

El incremento de la impedancia de los conductores tanto de aluminio como de cobre provoca una oposición al paso de la corriente por ello tenemos variaciones en las corrientes a diferentes distancias.

3.1.2 Análisis de la solución propuesta

De acuerdo a la propuesta indicada en el punto 2.4 la solución más factible y viable de las opciones que hemos citado, es la implementación de un relé 51 en la baja tensión ya que por medio de esta protección, será emitida una señal al disyuntor el cual estará conectado a la red de media tensión antes de ingresar al transformador tipo pedestal.

Se optó por esta solución debido a las características de conexión YYn0 que tiene el transformador tipo pedestal, el cual nos indica que no existe desfase alguno entre la red de media tensión, por la velocidad de respuesta que se tiene B1 y la red de baja tensión, es decir lo que pasa en media tensión se verá reflejado en baja tensión teniendo en cuenta la diferencia de voltajes que se manejan 22000 voltios en el primario y 220 voltios en el secundario.

Se realizó la calibración del relé 51 (relé de sobre-corriente) para la protección de la red de media tensión mediante las corrientes de corto circuito citadas en la tabla 2.16. Al proceder con la calibración del TD nos percatamos que los valores de los múltiplos de Pickup son excesivamente elevados los cuales impiden encontrar una curva inversa de tiempo para el relé 51 que se ajuste a dichos valores, haciendo imposible encontrar un TD de esas características en el mercado. Por lo que optamos hacer la calibración del relé 51 en baja tensión, obteniendo valores que se ajusten a la curva inversa de tiempo para el relé 51 y este a su vez emitirá una señal para activar al disyuntor.

En el transformador tipo pedestal trifásico de 100 KVA se debe implementar un TC (transformador de corriente), debido a los valores de los múltiplos Pick-Up se encuentran fuera del rango de la curva de accionamiento del Relé 51, esto se debe a que el valor de la reactancia es menor a los demás transformadores tipo pedestal los mismo viene en porcentaje.

El disyuntor de protección en media tensión deberá soportar y reaccionar a valores de corrientes de corto circuito mayores y menores siendo el valor más alto 4,82 kA este valor varía de acuerdo a las distancias que tengan las redes de cobre como de aluminio, siendo esta corriente la más alta a una distancia de 10 km en aluminio y 25 metros en la de cobre. De esta manera protegemos al transformado tipo pedestal que afecten las fallas ferro-resonantes.

3.2 PRUEBAS TEÓRICAS RELACIONAS COSTO - BENEFICIO

Es muy importante evaluar esta propuesta que se dio como una solución al efecto de ferro-resonancia en los transformadores tipo pedestal, y ver cuán factible es aplicarla. Sobre todo identificar los costos y beneficios de esta propuesta.

Mientras que la relación costo-beneficio (RBC) de esta propuesta pretende determinar la conveniencia de la solución establecida mediante la enumeración y valoración en términos monetarios, también conocida como índice neto de rentabilidad, es un cociente que se obtiene al dividir el Valor Actual de los Ingresos totales netos o beneficios netos (VAI) entre el Valor Actual de los Costos de inversión o costos totales (VAC) de la solución propuesta. Según el análisis costo-beneficio, de esta propuesta será rentable cuando la relación costo-beneficio es mayor que la unidad.

Para llegar analizar el costo – beneficio partimos con los valores iniciales, precios de los equipos que son parte de la solución como se explica en la tabla 3.1

Tabla 3. 1 Valores Iniciales de los equipos

Transformador	Precio Usd.	Montaje Usd.	Disyuntor Usd.	Calibración Usd.
30KVA	8.800	62,10	432,56	140
50KVA	9.300	62,10	Relé 51 Usd.	Calibración Usd.
75KVA	9.770	62,10	1.500	140
100KVA	10.100	145,42		
150KVA	12.430	145,42		
200KVA	13.000	186,57		
250KVA	14.870	186,57		

En los cálculos que realizamos necesitamos algunos parámetros para determinar si el análisis propuesto en nuestro proyecto es beneficioso, rentable y desde que año nos puede ser implementado la solución.

3.2.1 Datos para obtener Costo totales de implementación la solución

El costo de amortización de explotación (K_a) es el resultado obtenido mediante el costo de pérdidas del hierro más el costo de calibración del equipo que vamos a implementar es decir:

$$\text{Costo} = K_a \Delta P_o + K_a \text{calibración} \quad 3.1$$

El costo de amortización de explotación K_a es un costo de depreciación de los equipos, está en función del costo inicial y del tiempo útil o de vida del equipo (15 años para las redes de distribución), en el cual los costos iniciales dependen mucho del tipo de equipo que se va a requerir según la potencia del transformador tipo pedestal y los equipos que deben ser montados.

$$K_a = \frac{K_i}{T_a} \quad 3.2$$

El costo inicial K_i depende del F_o el mismo que es el resultado de la suma del costo del transformador tipo pedestal más el costo de montaje, el costo inicial depende del costo de reparación capital kr , costo mantenimiento km y del costo de liquidación kl

$$K_a = F_o + K_r + K_m + K_l \quad 3.3$$

$$F_o = \text{costo del equipo} + \text{costo de liquidación} \quad 3.4$$

Para los cálculos necesitamos el factor de capacidad de los transformadores tipo pedestal es decir el tiempo que trabajan en horas teniendo en cuenta las horas de mantenimiento, el tiempo de operación en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur es de 7368 horas en el año 2013.

$$f_c = \frac{T_e}{8760} \quad 3.5$$

El costo de las pérdidas de hierro, son costos que están en función de la potencia en el hierro las cuales se ven en la norma INEN 2115-2004, el costo del kwatth es de 0.12 según normas de la Empresa Eléctrica, del tiempo de operación del equipo y el costo del transformador.

$$K_a \Delta P_o = \Delta P_o (C_p \cdot T_e + k_a \text{trafo}) \quad 3.6$$

3.2.2 Datos para obtener Beneficios totales de implementación la solución

El beneficio de las pérdidas de cobre lo determina el costo, las mismas que dependen de las pérdidas de cobre los cuales deben ser mayores que las pérdidas de hierro, los demás términos son similares al costo de pérdidas en el hierro.

$$K_a \Delta P_k = \Delta P_k (C_p \cdot T_e + k_a \text{trafo}) \quad 3.7$$

Donde ΔP_k depende de las pérdidas de cobre según la norma INEN 2115-2004 multiplicado con la demanda sobre la carga instalada del transformador tipo pedestal.

$$\Delta P_k = P_k \left(\frac{S(t)}{S} \right)^2 \quad 3.8$$

El factor de carga para el costo que a su vez se refleja en las pérdidas en el cobre se calcula por medio de la sumatoria de la demanda horaria tomada de la curva de carga contra la demanda máxima instalada.

$$f_c = \frac{S(t)}{S} \quad 3.9$$

3.2.3 Datos para obtener la tabla Relación Costo - Beneficio de la propuesta

La tabla consiste en realizar cálculos desde la implementación del transformador tipo pedestal hasta los 15 años que es el tiempo útil que la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur tiene como norma. En la columna dos calculamos la tasa de crecimiento de la demanda con un valor de 4.5% de la tasa para cada año.

$$S \cdot f_c \quad 3.10$$

La tercera columna calculamos la tasa pasiva del Banco Central con un valor de 5.32% anual durante los 15 años

$$(1 + r_i)^t \quad 3.11$$

El costo se calculó mediante el costo de amortización dividido para la tasa pasiva del Banco Central de cada año.

$$\sum_{t=0}^{t=15 \text{ años}} \frac{K_a \Delta P_o + K_a \text{calibración}}{(1 + r_i)^t}$$

El beneficio es el resultado de las pérdidas de cobre por el beneficio total e inversamente proporcional para la tasa pasiva del Banco Central de cada año.

$$\sum_{t=0}^{t=15 \text{ años}} \frac{P_k \left(\frac{S(t)}{S}\right)^2 \cdot (C_p \cdot T_e + k_a \text{trafo})}{(1 + r_i)^t}$$

El Valor Actual Neto (VAN) es la diferencia que existe entre el valor del beneficio que proponemos menos el costo de inversión que tiene el proyecto al ser instalado en un transformador tipo pedestal, donde el valor resultante puede tener signos negativos como positivos, si el valor es negativo indica que no es rentable mientras que si es positivo, la solución propuesta por nuestro proyecto es rentable tanto para la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur como para los usuarios.

