



POSGRADOS

MAESTRÍA EN _____

ELECTRICIDAD

RPC-SO-30-No.508-2019

OPCIÓN DE
TITULACIÓN:

ARTÍCULO PROFESIONAL DE ALTO NIVEL

TEMA:

SIMULACIÓN DE UNA RED SOTERRADA DE DISTRIBUCIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE POTENCIA BAJO LA
NORMA IEC 60909/ANSI

AUTOR:

Pablo Antonio Salvatierra Villavicencio

DIRECTOR:

Julio Manuel Silva Becherán

GUAYAQUIL - ECUADOR
2021

Autor:



Pablo Antonio Salvatierra Villavicencio

Ingeniero en Electricidad

Ingeniero en Computación

Diplomado Superior en Docencia Universitaria

Magister en Administración de Empresas

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención en Sistemas Eléctricos de Potencia-Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil

psalvatierra@ups.edu.ec

psalvatv@gmail.com

Director:



Julio Manuel Silva Becherán

Ingeniero Electricista

Master en Gerencia de la Ciencia y la Innovación

jsilva@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2021 Universidad Politécnica Salesiana.

GUAYAQUIL – ECUADOR – SUDAMÉRICA

SALVATIERRA VILLAVICENCIO PABLO ANTONIO

SIMULACIÓN DE UNA RED SOTERRADA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE POTENCIA BAJO LA NORMA IEC 60909/ANSI

SIMULACIÓN DE UNA RED SOTERRADA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE POTENCIA BAJO LA NORMA IEC 60909/ANSI

Pablo Antonio Salvatierra Villavicencio

Abstract — *The present research shows a summary of the DigSilent Power Factory and Matlab software tools, which contribute to the knowledge of short-circuit calculation analysis. The DigSilent software is used as a tool for the calculation of three-phase short circuit, 2-phase short circuit, single-phase short circuit to ground, 2-phase short circuit to ground and three-phase short circuit (unbalanced) as an estimation of real tests. The insertion of the DigSilent will allow observing the possible transcendental problems in a specific fault and taking advantage of this for the teaching and understanding of short circuits. The use of Matlab software will allow to compare the results obtained by DigSilent simulation in order to have a reliability of the network system.*

Resumen — *La presente investigación muestra un resumen de las herramientas por softwares DigSilent Power Factory y Matlab, que son aporte al conocimiento de los análisis del cálculo de cortocircuito. Se utiliza el software DigSilent como herramienta para el cálculo de cortocircuito trifásico, cortocircuito de 2 fases, cortocircuito monofásico a tierra, cortocircuito de 2 fases a tierra y cortocircuito trifásico (desbalanceado) como estimación de pruebas reales. La inserción del DigSilent permitirá observar los posibles problemas transcendentales en una falla específica y aprovechando esto para la enseñanza y entendimiento de los cortocircuitos. El uso del software Matlab permitirá comparar los resultados obtenidos por simulación del DigSilent para tener una confiabilidad del sistema de red.*

Index Terms — *Underground network, Short circuit, DigSilent, Matlab, overvoltage, tool, buried and instrument.*

Introducción

Varios trabajos de investigación en los últimos años plantean un medio de reestructuración de las líneas aéreas en el Ecuador, para efectuar una planificación en las redes soterradas aplicando las legislaciones nacionales e internacionales en el sector de la Universidad Politécnica Salesiana Campus Centenario, el constante riesgo que representa las redes aéreas, exhorta una sustitución de los medios donde se encuentran ubicados, como también los conforman las redes de distribución eléctricas de alta, media y baja tensión [1]. Se busca la selección de insumos de medición, equipos complementarios y recursos energéticos distribuidos, que son beneficiosos para el sector eléctrico en calidad, confiabilidad y estabilidad del voltaje hacia el usuario final. Se propone una iniciativa con el software DigSilent Power Factory para realizar los ensayos de cortocircuitos basados en la topología obtenida de un sistema georreferenciado considerando como un problema de mínimo árbol de expansión incorporando los recursos energéticos distribuidos [3].

I. PLANIFICACIÓN DE UNA RED ELÉCTRICA SOTERRADA

La implementación de una red de distribución eléctrica soterrada, se sabe que el sistema abarca dos complementos importantes, obra civil y obra eléctrica; en el primer caso compuesto de cámaras, acueductos y asentamientos de concreto para la localización de los insumos en la obra eléctrica; segundo caso sus terminales de cables, tubería y conductores etc. Se ejecutan planificaciones para examinar los aspectos de seguridad como las exigencias de las profundidades de las cámaras mínimas tolerada, delineaciones y edificaciones de líneas redes soterradas. Concretar los rangos idóneos de tensión eléctrica para las especificaciones necesarias en la UPS, la corriente demandada por el sector tanto en intensidad y cortocircuito. Otros factores son la vida

útil de los insumos complementarios, la óptima distribución de líneas, reducción de pérdidas para tener una expansión adecuada de la red a implementar [4]. Los datos iniciales han sido tomados de la tesis de grado titulada “Diseño para la conversión a un sistema subterráneo de la red de distribución de energía eléctrica en el sector del Campus Centenario de la Universidad Politécnica Salesiana” [2].

II. NORMA NACIONAL - MEER

Se dispone como Norma Técnica la Comisión de Homologación de Unidades de Propiedad de Sistema de distribuciones Subterráneas (CHUPRS), esta consolidación se llevó a cabo el 8 de Noviembre del 2011, se determinaron detalles técnicos de los diferentes componentes e insumos eléctricos de principal manejo en el sistema de distribución para las redes de distribuciones soterradas, utiliza la aplicación de estándares, simbología para verificar los elementos del sistema soterrado [5].

III. TOPOLOGÍA DE RED

En sistemas de distribución soterrados es menester la consideración del nivel de voltaje, tipo de carga, demanda declarada e instalada, así como su conexión como parámetros fundamentales a ser considerados en la data de entrada.

Los diferentes tipos de redes distribución consideran voltajes de media tensión (MT) y baja tensión (BT), en base a la capacidad del servicio que proporcione el sector. Teniendo tipos de sistemas de distribuciones (malladas, anillos, radiales y selectivas) dejamos en evidencia que el sistema de distribución soterrado es tipo radial, porque el flujo circula unidireccionalmente para los receptores. Un árbol de mínima expansión optimizado permite un análisis técnico coherente de la cargabilidad de las estaciones de transformación. Una topología tipo radial lleva un costo mínimo, teniendo en cuenta las dimensiones del transformador tanto para los sistemas de media tensión (MT) y baja tensión (BT) [7]. Se tendrá en cuenta la carga de los abonados, los rangos adecuados de consumo energético siendo permanentes las siguientes especificaciones como: cargas residenciales localizadas geográficamente en jurisdicciones urbanas, también tendremos cargas comerciales en jurisdicciones céntricas, cargas industriales cercanas al sistema de distribución para poder implementar mejoras [7]. Los clientes residenciales reciben un servicio eléctrico de 230/120V en las redes de distribución secundarias aledañas a la ubicación de los abonados.

El diagrama unifilar de la red se detalla en la (fig. 16) se observa la red de distribución eléctrica que abastece las áreas residenciales derivadas de una línea de alimentación lateral primaria, donde se denota toda la red de distribución del sector UPS. Esta red de distribución soterrada se la diagrama con el software “DigSilent Power Factory” donde se está proponiendo las respectivas mejoras del sistema a implementar [8].

Transformadores:

Transformadores Tipo sumergible

Los transformadores sumergibles son usados habitualmente en cámaras subterráneas, donde el equipo a implementar es sometido a desbordamiento. Este equipo tiene delimitaciones que fueron diseñadas para trabajar inmerso en agua, teniendo en cuenta las condiciones de los componentes que van a ser controlados por la

presión y el tiempo de trabajo [5]. Todas las piezas energizadas del transformador, protecciones, mecanismos y embocadura son montadas en la cubierta superior del equipo. Principalmente la válvula de drenaje y muestreo se ubica en la parte posterior de las paredes laterales del transformador [9][10].



Fig. 1. Transformador tipo sumergible para uso característico en sistemas de cámaras subterráneas [5].

Transformadores Tipo Pedestal

Los transformadores tipo pedestal pueden ser monofásicos y trifásicos. Estos equipos se encontrarán asentados a la intemperie en sitios localizados donde no existan espacios físicos para realizar la debida construcción de la cámara eléctrica a nivel del transformador [5].



Fig. 2. Transformador tipo pedestal tiene dos especificaciones para trabajar arquitecturas radiales o mallas [5].

Transformadores convencionales con frente muerto

El nombre se le atribuye por no disponer de elementos sujetos a (MT) que tengan una capacidad significativa para riesgo de contacto eléctrico accidentalmente por una mala maniobra. Sus diferencias serán semejante a los equipos tradicionales como los transformadores convencionales a excepción de sus conectores ubicados en el exterior de (MT) el cual se llevará a cabo por procedimiento de conectores elastoméricos [5].

Cables de red en Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT) Red en Media Tension (MT)

El sistema de distribución soterrado para una línea de alimentación de media tensión (MT), utiliza un tipo de cableado monopolar con una selección de cobre aislado 100 % y 133% en el nivel de aislamiento para los diferentes voltajes de 35Kv, 25Kv y 15Kv, con una constitución de polietileno reticulado termoestables (XLPE) o polietileno reticulado retardante a la arborescencia (TRXLPE). [11].



Fig. 3. Transformador convencional con frente muerto, operan específicamente en cámaras a nivel, se ubica en el primer nivel alto, planta baja (PB) o el subsuelo [5].

Para un nivel de conductores al 100% se tiene que emplear un sistema con el neutro conectado sólidamente a tierra para prevenir los problemas suscitados a fallas a tierra, la ocurrencia de fallo no deberá pasar de un periodo de 1 min, una falla a este nivel, las protecciones tienen que actuar lo más rápido posible para poder salvaguardar la vida humana y los equipos [5].

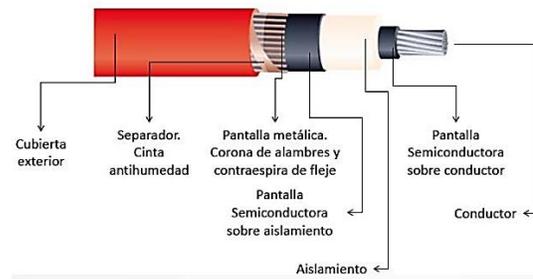


Fig. 4. Conductor de líneas soterradas (XLPE O TRXLPE) [5].

IV. ANÁLISIS DE FALLAS SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS NORMA IEC60909

Falla Trifásica

El cortocircuito trifásico es de tipo simétrico, la ecuación (1) representa todas las fases del sistema. La (fig. 6) representa la modelación del esquema de las redes de secuencia positivas que se debe considerar en el análisis de fallo [12][13].

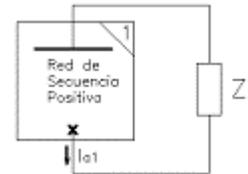


Fig. 5. Modelación de fase trifásica

$$I_{cc3\phi} = \frac{c V1_{Pre}}{\|(Z_{Th1} + Z_F)\|\sqrt{3}} \quad (1)$$

$I_{cc3\phi}$ Corriente Trifásica de cada fase
 $V1_{Pre}$ Voltaje de pre falla
 Z_{Th1} Impedancia de Thevenin de secuencia positiva
 Z_F Impedancia de falla

Falla monofásica

El cortocircuito monofásico es el más utilizado en los sistemas de potencia. Queda en evidencia que el cortocircuito desbalanceado, emplea la modelación de las tres redes de secuencia. La (fig. 7) presenta el esquema de conexión de las secuencias [12][14].

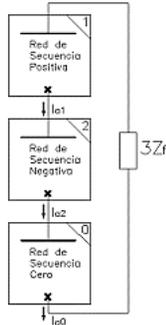


Fig. 6. Modelación de falla monofásica

Se puede visualizar en la (fig. 7) las redes de secuencia, se conectan en serie y las tres corrientes de secuencia son iguales. La ecuación (2) detalla el cálculo de las corrientes de secuencias. La ecuación (3) corresponde a la corriente de cortocircuito en la fase de falla [12].

$$I_{a1}=I_{a2}=I_{sa0} = \frac{c V_{1Pre} \sqrt{3}}{(Z_{Th1} + Z_{Th2} + Z_{Th0}) + 3Z_F} \quad (2)$$

$$I_{Fa} = 3 \times I_{a1} \quad (3)$$

I_{a1}, I_{a2}, I_{a0}	Corrientes de secuencias
V_{1Pre}	Voltaje de pre falla
$Z_{Th1}, Z_{Th2},$	Impedancias de Thevenin de secuencia
Z_{Th0}	positiva, negativa y cero
Z_F	Impedancia de falla
I_{Fa}	Corriente de cortocircuito en la fase A

Falla bifásica

La falla bifásica es otro tipo de cortocircuito simétrico. Queda en evidencia que el sistema no tiene un camino a tierra, la red de secuencia cero no se incluye en el análisis. La (fig. 8) expone el esquema de conexión de la sistema de distribuciones de secuencias [12].

