



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

## **PRUEBAS ELÉCTRICAS DURANTE LA PUESTA EN SERVICIO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Alexander Eliseo Herrera Rodas**

Asesorado por el Ing. Francisco Javier Rivera Canek

Guatemala, agosto de 2012



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PRUEBAS ELÉCTRICAS DURANTE LA PUESTA EN SERVICIO  
DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

**ALEXANDER ELISEO HERRERA RODAS**

ASESORADO POR EL ING. FRANCISCO JAVIER RIVERA CANEK

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, AGOSTO DE 2012



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Enrique Edmundo Ruiz Carballo
EXAMINADOR	Ing. Fernando Waldemar de León Contreras
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
SECRETARIO	Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez



## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

### **PRUEBAS ELÉCTRICAS DURANTE LA PUESTA EN SERVICIO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 12 de abril de 2012.

**Alexander Eliseo Herrera Rodas**





Ciudad de Guatemala, 1 de Junio de 2012.

Ing. Francisco Javier González  
Coordinador del Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor Coordinador:

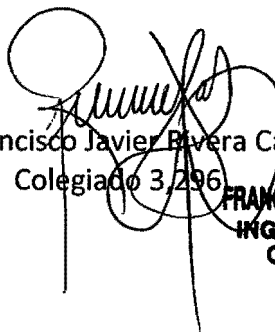
Por este medio le informo que he asesorado el trabajo de graduación titulado: **"PRUEBAS ELÉCTRICAS DURANTE LA PUESTA EN SERVICIO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA"**, desarrollado por el estudiante **Alexander Eliseo Herrera Rodas**, previo a optar al título de Ingeniero Electricista.

En base a la revisión y corrección de dicho trabajo, considero que ha alcanzado los objetivos propuestos, por lo que el estudiante y el asesor, nos hacemos responsables del contenido de este trabajo.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente:

Ing. Francisco Javier Rivera Canek  
Colegiado 3,296



**FRANCISCO JAVIER RIVERA CANEK**  
**INGENIERO ELECTRICISTA**  
**COLEGIADO No. 3296**



Ref. EIME 32. 2012  
Guatemala, 18 de JULIO 2012.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director  
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
**“PRUEBAS ELÉCTRICAS DURANTE LA PUESTA EN SERVICIO  
DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”**,  
del estudiante **Alexander Eliseo Herrera Rodas**, que cumple con  
los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
DID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López  
Coordinador Area Potencia

FJGL/sro





REF. EIME 43.2012.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Alexander Eliseo Herrera Rodas titulado: "PRUEBAS ELÉCTRICAS DURANTE LA PUESTA EN SERVICIO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA", procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Guillermo Antonio Fuente Romero



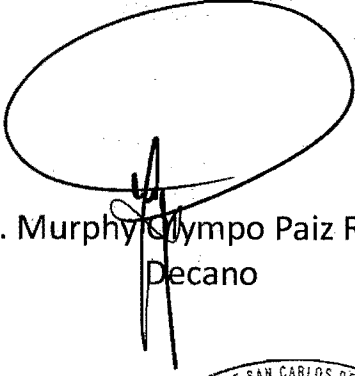
GUATEMALA, 31 DE JULIO 2012.



DTG. 411.2012

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **PRUEBAS ELÉCTRICAS DURANTE LA PUESTA EN SERVICIO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**, presentado por el estudiante universitario **Alexander Eliseo Herrera Rodas**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

  
Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos  
Decano

Guatemala, 31 de agosto de 2012.



/gdech

**ACTO QUE DEDICO A:**

**Mis padres**

Eliseo Herrera y Ruby Rodas.



## **AGRADECIMIENTOS A:**

- Dios** Por ser luz, por ser aire, por ser vida, por ser amor, por ser sabiduría, por ser perdón, por ser todo aquello que imprescindiblemente necesitamos para vivir y ser.
- Mis padres** Eliseo Herrera y Ruby Rodas, a quienes amo con toda mi alma; a quienes admiro por ese ejemplo constante de amor, paciencia, honradez, trabajo y perseverancia. Gracias por ese apoyo incondicional y desmesurado, que hasta el sol de hoy siguen brindándome.
- Mis hermanos** Carlos Herrera y Gabriela Herrera, cómplices de vida y roca enérgica de soporte en momentos de crisis.
- Jillian Bautista** A vos, que sos amiga, esposa y mujer; a vos, que me has enseñado lo bello que es el amor; a vos, que me has brindado todo tu apoyo y paciencia en ese último paso. ¡Te amo más que mucho!
- Familia** Por tanto y por todo lo brindado cuando se necesitó.
- Mi asesor** Francisco Javier Rivera Canek, por haberme brindado todo su apoyo de forma incondicional en la elaboración de este trabajo de graduación.







1.3.2.	Aisladores.....	19
1.3.2.1.	Aisladores de porcelana .....	19
1.3.2.2.	Aisladores de vidrio .....	20
1.3.2.3.	Aisladores no cerámicos o compuestos..	21
1.3.3.	Soportes y estructuras.....	22
1.3.3.1.	Postes .....	23
1.3.3.2.	Torres .....	25
2.	PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	29
2.1.	Resistencia serie .....	31
2.1.1.	Efecto de la frecuencia o efecto piel.....	33
2.1.2.	Efecto de la temperatura .....	35
2.1.3.	Efecto del trenzado helicoidal.....	36
2.2.	Inductancia serie .....	37
2.2.1.	Inductancia de un conductor sólido y cilíndrico .....	37
2.2.2.	Inductancia interna .....	38
2.2.3.	Inductancia externa .....	40
2.2.4.	Inductancia de una línea monofásica de dos conductores.....	42
2.2.5.	Inductancia de una línea trifásica .....	46
2.2.6.	Inductancia de una línea trifásica transpuesta .....	50
2.3.	Capacitancia en derivación .....	51
2.3.1.	Capacitancia de un conductor sólido.....	52
2.3.2.	Capacitancia de una línea monofásica de dos conductores.....	55
2.3.3.	Capacitancia de una línea trifásica.....	58
2.3.4.	Capacitancia de conductores trenzados.....	60
2.4.	Impedancia de secuencia positiva y negativa .....	64
2.4.1.	Constantes de línea $X_a$ y $X_d$ .....	65