En la última columna tenemos el valor de Relación Costo Beneficio (RBC), este valor debe ser mayor a uno para rectificar aún más la solución propuesta.

$$RBC = \frac{\text{beneficio}}{\text{costo}} > 1$$

3.2.4 Análisis Costo beneficio para un transformador 30 kVA

Datos generales de costo del transformador tipo pedestal, el costo de los equipos y valores necesarios para el cálculo expuesto anteriormente.

Tabla 3. 2 Datos generales del transformador y equipos

Datos generales							
Transformador		Equipos		Valores			
Ta	15 años	Ta	15 años	ΔP_{hierro}	0,134	rv	0,045
Fo	8862,10	Fo	3212,56	Fc	0,8410	ri	0,0532
Kr	15951,78	Kr	5782,61	Te	7368		
Km	1772,42	Km	642,51	Perd.Cobre	0,648		
Kl	7089,42	Kl	2570,05	Carga insta	30KVA		
Ki	19496,62	Ki	7067,63	ΔP cobre	0,458		
Ka-trafo	1299,77	Ka-calib	471,18	Cp	0,12		

Tabla siguiente es para obtener la relación costo beneficio en función de la demanda de crecimiento, la tasa pasiva propuesta por el Banco Central y del valor actual neto VAN.

Tabla 3. 3 Relación costo beneficio (transformador de 30 KVA)

Año	S(t)	(1+ri)^t	Costo	Beneficio	VAN	Estado
0	25,23	1	355,78	1001,17	645,38	OK
1	26,37	1,05	337,81	950,59	612,78	OK
2	27,55	1,109	320,75	902,58	581,83	OK
3	28,79	1,168	304,55	856,98	552,44	OK
4	30,09	1,230	289,16	813,70	524,53	OK
5	31,44	1,296	274,56	772,59	498,04	OK
6	32,86	1,365	260,69	733,57	472,88	OK
7	34,34	1,437	247,52	696,51	448,99	OK
8	35,88	1,514	235,02	661,33	426,31	OK
9	37,50	1,594	223,15	627,93	404,78	OK
10	39,19	1,679	211,87	596,21	384,33	OK
11	40,95	1,769	201,17	566,09	364,92	OK
12	42,79	1,863	191,01	537,50	346,49	OK
13	44,72	1,962	181,36	510,35	328,98	OK
14	46,73	2,066	172,20	484,57	312,37	OK
15	48,83	2,176	163,50	460,09	296,59	OK
Total			3970,11	11171,75		
RBC	2,81					Ok

3.2.5 *Análisis Costo beneficio para un transformador 50 kVA*

Datos generales de costo del transformador tipo pedestal, el costo de los equipos y valores necesarios para el cálculo expuesto anteriormente.

Tabla 3. 4 Datos generales del transformador y equipos

Datos generales							
Transformador		Equipos		Valores			
Ta	15 años	Ta	15 años	$\Delta\text{Phierro}$	0,197	rv	0,045
Fo	9362,10	Fo	3212,56	Fc	0,8410	ri	0,0532
Kr	16851,78	Kr	5782,61	Te	7368		
Km	1872,42	Km	642,51	Perd.Cobre	0,973		
Kl	7489,68	Kl	2570,05	Carga insta	50KVA		
Ki	20596,62	Ki	7067,63	$\Delta\text{P cobre}$	0,688		
Ka-trafo	1373,11	Ka-calib	471,18	Cp	0,12		

Tabla siguiente es para obtener la relación costo beneficio en función de la demanda de crecimiento, la tasa pasiva propuesta por el Banco Central y del valor actual neto VAN.

Tabla 3. 5 Relación costo beneficio (transformador de 50 KVA)

Año	S(t)	(1+ri)^t	Costo	Beneficio	VAN	Estado
0	42,05	1	537,50	1553,77	1016,27	OK
1	43,95	1,05	510,35	1475,29	964,93	OK
2	45,92	1,109	484,57	1400,77	916,19	OK
3	47,99	1,168	460,10	1330,01	869,91	OK
4	50,15	1,230	436,86	1262,83	825,97	OK
5	52,41	1,296	414,79	1199,04	784,25	OK
6	54,77	1,365	393,84	1138,47	744,63	OK
7	57,23	1,437	373,94	1080,96	707,02	OK
8	59,81	1,514	355,05	1026,36	671,31	OK
9	62,50	1,594	337,12	974,52	637,40	OK
10	65,31	1,679	320,09	925,29	605,20	OK
11	68,25	1,769	303,92	878,55	574,63	OK
12	71,32	1,863	288,57	834,17	545,60	OK
13	74,53	1,962	273,99	792,04	518,04	OK
14	77,88	2,066	260,15	752,03	491,88	OK
15	81,39	2,176	247,01	714,04	467,03	OK
Total			5997,86	17338,13		
RBC	2,89					OK

3.2.6 Análisis Costo beneficio para un transformador 75 kVA

Datos generales de costo del transformador tipo pedestal, el costo de los equipos y valores necesarios para el cálculo expuesto anteriormente.

Tabla 3. 6 Datos generales del transformador y equipos

Datos generales							
Transformador		Equipos		Valores			
Ta	15 años	Ta	15 años	Δ Phierro	0,266	rv	0,045
Fo	9832,10	Fo	3212,56	Fc	0,8410	ri	0,0532
Kr	17697,78	Kr	5782,61	Te	7368		
Km	1966,42	Km	642,51	Perd.Cobre	1,36		
Kl	7865,68	Kl	2570,05	Carga insta	75KVA		
Ki	21630,62	Ki	7067,63	Δ P cobre	0,96		
Ka-trafo	1442,04	Ka-calib	471,18	Cp	0,12		

Tabla siguiente es para obtener la relación costo beneficio en función de la demanda de crecimiento, la tasa pasiva propuesta por el Banco Central y del valor actual neto VAN.

Tabla 3. 7 Relación costo beneficio (transformador de 75 KVA)

Año	S(t)	(1+ri)^t	Costo	Beneficio	VAN	Estado
0	63,08	1	744,10	2238,09	1493,99	OK
1	65,92	1,05	706,52	2125,04	1418,52	OK
2	68,89	1,109	670,83	2017,70	1346,87	OK
3	71,99	1,168	636,94	1915,78	1278,83	OK
4	75,23	1,230	604,77	1819,00	1214,24	OK
5	78,61	1,296	574,22	1727,12	1152,90	OK
6	82,15	1,365	545,21	1639,88	1094,67	OK
7	85,85	1,437	517,67	1557,05	1039,37	OK
8	89,71	1,514	491,53	1478,39	986,87	OK
9	93,75	1,594	466,70	1403,72	937,02	OK
10	97,96	1,679	443,12	1332,81	889,69	OK
11	102,37	1,769	420,74	1265,49	844,75	OK
12	106,98	1,863	399,49	1201,56	802,08	OK
13	111,79	1,962	379,31	1140,87	761,56	OK
14	116,82	2,066	360,15	1083,24	723,09	OK
15	122,08	2,176	341,96	1028,52	686,57	OK
Total			8303,25	24974,26		
RBC	3,01					OK

3.2.7 *Análisis Costo beneficio para un transformador 100 kVA*

Datos generales de costo del transformador tipo pedestal, el costo de los equipos y valores necesarios para el cálculo expuesto anteriormente adicionalmente se debe implementar el costo del TC.