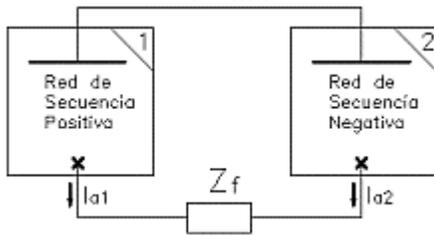


Fig. 7. Modelación de falla bifásica

Las ecuaciones (4), (5) y (6) simbolizan las corrientes de secuencias.

$$I_{a1} = \frac{c V_{1Pre}}{Z_{Th1} + Z_{Th2} + Z_F} \quad (4)$$

$$I_{a2} = -I_{a1} \quad (5)$$

$$I_{a0} = 0 \quad (6)$$

I_{a1}, I_{a2}, I_{a0}	Corrientes de secuencias
V_{1Pre}	Voltaje de pre falla
Z_{Th1}, Z_{Th2}	Impedancias de Thevenin de secuencia
	positiva, negativa
Z_F	Impedancia de falla

Falla bifásica a tierra

La falla bifásica a tierra necesita de tres redes de secuencia desbalanceada. La (fig. 9) representa el circuito de conexiones [12][15].

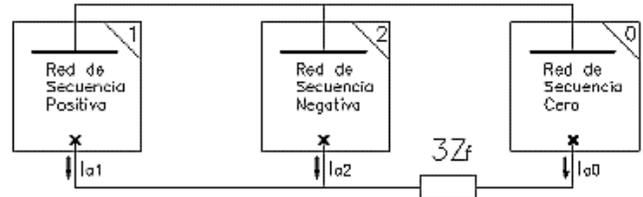


Fig. 8. Modelación de falla bifásica a tierra

Las ecuaciones (7), (8) y (9) representan las corrientes de secuencias que se logra por medio del análisis en este tipo de falla [12].

$$I_{a1} = \frac{c V_{1Pre} \sqrt{3} Z_{Th2}}{||Z_{Th1} Z_{Th2} + Z_{Th2} Z_{Th0} + Z_{Th1} Z_{Th0}||} \quad (7)$$

$$I_{a2} = -I_{a1} \frac{Z_{Th0} + 3Z_F}{Z_{Th2} + Z_{Th0} + 3Z_F} \quad (8)$$

$$I_{a0} = -I_{a1} \frac{Z_{Th2}}{Z_{Th2} + Z_{Th0} + 3Z_F} \quad (9)$$

I_{a1}, I_{a2}, I_{a0}	Corrientes de secuencias
V_{1Pre}	Voltaje de pre falla
$Z_{Th1}, Z_{Th2},$	Impedancias de Thevenin de secuencia
Z_{Th0}	positiva, negativa
Z_F	Impedancia de falla

La corriente de cortocircuito total, se logra al sumar las corrientes de las 2 fases como se muestra en la ecuación (10).

$$I_{CC2\phi T} = I_B + I_C \quad (10)$$

Falla de dos fases a tierra

Se analiza la falla de dos fases a tierra entre las fases b y c, tal como se muestra en la (fig. 10). Las características que se presentan en los voltajes de fases son las siguientes [16][9].

$$V_a \neq 0$$

$$V_b = V_c = 0$$

Las corrientes de líneas para esta situación son las siguientes.

$$I_a = 0$$

$$I_b + I_c = I_f$$

La ecuación (20) representa la relación de los voltajes de fase con los voltajes de secuencias.[12][17]

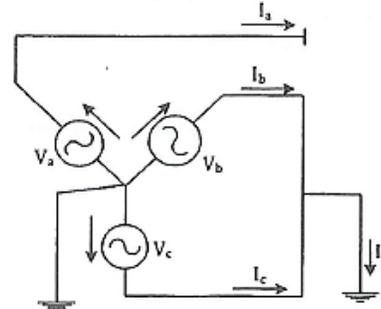


Fig. 9. Modelación de falla de dos fases a tierra

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (11)$$

Voltajes de secuencia.

$$V_0 = V_1 = V_2 = \frac{V_a}{3} \quad (12)$$

Corriente de la fase "a"

$$I_a = I_0 + I_1 + I_2 = 0 \quad (13)$$

Para que cumpla las ecuaciones anteriores, los voltajes de secuencia deben ser iguales y la suma de las corrientes de secuencia sean cero, los circuitos de secuencia deben conectarse en paralelo como podemos visualizar en la (fig. 11) [16].

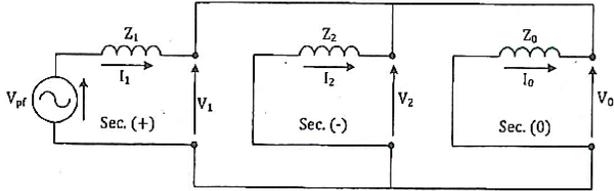


Fig. 10. Circuito de secuencia conectado en paralelo

Relaciones entre corrientes de secuencia y de fase.

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (14)$$

Corriente de las fases b y c.

$$I_b + I_c = 2I_0 + (a^2 + a)I_1 + (a + a^2)I_2 \quad (15)$$

$$I_f = 2I_0 - I_1 - I_2 = 2I_0 + I_0 \quad (16)$$

Corriente de falla de dos fases a tierra

$$I_{Fallaa2\phi-T} = 3I_0 \quad (17)$$

Falla de línea a línea

La falla de línea a línea se considera entre las fases b y c tal como se visualiza la (fig. 11). Las condiciones que se cumplen en los voltajes de fase son las siguientes [16][18].

$$V_a \neq 0$$

$$V_b = V_c$$

En las corrientes de fase se cumple que:

$$I_a = 0$$

$$I_b = -I_c$$

Las relaciones entre las corrientes de fase con las corrientes de secuencia se representan en la ec.(19-20).

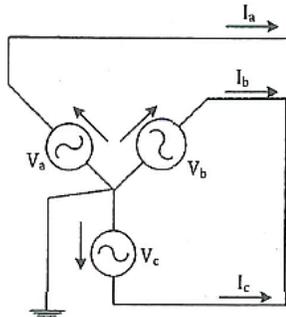


Fig. 11. Modelación de falla de línea a línea

$$I_0 = \frac{1}{3} (0 + I_b + I_c) = 0 \quad (18)$$

$$I_1 = \frac{1}{3} I_b (a - a^2) \quad (19)$$

$$I_2 = \frac{1}{3} I_b (a^2 - a) \quad (20)$$

Las corrientes de secuencia positiva y negativa son iguales y de signo contrario.

$$I_1 = -I_2 \quad (21)$$

Las relaciones entre los voltajes de fase con los voltajes de secuencia serán como se visualiza a continuación.

$$V_0 = \frac{1}{3} (V_a + 2V_b) = 0 \quad (22)$$

$$V_1 = \frac{1}{3} (V_a - V_b) \quad (23)$$

$$V_2 = \frac{1}{3} (V_a - V_b) \quad (24)$$

En este caso se concluye que los voltajes de secuencia positiva y negativa son iguales.

$$V_1 = V_2 \quad (25)$$

V. ANÁLISIS DE FALLA MATLAB

Matriz de transformación

Se toma como referencia las formas de secuencia positiva, negativa y cero de la fase [A], obtendremos las fases desplazadas a 120°, 240° y 360° grados [19][20].

Para facilitar la transformación se utilizará el fasor unitario (a) que se lo define así:

$$a^1 = 1\angle 120^\circ; \quad a^2 = 1\angle 240^\circ; \quad a^3 = 1\angle 0^\circ; \\ 1 + a + a^2 = 0$$

Las corrientes desbalanceadas de fase, y corriente de secuencia (positiva, negativa y cero de la fase [A]):

$$I_A = I_{A0} + I_{A1} + I_{A2} = I_{A0} + I_{A1} + I_{A2} \quad (26)$$

$$I_B = I_{B0} + I_{B1} + I_{B2} = I_{A0} + a^2 I_{A1} + a I_{A2} \quad (27)$$

$$I_C = I_{C0} + I_{C1} + I_{C2} = I_{A0} + a I_{A1} + a^2 I_{A2} \quad (28)$$

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{A0} \\ I_{A1} \\ I_{A2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (29)$$

$$[I_\phi] = [A] \begin{bmatrix} I_{A0} \\ I_{A1} \\ I_{A2} \end{bmatrix} \quad (30)$$

Matriz inversa [A]⁻¹ es:

$$[A]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (31)$$

Determinante de la matriz A:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (32)$$

$$Det[A] = a^4 - 3a^2 + 2a \quad (33)$$

Adjunta de la matriz A:

$$Adj[A] = \begin{bmatrix} a_{11} & -a_{12} & a_{13} \\ -a_{21} & a_{22} & -a_{23} \\ a_{31} & -a_{32} & a_{33} \end{bmatrix} \quad (34)$$

Matriz inversa de A:

$$^{(18)}[A]^{-1} = \frac{1}{Det[A]} (Adj[A])^T \quad (35)$$

$$[A]^{-1} = \frac{\begin{bmatrix} a^4 - a^2 & a - a^2 & a - a^2 \\ a - a^2 & a^2 - 1 & 1 - a \\ a - a^2 & 1 - a & a^2 - 1 \end{bmatrix}}{a^4 - 3a^2 + 2a} \quad (36)$$

Matriz de transformación

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = [A] \begin{bmatrix} I_{A0} \\ I_{A1} \\ I_{A2} \end{bmatrix} \quad (37)$$

Matriz de transformación inversa $[A]^{-1}$.

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = [A]^{-1} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (38)$$

Corrientes de secuencias positivas, negativas y cero de la fase [A].

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C) \quad (39)$$

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_A + aI_B + a^2I_C) \quad (40)$$

$$I_2 = \frac{1}{3}(I_A + a^2I_B + aI_C) \quad (41)$$

VI. DESARROLLO CON SOFTWARE DIGSILENT

Se utiliza el software DIGSILENT con la normativa IEC60909 para obtener los resultados de las corrientes de corto circuito en fallas trifásicas, bifásicas, y monofásicas ocurridas en líneas y barras de media tensión (MT).

Los datos de entrada más relevantes que exige el software para la ejecución de la simulación para líneas son: Tensión de operación, tipo de conductor, niveles de corriente, frecuencia de operación, número de conductores por fases, identificación de línea monofásica, bifásica, o trifásica, impedancias de secuencia positiva, negativa y cero en [Ohm/Km], reactancias transitorias X' , $X0'$ en [Ohm/Km]. Para las barras son: Voltajes nominales de línea a línea, identificación de línea monofásica, bifásica, o trifásica, así como la topología de la red. Para el caso de los transformadores son: Tipo y Potencia nominal del transformador, frecuencia de operación, grupo de conexionado, niveles de voltaje (BT), (AT), impedancias de secuencia positiva y cero. Para el presente análisis no se considera saturación. Para las cargas se considera: Potencia aparente, factor de potencia, tipo de carga, niveles de voltaje.

Para efecto de verificación de los resultados de las pruebas de corto circuito obtenidos mediante el software DIGSILENT se hace una comparación versus el modelo matemático basado en la norma IEC60909 utilizando el software Matlab. Como resultados de la simulación de las corrientes de falla desbalanceadas de fases tenemos: ($I_a = 46.690 \angle -24.025463$ A, $I_b = 40.880 \angle -150.923$ A, $I_c = 25.857 \angle 111.159776$ A). El resultado de las corrientes por simulación del software DIGSILENT son ($I_a = 37.414593 \angle 23.0742$ A, $I_b = 9.047390 \angle -3.6444$ A, $I_c = 4.986444 \angle 99.2958$ A, $I_n = -2.4164 - j14.7629$ A).