2.5.	Impedancia de secuencia cero .....	66
2.5.1.	Líneas con conductores de tierra.....	70
3.	PRUEBAS ELÉCTRICAS A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	75
3.1.	Verificación de la ausencia de conexiones inadvertidas a tierra.	75
3.1.1.	Definición .....	75
3.1.2.	Importancia .....	76
3.1.3.	Descripción general .....	76
3.1.4.	Condiciones iniciales requeridas para realizar las pruebas.....	78
3.1.5.	Realización de pruebas a la fase R .....	79
3.1.5.1.	Criterio de evaluación de la prueba .....	80
3.1.6.	Realización de pruebas a la fase S .....	81
3.1.6.1.	Criterio de evaluación de la prueba .....	82
3.1.7.	Realización de pruebas a la fase T.....	83
3.1.7.1.	Criterio de evaluación de la prueba .....	84
3.2.	Verificación de la continuidad de los conductores .....	85
3.2.1.	Definición .....	85
3.2.2.	Importancia .....	86
3.2.3.	Descripción general .....	86
3.2.4.	Condiciones iniciales requeridas para realizar las pruebas.....	88
3.2.5.	Verificación de la continuidad del conductor de la fase R .....	88
3.2.5.1.	Criterio de evaluación de la prueba .....	89
3.2.6.	Verificación de la continuidad del conductor de la fase S.....	91
3.2.6.1.	Criterio de evaluación de la prueba .....	92
3.2.7.	Verificación de la continuidad del conductor de la	

	fase T .....	93
	3.2.7.1. Criterio de evaluación de la prueba .....	95
3.3.	Impedancia de secuencia positiva y secuencia cero .....	96
	3.3.1. Definición.....	96
	3.3.2. Importancia.....	96
	3.3.3. Descripción general.....	97
	3.3.4. Mediciones físicas .....	101
4.	CASO REAL DE LA APLICACIÓN DE PRUEBAS ELÉCTRICAS A UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DURANTE SU PUESTA EN SERVICIO ...	105
4.1.	Descripción de la línea bajo prueba .....	105
4.2.	Pruebas y resultados de la verificación de la ausencia de conexiones a tierra .....	105
4.3.	Pruebas y resultados de la verificación de la continuidad de los conductores .....	108
4.4.	Medición de la impedancia de secuencia positiva y secuencia cero .....	109
	4.4.1. Resultados finales .....	109
	4.4.2. Lazos de medición.....	112
	4.4.2.1. Lazo de medición L1-L2 (R-S).....	112
	4.4.2.2. Lazo de medición L1-L3 (R-T).....	112
	4.4.2.3. Lazo de medición L2-L3 (S-T) .....	112
	4.4.2.4. Lazo de medición L1-E (R-E) .....	113
	4.4.2.5. Lazo de medición L2-E (S-E) .....	113
	4.4.2.6. Lazo de medición L3-E (T-E).....	113
	4.4.2.7. Lazo de medición L1L2L3-E (RST-E)..	113

CONCLUSIONES ..... 121  
RECOMENDACIONES ..... 123  
BIBLIOGRAFÍA..... 125



# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Recorrido de la electricidad .....	2
2.	Concepto de transmisión de energía eléctrica .....	4
3.	Típico sistema de transmisión de alto voltaje .....	8
4.	Típica torre de línea de transmisión de alto voltaje .....	9
5.	Torre fabricada de acero tubular .....	10
6.	Torre de línea de transmisión en corriente directa .....	11
7.	Típica línea de subtransmisión de alto voltaje.....	13
8.	Sistema urbano de distribución .....	14
9.	Diferentes arreglos de líneas de distribución.....	15
10.	Bajada de un servicio de 13,8 kilovoltios y 240/120 voltios.....	16
11.	Conductor de aluminio con refuerzo de acero.....	18
12.	Aislador de porcelana.....	20
13.	Corte transversal de un aislador de vidrio .....	21
14.	Aislador no cerámico o de materiales compuestos .....	22
15.	Postes de madera utilizados en líneas de transmisión.....	25
16.	Postes de concreto centrifugado utilizados en líneas de transmisión ....	26
17.	Torre de celosía utilizada en líneas de transmisión.....	27
18.	Circuito equivalente de una línea de transmisión de longitud corta.....	30
19.	Circuito equivalente de una línea de transmisión de longitud media.....	31
20.	Circuito equivalente de una línea de transmisión de longitud larga.....	31
21.	Circulación de corriente a través de un cilindro.....	33
22.	Representación del efecto piel .....	34
23.	Variación de la resistencia con la temperatura.....	36

24.	Líneas de flujo magnético concéntrico interno y externo .....	38
25.	Flujo magnético interno.....	39
26.	Flujo magnético externo.....	41
27.	Flujo magnético externo de una línea monofásica de dos conductores.	43
28.	Flujo concatenado de los conductores A y B a un punto P .....	44
29.	Flujo concatenado de los conductores A, B y C en un punto P .....	46
30.	Arreglo de los conductores en una línea trifásica transpuesta.....	51
31.	Campo eléctrico producido por un conductor.....	53
32.	Campo eléctrico producido por dos conductores en un sistema monofásico.....	55
33.	Capacitancia entre línea y tierra de dos conductores en un sistema monofásico.....	57
34.	Sección transversal de una línea trifásica con espaciamiento equilátero .....	58
35.	Circuitos equivalentes de la impedancia mutua entre dos líneas paralelas .....	67
36.	Circuito para corrientes de secuencia cero .....	71
37.	Circuito equivalente para el retorno de corrientes de secuencia cero....	73
38.	Equipo de prueba de alto potencia fabricado por Megger .....	77
39.	Indicadores de voltaje y corriente en la unidad de control .....	78
40.	Línea de transmisión desconectada de equipos primarios .....	79
41.	Verificación de la ausencia de puntos a tierra en la fase R.....	81
42.	Verificación de la ausencia de puntos a tierra en la fase S.....	83
43.	Verificación de la ausencia de puntos a tierra en la fase T .....	85
44.	Medidores del voltaje y la corriente de prueba de la unidad de control .	87
45.	Verificación de la integridad y continuidad del conductor de la fase R ..	90
46.	Verificación de la integridad y continuidad del conductor de la fase S...	93
47.	Verificación de la integridad y continuidad del conductor de la fase T...	95



48.	Sistema de medición de las impedancias de línea.....	99
49.	Instrumentos de prueba para la medición de la impedancia .....	100
50.	Circuito equivalente de una línea de transmisión .....	102
51.	Circuitos de medición .....	104
52.	Esquema del diseño de la línea .....	106
53.	Instrumento de medición de alto potencial .....	107
54.	Ubicación física de fases determinada por la continuidad de conductores.....	109
55.	Instrumentos utilizados para la medición de las impedancias de línea .....	110
56.	Gráfica de los resultados del lazo de medición L1-L2 (R-S).....	114
57.	Gráfica de los resultados del lazo de medición L1-L3 (R-T).....	115
58.	Gráfica de los resultados del lazo de medición L2-L3 (S-T).....	116
59.	Gráfica de los resultados del lazo de medición L1-E (R-E) .....	117
60.	Gráfica de los resultados del lazo de medición L2-E (S-E) .....	118
61.	Gráfica de los resultados del lazo de medición L3-E (T-E) .....	119
62.	Gráfica de los resultados del lazo de medición L1L2L3-E (RST-E).....	120