Tabla 3. 8 Datos generales del transformador y equipos

Datos generales							
Transformador		Equipos		Valores			
Ta	15 años	Ta	15 años	$\Delta\text{Phierro}$	0,330	rv	0,045
Fo	10245,42	Fo	3212,56	Fc	0,8410	ri	0,0532
Kr	18441,75	Kr	5782,61	Te	7368		
Km	2049,08	Km	642,51	Perd.Cobre	1,72		
Kl	8196,33	Kl	2570,05	Carga insta	100KVA		
Ki	22539,92	Ki	7067,63	$\Delta\text{P cobre}$	1,21		
Ka-trafo	1502,66	Ka-calib	471,18	Cp	0,12		

Tabla siguiente es para obtener la relación costo beneficio en función de la demanda de crecimiento, la tasa pasiva propuesta por el Banco Central y del valor actual neto VAN.

Tabla 3. 9 Relación costo beneficio (transformador de 100 KVA)

Año	S(t)	(1+ri)^t	Costo	Beneficio	VAN	Estado
0	84,11	1	943,14	2909,35	1966,21	OK
1	87,89	1,05	895,50	2762,39	1866,89	OK
2	91,85	1,109	850,26	2622,86	1772,59	OK
3	95,98	1,168	807,32	2490,37	1683,05	OK
4	100,30	1,230	766,54	2364,57	1598,04	OK
5	104,82	1,296	727,82	2245,13	1517,32	OK
6	109,53	1,365	691,05	2131,72	1440,67	OK
7	114,46	1,437	656,14	2024,05	1367,90	OK
8	119,61	1,514	623,00	1921,81	1298,80	OK
9	124,99	1,594	591,53	1824,73	1233,20	OK
10	130,62	1,679	561,65	1732,56	1170,91	OK
11	136,50	1,769	533,28	1645,04	1111,76	OK
12	142,64	1,863	506,34	1561,95	1055,60	OK
13	149,06	1,962	480,77	1483,05	1002,28	OK
14	155,77	2,066	456,48	1408,14	951,65	OK
15	162,78	2,176	433,42	1337,01	903,58	OK
Total			10524,25	32464,72		
RBC	3,08					OK

3.2.8 *Análisis Costo beneficio para un transformador 150 kVA*

Datos generales de costo del transformador tipo pedestal, el costo de los equipos y valores necesarios para el cálculo expuesto anteriormente.

Tabla 3. 10 Datos generales del transformador y equipos

Datos generales						
Transformador	Equipos			Valores		
Ta	15 años	Ta	15 años	$\Delta\text{Phierro}$	0,447	rv 0,045
Fo	12575,42	Fo	3212,56	Fc	0,8410	ri 0,0532
Kr	22635,75	Kr	5782,61	Te	7368	
Km	2515,08	Km	642,51	Perd.Cobre	2,406	
Kl	10060,33	Kl	2570,05	Carga insta	150KVA	
Ki	27665,92	Ki	7067,63	$\Delta\text{P cobre}$	1,70	
Ka-trafo	1844,39	Ka-calib	471,18	Cp	0,12	

Tabla siguiente es para obtener la relación costo beneficio en función de la demanda de crecimiento, la tasa pasiva propuesta por el Banco Central y del valor actual neto VAN.

Tabla 3. 11 Relación costo beneficio (transformador de 150 KVA)

Año	S(t)	(1+ri)^t	Costo	Beneficio	VAN	Estado
0	126,16	1	1430,28	4644,29	3214,01	OK
1	131,84	1,05	1358,03	4409,69	3051,66	OK
2	137,77	1,109	1289,43	4186,95	2897,51	OK
3	143,97	1,168	1224,30	3975,45	2751,15	OK
4	150,45	1,230	1162,46	3774,64	2612,18	OK
5	157,22	1,296	1103,74	3583,98	2480,24	OK
6	164,30	1,365	1047,99	3402,94	2354,95	OK
7	171,69	1,437	995,05	3231,05	2236,00	OK
8	179,42	1,514	944,79	3067,84	2123,05	OK
9	187,49	1,594	897,06	2912,87	2015,81	OK
10	195,93	1,679	851,75	2765,74	1913,99	OK
11	204,75	1,769	808,73	2626,03	1817,31	OK
12	213,96	1,863	767,88	2493,38	1725,51	OK
13	223,59	1,962	729,09	2367,44	1638,35	OK
14	233,65	2,066	692,26	2247,85	1555,59	OK
15	244,16	2,176	657,29	2134,31	1477,01	OK
Total			15960,12	51824,45		
RBC	3,25					OK

3.2.9 *Análisis Costo beneficio para un transformador 200 kVA*

Datos generales de costo del transformador tipo pedestal, el costo de los equipos y valores necesarios para el cálculo expuesto anteriormente.

Tabla 3. 12 Datos generales del transformador y equipos

Datos generales						
Transformador	Equipos			Valores		
Ta	15 años	Ta	15 años	ΔP_{hierro}	0,569	rv 0,045
Fo	13186,57	Fo	3212,56	Fc	0,8410	ri 0,0532
Kr	23735,82	Kr	5782,61	Te	7368	
Km	2637,31	Km	642,51	Perd.Cobre	3,199	
Kl	29010,454	Kl	2570,05	Carga insta	200KVA	
Ki	29010,454	Ki	7067,63	ΔP cobre	2,26	
Ka-trafo	1934,03	Ka-calib	471,18	Cp	0,12	

Tabla siguiente es para obtener la relación costo beneficio en función de la demanda de crecimiento, la tasa pasiva propuesta por el Banco Central y del valor actual neto VAN.

Tabla 3. 13 Relación costo beneficio (transformador de 200 KVA)

Año	S(t)	(1+ri)^t	Costo	Beneficio	VAN	Estado
0	168,22	1	1871,65	6377,87	4506,22	OK
1	175,79	1,05	1777,11	6055,71	4278,60	OK
2	183,70	1,109	1687,34	5749,82	4062,47	OK
3	191,97	1,168	1602,11	5459,38	3857,27	OK
4	200,60	1,230	1521,18	5183,61	3662,43	OK
5	209,63	1,296	1444,34	4921,77	3477,43	OK
6	219,07	1,365	1371,38	4673,16	3301,77	OK
7	228,92	1,437	1302,11	4437,10	3134,99	OK
8	239,22	1,514	1236,34	4212,97	2976,63	OK
9	249,99	1,594	1173,89	4000,17	2826,28	OK
10	261,24	1,679	1114,59	3798,11	2683,51	OK
11	273,00	1,769	1058,29	3606,25	2547,96	OK
12	285,28	1,863	1004,83	3424,09	2419,26	OK
13	298,12	1,962	954,08	3251,13	2297,05	OK
14	311,53	2,066	905,88	3086,91	2181,02	OK
15	325,55	2,176	860,13	2930,98	2070,85	OK
Total			20885,26	71169,01		
RBC	3,41					

3.2.10 Análisis Costo beneficio para un transformador 250 kVA

Datos generales de costo del transformador tipo pedestal, el costo de los equipos y valores necesarios para el cálculo expuesto anteriormente.

Tabla 3. 14 3.14 Datos generales del transformador y equipos

Datos generales							
Transformador		Equipos			Valores		
Ta	15 años	Ta	15 años	$\Delta\text{Phierro}$	0,666	rv	0,045
Fo	15056,57	Fo	3212,56	Fc	0,8410	ri	0,05328
Kr	27101,82	Kr	5782,61	Te	7368		
Km	3011,314	Km	642,51	Perd.Cobre	3,819		
Kl	12045,256	Kl	2570,05	Carga insta	250KVA		
Ki	33124,454	Ki	7067,63	$\Delta\text{P cobre}$	2,70		
Ka-trafo	2208,30	Ka-calib	471,18	Cp	0,12		

Tabla siguiente es para obtener la relación costo beneficio en función de la demanda de crecimiento, la tasa pasiva propuesta por el Banco Central y del valor actual neto VAN.