Comparado entre ambos resultados, estos son confiables con respecto a la prueba de cortocircuito trifásico desbalanceado que se realizó con DigSilent, los valores obtenidos en Matlab tienen un porcentaje de un ± 1 por ciento de error.

```
% IA, IB, IC Corrientes desbalanceadas de fases
%|IA|   | 1 1 1 | |IA0|  FASOR DE REFERENCIA
%|IB| =  | 1 a^2 a | |IA1|
%|IC|   | 1 a a^2 | |IA2|

% a = 1 /_ -120
% a^2 = 1 /_ +120 ; a^2 = e^i*(2*pi/3)= -1/2+i*((3)^0.5)/2
% a^3 = 1 /_ 0
```

```
% k1 = X [A]; eta1 = X Grados;
% k2 = X [A]; eta2 = X Grados;
% k3 = X [A]; eta3 = X Grados;

% CORRIENTES DESBALANCEADAS DE FASE
% IA = X /_ X GRADOS k1 eta1
% IB = X /_ X GRADOS k2 eta2
% IC= X /_ X GRADOS k3 eta3

k1 = 46.690; eta1 = -24.025463;
k2 = 40.880; eta2 = -150.923005;
k3 = 25.857; eta3 = 111.159776;
```

Fig. 12. Datos en Matlab

```
SECUENCIA 0 I0_A es: 4.986444
ANGULO
ans = 99.2958
SECUENCIA POSITIVA I1_A es: 37.414593
ANGULO
ans = 23.0742
SECUENCIA NEGATIVA I2_A es: 9.047390
ANGULO
ans = -3.6444
CORRIENTE DE NEUTRO
b_neutro = -2.4164 - 14.7629i
```

Fig. 13. Resultado de la prueba de cortocircuito trifásico desbalanceado en Matlab

Los datos obtenidos en DigSilent de las corrientes de falla de fases ($I_a = 46.690 \angle -24.025463$ A, $I_b = 40.880 \angle -150.923$ A, $I_c = 25.857 \angle 111.159776$ A). Con un tensión de línea a línea 13.8 KV, una tensión de secuencia positiva en 1 [pu], y un ángulo de fase A (30°), porcentaje de un ± 1 por ciento de error, resultados son: potencia aparente de cortocircuito inicial (SKss: A = 300.3 MVA), corriente de cortocircuito subtransitoria (IKss: A = 37.693 KA) y corriente pico ($I_p = 54.395$ KA), a una distancia del 41% de la línea entre la barra #1 y la barra #2, Con un tensión de línea a línea 14.6 KV, una tensión de secuencia positiva en 1.06 [pu], y un ángulo de fase A (-4.8°).

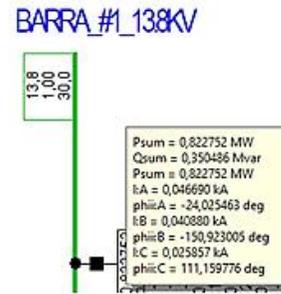


Fig. 14. Datos en DigSilent

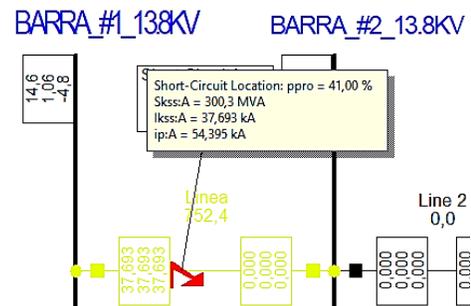


Fig. 15. Resultado de la prueba de cortocircuito trifásico desbalanceado DigSilent.

VII. DESCRIPCIÓN DE PROBLEMAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SOTERRADA

Sistema Desbalanceado

Se observa tres problemas en el sistema de sistema de distribución, el transformador 1F de 75 kva (Pad Mounted) presenta una cargabilidad de 136.5%, la línea (3) entre la barra #6 y la barra #7 una cargabilidad del 123.7%, y una potencia aparente en la carga 1 de (0.095 MVA). El transformador 1F de 50 Kva presenta una cargabilidad de 91.3% y una potencia aparente en la carga 14 de (0.050 MVA). Se observan inconvenientes en las tensiones de las barras que se tornan de color azul. Las barras (4, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, Bloque B, Nuevo Bloque, Centro Comercial, Parqueadero), tienen problemas debido a la baja tensión que existe en las barras, se requiere implementar un banco capacitivo. Otra recomendación es la implementación de transformadores, disponer de las conexiones de tipo YY, DD, YD, DY o configurar los TAP.

Una vez solucionado los problemas anteriormente mencionados, se procederá a realizar las pruebas de cortocircuito requerido, el transformador 1F Pad Mounted de 75 Kva se solucionó con una conexión de tipo Ynyn1, potencia nominal de (0.075 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida estándar de cobre (1.14 KW) se redujo la potencia aparente de la carga 1 (0.01412 MVA). Con estos cambios se mejoró la cargabilidad del transformador a 32.7% la tensión de la barra #6 mejoró al 1 [pu] y la barra #7 mejoró al 0.85 [pu] y la línea (3) mejoró a una cargabilidad de 24.7% [21].

Tabla I

Descripción	Parámetros		
T. Paralelos	1	1	
Cargabilidad	136,50%	32,70%	
Transformador 1F - 75KVA	G. de vectores	YnYn	YnYn1
Pad Mound	P. nominal	0,075 MVA	0,075 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,14 KW	1,14 KW
Línea (3)	Cargabilidad	123,70%	24,70%
Carga 1	P. Aparente	0,095 MVA	0,01412 MVA
Barra # 6	Tensión	0,65 pu	1 pu
Barra # 7	Tensión	0,56 pu	0,85 pu

Con el transformador 1F de 50 Kva se solucionó con una conexión de tipo Ynyn1, potencia nominal de (0.050 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida de cobre (1.14 KW) se logró reducir la potencia aparente de la carga 14 (0.02053 MVA), con estos cambios se mejoró la cargabilidad del transformador a 69.1% y la tensión de la barra centro comercial mejoró al 0.98 [pu].

Tabla II

Descripción	Parámetros		
T. Paralelos	1	1	
Cargabilidad	91,70%	69,10%	
Transformador 1F - 50KVA	G. de vectores	YnYn	YnYn1
	P. nominal	0,05 MVA	0,05 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,14 KW	1,14 KW
Carga 14	P. Aparente	0,050 MVA	0,02053 MVA
Barra # 6	Tensión	0,65 pu	0,98 pu

El estado inicial de la barra #8 con una tensión de 0.66 [pu], las condiciones del transformador 3x75 Kva, una conexión de tipo Ynyn, potencia nominal de (0.075 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida de cobre (1.14 KW), una potencia aparente de la carga empacadora Champmar (0.12 MVA) cargabilidad de 48.8% se solucionó con una conexión de tipo Ynyn1, se redujo la potencia aparente de la carga empacadora Champmar (0.0935134 MVA), cargabilidad del transformador a 69.2% y la tensión de la barra #8 mejoró al 0.99 [pu].

Tabla III

Descripción	Parámetros		
Barra # 8	Tensión	0,66 pu	0,99 pu
	T. Paralelos	3	3
	Cargabilidad	48,80%	69,20%
Transformador 3x75KVA	G. de vectores	YnYn	YnYn1
	P. nominal	0,075 MVA	0,075 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,14 KW	1,14 KW
Carga Emp. Champmar	P. Aparente	0,12 MVA	0,09351 MVA

La barra UPS parqueadero con una tensión de 0.66 [pu], las condiciones del transformador 2x50 Kva, una conexión de tipo Ynyn, potencia nominal de (0.050 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida de cobre (1.14 KW), una potencia aparente de la carga 18 (0.05 MVA) cargabilidad de 27.5%, con el transformador 1x75 Kva, una conexión de tipo Ynyn, potencia nominal de (0.075 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida de cobre (1.14 KW), potencia aparente de la carga 18 (0.05 MVA) cargabilidad de 27.4%. Se solucionó en el transformador 2x50 Kva con una conexión de tipo Ynyn, se redujo la potencia aparente de la carga 18 (0.02956 MVA), aumentó la cargabilidad del transformador a 58.20%. El transformador 1x75 Kva con una conexión de tipo Ynyn, potencia aparente de la carga 18 (0.02956 MVA), con estos cambios se aumentó la cargabilidad del transformador a 78.10% y la tensión en la barra UPS parqueadero mejoró al 0.97 [pu].

Tabla IV

Descripción	Parámetros		
Barra UPS Parqueadero	Tensión	0,66 pu	0,97 pu
	T. Paralelos	2	2
	Cargabilidad	27,50%	58,20%
Transformador 2x50KVA	G. de vectores	YnYn	YnYn
	P. nominal	0,05 MVA	0,05 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,14 KW	1,14 KW
	T. Paralelos	1	1
	Cargabilidad	27,40%	78,10%
Transformador 1x75KVA	G. de vectores	YnYn	YnYn
	P. nominal	0,075 MVA	0,075 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,14 KW	1,14 KW
Carga 18	P. Aparente	0,05 MVA	0,02956 MVA

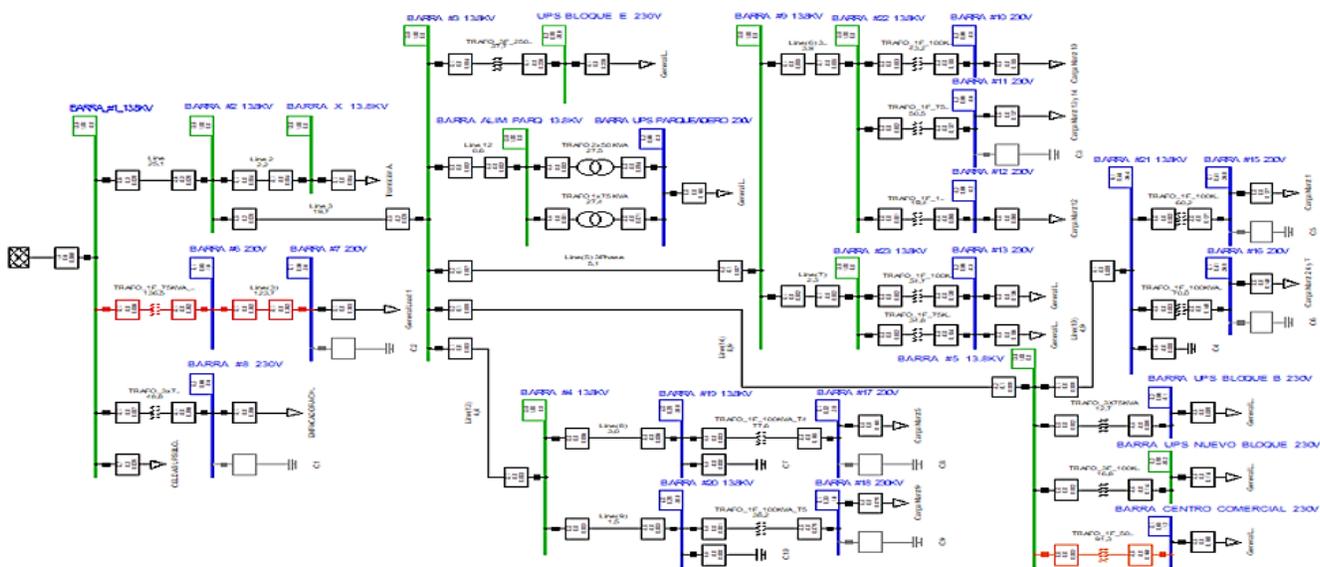


Fig. 16. Sistema de distribución soterrada inicial desbalanceado

La barra #17 con una tensión de 0.65 [pu], las condiciones del transformador 1F de 100 Kva, conexión de tipo Yyn, potencia nominal de (0.1 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida de cobre (1.5 KW), potencia aparente de la carga Manz5 (0.08528 MVA) cargabilidad de 77.5% se solucionó con una conexión de tipo Yyn1, se redujo la potencia aparente de la carga Manz5 (0.0475 MVA), con estos cambios incrementó la cargabilidad del transformador a 79.1% y la tensión de la barra #17 mejoró al 0.98 [pu] [22].