## TABLAS

I.	Coeficientes de resistividad y temperatura.....	36
II.	Valores típicos de suelos.....	68
III.	Resultados de la verificación de la ausencia de conexiones a tierra...	107
IV.	Resultados de la verificación de la continuidad de los conductores....	108
V.	Impedancias medidas .....	111
VI.	Resultados del lazo de medición L1-L2 (R-S) .....	114
VII.	Resultados del lazo de medición L1-L3 (R-T) .....	115
VIII.	Resultados del lazo de medición L2-L3 (S-T).....	116
IX.	Resultados del lazo de medición L1-E (R-E).....	117

X. Resultados del lazo de medición L2-E (S-E)..... 118  
XI. Resultados del lazo de medición L3-E (T-E)..... 119  
XII. Resultados del lazo de medición L1L2L3-E (RST-E)..... 120

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
$Y$	Admitancia en derivación
$yl$	Admitancia por unidad de longitud
$A$	Amperios
$A$	Área de la sección transversal de un conductor cilíndrico
$C$	Capacitancia
$q$	Carga eléctrica
$\gamma$	Constante de propagación
$X_a, X_d$	Constantes de línea
$CA$	Corriente alterna
$CD$	Corriente directa
$I_g$	Corriente en la tierra
$C$	Coulomb
$B$	Densidad del campo magnético
$d\phi$	Diferencial de flujo
$k_0$	Factor de compensación residual
$k$	Factor de corrección del efecto piel
$F$	Faradios
$\lambda$	Flujo magnético
$I_x$	Fracción de corriente encerrada por el área de un círculo
$^{\circ}C$	Grados Celsius
$H$	Henry
$Hz$	Hertz

$Z_0$	Impedancia de secuencia cero
$Z_2$	Impedancia de secuencia negativa
$Z_1$	Impedancia de secuencia positiva
$Z_{12}$	Impedancia mutua entre dos conductores
$z_l$	Impedancia por unidad de longitud
$Z_{11}$	Impedancia propia de un conductor
$Z$	Impedancia serie equivalente
$L$	Inductancia
$L_{AB}, L_{BC}, L_{CA}$	Inductancia mutua entre conductores
$L_{AA}, L_{BB}, L_{CC}$	Inductancia propia de conductores
$E$	Intensidad del campo eléctrico
$H$	Intensidad del campo magnético
$kV$	Kilo voltios
$km$	Kilómetros
$l$	Longitud
$m$	Metro
$\Omega$	Ohmios
$\mu$	Permeabilidad
$\mu_0$	Permeabilidad del vacío
$\varepsilon$	Permitividad
$\varepsilon_0$	Permitividad del vacío
%	Porcentaje
$r$	Radio de la sección transversal de un cilindro
$X_C$	Reactancia capacitiva
$X_L$	Reactancia inductiva
$R$	Resistencia
$R_{ca}$	Resistencia en corriente alterna
$R_{cd}$	Resistencia en corriente directa

$\rho$	Resistividad
$S$	Siemens
$T$	Temperatura
$V$	Voltaje
$Wb$	Webber



## GLOSARIO

<b>AAAC</b>	<i>AllAluminiumAlloy Conductor</i> (conductor de aluminio con aleación).
<b>AAC</b>	<i>AllAluminium Conductor</i> (conductor de aluminio).
<b>ACAR</b>	<i>Aluminium Conductor Alloyreinforced</i> (conductor de aluminio con refuerzo de aleación).
<b>ACSR</b>	<i>Aluminium Conductor Steel Reinforced</i> (conductor de aluminio con refuerzo de acero).
<b>Aterrizar</b>	Conectarse con la puesta a tierra de referencia.
<b>GMD</b>	<i>Geometric mean Distance</i> (distancia media geométrica).
<b>GMR</b>	<i>Geometric mean radius</i> (radio mediogeométrico).
<b>Hilo de guarda</b>	Cable conductor desnudo colocado en la parte superior de las torres o postes cuya función es proteger a las líneas de transmisión contra descargas atmosféricas, también se le conoce como cable de guarda.

<b>MCM</b>	Mil circular mil.
<b>OMICRON CP CU1</b>	Unidad multifuncional de acoplamiento de la unidad de prueba Omicron CPC 100.
<b>OMICRON CP GB1</b>	Dispositivo de seguridad de puesta a tierra de la unidad multifuncional de acoplamiento CP CU1.
<b>OMICRON CPC100</b>	Dispositivo de pruebas universal para diagnóstico eléctrico.
<b>RMS</b>	<i>Root mean square</i> (raíz media cuadrática).
<b>Sistema eléctrico</b>	Conjunto de elementos y medios utilizados para generar, transportar y distribuir energía eléctrica.
<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado.



## RESUMEN

Este trabajo de graduación describe las pruebas eléctricas mínimas que deben realizarse a las líneas de transmisión antes de ser puestas en servicio. Entre estas pruebas, se especifica la verificación de la ausencia de conexiones a tierra en cualquier punto de los conductores a lo largo de toda la longitud de la línea, la verificación de la integridad y continuidad de cada conductor con base al diseño del arreglo geométrico de los conductores en las torres o estructuras, y por último, la medición de la impedancia de secuencia positiva y la impedancia de secuencia cero o factor residual de la impedancia homopolar de la línea de transmisión.

Las ideas generales sobre las diferentes formas que existen de generación de energía eléctrica se han desarrollado en el capítulo 1, donde también se describen las diferentes redes eléctricas que se utilizan para la transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica, tomando en cuenta aquellas que se utilizan para transmitir corriente alterna y corriente directa. De la misma manera, se exponen los diferentes tipos de estructuras, aisladores y conductores que comúnmente se emplean para poder transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los grandes centros de carga.

En el capítulo 2 se describen los fundamentos teóricos necesarios para el cálculo de las constantes eléctricas de las líneas de transmisión. Para este efecto se ha considerado una línea de transmisión trifásica, con un conductor por fase y con un solo cable de blindaje o hilo de guarda. Como consecuencia de esto, se llega a la determinación de la impedancia de secuencia positiva e

impedancia de secuencia cero de la línea de transmisión. El capítulo 3 especifica detalladamente cada una de las pruebas eléctricas que se deben de realizar a las líneas de transmisión durante la puesta en servicio, además, también se explican puntualmente los procedimientos necesarios a seguir para poder realizar estas pruebas.

Finalmente, en el capítulo 4 se reúne toda la información recabada y mediciones realizadas de la aplicación de las pruebas descritas en el capítulo 3, a un caso real. Se aplicaron las pruebas descritas a una línea de transmisión con una tensión de operación de 230 kilovoltios y con una longitud de 130 kilómetros.

## **OBJETIVOS**

### **General**

Analizar los diferentes tipos de pruebas eléctricas que se realizan a las líneas de transmisión de alto voltaje previa puesta en servicio de las mismas.