Tabla 3. 15 Relación costo beneficio (transformador de 250 KVA)

Año	S(t)	(1+ri)^t	Costo	Beneficio	VAN	Estado
0	210,27	1	2373,38	8354,96	5981,58	OK
1	219,74	1,05	2253,49	7932,93	5679,43	OK
2	229,62	1,109	2139,66	7532,21	5392,55	OK
3	239,96	1,168	2031,58	7151,74	5120,16	OK
4	250,76	1,230	1928,96	6790,49	4861,53	OK
5	262,04	1,296	1831,53	6447,48	4615,96	OK
6	273,83	1,365	1739,01	6121,80	4382,79	OK
7	286,15	1,437	1651,17	5812,57	4161,40	OK
8	299,03	1,514	1567,76	5518,96	3951,20	OK
9	312,49	1,594	1488,57	5240,19	3751,62	OK
10	326,55	1,679	1413,38	4975,49	3562,11	OK
11	341,24	1,769	1341,99	4724,16	3382,18	OK
12	356,60	1,863	1274,20	4485,53	3211,34	OK
13	372,65	1,962	1209,83	4258,96	3049,12	OK
14	389,42	2,066	1148,72	4043,83	2895,10	OK
15	406,94	2,176	1090,70	3839,56	2748,86	OK
Total			26483,93	93230,87		
RBC	3,52					

3.3 ANTECEDENTES

Esta investigación y la propuesta de solución al problema de la ferro-resonancia fue aplicada para los transformadores tipo pedestal de una potencia que va desde los 30KVA hasta los 250 KVA, enfocados a la micro, pequeña y mediana industria.

La solución que se aplicó en esta investigación para el efecto de ferro-resonancia es la de aplicar protecciones tanto en la parte de media tensión como apertura de la red como en la parte de baja tensión implementando el control y protección, con los valores de corrientes obtenidos, se analizó sus valores de corrientes elevadas que son el principal problema para que un transformador tipo pedestal se produzca la falla.

En la parte de media tensión para su correcta protección se colocara un disyuntor tripolar con las características de la tabla 2.16, el disyuntor 3 polos principales independientes, unidos mecánicamente y cada uno de los cuales incluye una envolvente aislante de tipo “sistema a presión sellado”. El tipo de disyuntor que nosotros recomendamos es el (SF6) son interruptores automáticos MT tripolares para interior. Se utilizan principalmente para el manejo y la protección de las redes de 17,5 a 40,5 kV en la distribución de energía primaria y secundaria. Puesto que la

cadena de protección del SF6 es autónoma en cuanto a energía, este interruptor automático está especialmente adaptado a algunas instalaciones dispersadas de la red. Con la auto-compresión, la técnica de corte utilizada en estos interruptores automáticos, el establecimiento o la interrupción de cualquier tipo de corriente capacitiva o inductiva se realiza sin sobretensión peligrosa para la aparamenta conectada a la red. El interruptor automático SF6 está por este motivo perfectamente adaptado al manejo de bancos de condensadores [n], a su vez el relé 51 que estará conectado en la parte de baja tensión de esta manera teniendo la adecuada protección y garantizando que el transformador no sufra daños por fallas que puedan suscitarse mientras está operando.



Figura 3. 1 Disyuntor Automático con mando mecánico [n]

Con los resultados obtenidos se presentara los datos en forma escrita, para cada tipo de transformador y su análisis del costo y beneficio que tendrá la aplicación de esta solución, ya que la inversión y los beneficios varían de acuerdo a la potencia del transformador de tipo pedestal, la relación costo beneficio se la estimo para unos 15 años.

3.4 RECOLECCIÓN DE DATOS

En la recolección de datos indicaremos los equipos que deben estar conectados dependiendo de la potencia del transformador tipo pedestal, con las consideraciones ya expuestas en nuestro tema de investigación en los capítulos anteriores, esto nos ayudara para elegir las protecciones adecuadas en los futuros estudios para urbanizaciones, ampliación de red, estación de transformación privada, etc.

Los disyuntores y relés 51 que nosotros proponemos en nuestro estudio son sistemas de protección regulables, es decir nos puede servir para un transformador tipo pedestal de una potencia de 30KVA hasta 250KVA, optamos por esta solución teniendo en cuenta el crecimiento futuro en nuestra provincia, con esto queremos decir por cualquier motivo del propietario o por la Empresa Regional Centro Sur desea cambiar un transformador tipo pedestal de una potencia inferior a una potencia superior, las protecciones no deben cambiar, estas se deben ajustar a las nuevas corrientes con las que van a trabajar.

Las corrientes del disyuntor pueden variar desde 1,20kA para una distancia de 40 km en aluminio y 100 metros en cobre, la corriente más alta del disyunto 4,82kA para una distancia de 10km en aluminio y 25 metros en cobre, en los transformadores tipo pedestal en los relés 51 las corrientes varían desde 75 A hasta 120 A. El disyuntor SF6 puede trabajar en los rangos desde 400 A hasta 5 kA esto nos ayuda para la calibración de protección, algo parecido pasa con el relé 51 tiene un rango de trabajo desde los 5 A hasta los 150 A, teniendo en cuenta que las corrientes que van a ser calibradas van desde los 70 hasta los 120 A

El RBC es la relación beneficio costo de la implementación de nuestra solución las cual nos da valores mayores a 1, esto nos indica que el beneficio es mayor que el costo por ende es rentables la solución.

En la siguiente tabla comparativa veremos los costos de los transformadores tipo pedestal, del disyuntor, del 51 y la relación costo beneficio para optar por la mejor opción en función de la potencia del transformador tipo pedestal.

Tabla 3. 16 Comparación de los transformadores RBC

Potencia KVA	Transformador (\$)	Disyuntor(\$)	Relé 51 (\$)	RBC>1
30	8800	432,56	1500	2,81
50	9300	432,56	1500	2,89
75	9770	432,56	1500	3,01
100	10100	432,56	1500	3,08
150	12430	432,56	1500	3,25
200	13000	432,56	1500	3,41
250	14870	432,56	1500	3,52

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

La política implementada por el Estado Ecuatoriano a través del MEER en cuanto al manual de las UP y las UC homologado así como los acuerdos ministeriales 211-213 y la nueva Ley del Sector Eléctrico bajo el decreto 418 ha permitido la implementación y el crecimiento de la utilización de estos equipos desde potencias de 30 KVA hasta potencias de 250 KVA con una alimentación en media tensión de 22 kV con un voltaje de baja de 220 V, su conexión Yyn0 provoca fallas y destrucción del equipo cuando este entra en ferro-resonancia al estar frente a una falla asimétrica por largos períodos.

Al presentar una falla asimétrica en el sistema eléctrico de media tensión se genera una corriente en la red soterrada dando lugar a un efecto capacitivo en los conductores de cobre, en el cual la impedancia de la red llega a igualar a la impedancia del transformador tipo pedestal trifásico, $Y_{45} = Z_m$ por ello centramos nuestro tema de investigación definiendo como el punto de falla de la ferro-resonancia por sobretensión.

Los valores de las corrientes obtenidos en las tablas del capítulo 2, se observa las corrientes que hace que el transformador tipo pedestal entre en ferro-resonancia cuando presentan una falla línea tierra, estos datos nos sirvieron para implementar las soluciones y de esta manera evitar que el transformador tipo pedestal generen estos efectos cuando presenta una falla. Una de las soluciones fué la aplicación de relés de sobre corriente (relé 51), resulta muy conveniente esta protección por se puede utilizar la mayoría de las funciones en un solo equipo, este relé que se implementara no necesita TC (transformador de corriente), ya que estos nuevos relés 51 manejan un rango de corriente de 5A - 150A ideal para el tipo de corrientes en baja tensión que se tiene en nuestro análisis. Además Se sugiere implementar un disyuntor tripolar de tipo SF6 o LF en lado de media tensión, de esta manera teniendo una protección en las dos partes del transformador tipo pedestal trifásico de media y baja tensión.

Al analizar el efecto de la ferro-resonancia en los transformadores tipo pedestal trifásicos se sugiere una solución a este problema de implementar protecciones adicionales tanto en la media tensión para la apertura ante fallas, en la baja tensión control ante anomalías en la red y a su vez nos ayude a ser fiables el sistema.