Tabla V

Descripción	Parámetros		
Barra # 17	Tensión	0,65 pu	0,99 pu
Transformador 1F - 100KVA	T. Paralelos	1	1
	Cargabilidad	77,50%	79,10%
	G. de vectores	YnYn	YnYn1
	P. nominal	0,1 MVA	0,1 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,5 KW	1,5 KW
Carga Manz. 5	P. Aparente	0,0852 MVA	0,0475 MVA

La barra #18 con una tensión de 0.66 [pu], las condiciones del transformador 1F de 100 Kva, conexión de tipo Yyn, potencia nominal de (0.1 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida estándar de cobre (1.5 KW), potencia aparente de la carga Manz9 (0.04156 MVA) cargabilidad de 38.4%. Se solucionó con una conexión de tipo Yyn1, con estos cambios se aumentó la cargabilidad del transformador a 69.5% la tensión en la barra #18 mejoró al 0.99 [pu] [23].

Tabla VI

Descripción	Parámetros		
Barra # 18	Tensión	0,66 pu	0,99 pu
Transformador 1F - 100KVA	T. Paralelos	1	1
	Cargabilidad	38,40%	69,50%
	G. de vectores	YnYn	YnYn1
	P. nominal	0,1 MVA	0,1 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,5 KW	1,5 KW
Carga Manz. 9	P. Aparente	0,0415 MVA	0,0415 MVA

La barra #10 con una tensión de 0.66 [pu], las condiciones del transformador 1F de 100 Kva, conexión de tipo Yyn, potencia nominal de (0.1 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida de cobre (1.5 KW), potencia aparente de la carga Manz10 (0.04686 MVA) cargabilidad de 43.2%. Se solucionó con una conexión de tipo Dyn1, con estos cambios se aumentó la cargabilidad del transformador a 73.4% y una tensión en la barra #10 mejoró al 0.98 [pu] [24].

Tabla VII

Descripción	Parámetros		
Barra # 10	Tensión	0,66 pu	0,98 pu
Transformador 1F - 100KVA Pad Mounted	T. Paralelos	1	1
	Cargabilidad	43,20%	73,40%
	G. de vectores	YnYn	DYn1
	P. nominal	0,1 MVA	0,1 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,5 KW	1,5 KW
Carga Manz. 10	P. Aparente	0,0468 MVA	0,0468 MVA

La barra #11 con una tensión de 0.66 [pu], las condiciones del transformador 1F de 75 Kva, una conexión de tipo Yyn, potencia nominal de (0.075 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida de cobre (1.14 KW), potencia aparente de la carga Manz13 y 14 (0.04116 MVA) cargabilidad de 50.5%. Se solucionó con una conexión de tipo Dyn1, se redujo la potencia aparente de la carga Manz13 y 14 (0.03156 MVA), incrementó la cargabilidad del transformador a 65.9% y la tensión de la barra #11 mejoró al 0.99 [pu] [25].

Tabla VIII

Descripción	Parámetros		
Barra # 11	Tensión	0,66 pu	0,99 pu
Transformador 1F - 75KVA Pad Mound	T. Paralelos	1	1
	Cargabilidad	50,50%	65,90%
	G. de vectores	YnYn	DYn1
	P. nominal	0,075 MVA	0,075 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,14 KW	1,14 KW
Carga Manz. 13 y 14	P. Aparente	0,0411 MVA	0,0315 MVA

La barra #12 con un factor de potencia de 0.66 [pu], las condiciones del transformador 1F de 100 Kva Pad Mounted, conexión de tipo Ynyn, potencia nominal de (0.1 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida de cobre (1.5 KW), potencia aparente de la carga Manz12 (0.01988 MVA) cargabilidad de 19.4%. Se solucionó con una conexión de tipo Ynyn1, con estos cambios incrementó la cargabilidad del transformador a 34.2% y una tensión en la barra #12 mejoró al 0.99 [pu].

Tabla IX

Descripción		Parámetros	
Barra # 12	Tensión	0,66 pu	0,99 pu
Transformador 1F - 100KVA Pad Mound	T. Paralelos	1	1
	Cargabilidad	19,40%	34,20%
	G. de vectores	YnYn	YnYn1
	P. nominal	0,1 MVA	0,1 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,5 KW	1,5 KW
Carga Manz. 12	P. Aparente	0,0198 MVA	0,0198 MVA

La barra #13 con una tensión de 0.66 [pu], las condiciones del transformador 1F de 100 Kva Pad Mounted, con una conexión de tipo Ynyn, potencia nominal de (0.1 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida estándar de cobre (1.5 KW), potencia aparente de la carga 6 (0.031 MVA) y la carga 7 (0.024 MVA) cargabilidad de 34.7%, el transformador 1F de 75 Kva Pad Mounted, una conexión de tipo Ynyn, potencia nominal de (0.075 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida de cobre (1.14 KW), cargabilidad de 34.8%. Se solucionó en primer lugar el transformador 1F de 100 kva con una conexión de tipo Ynyn, con estos cambios se incrementó la cargabilidad del transformador a 42.4%. El transformador 1F de 75 kva Pad Mounted, con una conexión de tipo Dyn, con estos cambios incrementó la cargabilidad del transformador a 38.7% y una tensión en la barra #13 mejoró al 0.99 [pu].

Tabla X

Descripción		Parámetros	
Barra # 13	Tensión	0,66 pu	0,99 pu
	T. Paralelos	1	1
Transformador 1F 100KVA Pad Mounted	Cargabilidad	34,70%	42,40%
	G. de vectores	YnYn	YnYn
	P. nominal	0,05 MVA	0,05 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,5 KW	1,5 KW
	T. Paralelos	1	1
Transformador 1F 75KVA Pad Mounted	Cargabilidad	34,80%	38,70%
	G. de vectores	YnYn	DYn
	P. nominal	0,075 MVA	0,075 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,14 KW	1,14 KW
	P. Aparente	0,024 MVA	0,024 MVA
Carga 6	P. Aparente	0,031 MVA	0,031 MVA

La barra #15 con una tensión de 0.65 [pu], las condiciones del transformador 1F de 100 Kva, Pad Mounted, conexión de tipo Ynyn, potencia nominal de (0.1 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida de cobre (1.5 KW), una potencia aparente de la carga Manz1(0.06618 MVA) y una cargabilidad de 60.3% se solucionó con una conexión de tipo Dyn1, se redujo la potencia aparente de la carga Manz1 (0.0493 MVA), con estos cambios incrementó la cargabilidad

del transformador a 76.8% y una tensión en la barra #15 mejoró al 0.99 [pu].

Tabla XI

Descripción		Parámetros	
Barra # 15	Tensión	0,65 pu	0,99 pu
Transformador 1F - 100KVA Pad Mound	T. Paralelos	1	1
	Cargabilidad	60,30%	76,80%
	G. de vectores	YnYn	DYn1
	P. nominal	0,1 MVA	0,1 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,5 KW	1,5 KW
Carga Manz. 1	P. Aparente	0,0661 MVA	0,0493 MVA

La barra #16 con una tensión de 0.65 [pu], las condiciones del transformador 1F de 100 Kva, Pad Mounted, conexión de tipo Ynyn, potencia nominal de (0.1 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida estándar de cobre (1.5 KW), potencia aparente de la carga Manz2, 4 y 7 (0.07702 MVA) cargabilidad de 70.2% se solucionó con una conexión de tipo Ynyn, se redujo la potencia aparente de la carga Manz2, 4 y 7 (0.05 MVA), con estos cambios se incrementó la cargabilidad del transformador a 78.5% y una tensión en la barra #16 mejoró al 0.98 [pu].

Tabla XII

Descripción		Parámetros	
Barra # 16	Tensión	0,65 pu	0,98 pu
Transformador 1F - 100KVA Pad Mound	T. Paralelos	1	1
	Cargabilidad	70,20%	78,50%
	G. de vectores	YnYn	YnYn
	P. nominal	0,1 MVA	0,1 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,5 KW	1,5 KW
Carga Manz. 2, 4 y 7	P. Aparente	0,0770 MVA	0,05 MVA

La barra UPS bloque B con una tensión de 0.66 [pu], las condiciones del transformador 3x75 Kva, Pad Mounted, una conexión de tipo Ynyn, potencia nominal de (0.075 MVA) voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida de cobre (1.14 KW) potencia aparente de la carga 12 (0.027 MVA) cargabilidad de 12.7% se solucionó con una conexión de tipo Ynyn1, con estos cambios incrementó la cargabilidad del transformador a 21.7% y una tensión en la barra UPS bloque B mejoró al 0.99 [pu].

Tabla XIII

Descripción		Parámetros	
Barra UPS bloque B	Tensión	0,65 pu	0,99 pu
Transformador 1F - 75KVA Pad Mound	T. Paralelos	3	3
	Cargabilidad	12,70%	21,70%
	G. de vectores	YnYn	YnYn1
	P. nominal	0,075 MVA	0,075 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,14 KW	1,14 KW
Carga 12	P. Aparente	0,027 MVA	0,027 MVA

La barra Centro Comercial con una tensión de 0.65 [pu], las condiciones del transformador 1F de 50 Kva, conexión de tipo Ynyn, potencia nominal de (0.05 MVA), voltaje de cortocircuito uk (3.5%), pérdida estándar de cobre (1.14 KW), potencia aparente de la carga 14 (0.05 MVA) cargabilidad de 91.6% se solucionó con una conexión de tipo Ynyn1, se redujo la potencia aparente de la carga 14 (0.02053 MVA), con estos cambios decrementó la cargabilidad del

transformador a 78.5% y una tensión en la barra Centro Comercial mejoró al 0.98 [pu].

Tabla XIV

Descripción	Parámetros		
Barra centro comercial	Tensión	0,65 pu	0,98pu
Transformador 1F - 50KVA	T. Paralelos	1	1
	Cargabilidad	91,60%	78,50%
	G. de vectores	YnYn	YnYn
	P. nominal	0,05 MVA	0,1 MVA
	V. de Cortocircuito uk	3,50%	3,50%
	P. de Cobre	1,14 KW	1,14 KW
Carga 14	P. Aparente	0,05 MVA	0,02053 MVA

Todas las opciones que se proponen son válidas para estos equipos su mejoramiento del sistema para su óptimo rendimiento y sistema de distribución de pérdidas por líneas. Este requerimiento tiene su costo por utilización de bancos capacitivos. Una directiva estratégica es la

implementación de transformadores, disponer de las conexiones de tipo YY, DD, YD, DY o configurar los TAP, en el sistema de distribución eléctrico en DigSilent [23][26].

Como podemos observar el sistema se encuentra ahora balanceado, teniendo una tensión de 0.99 [pu], en todas las barras a excepción de la barra #7 que está trabajando con un tensión de 0.85 [pu], por circunstancias de caída de tensión, en este sistema de red de distribución se realizará las pruebas de cortocircuito de barras y de líneas, se procederá a ejecutar los diferentes tipos de prueba de cortocircuito tanto en corriente máxima y mínima estas pruebas permitirán denotar que está sucediendo en los elementos y poder percatarnos de posibles fallos de la red y poder prevenirlo [16]:

- Cortocircuito Trifásico
- Cortocircuito de 2 fases
- Monofásico a tierra
- 2 Fases a Tierra
- Cortocircuito Trifásico (Desbalanceado)