### **Específicos**

1. Comprobar la ausencia de conexiones a tierra inadvertidas a lo largo de toda la longitud de una línea de transmisión de 230 kilovoltios.
2. Verificar la integridad y continuidad de los conductores de cada fase en una línea de transmisión de 230 kilovoltios.
3. Determinar los parámetros de impedancia de secuencia positiva, impedancia de secuencia cero y el factor residual de una línea de transmisión de 230 kilovoltios.
4. Analizar el beneficio de efectuar pruebas eléctricas de puesta en servicio a una línea de transmisión de 230 kilovoltios previo a su respectiva puesta en operación.



## INTRODUCCIÓN

La transmisión de energía eléctrica, es el proceso de entrega de electricidad a los consumidores, es la parte de mayor importancia en la transferencia de energía eléctrica. Típicamente, la transmisión de electricidad es entre las centrales de generación y una subestación cercana a la industria o un área poblada.

Una línea de potencia es una línea de transmisión de potencia eléctrica suspendida por torres o postes. Puesto que, la mayoría del aislamiento es proporcionado por el aire, las líneas de transmisión, son generalmente, el método menos costoso de transmisión de potencia eléctrica a través de grandes distancias

En el medio eléctrico guatemalteco, es común ver que, durante las pruebas de puesta en servicio de centrales de generación de energía eléctrica, subestaciones elevadoras, reductoras y de conmutación, se realicen pruebas preoperativas a los generadores, transformadores de potencia, transformadores de instrumento, interruptores, redes de tierra, fibra óptica y sistemas de onda portadora, entre muchos otros equipos, sin embargo, no es común ver que se realice algún tipo de pruebas eléctricas, durante la puesta en servicio a las líneas de transmisión. Debido a esta situación, surgió la iniciativa de realizar la investigación y luego la descripción de las pruebas eléctricas mínimas y necesarias que se puedan aplicar a una línea de transmisión, antes de que ésta se energice por primera vez.

Los daños que puede provocar la energización de una línea de transmisión que tenga al menos una de sus fases puesta a tierra o un cortocircuito entre sus conductores pueden ser muy perjudiciales y de considerables pérdidas económicas. Además, es muy importante que los relevadores de protección de distancia que protegen la línea estén programados con los ajustes correctos, es decir, que tengan apropiadamente ajustados los parámetros reales de la impedancia de secuencia positiva, impedancia de secuencia cero y el factor residual de la línea de transmisión. Si estos parámetros no están correctamente programados, los relevadores de protección pueden provocar falsos disparos debido a sobre o subalcances. Estos parámetros pueden obtenerse a través tres formas, siendo la primera de ellas, cálculos complejos; la segunda, aplicaciones con algún tipo de software para simular las condiciones de la línea; y la tercera y probablemente la más exacta de las tres, por medio de mediciones directas a la línea de transmisión.

Por lo tanto, este trabajo se enfoca en el desarrollo de las pruebas eléctricas mínimas que deben realizarse a las líneas de transmisión antes de ser puestas en servicio, y después de establecidas las bases teóricas necesarias, se procederá a aplicar dichas pruebas a una línea de transmisión de 230 kilovoltios.

## **1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COMO COMPONENTE DE UN SISTEMA DE POTENCIA**

Un sistema de potencia eléctrica o simplemente un sistema de potencia es una red de componentes eléctricos utilizados para suministrar, transmitir y utilizar la potencia eléctrica. El típico ejemplo de un sistema de potencia eléctrica es el circuito que alimenta con potencia una región de hogares e industrias. Para regiones grandes, este sistema de potencia es conocido como red eléctrica, y puede ser ampliamente dividido en: generadores, que suministran la potencia; sistema de transmisión, el cual transporta la potencia desde los centros de generación hacia los centros de carga; y sistema de distribución, el cual provee la potencia a hogares e industrias.

La electricidad generada es transmitida hacia todos los consumidores a través de una compleja red de sistemas de transmisión, compuesta generalmente de líneas de transmisión, transformadores y equipos de protección. Las líneas de transmisión son el link entre las centrales de generación y los centros de carga. Una línea aérea de transmisión es una línea de transmisión de potencia eléctrica suspendida por torres o postes. Dado que la mayoría del aislamiento es proporcionado por el aire, las líneas de transmisión aéreas, son el método de más bajo costo de transmisión de grandes cantidades de potencia eléctrica.

El propósito de los sistemas de transmisión de electricidad es la interconexión de la energía eléctrica producida en las centrales eléctricas o centrales de generación con las cargas. Los sistemas trifásicos de corriente alterna son los que se utilizan en la mayoría de líneas de transmisión. La

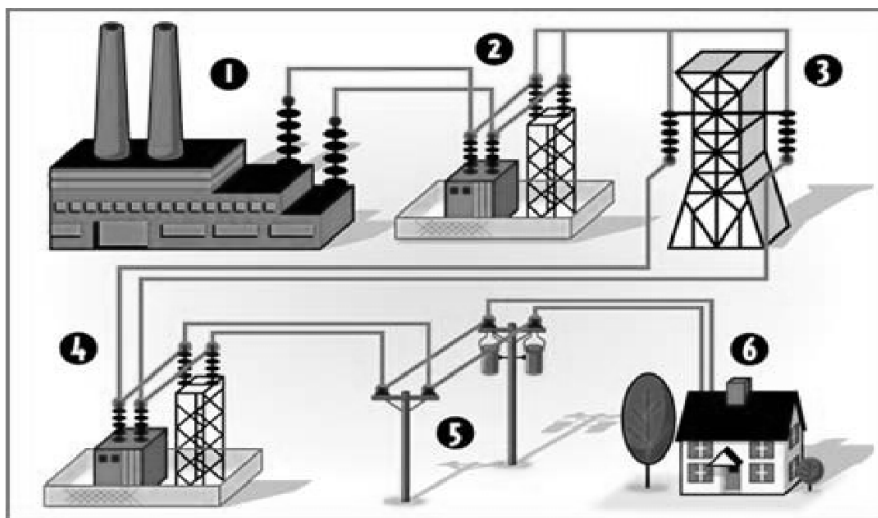
frecuencia de operación es 60 hertz en casi toda América y 50 hertz en Europa, Australia y parte de Asia. El sistema de voltaje es definido como el voltaje rms (*root mean square* o raíz media cuadrática) entre conductores, también llamado voltaje de línea a línea. El voltaje entre una fase y tierra, llamado voltaje de línea a tierra, es igual que el voltaje de línea a línea dividido dentro de la raíz cuadrada de tres.

### 1.1. Cómo es entregada la electricidad hasta los hogares

En la figura 1, se ejemplifica a grandes rasgos, el camino que la electricidad recorre, desde que es generada, hasta que es utilizada en cada uno de los hogares e industrias. El recorrido de la electricidad está dividido en seis pasos importantes, los cuales se explican a continuación:

- Paso 1: la energía eléctrica es generada en las plantas de generación;

Figura 1. Recorrido de la electricidad



Fuente: GRIGSBY, L.L. The electric power engineering handbook. p. 121.