Basando en las normas de crecimiento y del tiempo de vida útil de una estación de transformación que la Empresa Regional Centro Sur rige, se realizó un análisis de relación costo beneficio para determinar desde que año iba a ser factible la implementación de dichos equipos y que tan rentables puede llegar a ser nuestra propuesta, aclarando que no se ejecutó un análisis de crecimiento de $S(t)$ para cambios de estos tipos de transformadores, este tipo de análisis es para efectuar un cambio de unidad basado en el comportamiento del mismo frente a la carga sometida a un crecimiento vegetativo.

Concluyendo que nuestra propuesta es factible y necesaria implementar desde el montaje del transformador ya que los valores analizados nos indica que se deben de colocar las protecciones adicionales desde el año 0.

4.2 BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Maquina eléctricas” Sexta Edición, Editorial McGraw-Hill, México, 2004
- [2] Harlow, James H. “Electric Power Transformer Engineering”, First Edition, CRC Press Ed, 2012
- [3] Inductores e Inductancia. “Tipos de Transformadores”. [En línea]
Disponible:<http://inductoreseinductancia.blogspot.com/2013/tipos-de-transformadores.html>
- [4] Heathcote, Martin J, “The J & P Transformer Book” Twelfth edition, Reed Educational and Professional Publishing, Great Britain, 1998
- [5] Normas técnicas, “Instalación del transformador de tipo pedestal” EMP RA8-015
- [6] Catalogo técnico de producto, “Transformadores Padmounted monofásicos-trifásicos” ECUATRAN
- [7] Revista Intelligent Energy Magazine, “Transformadores Padmounted”, ECUATRAN
- [8] NTE INEN 2113 (1998) (Spanish): Transformadores. Determinación de pérdidas y corriente sin carga
- [9] NTE INEN 2115 (2004) (Spanish): Transformadores de distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito
- [10] ABB Power Technology, S.A Disponible: <http://new.abb.com/south-america>
- [11] Ferroresonancia/ Ferroresonancia /IEE WG on Practical Aspects of Ferroresonance.htm
- [12] Relé de sobre corriente Disponible: www.selinc.com/SEL-551/?LangType=1034#st_applications
- [13] Salvador Acevedo, Análisis de Ferroresonancia en transformadores eléctricos, 1987
- [14] Sistemas de Potencia, Análisis y Diseño, Tercera edición, J. Duncan Glover-Muluk S. Sarma
- [15] Análisis de Sistemas de Potencia, Tercera edición, John J. Grainger- William D. Stevenson Jr.

[16] C57.106-2002 - IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment

[17] <http://www.unidadesdepropiedad.com/>

[18] Norma: IEEE STD 242-1986

[19] Ferro-resonancia disponible en:

<http://ewh.ieee.org/r9/panama/pesaltae2005/archivos/Ferroresonancia.pdf>

4.3 RECOMENDACIONES

El alcance de este proyecto presenta un análisis y solución ante el efecto de la ferro-resonancia, una de las recomendaciones para trabajos futuros es realizar pruebas de operación y monitoreo de la solución propuesta para verificar la efectividad de la protecciones adicionales del disyuntor y relé 51.

Se recomienda realizar un proyecto futuro de red Smart Grid (red Inteligente) que nos permita monitorear en tiempo real las anomalías que se presente la red, el transformador tipo pedestal trifásico y las protecciones, de esta manera se incrementa la confiabilidad del equipo y garantizando un servicio continuo para los usuarios, teniendo en cuenta que hoy en día la tendencia del servicio eléctrico es primordial.

La Smart Grid nos ayudara a tener un auto diagnóstico del comportamiento en las diferentes horas pico del transformador mediante conexiones que presenta de los relés 51 y disyuntores.

ANEXOS

Anexo 1

Calibre conductor Cobre

Calibre mm	Diametro mm	RMG mm	Resistencia ohm/Km
2	6,8	2,64792266	0,523
4	5,4	2,10276211	0,831
6	4,3	1,67442168	1,32

Calibres de conductores Aluminio

Calibre (AWG O Kcmil)	Diametro del Hilo Al (mm)	Diametro del Hilo Acero (mm)	Formación	Diametro Cable Desnudo (mm)	Peso Aprox. Kg/Hm	Amperaje (A)	Resistencia a ohm/km	RMG
6	1,68	1,68	6 + 1	5,04	53,7	105	2,1	0,654
4	2,12	2,12	6 + 1	6,36	85,5	140	1,32	0,826
2	2,68	2,68	6 + 1	8,04	136,6	184	0,834	1,044
1	3	3	6 + 1	8,99	171,2	212	0,658	1,168
1/0	3,37	3,37	6 + 1	10,11	216,1	242	0,524	1,312
2/0	3,78	3,78	6 + 1	11,34	271,8	276	0,413	1,472
3/0	4,25	4,25	6 + 1	12,75	343,6	315	0,330	1,463
4/0	4,77	4,77	6 + 1	14,31	432,9	357	0,26	1,857
266,8	3,09	3,09	18 + 1	15,47	428,3	449	0,211	1,203
266,8	2,57	2	26 + 7	16,28	540,7	457	0,208	1,001
300	3,28	3,28	18 + 1	16,4	482,6	492	0,185	1,277
300	2,73	2,12	26 + 7	17,27	609,3	492	0,185	1,063
336,4	3,47	3,47	18 + 1	17,37	540,1	519	0,167	1,351
336,4	2,89	2,12	26 + 7	17,92	659,6	529	0,165	1,125
336,4	2,69	2,68	30 + 7	18,83	774,5	535	0,164	1,047
397,5	3,77	3,77	18 + 1	18,87	637,5	576	0,141	1,468
397,5	3,27	2,18	24 + 7	19,61	755,6	584	0,141	1,273
477	4,13	4,13	18 + 1	20,65	765,1	646	0,118	1,608
477	3,58	2,39	24 + 7	21,49	906,4	655	0,117	1,394
477	3,44	2,68	26 + 7	21,79	969,1	659	0,177	1,340
556,5	4,47	4,47	18 + 1	22,33	896,2	711	0,101	1,741
556,5	3,87	2,58	24 + 7	23,22	1058,4	721	0,1	1,507
605	4,03	2,69	24 + 7	24,21	1148,5	760	0,0924	1,569
636	4,78	4,78	18 + 1	23,88	1024,8	773	0,0884	1,861
636	4,14	2,76	24 + 7	24,82	1211,2	784	0,0879	1,612
636	3,96	3,09	26 + 7	25,15	1286	789	0,0874	1,542
666,6	4,23	2,82	24 + 7	25,4	1264,4	807	0,0838	1,647
715,5	4,39	2,92	24 + 7	26,31	1360,2	844	0,0777	1,709
715,5	4,22	3,28	26 + 7	26,7	1456,8	849	0,0772	1,643
795	4,62	3,08	24 + 7	27,74	1508,4	901	0,0703	1,799
795	3,77	3,77	36 + 1	26,42	1188,1	884	0,0709	1,468
795	3,38	2,25	45 + 7	27	1323,1	887	0,0695	1,316

Anexo 2

Table 16—Ratings for Current Transformers with One or Two Ratios

Single Ratio (amperes)	Double Ratio with Series—Parallel Primary Windings (amperes)	Double Ratio with Taps in Secondary Winding (amperes)
10:5	25 × 50:5	25/50:5
15:5	50 × 100:5	50/100:5
25:5	100 × 200:5	100/200:5
40:5	200 × 400:5	200/400:5
50:5	400 × 800:5	300/600:5
75:5	600 × 1200:5	400/800:5
100:5	1000 × 2000:5	600/1200:5
200:5	2000 × 4000:5	1000/2000:5
300:5		1500/3000:5
400:5		2000/4000:5
600:5		
800:5		
1200:5		
1500:5		
2000:5		
3000:5		
4000:5		
5000:5		
6000:5		
8000:5		
12 000:5		