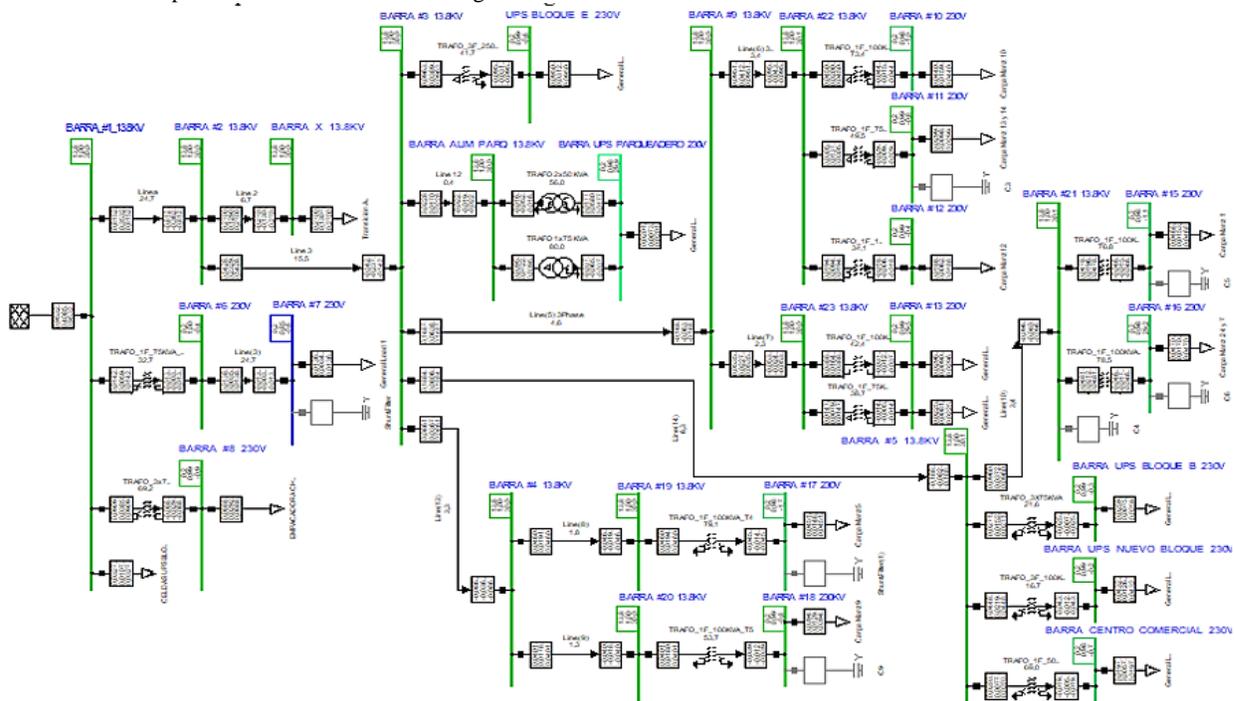


Fig. 17. Sistema de distribución soterrado final balanceado

Cortocircuito Trifásico - Barras

La Barra más crítica es la (Barra_1_13.8KV) por su valor de potencia corriente de cortocircuito subtransitoria (IKss: 334.7 KA) y corriente aparente de cortocircuito inicial (SKss: 10000 MVA), corriente de pico (Ip: 826.44 KA), tabla XVI se observa los valores de mínima cortocircuito subtransitoria (IKss: 418.37 KA) y corriente pico (Ip: corriente de cortocircuito, por ser la barra más lejana a la generación esta 1033.05 KA), en tabla XV se denota los valores de máximo corriente de se afectaría menormente por falla de corriente de cortocircuito trifásico, cortocircuito, por ser la barra próxima a generación esta se afectaría y daños al equipo [27]. mayormente por falla de corriente de cortocircuito trifásico, y daños al insumo [23].

Tabla XV

IEC 60909	Cortocircuito Trifásico		
	SKss (MVA)	Ikss (KA)	Ip (KA)
Máx. Corrientes de cortocircuito			
Barra_1_13.8KV	10000,00	418,37	1033,05
Barra_2_13.8KV	378,02	15,82	22,82

potencia aparente de cortocircuito inicial (SKss: 8000.00 MVA),

Tabla XVI

IEC 60909	Cortocircuito Trifásico			
	Mín. Corrientes de cortocircuito	SKss (MVA)	Ikss (KA)	Ip (KA)
Barra_1_13.8KV		8000,00	334,7	826,44
Barra_2_13.8KV		186	7,78	11,23

Cortocircuito de 2 Fases - Barras

La Barra de mayor problema en cortocircuito de 2 fases es la (Barra_1_13.8KV) en este caso la línea A tiende a cero y la línea B y C cercana a la generación, es la barra con menor incidencia por valores de son las que actúan en la prueba para la falla de cortocircuito, se

determina la corriente de cortocircuito subtransitoria. tabla XVII se observa los valores de máxima corriente de cortocircuito [28].

Tabla XVII

IEC 60909 Cortocircuito de 2 fases			
Máx. Corrientes de cortocircuito	Ikss:A (KA)	Ikss:B (KA)	Ikss:C (KA)
Barra_1_13.8KV	0,00	362,32	362,32
Barra_UPS_Nuevo_Bloque_230V	0	19,5	19,5

La Barra mínima en cortocircuito de 2 fases es la (Barra_1_13.8KV) en este caso la línea A tiende a cero y la línea B y C son las que actúan en la prueba para la falla de cortocircuito, tabla XVIII podremos observar los valores de mínima corriente de cortocircuito.

Tabla XVIII

IEC 60909 Cortocircuito de 2 fases			
Mín. Corrientes de cortocircuito	Ikss:A (KA)	Ikss:B (KA)	Ikss:C (KA)
Barra_1_13.8KV	0,00	289,86	289,86
Barra_UPS_Nuevo_Bloque_230V	0	17,4	17,4

Monofásico a Tierra - Barras

La Barra de mayor problema monofásico a tierra es la (Barra_1_13.8KV) en este caso la línea A actúa en la prueba de falla de cortocircuito y la línea B y C tiende a cero por ser una prueba de monofásico a tierra en este caso específico solo estaríamos trabajando con la línea A, tabla XIX se observa los valores de máxima corriente de cortocircuito [24].

Tabla XIX

IEC 60909 Monofásico a tierra			
Máx. Corrientes de cortocircuito	Ikss:A (KA)	Ikss:B (KA)	Ikss:C (KA)
Barra_1_13.8KV	418,37	0	0
Barra_UPS_Nuevo_Bloque_230V	22,06	0	0

La Barra con problema monofásico a tierra es la (Barra_1_13.8KV) en este caso la línea A actúa en la prueba de falla de cortocircuito y la línea B y C tiende a cero por ser una prueba de monofásico a tierra en este caso específico solo estaríamos trabajando con la línea A, tabla XX se observa los valores de mínima corriente de cortocircuito.

Tabla XX

IEC 60909 Monofásico a tierra			
Mín. Corrientes de cortocircuito	Ikss:A (KA)	Ikss:B (KA)	Ikss:C (KA)
Barra_1_13.8KV	334,7	0	0
Barra_UPS_Nuevo_Bloque_230V	19,38	0	0

2 Fases a Tierra - Barras

La Barra que mayor problema tiene en 2 Fases a tierra es la (Barra_1_13.8KV) en este caso la línea A tiende a cero y la línea B y C actúa en la prueba de falla de cortocircuito por ser una prueba de 2 fases a tierra en este caso específico solo estaríamos trabajando con la línea B y línea C, tabla XXI se observa los valores de máxima corriente de cortocircuito [10].

Tabla XXI

IEC 60909 2 Fases a Tierra			
Máx. Corrientes de cortocircuito	Ikss:A (KA)	Ikss:B (KA)	Ikss:C (KA)
Barra_1_13.8KV	0	418,37	418,37
Barra_UPS_Nuevo_Bloque_230V	0	22,5	22,09

La Barra mínima en corto circuito en 2 Fases a tierra es la

(Barra_1_13.8KV) en este caso la línea A tiende a cero y la línea B y C actúa en la prueba de falla de cortocircuito por ser una prueba de 2 fases a tierra en este caso específico solo estaríamos trabajando con la línea B y línea C, tabla XXII se observa los valores de mínima corriente de cortocircuito.

Tabla XXII

IEC 60909 2 Fases a Tierra			
Mín. Corrientes de cortocircuito	Ikss:A (KA)	Ikss:B (KA)	Ikss:C (KA)
Barra_1_13.8KV	0	334,7	334,7
Barra_UPS_Nuevo_Bloque_230V	0	20,3	19,19

Cortocircuito Trifásico (Desbalanceado) - Barras

La Barra que mayor problema tiene en cortocircuito trifásico (desbalanceado) es la (Barra_1_13.8KV) en este caso la línea A, línea B y línea C actúa en la prueba de falla de cortocircuito por ser una prueba de cortocircuito trifásico en este caso específico trabajamos con las línea ABC, tabla XXIII se observa los valores de máxima corriente de cortocircuito [10].

Tabla XXIII

IEC 60909 Cortocircuito trifásico (Desb.)			
Máx. Corrientes de cortocircuito	Ikss:A (KA)	Ikss:B (KA)	Ikss:C (KA)
Barra_1_13.8KV	418,37	418,37	418,37
Barra_UPS_Nuevo_Bloque_230V	22,52	22,52	22,52

La Barra mínima en cortocircuito trifásico (desbalanceado) es la (Barra_1_13.8KV) en este caso la línea A, línea B y línea C actúa en la prueba de falla de cortocircuito por ser una prueba de cortocircuito trifásico en este caso específico trabajamos con las líneas ABC, tabla XXIV se observa los valores de mínima corriente de cortocircuito.

Tabla XXIV

IEC 60909 Cortocircuito trifásico (Desb.)			
Mín. Corrientes de cortocircuito	Ikss:A (KA)	Ikss:B (KA)	Ikss:C (KA)
Barra_1_13.8KV	334,7	334,7	334,7
UPS_Bloque_E_230V	17,01	17,01	17,01

Cortocircuito Trifásico - Líneas

La línea que mayor problema tiene en cortocircuito trifásico es la (Línea_3x2_XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2 próximas a generación esta sería la línea que mayor inconveniente tendría por problemas de cortocircuito trifásico. tabla XXV se observa los valores de máxima corriente de cortocircuito [9].

Tabla XXV

IEC 60909 Cortocircuito Trifásico				
Max. Corrientes de cortocircuito		SKss (MVA)	Ikss (KA)	Ip (KA)
Barra_1_2_Línea_3x2_XLPE_15KV	25%	1438,31	60,17	86,9
	50%	744,15	31,13	44,92
	75%	501,42	20,98	30,27
Barra_2_X_Línea_2_3x2_XLPE_15KV	25%	361,71	15,13	21,83
	50%	346,75	14,51	20,93
	75%	333	13,93	20,1
Barra_2_3_Línea_3_3x1/0_XLPE+2Cu_15KV	25%	356,07	14,9	21,49
	50%	336,54	14,08	20,31
	75%	319,03	13,35	19,26

La línea que mayor problema tiene en cortocircito trifásico es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2, más alejado a la generación esta sería la línea que menor inconveniente tendría por problemas de cortocircito trifásico, tabla XXVI se observa los valores de mínima corriente de cortocircito.

Tabla XXVI

IEC 60909		Cortocircito Trifásico		
Min. Corrientes de cortocircito	SKss (MVA)	Ikss (KA)	Ip (KA)	
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25%	728,67	30,49	43,98
	50%	369,59	15,46	22,3
	75%	247,48	10,35	14,94
Barra_2_X_Línea_2_3x2 XLPE_15KV	25%	177,91	7,44	10,74
	50%	170,49	7,13	10,29
	75%	163,66	6,85	9,88

La línea que se tomó de ejemplo para el análisis gráfico es (Línea_3x2 XLPE_15KV) falla de cortocircito trifásico, observamos detalladamente la falla establecida de cortocircito en un tiempo de (1.9 seg, la corriente Ia = 0.047 KA, Ib = 0.041 KA, y Ic = 0.026 KA), la apertura línea inicia (1.905 seg, la corriente Ia = Ib = Ic = 28.304 KA, hasta un tiempo de 3 seg), el cierre de línea inicia (3.005 seg, la corriente Ia = Ib = Ic = 0 KA, hasta un tiempo de 4.5 seg), el despeje de cortocircito trifásico inicia (4.505 seg, la corriente Ia = Ib = Ic = 28.304 KA, hasta un tiempo de 6 seg) la prueba finaliza en un tiempo de (6.022 seg, la corriente regresa al estado inicial Ia = 0.047 KA, Ib = 0.041 KA, y Ic = 0.026 KA).

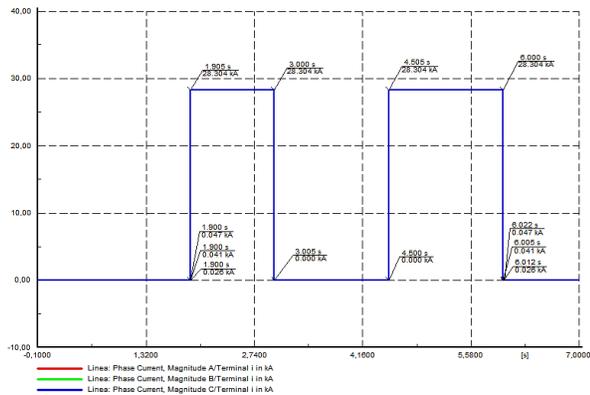


Fig. 18. Línea_3x2 XLPE_15KV

La línea que se tomó de ejemplo para el análisis gráfico es (Línea_10_1x2 XLPE_15KV) por falla de cortocircito trifásico, observamos detalladamente la falla establecida de cortocircito en un tiempo de (1.9 seg, la corriente Ia = 0.005 KA, Ib = 0.004 KA, y Ic = 0.002 KA), la apertura línea inicia (1.905 seg, la corriente Ia = Ib = Ic = 9.036 KA, hasta un tiempo de 3 seg), el cierre de línea inicia (3.005 seg, la corriente Ia = Ib = Ic = 0 KA, hasta un tiempo de 4.5 seg), el despeje de cortocircito trifásico inicia (4.505 seg, la corriente Ia = Ib = Ic = 9.036 KA, hasta un tiempo de 6 seg) la prueba finaliza en un tiempo de (6.005 seg, la corriente regresa al estado inicial Ia = 0.005 KA, Ib = 0.004 KA, y Ic = 0.002 KA).