- Paso 2: en una subestación elevadora, el voltaje es transformado a un nivel adecuado de alto voltaje para su respectiva transmisión;
- Paso 3: la energía eléctrica viaja a través de las líneas de transmisión hacia un área o región a donde la potencia es necesitada;
- Paso 4: en una subestación reductora o de distribución, el voltaje es reducido a un nivel adecuado de medio voltaje para su respectiva distribución;
- Paso 5: la energía eléctrica es transportada a través de líneas o redes de distribución;
- Paso 6: finalmente, la energía eléctrica es entregada a cada uno de los hogares o áreas industriales y está lista para ser consumida;

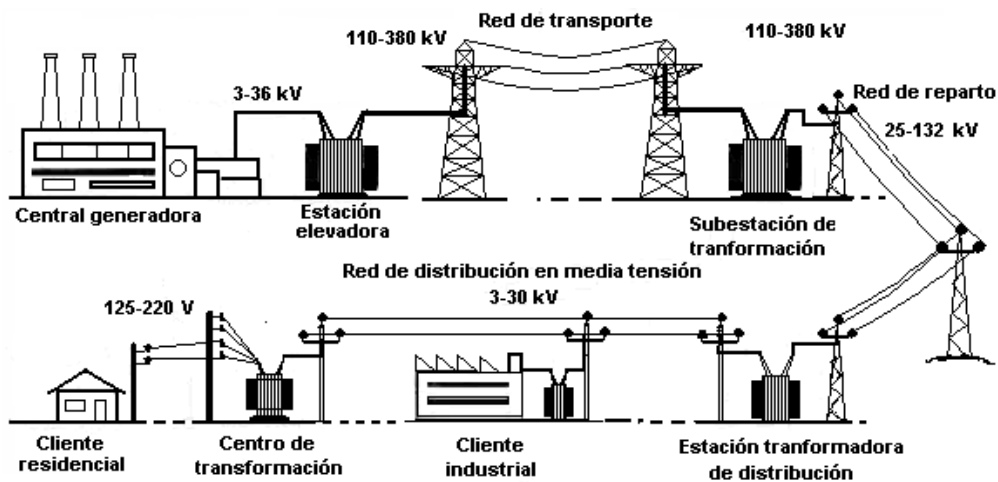
## **1.2. Concepto de transmisión y distribución de energía**

La figura 2 muestra el típico concepto de los sistemas de transmisión y distribución de energía. Las estaciones de generación producen la energía eléctrica. El voltaje de los generadores es alrededor de 6 a 25 kilovoltios. Este relativamente bajo voltaje no es apropiado para la transmisión de energía a lo largo de grandes distancias. En la estación de generación un transformador es utilizado para incrementar el voltaje y reducir la corriente. En la figura 2 el voltaje es incrementado a 500 kilovoltios y una línea de extra alto voltaje transmite la energía producida por el generador a una subestación distante. Como las subestaciones están localizadas en las afueras de grandes ciudades o en el centro de varios centros de carga grandes.

El voltaje es reducido de 500 kilovoltios a 220 kilovoltios de una subestación de extra alto voltaje a una subestación de alto voltaje, líneas de transmisión de alto voltaje transmiten la energía a subestaciones de alto voltaje localizadas dentro de las ciudades. En las subestaciones de alto voltaje el nivel de voltaje es reducido a 69 kilovoltios. De nuevo, en las subestaciones de distribución, el voltaje es reducido a 12 kilovoltios.

Varias líneas de distribución emanan de cada subestación de distribución como líneas aéreas o subterráneas. Las líneas de distribución distribuyen la energía a lo largo de calles y avenidas. Cada línea de distribución alimenta a varios transformadores de distribución distribuidos a lo largo de la línea. Los transformadores de distribución reducen el voltaje a 230/115 voltios, los cuales alimentan hogares, mercados y otras cargas locales. Las fábricas y grandes plantas industriales son alimentadas directamente por líneas de subtransmisión o líneas de distribución dedicadas, como se aprecia en la figura 2.

Figura 2. **Concepto de transmisión de energía eléctrica**



Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos82/uso-energia/uso-energia.html>. Consulta: mayo 2012.

Las líneas de transmisión aéreas son utilizadas en áreas abiertas como interconexión entre ciudades o a lo largo de amplias carreteras dentro de la ciudad. En áreas congestionadas dentro de las ciudades, cables subterráneos son utilizados para la transmisión de energía eléctrica. El sistema de transmisión subterráneo es ambientalmente preferible pero tiene significativamente un costo mucho más alto.

En la figura 2, la línea de distribución de 12 kilovoltios es conectada a un cable de 12 kilovoltios el cual alimenta a clientes comerciales e industriales. La figura también muestra redes de cable de 12 kilovoltios alimentando áreas dentro del centro de la ciudad en una gran metrópoli.

### **1.2.1. Estaciones de generación**

Las estaciones de generación convierten la energía almacenada en gas, aceite, carbón, combustible nuclear, agua, entre otras, en energía eléctrica. Las centrales eléctricas frecuentemente utilizadas son:

- Centrales termoeléctricas
- Centrales eléctricas nucleares
- Centrales hidroeléctricas
- Turbinas de gas
- Centrales eléctricas de ciclo combinado

#### **1.2.1.1. Centrales termoeléctricas**

El combustible es carbón pulverizado o gas natural. Las centrales antiguas podrían utilizar aceite. El combustible es mezclado con aire y quemado en una caldera que genera vapor. La alta presión y la alta temperatura del vapor

accionan la turbina, la cual hace rotar al generador que convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

#### **1.2.1.2. Centrales eléctricas nucleares**

Enriquecidas con uranio, producen fisión atómica que calienta agua y se produce vapor. El vapor acciona la turbina y el generador.

#### **1.2.1.3. Centrales hidroeléctricas**

Una represa incrementa el nivel de agua en un río, la cual produce un rápido y acelerado flujo de agua para accionar una hidroturbina. La hidroturbina acciona al generador y éste produce energía eléctrica.

#### **1.2.1.4. Turbinas de gas**

El gas natural es mezclado con aire y es quemado. Esto genera un flujo de gas de alta velocidad que acciona la turbina, la cual hace rotar al generador.

#### **1.2.1.5. Centrales eléctricas de ciclo combinado**

Estas centrales contienen una turbina de gas que genera electricidad. El turbo o cámara de escape de la turbina de gas, es un gas a alta temperatura. El gas proporciona un intercambiador de calor para precalentar el aire de combustión en la caldera de una central termoeléctrica. Este proceso incrementa la eficiencia de la central eléctrica de ciclo combinado. El vapor acciona una segunda turbina, la cual acciona al generador. Esta operación de dos etapas incrementa la eficiencia de la planta.

## **1.2.2. Líneas de transmisión**

Una línea de transmisión de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias.