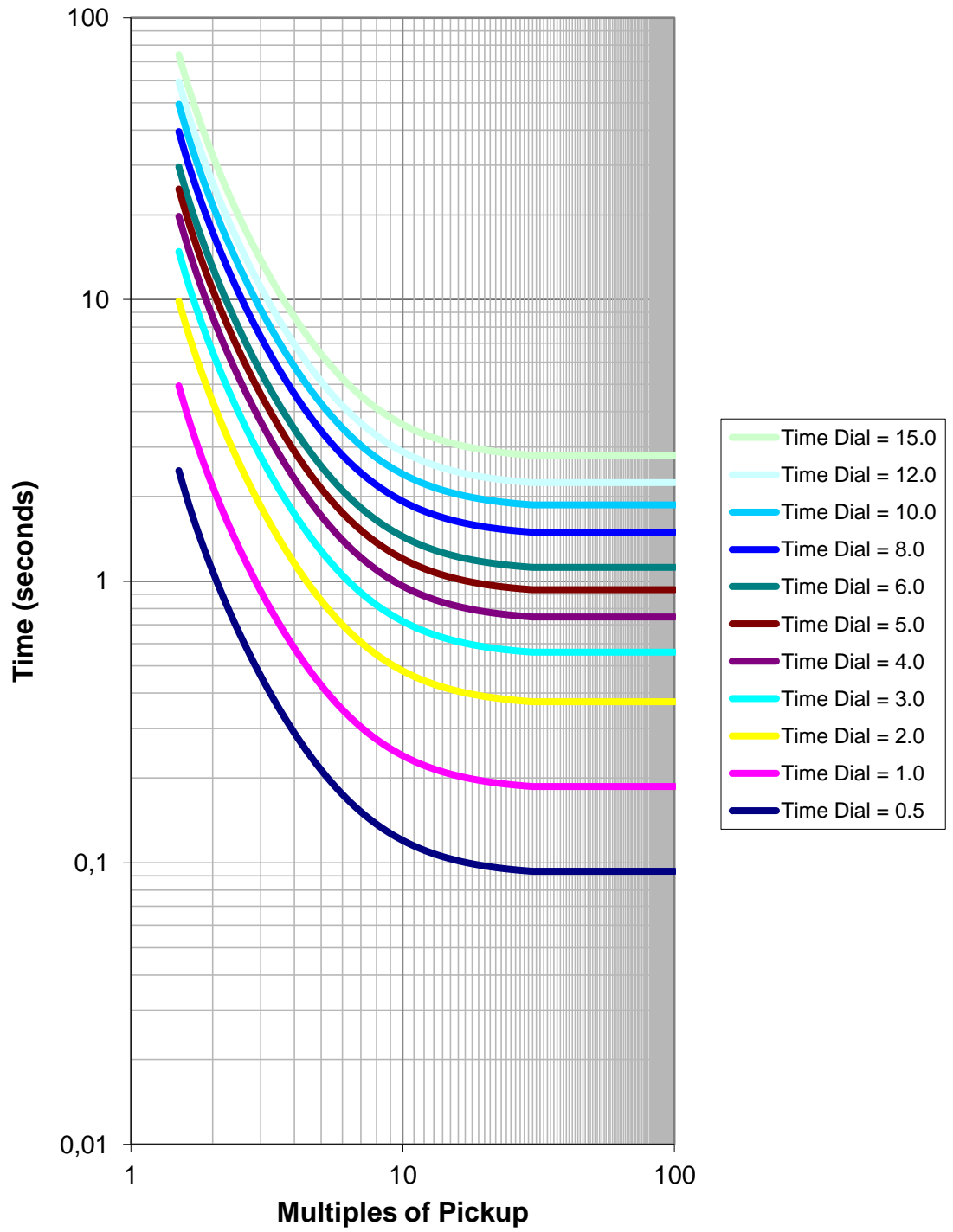
Anexo 3

Tabla 1. 2: Datos de la impedancia de transformadores trifásicos.

KVA	%R	%X	%Z	X/R
3.0	3.7600	1.0000	3.8907	0.265
6.0	2.7200	1.7200	3.2182	0.632
9.0	2.3100	1.1600	2.5849	0.502
15.0	2.1000	1.8200	2.7789	0.867
30.0	0.8876	1.3312	1.6000	1.5
45.0	0.9429	1.4145	1.7000	1.5
75.0	0.8876	1.3312	1.6000	1.5
112.5	0.5547	0.8321	1.0000	1.5
150.0	0.6657	0.9985	1.2000	1.5
225.0	0.6657	0.9985	1.2000	1.5
300.0	0.6657	0.9985	1.2000	1.5
500.0	0.7211	1.0816	1.3000	1.5
750.0	0.6317	3.4425	3.5000	5.45
1000.0	0.6048	3.4474	3.5000	5.70
1500.0	0.5617	3.4546	3.5000	6.15
2000.0	0.7457	4.9441	5.0000	6.63
2500.0	0.7457	4.9441	5.0000	6.63

Note: UL Listed transformers 25KVA and greater have a $\pm 10\%$ tolerance on their nameplate impedance.

Anexo 4



Anexo 5

Banco Central del Ecuador



▶ <u>Deuda Externa Pública como % del PIB (Diciembre 2014):</u>	<u>17.40%</u>
▶ <u>Inflación Anual (Enero-2015/Enero-2014):</u>	<u>3.53%</u>
▶ <u>Inflación Mensual (Enero-31-2015):</u>	<u>0.59%</u>
▶ <u>Tasa de Desempleo a Diciembre-31-2014:</u>	<u>4.54%</u>
▶ <u>Tasa de interés activa (febrero/15):</u>	<u>7.41%</u>
▶ <u>Tasa de interés pasiva (febrero/15):</u>	<u>5.32%</u>
▶ <u>Barril Petróleo (WTI 25-Feb-15):</u>	<u>50.39USD</u>
▶ <u>Índice Dow Jones (25-Feb-2015):</u>	<u>18224.57</u>
▶ <u>Riesgo País (25-Feb-2014):</u>	<u>569.00</u>

Anexo 6

4.11.5 Overcurrent-Relay Types and Their Characteristic Curves

Time-overcurrent relays are available with many different current ranges and tap settings. The range of tap settings that are typically available are shown in Table 23.

The relays can be specified to have either single or double circuit closing contacts.

Figure 59 compares the basic shapes of five typical induction disk relay curves at the number 5 time dial. Manufacturer's printed time-current curves show the relay operating times for a full range of time dial settings and multiples of tap current applied to the relay.

4.11.6 Special Types of Overcurrent Relays

By adding different elements to the basic overcurrent relay, special types of overcurrent relays are derived.

4.11.6.1 Voltage-Controlled and Voltage-Restrained Overcurrent Relays

These relays are used in generator circuits for backup for external faults. When an external fault occurs, the system voltage collapses to a relatively low value; but when an overload occurs, the voltage drop is relatively small. These relays utilize the voltage to modify the time-current characteristics so that the relay will ride out permissible power swings but will give fast response when tripping off faults.

There are two variations of this relay—a voltage-controlled and a voltage-restrained overcurrent relay. In the voltage-controlled overcurrent relay, an auxiliary undervoltage element controls the operation of the induction disk element. When the applied voltage drops below a predetermined level, an undervoltage contact is closed in a shaded pole circuit, permitting the relay to develop torque and operate as a conventional overcurrent relay. Thus, the undervoltage unit supervises the operating coil, permitting it to operate only when the voltage is below a preset value.