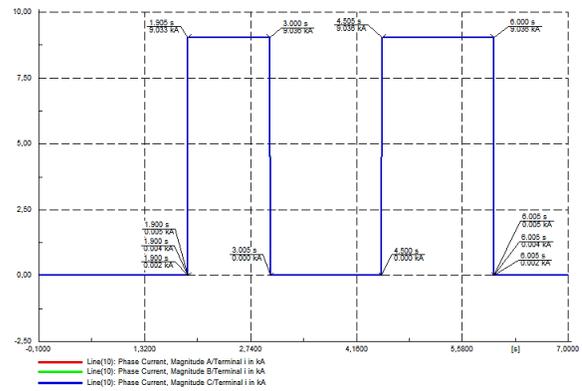


Fig. 19. Línea_10_1x2 XLPE_15KV

Cortocircito de 2 Fases - Líneas

La línea que mayor problema tiene en cortocircito de 2 fases es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2 próximas a generación esta sería la línea que mayor inconveniente tendría por problemas de cortocircito de 2 fases, para la prueba de cortocircito las líneas (1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13 y 14), se determinan la potencia aparente de cortocircito inicial. tabla XXVII se observa los valores de máxima corriente de cortocircito [25].

Tabla XXVII

IEC 60909		Cortocircito de 2 Fases		
Max. Corrientes de cortocircito	SKss:A (MVA)	Ikss:A (KA)	Ip:A (KA)	
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25-50-75%	0	0	0

La línea que mayor problema tiene en cortocircito de 2 fases es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2 próximas a generación esta sería la línea que mayor inconveniente tendría por problemas de cortocircito de 2 fases. tabla XXVIII se observa los valores de máxima corriente de cortocircito [25].

Tabla XXVIII

IEC 60909		Cortocircito de 2 Fases		
Max. Corrientes de cortocircito	SKss:B (MVA)	Ikss:B (KA)	Ip:B (KA)	
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25%	415,2	52,11	75,26
	50%	214,82	26,96	38,9
	75%	144,75	18,17	26,21
Barra_2_X_Línea_2_3x2 XLPE_15KV	25%	104,42	13,11	18,91
	50%	100,1	12,56	18,12
	75%	96,12	12,06	17,4
Barra_2_3_Línea_3_3x1/0 XLPE+2Cu_15KV	25%	319,03	13,35	19,26
	50%	97,15	12,19	17,59
	75%	92,1	11,56	16,68

La línea que mayor problema tiene en cortocircito de 2 fases es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2 próximas a generación esta sería la línea que mayor inconveniente tendría por problemas de cortocircito de 2 fases, tabla XXIX se observa los valores de máxima corriente de cortocircito [25].

Tabla XXIX

IEC 60909		Cortocircuito de 2 Fases		
Max. Corrientes de cortocircuito		SKss:C (MVA)	Ikss:C (KA)	Ip:C (KA)
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25%	415,2	52,11	75,26
	50%	214,82	26,96	38,9
	75%	144,75	18,17	26,21
Barra_2_X_Línea 2_3x2 XLPE_15KV	25%	104,42	13,11	18,91
	50%	100,1	12,56	18,12
	75%	96,12	12,06	17,4
Barra_2_3_Línea 3_3x1/0 XLPE+2Cu_15KV	25%	319,03	13,35	19,26
	50%	97,15	12,19	17,59
	75%	92,1	11,56	16,68
Barra_3_ALIM PARQ_Línea 12_3x2 XLPE_15KV	25%	87	10,92	15,75
	50%	86,46	10,85	15,66
	75%	85,93	10,79	15,56

Tabla XXXII

IEC 60909		Cortocircuito de 2 Fases		
Min. Corrientes de cortocircuito		SKss:C (MVA)	Ikss:C (KA)	Ip:C (KA)
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25%	210,35	26,4	38,08
	50%	106,69	13,39	19,32
	75%	71,44	8,97	12,93
Barra_2_X_Línea 2_3x2 XLPE_15KV	25%	51,36	6,45	9,3
	50%	49,22	6,18	8,91
	75%	47,25	5,93	8,55
Barra_2_3_Línea 3_3x1/0 XLPE+2Cu_15KV	25%	50,57	6,35	9,16
	50%	47,78	6	8,65
	75%	45,29	5,68	8,2

Los valores mínimos en cortocircuito de 2 fases es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2, más alejado a la generación esta sería la línea que menor inconveniente tendría por problemas de cortocircuito de 2 fases, para la prueba de cortocircuito la línea (1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13 y 14), tabla XXX se observa los valores de mínima corriente de cortocircuito [25].

Tabla XXX

IEC 60909		Cortocircuito de 2 Fases		
Min. Corrientes de cortocircuito		SKss:A (MVA)	Ikss:A (KA)	Ip:A (KA)
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25-50-75%	0	0	0

La línea que mayor problema tiene en cortocircuito de 2 fases es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2 próximas a generación esta sería la línea que mayor inconveniente tendría por problemas de cortocircuito de 2 fases, tabla XXXI se observa los valores de mínima corriente de cortocircuito [25].

Tabla XXXI

IEC 60909		Cortocircuito de 2 Fases		
Min. Corrientes de cortocircuito		SKss:B (MVA)	Ikss:B (KA)	Ip:B (KA)
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25%	210,35	26,4	38,08
	50%	106,69	13,39	19,32
	75%	71,44	8,97	12,93
Barra_2_X_Línea 2_3x2 XLPE_15KV	25%	51,36	6,45	9,3
	50%	49,22	6,18	8,91
	75%	47,25	5,93	8,55
Barra_2_3_Línea 3_3x1/0 XLPE+2Cu_15KV	25%	50,57	6,35	9,16
	50%	47,78	6	8,65
	75%	45,29	5,68	8,2

La línea que mayor problema tiene en cortocircuito de 2 fases es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2 próximas a generación esta sería la línea que mayor inconveniente tendría por problemas de cortocircuito de 2 fases, tabla XXXII se observa los valores de mínima corriente de cortocircuito [25].

La línea que se tomó de ejemplo para el análisis gráfico es (Línea_3x2 XLPE_15KV) por falla de cortocircuito de 2 fases, observamos detalladamente la falla establecida de cortocircuito en un tiempo de (1.9 seg, la corriente Ia = 0.047 KA, Ib = 0.041 KA, y Ic = 0.026 KA), la apertura línea inicia (1.905 seg, la corriente Ia = 0.047 KA, Ib = 0.041 KA y Ic = 24.511 KA, hasta un tiempo de 3 seg), el cierre de línea inicia (3.000 seg, la corriente Ia = 0.047 KA, Ib = 0.041 KA y Ic = 0 KA, hasta un tiempo de 4.505 seg), el despeje de cortocircuito trifásico inicia (4.505 seg, la corriente Ia = 0.047 KA, Ib = 0.041 KA y Ic = 24.511 KA, hasta un tiempo de 6 seg) la prueba finaliza en un tiempo de (6.012 seg, la corriente regresa al estado inicial Ia = 0.047 KA, Ib = 0.041 KA, y Ic = 0.026 KA).

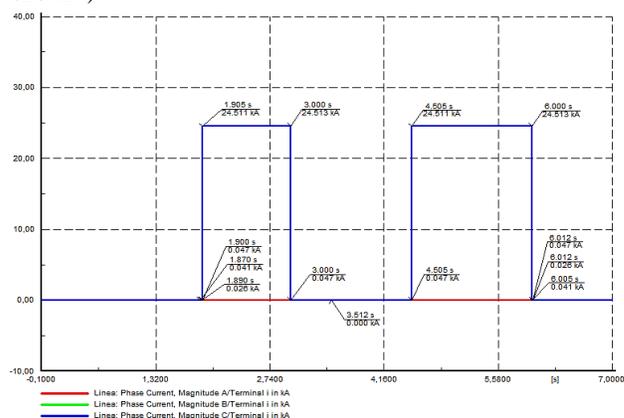


Fig. 20. Línea_3x2 XLPE_15KV

La línea que se tomó de ejemplo para el análisis gráfico es (Línea 10_1x2 XLPE_15KV) por falla de cortocircuito de 2 fases, observamos detalladamente la falla establecida de cortocircuito en un tiempo de (1.9 seg, la corriente Ia = 0.005 KA, Ib = 0.004 KA, y Ic = 0.002 KA), la apertura línea inicia (1.905 seg, la corriente Ia = 0.005 KA, Ib = 0.004 KA y Ic = 7.825 KA, hasta un tiempo de 3 seg), el cierre de línea inicia (3.000 seg, la corriente Ia = 0.005 KA, Ib = 0.004 KA, Ic = 0 KA), hasta un tiempo de 4.500 seg), el despeje de cortocircuito trifásico inicia (4.505 seg, la corriente Ia = 0.005 KA, Ib = 0.004 y Ic = 7.825 KA, hasta un tiempo de 6 seg) la prueba finaliza en un tiempo de (6.005 seg, la corriente regresa al estado inicial Ia = 0.005 KA, Ib = 0.004 KA, y Ic = 0.002 KA).

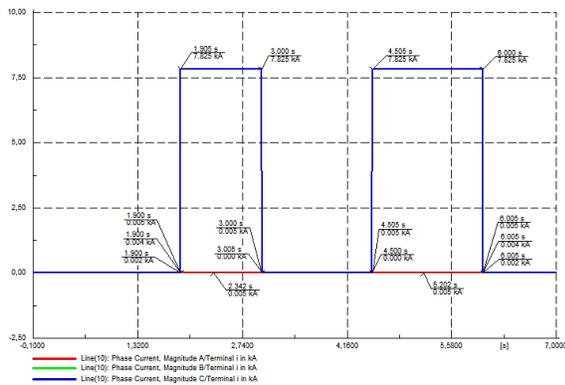


Fig. 21. Línea 10_1x2 XLPE_15KV

Monofásico a Tierra - Líneas

La línea que mayor problema tiene en monofásico a tierra es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2 próximas a generación esta sería la línea que mayor inconveniente tendría monofásico tierra, tabla XXXIII se observa los valores de máxima corriente de cortocircuito [13].

Tabla XXXIII

IEC 60909	Monofásico a tierra			
	Max. Corrientes de cortocircuito	SKss:A (MVA)	I _{kss} :A (KA)	I _p :A (KA)
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25%	247,24	31,03	44,81
	50%	125,6	15,76	22,75
	75%	84,17	10,56	15,24
Barra_2_X_Línea_2_3x2 XLPE_15KV	25%	60,53	7,6	10,96
	50%	58	7,28	10,5
	75%	55,67	6,99	10,08
Barra_2_3_Línea_3_3x1/0 XLPE+2Cu_15KV	25%	59,57	7,48	7,48
	50%	56,26	7,06	10,19
	75%	53,3	6,69	9,65

La línea que mayor problema tiene en Monofásico a tierra es la ((Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2, más alejado a la generación esta es la línea que menor inconveniente tendría monofásico a tierra, tabla XXXIV se observa los valores de mínima corriente de cortocircuito.