### **1.2.2.1. Líneas de transmisión de alto voltaje**

Las líneas de transmisión de alto y extra alto voltaje interconectan centrales eléctricas y centros de carga. La figura 3 muestra un sistema típico de alto voltaje. El sistema de la figura contiene líneas de transmisión de 400 kilovoltios, 230 kilovoltios, 138 kilovoltios y 69 kilovoltios. La figura también muestra que el sistema de Guatemala está interconectado con los sistemas de transmisión de México, Honduras y El Salvador. Estas interconexiones proveen ayuda instantánea en el caso de pérdida de generación del sistema de Guatemala. Esto también permite importar o exportar energía, dependiendo de las necesidades de las áreas.

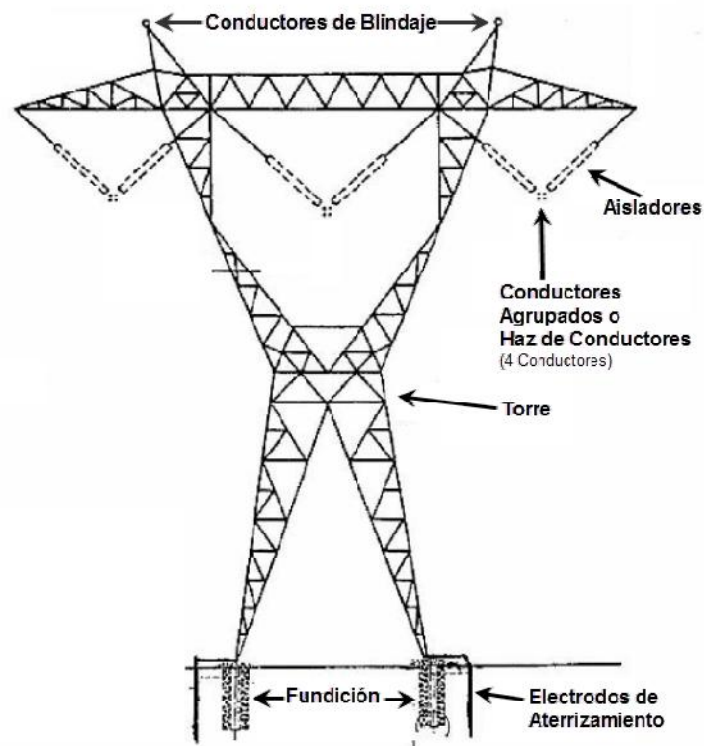
En la República de Guatemala, actualmente, el voltaje nominal de las líneas de alto voltaje está entre 69 kilovoltios y 230 kilovoltios. La única línea existente de extra alto voltaje, la cual interconecta a México y Guatemala, tiene un voltaje nominal de operación de 400 kilovoltios, esta línea de transmisión tiene una longitud aproximada de 80 kilómetros. La máxima longitud de una línea de transmisión de alto voltaje es alrededor de 100 kilómetros.

El arreglo físico de la mayoría de líneas de extra alto voltaje y alto voltaje es muy similar. La figura 4 muestra la mayoría de componentes típicos de una línea de alto voltaje y extra alto voltaje, los cuáles son: torre, aisladores, conductores, fundición, aterrizamiento y conductores de blindaje.



- Fundición y aterrizamiento: fundición de concreto con acero reforzado y electrodos de aterrizamiento son enterrados.
- Hilos de guarda: dos hilos de guarda aterrizados protegen las fases de la línea de transmisión de rayos.

Figura 4. Típica torre de línea de transmisión de alto voltaje



Fuente: GRIGSBY, L.L. The electric power engineering handbook. p. 121.

A voltajes más bajos, la apariencia de las líneas puede ser mejorada, utilizando torres de acero tubular estéticamente más agradables. Las torres de acero tubular están equipadas con brazos anclados a la estructura. Los brazos sostienen a los aisladores. La figura 5, muestra una típica línea de transmisión

de 230 kilovoltios de doble circuito, la estructura ha sido fabricada de acero tubular.

Figura 5. **Torre fabricada de acero tubular**



Fuente: <http://towerproduct.en.ecplaza.net>. Consulta: mayo 2012.

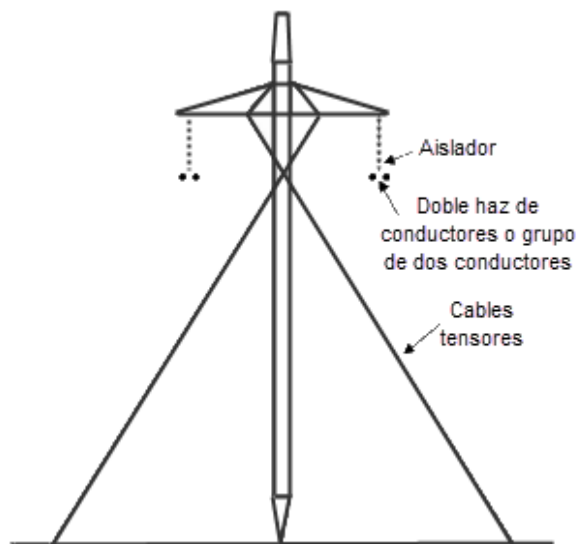
La figura anterior muestra una típica línea de transmisión, trifásica y de doble haz, es decir, doble circuito o dos conductores por fase. Generalmente, uno de los motivos para utilizar líneas de doble haz es, para reducir el efecto corona y el ruido a las señales de televisión. Los hilos de guarda, protegen a las fases de descargas eléctricas o rayos.



### 1.2.2.2. Líneas de transmisión de alto voltaje en corriente directa

Las líneas de transmisión de alto voltaje en corriente directa, son utilizadas para transmitir grandes cantidades de energía a través de muy grandes distancias o a lo largo de vías fluviales o vías navegables. Una de las líneas de alto voltaje en CD más conocidas es la Pacific HVDC Intertie, la cual interconecta el Sur de California con Oregon, en Estados Unidos de América. Otro famoso sistema en alto voltaje en CD es la interconexión entre Inglaterra y Francia, la cual utiliza cables sumergidos en el mar.

Figura 6. Torre de línea de transmisión en corriente directa



Fuente: GRIGSBY, L.L. The electric power engineering handbook. p. 121.

En un sistema de transmisión en CD, el voltaje en Corriente Alterna (CA), es rectificado y la línea en CD transmite la energía. En el otro extremo de la línea, un inversor convierte el voltaje en CD a voltaje en CA. Por ejemplo, la

línea de transmisión Pacific HVDC Intertie opera a  $\pm 500$  kilovoltios en CD e interconecta el Sur de California con las centrales hidroeléctricas en Oregon. La figura 6 muestra un arreglo de las torres utilizadas en la línea de transmisión Pacific HVDC Intertie. Cuatro cables tensados anclan la torre de celosía al suelo con el fin de brindarle un balance y mantenerla firme y vertical. La torre lleva un par de grupos de dos conductores o de doble haz, soportados y suspendidos por aisladores.