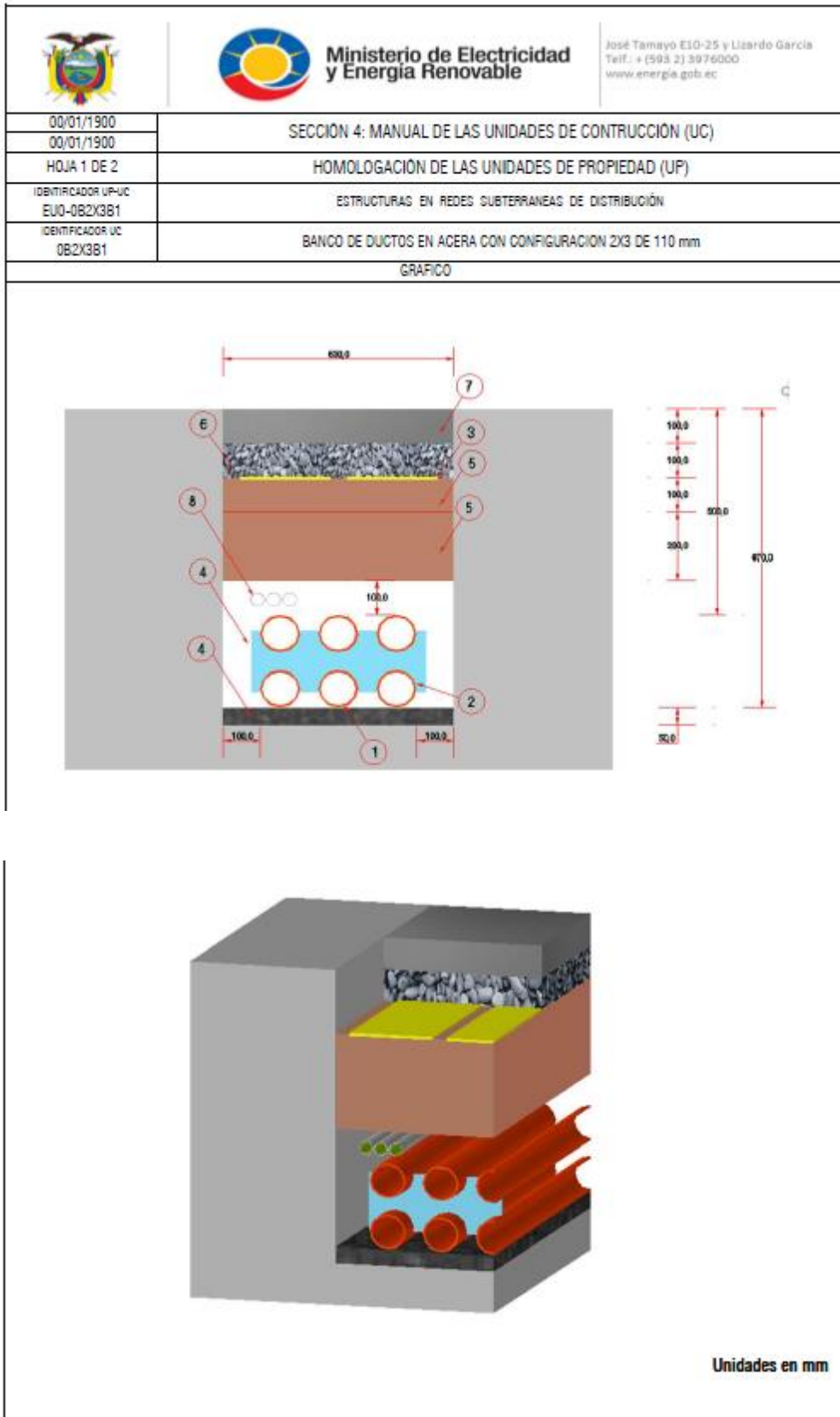
Table 23 —Typical Tap Ranges and Settings of Time-Overcurrent Relays

Tap Range	Tap Settings
0.5–2.5 (or 0.5–2)	0.5, 0.6, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5
0.5–4	0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 4.0
1.5–6 (or 2–6)	1.5, 2, 2.5, 3, 3.5, 4, 5, 6
4–16 (or 4–12)	4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 16
1–12	1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12

The voltage restrained relay has a voltage element that provides restraining torque proportional to voltage and thus actually shifts the relay pickup current. Hence, the relay becomes more sensitive the larger the voltage drop (during faults), but is relatively insensitive at nominal voltage. The relay is set so it rides through permissible power swings at nominal voltage.

There is additional discussion in Chapter 11 on the application of this relay for generator protection.

Anexo 7



Anexo 8

SEL SEL-551/SEL-551C Overcurrent and Reclosing Relay



Major Features and Benefits

- Phase, ground, and negative-sequence overcurrent protection
- US and IEC time-overcurrent curves
- Multiple-shot reclosing relay with sequence coordination
- Enhanced SEL_{LOGIC}[®] control equations to create traditional or advanced schemes
- Local/remote control logic to switch schemes, operate circuit breakers, etc.
- Sequential Events Recorder (SER) log and event reports stored in nonvolatile memory
- Hardware options for mounting, terminals, output contacts, and communications
- Demand ammetering
- Supports ASCII, SEL LMD, and Modbus[®] RTU protocols

Use the SEL-551/SEL-551C Relay in New and Retrofit Installations:

- Utility distribution feeders
- Industrial distribution feeders—includes core-balance CT input
- Distribution buses, via overcurrent or fast-bus trip scheme
- Transformer banks—includes input for a separate neutral current transformer
- Capacitors, reactors, circuit breakers, etc.
- Panel-mount relays available

Anexo 9

Disyuntores MT
Interruptores
automáticos LF y SF
hasta 40,5 kV

Catálogo
05/06



Una marca de
Schneider
Electric

 **Merlin Gerin**

Interruptores automáticos LF y SF

Las gamas de interruptores automáticos tripolares de interior de tecnología SF₆, completas y probadas. Compactas y fiables a la vez, cubren las aplicaciones más difíciles y se integran perfectamente en el Guldmg System de Merlin Gerin. Estas dos gamas de interruptores automáticos responden a la norma CEl 62271-100.

Interruptores automáticos LF de 7,2 kV a 17,5 kV



Interruptores automáticos SF de 17,5 kV a 40,5 kV





Interruptores automáticos SF1 con mando mecánico tipo RI.



Interruptores automáticos SFset con mando mecánico tipo RI.



Interruptores automáticos SF2 con mando mecánico tipo GMH.

Descripción del aparato

El interruptor automático SF se compone en el modelo fijo básico de:

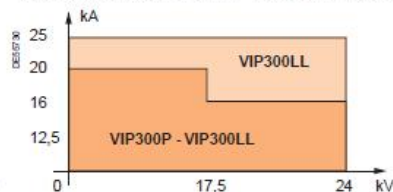
- 3 polos principales independientes, unidos mecánicamente y cada uno de los cuales incluye una envolvente aislante de tipo "sistema a presión sellado". La envolvente estanca se llena con SF6 a baja presión.
 - Un mando mecánico por acumulación de energía:
 - Tipo RI manual (se puede electrificar opcionalmente) para los interruptores automáticos SF1 y SFset.
 - Tipo GMH electrificada para los interruptores automáticos SF2.
- El mando por resortes del interruptor automático proporciona al aparato una velocidad de cierre y de apertura independiente del operador, tanto si la orden es eléctrica como manual. Cuando está equipado con el mando eléctrico, el interruptor automático puede controlarse a distancia y la realización de ciclos de reenganche es posible.
- Un panel frontal con el mando manual y los indicadores de estado.
 - Bornas aguas abajo y arriba para la conexión de los circuitos de potencia.
 - Bornero para la conexión de los circuitos auxiliares exteriores.

Cada aparato puede recibir de forma opcional:

- Un mando eléctrico para los interruptores automáticos SF1 y SFset.
- Un chasis de soporte equipado con rodillos y escuadras de fijación al suelo para una instalación fija.
- Enclavamiento del interruptor automático en posición abierto mediante cerradura instalada en la tapa del mando.
- Un presostato para las versiones de elevadas prestaciones.
- Una toma de BT tipo Harting de 42 patillas.

El SFset integra una cadena de protección autónoma

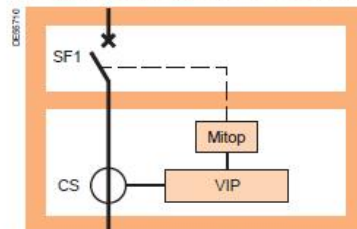
El SFset está provisto de una cadena de protección integrada completamente autónoma (con unidad de control tipo VIP) que funciona sin fuente auxiliar. La unidad de protección VIP existe en 2 modelos: VIP300P y VIP300LL.