Tabla XXXIV

IEC 60909	Cortocircuito Trifásico 2 fases			
	Min. Corrientes de cortocircuito	SKss (MVA) A	I _{kss} (KA) A	I _p (KA) A
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25%	728,67	30,49	43,98
	50%	369,59	15,46	22,3
	75%	247,48	10,35	14,94
Barra_2_X_Línea_2_3x2 XLPE_15KV	25%	177,91	7,44	10,74
	50%	170,49	7,13	10,29
	75%	163,66	6,85	9,88
Barra_2_3_Línea_3_3x1/0 XLPE+2Cu_15KV	25%	175,17	7,33	10,57
	50%	165,53	6,93	9,99
	75%	156,9	6,56	9,47
Barra_3_ALIM	25%	148,18	6,2	8,94
PARQ_Línea_12_3x2 XLPE_15KV	50%	147,26	6,16	8,89
	75%	146,35	6,12	8,83

La línea que se tomó de ejemplo para el análisis gráfico es (Línea_3x2 XLPE_15KV) por falla de cortocircuito monofásico a tierra, observamos detalladamente la falla establecida de cortocircuito en un tiempo de (1.9 seg, la corriente Ia = 0.047 KA, Ib = 0.041 KA, y Ic = 0.026 KA), la apertura línea inicia (1.905 seg, la corriente Ia = 0.060 KA, Ib = 0.066 KA, Ic = 14.375 KA, hasta un tiempo de 3 seg), el cierre de línea inicia (3.000 seg, la corriente Ia = Ib = Ic = 0 KA), hasta un tiempo de 4.500 seg, el despeje de cortocircuito trifásico inicia (4.505 seg, la corriente Ia = 0.060 KA, Ib = 0.066 KA, y Ic = 14.375 KA, hasta un tiempo de 6 seg) la prueba finaliza en un tiempo de (6.005 seg, la corriente regresa al estado inicial Ia = 0.047 KA, Ib = 0.041 KA, y Ic = 0.026 KA).

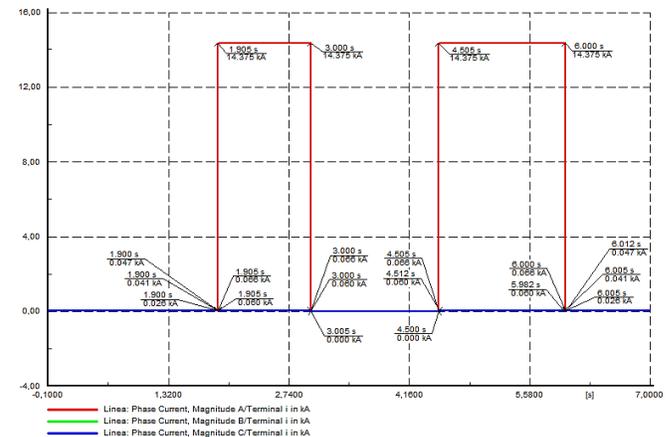


Fig. 22. Línea 3x2 XLPE_15KV

La línea que se tomó de ejemplo para el análisis gráfico es (Línea 10_1x2 XLPE_15KV) por falla de cortocircuito monofásico a tierra, observamos detalladamente la falla establecida de cortocircuito en un tiempo de (1.9 seg, la corriente Ia = 0.005 KA, Ib = 0.004 KA, y Ic = 0.002 KA), la apertura línea inicia (1.905 seg, la corriente Ia = 4.546 KA, Ib = 0.004 KA, Ic = 0.002 KA, hasta un tiempo de 3 seg), el cierre de línea inicia (3.000 seg, la corriente Ia = Ib = Ic = 0 KA), hasta un tiempo de 4.500 seg, el despeje de cortocircuito trifásico inicia (4.505 seg, la corriente Ia = 4.546 KA, Ib = 0.004 KA, Ic = 0.002 KA, hasta un tiempo de 6 seg) la prueba finaliza en un tiempo de (6.005 seg, la corriente regresa al estado inicial Ia = 0.005 KA, Ib = 0.004 KA, y Ic = 0.002 KA).

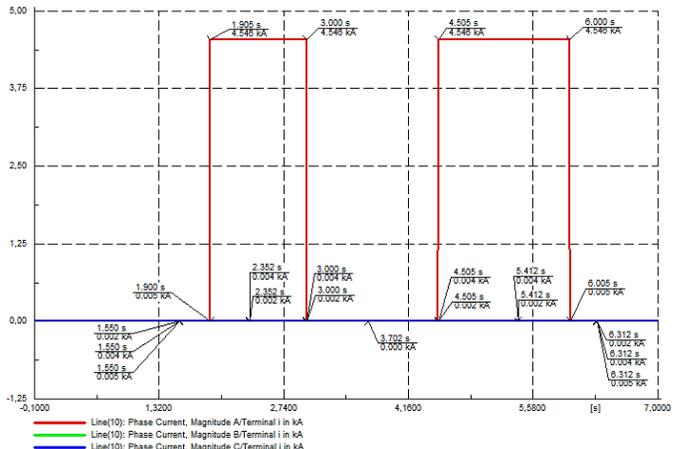


Fig. 23. Línea 10_1x2 XLPE_15KV

2 Fases a Tierra - Líneas

La línea que mayor problema tiene en 2 fases a tierra es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2 próximas a generación esta

sería la línea que mayor inconveniente tendría por problemas (2 fases a de cortocircuito, en este caso por ser la línea A todos los valores tiende tierra), para la prueba de cortocircuito las líneas (1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, a cero.

12, 13 y 14), tabla XXXV se observa los valores de máxima corriente de La línea que mayor problema tiene en cortocircuito de 2 fases a Tierra cortocircuito, en este caso por ser la línea A todos los valores tiende a es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2 próximas a generación esta sería la línea que mayor inconveniente tendría por problemas de cortocircuito de 2 fases a tierra, para la prueba de cortocircuito tabla XXXVIII podremos observar los valores de mínima corriente de cortocircuito [11].

Tabla XXXV

IEC 60909		2 Fases a Tierra		
Max, Min Corrientes de cortocircuito		SKss:A (MVA)	Ikss:A (KA)	Ip:A (KA)
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25-50-75%	0	0	0

La línea que mayor problema tiene en cortocircuito de 2 fases a Tierra es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2 próximas a generación esta sería la línea que mayor inconveniente tendría por problemas de cortocircuito de 2 fases a tierra, para la prueba de cortocircuito tabla XXXVI se observa los valores de máxima corriente de cortocircuito [11].

Tabla XXXVI

IEC 60909		2 Fases a Tierra		
Max. Corrientes de cortocircuito		SKss:B (MVA)	Ikss:B (KA)	Ip:B (KA)
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25%	430,58	54,04	78,04
	50%	220,77	27,71	39,98
	75%	148,28	18,61	26,85
Barra_2_X_Línea 2_3x2 XLPE_15KV	25%	106,77	13,4	19,33
	50%	102,34	12,84	18,53
	75%	98,26	12,33	17,79

La línea que mayor problema tiene en cortocircuito de 2 fases a Tierra es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2 próximas a generación esta sería la línea que mayor inconvenientes tendría por problemas de cortocircuito de 2 fases a tierra, para la prueba de cortocircuito tabla XXXVII se observa los valores de máxima corriente de cortocircuito [11].

Tabla XXXVII

IEC 60909		2 Fases a Tierra		
Max. Corrientes de cortocircuito		SKss:C (MVA)	Ikss:C (KA)	Ip:C (KA)
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25%	416,22	52,24	75,44
	50%	217	27,24	39,3
	75%	146,62	18,4	26,55
Barra_2_X_Línea 2_3x2 XLPE_15KV	25%	105,93	13,3	19,18
	50%	101,57	12,75	18,39
	75%	97,54	12,24	17,66
Barra_2_3_Línea 3_3x1/0 XLPE+2Cu_15KV	25%	104,29	13,09	18,88
	50%	98,59	12,37	17,85
	75%	93,48	11,73	16,93

La línea que mayor problema tiene en 2 fases a tierra es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2, más alejado a la generación esta es la línea que menor inconveniente tendría por problemas (2 fases a tierra), para la prueba de cortocircuito las líneas (1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 13 y 14), tabla XXXV se observa los valores de mínima corriente

Tabla XXXVIII

IEC 60909		2 Fases a Tierra		
Min. Corrientes de cortocircuito		SKss:B (MVA)	Ikss:B (KA)	Ip:B (KA)
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25%	216,64	27,19	39,22
	50%	109,23	13,71	19,78
	75%	72,98	9,16	13,21
Barra_2_X_Línea 2_3x2 XLPE_15KV	25%	52,4	6,58	9,49
	50%	50,21	6,3	9,09
	75%	48,19	6,05	8,73

La línea que mayor problema tiene en cortocircuito de 2 fases a Tierra es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2 próximas a generación esta sería la línea que mayor inconveniente tendría por problemas de cortocircuito de 2 fases a tierra, tabla XXXIX podremos observar los valores de mínima corriente de cortocircuito [11].

Tabla XXXIX

IEC 60909		2 Fases a Tierra		
Min. Corrientes de cortocircuito		SKss:C (MVA)	Ikss:C (KA)	Ip:C (KA)
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25%	211,97	26,6	38,38
	50%	108,1	13,57	19,57
	75%	72,53	9,1	13,13
Barra_2_X_Línea 2_3x2 XLPE_15KV	25%	52,2	6,55	9,45
	50%	50,03	6,28	9,06
	75%	48,03	6,03	8,7

La línea que se tomó de ejemplo para el análisis gráfico es (Línea_3x2 XLPE_15KV) por falla de cortocircuito de 2 fases a tierra, observamos detalladamente la falla establecida de cortocircuito en un tiempo de (1.9 seg, la corriente $I_a = 0.047$ KA, $I_b = 0.041$ KA, y $I_c = 0.026$ KA), la apertura línea inicia (1.905 seg, la corriente $I_a = 0.071$ KA, $I_b = 25.193$ KA, $I_c = 24.767$ KA, hasta un tiempo de 3 seg), el cierre de línea inicia (3.000 seg, la corriente $I_a = I_b = I_c = 0$ KA), hasta un tiempo de 4.500 seg, el despeje de cortocircuito trifásico inicia (4.505 seg, la corriente $I_a = 0.071$ KA, $I_b = 25.193$ KA, $I_c = 24.767$ KA, hasta un tiempo de 6 seg) la prueba finaliza en un tiempo de (6.005 seg, la corriente regresa al estado inicial $I_a = 0.047$ KA, $I_b = 0.041$ KA, y $I_c = 0.026$ KA).

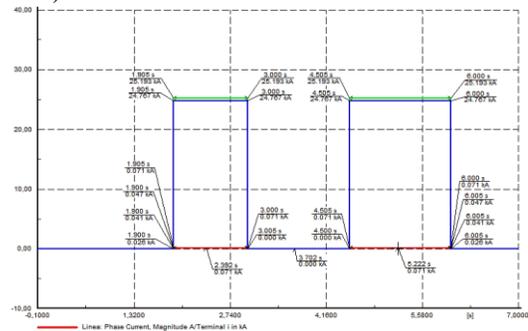


Fig. 24. Línea_3x2 XLPE_15KV

La línea que se tomó de ejemplo para el análisis gráfico es (Línea 10_1x2 XLPE_15KV) por falla de cortocircuito de 2 fases a tierra, observamos detalladamente la falla establecida de cortocircuito en un tiempo de (1.9 seg, la corriente $I_a = 0.005$ KA, $I_b = 0.004$ KA, y $I_c = 0.002$ KA), la apertura línea inicia (1.905 seg, la corriente $I_a = 0.006$ KA, $I_b = 7.977$ KA, $I_c = 7.977$ KA, hasta un tiempo de 3 seg), el cierre de línea inicia (3.000 seg, la corriente $I_a = I_b = I_c = 0$ KA), hasta un tiempo de 4.500 seg), el despeje de cortocircuito trifásico inicia (4.505 seg, la corriente $I_a = 0.006$ KA, $I_b = 7.977$ KA, $I_c = 7.977$ KA, hasta un tiempo de 6 seg) la prueba finaliza en un tiempo de (6.005 seg, la corriente regresa al estado inicial $I_a = 0.005$ KA, $I_b = 0.004$ KA, y $I_c = 0.002$ KA).

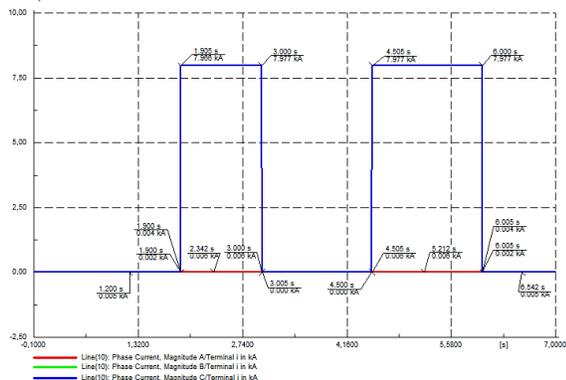


Fig. 25. Línea 10_1x2 XLPE_15KV

Cortocircuito Trifásico (Desbalanceado) - Líneas

La línea que mayor problema tiene en cortocircuito trifásico (Desbalanceado) es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2 próximas a generación esta sería la línea que mayormente se afectaría por problemas de cortocircuito trifásico (Desbalanceado), para la prueba de cortocircuito se determinó tabla XL se observa los valores de máxima corriente de cortocircuito [21].