### **1.2.2.3. Líneas de subtransmisión**

Una típica línea de subtransmisión interconecta las subestaciones de alto voltaje con estaciones de distribución dentro de una ciudad. El voltaje del sistema de subtransmisión es entre 46 kilovoltios, 69 kilovoltios y 115 kilovoltios. Estos sistemas, generalmente operan en forma de lazos cerrados o anillos, para garantizar la continuidad del servicio. Este arreglo asegura que la falla de una línea no interrumpirá el suministro de energía eléctrica a los clientes.

La figura 7 muestra una típica línea de subtransmisión de doble circuito, con un poste de madera y con aisladores tipo poste o pedestal. Postes fabricados de tubos de acero o de concreto también son utilizados. La línea tiene solo un conductor en cada fase. Los aisladores tipo poste o pedestal sujetan a los conductores. Un conductor de blindaje aterrizado en parte superior de la estructura protege a los conductores de cada fase contra descargas eléctricas o rayos. El hilo de guarda es aterrizado en cada estructura o poste. Planchas o varillas enterradas verticalmente son utilizadas para aterrizar los conductores de blindaje.

Figura 7. **Típica línea de subtransmisión de alto voltaje**



Fuente: <http://www.dimensionsinfo.com/wp-content/uploads/2011/02/Power-Lines-Dimensions.jpg>. Consulta: mayo 2012.

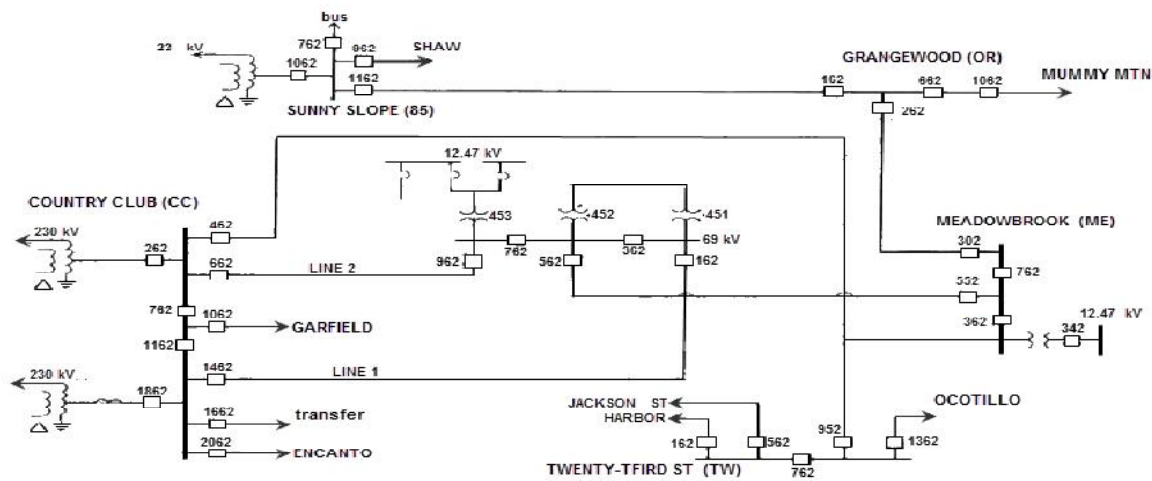
#### **1.2.2.4. Líneas de distribución**

El sistema de distribución es un sistema radial. La figura 8 muestra el concepto de un típico sistema urbano de distribución. En este sistema, un alimentador general trifásico pasa a través de las calles principales. El voltaje del sistema de distribución es entre 4,6 kilovoltios y 46 kilovoltios.

Muchas líneas de distribución son construidas con postes de madera, acero tubular y concreto, entre otros materiales. La madera es tratada con una inyección de creosota u otros conservantes que protegen la madera de la

descomposición o pudrimiento y también de las termitas. La mayoría de los postes son enterrados en un hoyo sin fundición. Las líneas construidas recientemente podrían estar utilizando una simple fundición de un bloque de concreto.

Figura 8. Sistema urbano de distribución



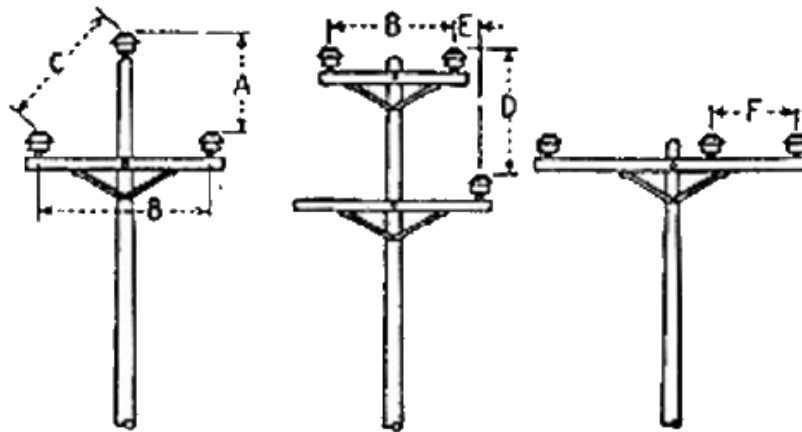
Fuente: GRIGSBY, L.L. The electric power engineering handbook. p. 124.

Porcelana pequeña o aisladores tipo pin soportan los conductores. Los aisladores tipo pin son aterrizados para eliminar las corrientes de fuga, las cuales pueden calentamiento y fuego en la madera de la torre o poste. Una simple varilla vertical de cobre es utilizada para aterrizarlos. Los conductores de blindaje son utilizados con muy poca frecuencia. La figura 9 muestra los típicos arreglos de las líneas de distribución.

Los transformadores en los postes de distribución frecuentemente alimentan casas de forma individual o grupos de casas. La figura 10 muestra a un poste con un transformador, el cual consiste de un transformador que

suministra a la bajada de un servicio 240/120 voltios y un cable de distribución de 13,8 kilovoltios, éste alimenta a un centro comercial cercano, localizado al otro lado de la avenida. El cable de 13,8 kilovoltios está protegido con un seccionador porta fusibles, el cual contiene un fusible montado sobre un aislador pivote. El liniero puede desconectar el cable, halando el aislador pivote del seccionador portafusibles con una pértiga aislada.

Figura 9. **Diferentes arreglos de líneas de distribución**



Fuente: GRIGSBY, L.L. The electric power engineering handbook. p. 125.