Según el modelo, la unidad lleva a cabo la protección contra las sobrecorrientes de las fases y los defectos a tierra.

Las unidades de protección VIP están asociadas a captadores de corriente funcionales. Dos captadores intercambiables, CSa y CSb, son suficientes para cubrir el conjunto de las necesidades de 10 a 1.250 A.

El SFset se suministra equipado y cableado con su cadena de protección; simplifica el trabajo de la instalación de los cuadros.



Esquema de principio del SFset

Anexo 10

Republic of Ecuador

👉 EDICT OF GOVERNMENT 👈

In order to promote public education and public safety, equal justice for all, a better informed citizenry, the rule of law, world trade and world peace, this legal document is hereby made available on a noncommercial basis, as it is the right of all humans to know and speak the laws that govern them.



NTE INEN 2113 (1998) (Spanish):
Transformadores. Determinación de pérdidas y
corriente sin carga

Norma Técnica Ecuatoriana Voluntaria	TRANSFORMADORES. DETERMINACIÓN DE PERDIDAS Y CORRIENTE SIN CARGA	NTE INEN 2 113-98 1998-03
<p style="text-align: center;">1. OBJETO</p> <p>1.1 Esta norma describe el método para las pruebas a las cuales se deben someter los transformadores de distribución sumergidos en aceite y secos, para determinar sus pérdidas y corriente sin carga.</p> <p style="text-align: center;">2. ALCANCE</p> <p>2.1 Esta norma se aplica a transformadores de distribución sumergidos en aceite y secos.</p> <p style="text-align: center;">3. DEFINICIONES</p> <p>3.1 Para los efectos de esta norma, se adoptan las definiciones contempladas en la NTE INEN 2 110 y la que a continuación se detalla:</p> <p>3.1.1 Factor de forma : Relación entre el valor eficaz y el valor promedio de una onda.</p> <p style="text-align: center;">4. DISPOSICIONES GENERALES</p> <p>4.1 Pérdidas sin carga</p> <p>4.1.1 Las pérdidas sin carga de un transformador, consisten principalmente de las pérdidas en el hierro del núcleo y son una función de la magnitud, frecuencia y forma de onda del voltaje aplicado.</p> <p>4.1.2 La corriente y las pérdidas sin carga son particularmente sensibles a las diferencias en la forma de onda, y por consiguiente, las medidas de las pérdidas sin carga varían apreciablemente con la forma de onda del voltaje aplicado.</p> <p>4.1.3 La característica distorsionada de la corriente sin carga de un transformador, puede hacer que el voltaje del generador presente ondas distorsionadas (de factor de forma diferente de 1,11) y pérdidas diferentes de las que corresponden a una onda sinusoidal.</p> <p>4.1.4 Las variaciones ordinarias de temperatura no afectan sensiblemente las pérdidas sin carga y por tanto no es necesario hacer correcciones por esta razón.</p> <p>4.1.5 La determinación de las pérdidas sin carga debe hacerse con base en una onda sinusoidal de voltaje, a menos que sea inherente a la operación del transformador una forma de onda diferente.</p> <p>4.1.6 La lectura del voltímetro de valor promedio absoluto debe utilizarse para corregir las pérdidas sin carga con una onda sinusoidal de voltaje aplicado.</p> <p>4.1.7 Las pérdidas sin carga son en gran parte pérdidas por histéresis y éstas son una función de la máxima densidad de flujo en el núcleo.</p> <p style="text-align: right;"><i>(Continúa)</i></p>		
<p>DESCRIPTORES: Ingeniería eléctrica, transformadores, determinación de pérdidas y corriente sin carga.</p>		

Anexo 11

Republic of Ecuador

👉 EDICT OF GOVERNMENT 👈

In order to promote public education and public safety, equal justice for all, a better informed citizenry, the rule of law, world trade and world peace, this legal document is hereby made available on a noncommercial basis, as it is the right of all humans to know and speak the laws that govern them.



NTE INEN 2115 (2004) (Spanish):
Transformadores de distribución nuevos
trifásicos. Valores de corriente sin carga,
pérdidas y voltaje de cortocircuito

TABLA 1. Transformadores trifásicos 15 a 2 000 kVA Clase medio voltaje \leq 25 kV Clase bajo voltaje \leq 1,2 referidos a 85° C

POTENCIA NOMINAL (kVA)	I_o (% de I_n)	P_o (W)	P_c (W)	P_t (W)	U_{zn} (%)
15	4,4	80	313	393	3,0
30	3,6	134	514	648	3,0
45	3,6	182	711	893	3,0
50	3,4	197	776	973	3,0
60	3,2	225	903	1 128	3,5
75	2,6	266	1 094	1 360	3,5
100	2,6	330	1 393	1 723	3,5
112,5	2,6	361	1 539	1 900	3,5
125	2,6	390	1 682	2 072	3,5
150	2,4	447	1 959	2 406	4,0
160	2,5	486	2 211	2 697	4,0
200	2,1	569	2 630	3 199	4,0
225	2,1	618	2 892	3 510	4,0
250	2,1	666	3 153	3 819	4,0
300	2,0	758	3 677	4 435	4,5
350	2,0	846	4 200	5 046	4,5
400	1,9	930	4 730	5 660	4,5
500	1,7	1 090	5 770	6 860	5,0
630	1,6	1 284	7 170	8 454	5,0
750	1,6	1 453	8 386	9 839	5,0
800	1,6	1 521	8 909	10 430	5,0
1 000	1,6	1 782	11 138	12 920	5,0
1 250	1,5	2 088	13 454	15 542	6,0
1 500	1,5	2 395	15 770	18 165	6,0
1 600	1,5	2 518	16 696	19 214	6,0
2 000	1,5	3 009	20 402	23 411	6,0

**TABLA 2. Transformadores trifásicos 75 a 2 000 kVA Clase medio
voltaje \leq 34,5 kV/ Clase bajo voltaje \leq 1,2 kV referidos a 85° C**

POTENCIA NOMINAL (kVA)	I_0 (% de I_n)	P_0 (W)	P_c (W)	P_t (W)	U_{zn} (%)
75	3,5	388	1 366	1 754	6,0
112,5	2,6	504	1 898	2 402	6,0
150	2,6	608	2 397	3 005	6,0
225	2,5	791	3 331	4 122	6,0
300	2,0	953	4 208	5 161	6,0
400	2,0	1 148	5 315	6 463	6,0
500	1,7	1 327	6 370	7 697	6,0
630	1,7	1 542	7 685	9 227	6,0
750	1,5	1 727	8 853	10 580	6,0
800	1,5	1 800	9 330	11 130	6,0
1 000	1,2	1 983	12 046	14 029	6,0
1 250	1,0	2 367	14 320	16 687	6,0
1 600	1,0	2 879	17 420	20 299	6,0
2 000	1,0	3 436	20 844	24 280	6,0

NOTAS:

1. Las pérdidas declaradas permisibles con carga (P_c) en transformadores con corrientes superiores a 1 200 A, en uno u otro devanado, se pueden aumentar en un 5%, cuyo valor debe estar incluido en los valores declarados en la oferta.
2. El usuario queda en libertad de exigir al fabricante el cumplimiento de la tabla anterior, en las siguientes modalidades.
 - a) Cumplimiento de los valores de pérdidas declaradas permisibles sin carga y de pérdidas con carga.
 - b) Cumplimiento del valor de pérdidas declaradas permisibles totales solamente.
3. Si no se especifica lo contrario, se establecerán como valores límites los especificados en el método a)
El método b) se utiliza únicamente si el usuario especifica la metodología de evaluación de pérdidas.
4. Los valores de I_0 y U_{zn} incluyen las tolerancias establecidas en la NTE INEN 2 111 Primera revisión (tabla 2).