Tabla XL

IEC 60909		Cortocircuito trifásico (Desb.)		
Max. Corrientes de cortocircuito		SKss:A (MVA)	Ikss:A (KA)	Ip:A (KA)
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25%	479,44	60,17	86,9
	50%	248,05	31,13	44,92
	75%	167,14	20,98	30,27
Barra_2_X_Línea 2_3x2 XLPE_15KV	25%	120,57	15,13	21,83
	50%	115,58	14,51	20,93
Barra_2_3_Línea 3_3x1/0 XLPE+2Cu_15KV	25%	118,69	14,9	21,49
	50%	112,18	14,08	20,31
	75%	106,34	13,35	19,26
Barra_3_ALIM PARQ_Línea 12_3x2 XLPE_15KV	25%	100,46	12,61	18,19
	50%	99,84	12,53	18,08
	75%	99,22	12,45	17,97

La línea que menor problema tiene en cortocircuito trifásico (Desbalanceado) es la (Línea_3x2 XLPE_15KV) dividida por fallas al 25%, 50% y 75%, por ser la línea que se encuentra entre la barra 1 y barra 2, más alejado a la generación esta sería la línea que menormente de afectaría por problemas de cortocircuito trifásico (Desbalanceado), tabla XLI se observa los valores de mínima corriente de cortocircuito [3] [14].

Tabla XLI

IEC 60909		Cortocircuito trifásico (Desb.)		
Min. Corrientes de cortocircuito		SKss:A (MVA)	Ikss:A (KA)	Ip:A (KA)
Barra_1_2_Línea_3x2 XLPE_15KV	25%	242,89	30,49	43,98
	50%	123,2	15,46	22,3
	75%	82,49	10,35	14,94
Barra_2_X_Línea 2_3x2 XLPE_15KV	25%	59,3	7,44	10,74
	50%	56,83	7,13	10,29
	75%	54,55	6,85	9,88

VIII. CONCLUSIÓN

Se concluye que el sistema de red de distribución soterrado se encontraba desbalanceado por problema graves en los transformadores y las líneas, se solucionó la problemática del transformador 1F de 75 KVA Pad Mounted, con una cargabilidad inicial de 136.5%, esto es mejorando la cargabilidad del transformador a 32.7%, la línea 3 con una cargabilidad superior a 123.7%, corrigiendo la cargabilidad de la línea a 24.7%. El transformador 1F de 50 KVA con una cargabilidad de 91.6%, se mejoró la cargabilidad del transformador a 69%. Este transformador y línea son los que mayor inconveniente tienen por problemas de cargabilidad. Los mismos que deberán ser corregidos en la planificación de mejoras, los problemas se los identificó en el apartado "Descripción del problema en la red soterrada". El problema principal es conocer que inconvenientes se suscitarían en fallas de cortocircuito trifásico, cortocircuito de 2 fases, monofásico a tierra, 2 fases a tierra, cortocircuito trifásico (desbalanceado). Se comparó resultados del cortocircuito trifásico (desbalanceado) por DigSilent, con el cálculo estimativo de cortocircuito trifásico mediante la programación con el software Matlab para obtener una confiabilidad de resultados satisfactorios, bajo estos procedimientos se obtiene una mejor confiabilidad de resultados del sistema más exacto. La corriente de cortocircuito trifásico (desbalanceado) de fase I_a tiene un error de estimación ± 1 por ciento entre los resultados DigSilent y Matlab, con una confiabilidad del 99% en el sistema de sistema de distribución soterrado. La configuración del sistema de red de distribución permite realizar solo las pruebas mencionadas. El sistema balanceado fue sometido también a pruebas de cortocircuito, los datos recopilados ayudan a monitorear cuando ocurra un problema similar, y orientar debidamente las protecciones de la red.

RECOMENDACIÓN

El uso avanzado con herramientas por software tiene un gran aporte para elevar los procesos cognitivos del aprendizaje. Se fomenta la continuidad, así como el desarrollo de este tipo de investigación para el mejoramiento de los sectores urbanos y sus beneficios, se incentiva la investigación continua científica pro aprendizaje. La tecnología va transformándose significativamente cada año en los sistemas eléctricos y hay que estar a la vanguardia del progreso.

REFERENCIAS

- [1] E. G. SANTACRUZ CARCELÉN, "Despliegue Óptimo de Sistema de distribuciones de Distribución Eléctricas Soterradas Usando Métodos Metaheurísticos y Simulación," *Repos. Univ. Politécnica Sales.*, pp. 1–25, 2018.
- [2] Danilo Heraldo Avilés Martínez, Roberto Iván Rodríguez Jijón "Diseño para la conversión a un sistema subterráneo de la red de distribución de energía eléctrica en el sector del Campus Centenario de la Universidad Politécnica Salesiana," *Repos. Univ. Politécnica Sales.*, pp. 1–158, 2017
- [3] S. Conti, E. Diletto, and S. A. Rizzo, "Electromagnetic and Thermal Analysis of High Voltage Three-Phase Underground Cables Using Finite Element Method," *Univ. Catania*, pp. 1–6, 2018, doi:

- 10.1109/EEEIC.2018.8525354. [24]
- [4] E. F. López Andrango, "Factibilidad para la Implementación de un Sistema Subterráneo de Transmisión de Energía Eléctrica Mediante un Sistema Cross-Bonding," *Repos. Univ. Politécnica Sales.*, 2015, [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/5081/1/UPS-CYT00109.pdf>. [25]
- [5] J. Tamayo and L. Garcia, "Manual De Construcción Del Sistema de Distribución Eléctrica de Sistema de distribuciones Subterráneas," *Minist. Eléctricidad y Energía Renov.*, pp. 1–68, 2011.
- [6] IEC 6009-0, "Norma Internacional IEC 60909-0," *Com. Electrotécnica Int. - Asoc. Española Norm. y Certificación*, pp. 1–65, 2002. [27]
- [7] F. J. Villacrez Quishpe, "Óptimo Despliegue De Sistema de distribuciones De Distribución Eléctrica Soterrada Basado En Técnicas Heurísticas Y Simulación 1," *Repos. Univ. Politécnica Sales.*, pp. 1–39, 2018. [28]
- [8] B. Akbal, "Hybrid ANN Methods to Sistema de distribución de la Sheath Current Effects in High Voltage Underground Cable Line," *4th Int. Istanbul Smart Grid Congr. Fair, ICSG 2016*, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1109/SGCF.2016.7492422.
- [9] D. Kumia, "Normativa de Soterramiento de Cables Eléctricos y de Telecomunicaciones para la Expansión Urbana en la Ciudad de Ibarra," *Вестник Росздрава*, 2017.
- [10] A. Sumper, A. Sudrià, R. Ramírez, R. Villafáfila, and M. Chindris, "Índices De Continuidad En Sistema de distribuciones De Distribución Y Su Mejora," *9º Congr. Hisp. LUSO Ing. Eléctrica*, 2005, [Online]. Available: <http://www.aedie.org/9CHLIE-paper-send/377-SUMPER.pdf>.
- [11] C. A. Solís Intriago, "Planificación De Sistema de distribuciones Eléctricas De Distribución En Zonas Urbanas Consolidadas Considerando Criterios De Confiabilidad," *Repos. Digit. Esc. Politécnica Nac.*, pp. 1–6, 2018, [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19398>.
- [12] C. G. Romero Sánchez, "Estudio de Cortocircuito y Calibración de Protecciones Eléctricas en el Sistema de Transmisión de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento," 2012.
- [13] R. MacKinlay, "Managing an ageing underground high-voltage cable network," *Power Eng. J.*, vol. 4, no. 6, pp. 271–277, 1990, doi: 10.1049/pe:19900054.
- [14] P. Gale and A. Wang, "Type D travelling wave fault location on branched underground low-voltage networks," *J. Eng. Technol.*, vol. 2018, no. 15, pp. 1229–1233, 2018, doi: 10.1049/joe.2018.0215.
- [15] J. D. Juárez Cervantes, *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*, vol. 52, no. 1, 2002.
- [16] J. Layana Chancay, "Análisis de Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia," 2010.
- [17] E. E. Pasistema de distribuciones Lozano *et al.*, "Estudio de métodos para sistema de distribución de la corriente de cortocircuito en la barra 10.6 KV ante el incremento de potencia de la subestación de dolorespata - 2019," *Repos. Univ. Politécnica Sales.*, 2015, [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/5081/1/UPS-CYT00109.pdf>.
- [18] F. R. Alfajarrin García, "Instructivo Metodológico para la utilización del software Power Factory," *Inst. Super. Min. Met.*, 2016.
- [19] J. A. Palacio García, "Diseño de la Sistema de distribución Eléctrica del Municipio Antilla Mediante el Software DigSilent PowerFactory," *Inst. Super. Min. Met.*, 2017.
- [20] L. D. Duchicela Garzón, "Diseño y Análisis Técnico Económico de la Sistema de distribución de Distribución Eléctrica Subterránea de la Av. Manuel Córdova Galarza para la Empresa Eléctrica Quito," *Repos. Digit. Esc. Politécnica Nac.*, pp. 1–188, 2015, [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10483>.
- [21] B. Kruizinga, P. A. A. F. Wouters, and E. F. Steennis, "The effects of branches on condition related signals in Low Voltage underground power systems," *2014 IEEE Conf. Electr. Insul. Dielectr. Phenomena, CEIDP 2014*, pp. 578–581, 2014, doi: 10.1109/CEIDP.2014.6995866.
- [22] M. S. Emeterio Roiz, "Desarrollo de Plataforma de Ensayos para Estudio de Comportamiento Térmico-Eléctrico de Cables Subterráneos," *Esc. Técnica Super. Ing. Instruturiales y Telecomunicación*, pp. 1–114, 2017.
- [23] E. Inga, M. Campaña, and R. Hincapié, "Optimal Sizing of Electrical Distribution Networks considering Scalable Demand and Voltage," *2018 IEEE 1st Colomb. Conf. Appl. Comput. Intell. ColCACI 2018 - Proc.*, 2018, doi: 10.1109/ColCACI.2018.8484859.
- L. Jenkins, N. Fahmi, and J. Yang, "Application of Dynamic Asset Rating on the UK LV and 11 kV Underground Power Distribution Network," *2017 52nd Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2017*, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/UPEC.2017.8231879.
- I. Power and E. Society, "IEEE Power & Energy Society," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 35, no. 3, pp. 1–11, 2009, doi: 10.1109/tec.2020.3013424.
- M. H. Ponce Álava, "Diseño De Sistema de distribuciones Eléctricas Subterráneas Para Seguridad Energética," *Univ. Laica "Eloy Alfaro" Manabi*, pp. 1–102, 2016.
- M. A. Salam and Q. M. Rahman, "Power Systems Grounding," *Univ. Autónoma Nuevo León*, pp. 1–79, 2019.
- L. S. Cadena Ipiates, "Análisis Técnico Económico en sistema de distribuciones Aéreas y Sistema de distribuciones Subterráneas de Distribución," *Repos. Digit. Esc. Politécnica Nac.*, pp. 1–157, 2018.

BIOGRAFÍA

Pablo Antonio Salvatierra Villavicencio. Nació el 1 de enero de 1967 en Guayaquil/Ecuador, obtuvo los títulos de Ingeniero en Electricidad, Ingeniero en Computación, Diplomado Superior en Docencia Universitaria, Magister en Administración de Empresas, Master en Sistemas Eléctricos de Potencia – Universidad Politécnica Salesiana – UPS, ex docente: Escuela Superior Politécnica del Litoral – Facultad de Ingeniería Eléctrica y Computación - ESPOL, Universidad Vicente Rocafuerte, Escuela Superior Naval Oficiales - ESSUNA, Escuela de Grumetes – ESRUM, Universidad Estatal de Guayaquil. Actualmente trabaja como Docente en el área básica-profesional Universidad Politécnica Salesiana UPS – Facultad de Ingeniería Eléctrica, sede Guayaquil.