### 1.3. Componentes básicos de una línea de transmisión

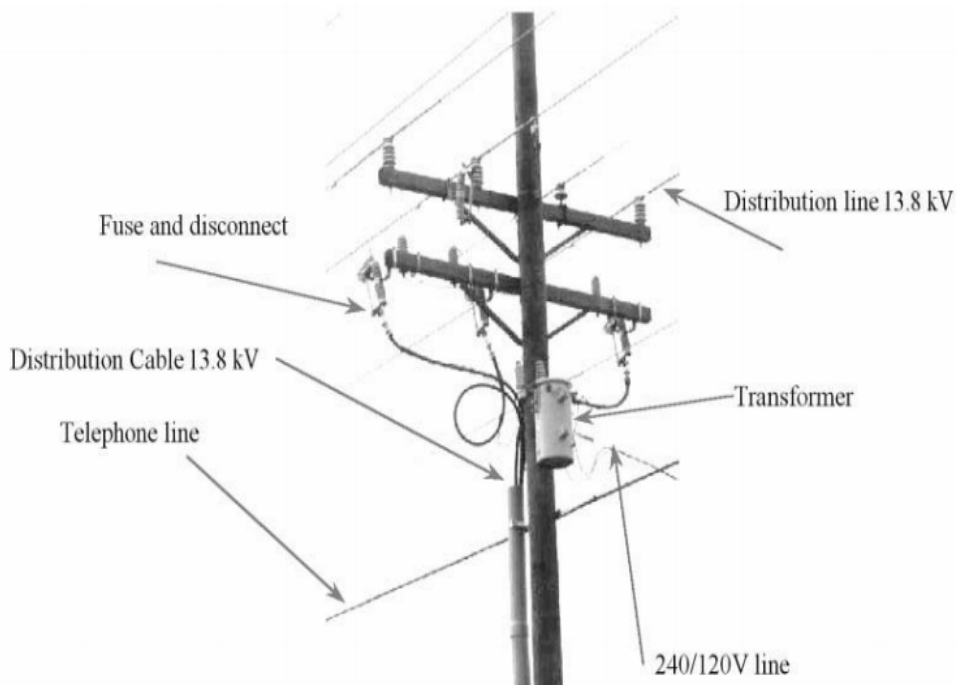
Una línea de transmisión básicamente está compuesta por tres elementos, siendo estos:

- Conductores
- Aisladores
- Soportes
- Estructuras

### 1.3.1. Conductores

Consiste de un cuerpo o medio adecuado, utilizado como portador de corriente eléctrica. El material que forma un conductor eléctrico es cualquier sustancia que puede conducir una corriente eléctrica cuando este conductor se ve sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos. Esta propiedad se llama conductividad, y las sustancias con mayor conductividad son los metales.

Figura 10. Bajada de un servicio de 13,8 kilovoltios y 240/120 voltios



Fuente: GRIGSBY, L.L. The electric power engineering handbook. p. 126.

Los materiales comúnmente utilizados para conducir corriente eléctrica son, en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro y acero. La selección de un material conductor determinado es, esencialmente,

un problema económico, el cual no solo considera las propiedades eléctricas del conductor, sino también, otras como: propiedades mecánicas, facilidad de hacer conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material y otros. Los metales comúnmente más utilizados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio.

En los primeros tiempos de transmisión de potencia eléctrica, los conductores eran generalmente de cobre, pero los conductores de aluminio han reemplazado completamente a los de cobre debido a su menor costo y al peso ligero de un conductor de aluminio, comparado con uno de cobre de igual resistencia.

En los comienzos de la transmisión de la energía eléctrica, ésta se realizaba en CD, en donde los conductores sólidos cilíndricos fueron muy utilizados, por una gran variedad de particularidades, con el devenir del tiempo, la transmisión en CA, obligó a la utilización de conductores multifilares trenzados en forma helicoidal, con el fundamento de dotar flexibilidad a los conductores, además de una serie de características relevantes a la transmisión en CA.

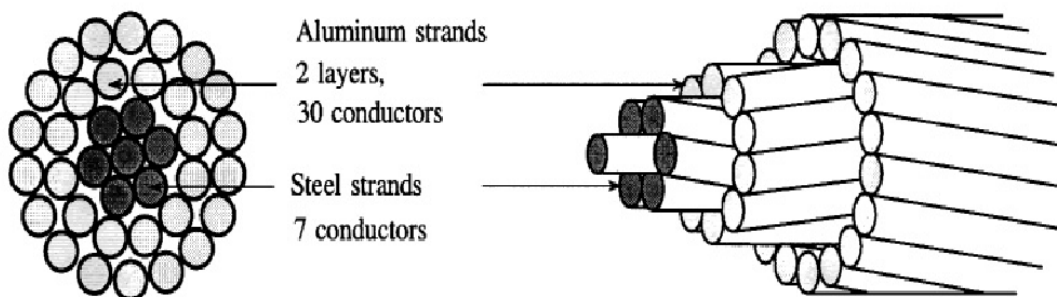
El aluminio puro tiene, frente a todas sus aleaciones, la máxima conductividad, pero en contraparte posee una baja carga mecánica de ruptura. Debido a la poca carga de ruptura, en las líneas de transmisión aéreas, esto se transforma en un inconveniente, razón por la cual se recurre a los cables de aluminio aleado y a cables de aluminio reforzado con acero.

En la actualidad, los conductores trenzados son combinaciones de aluminio y otros elementos más, para aportar características mecánicas al

conductor. Entre los diferentes tipos de conductores más empleados en líneas de transmisión aéreas se tienen:

- *All Aluminium Conductor (ACC)*: conductor de aluminio clases AA, A, B, C.
- *All Aluminium Alloy Conductor (AAAC)*: conductor de aluminio con aleación.
- *Aluminium Conductor Steel Reinforced (ACSR)*: conductor de aluminio con refuerzo de acero.
- *Aluminium Conductor Alloy Reinforced (ACAR)*: conductor de aluminio con refuerzo de aleación.

Figura 11. **Conductor de aluminio con refuerzo de acero**



Fuente: GRIGSBY, L.L. The electric power engineering handbook. p. 179.

En líneas de transmisión aéreas, el uso del aluminio es muy común, debido al bajo costo y más liviano, si este se compara con el cobre, a pesar de que un área de sección transversal más grande es necesitada para conducir la misma cantidad de corriente. El conductor ACSR, es uno de los conductores



más utilizados. Éste consiste de capas alternadas de conductores trenzados, helicoidales y dispuestos en direcciones opuestas para mantener juntas los conductores trenzados, circundando un núcleo de acero de conductores trenzados, tal a como se observa en la figura 10.

### **1.3.2. Aisladores**

Los aisladores en las líneas de transmisión de alta tensión sirven fundamentalmente para sujetar a los conductores, de manera que estos no se muevan en sentido longitudinal o transversal. Como su nombre lo indica, deben evitar la derivación de la corriente de la línea hacia tierra, ya que un aislamiento defectuoso acarrea pérdidas de energía y en consecuencia un aumento del gasto de explotación comercial del sistema.

Los aisladores cumplen la función de sujetar mecánicamente los conductores a las estructuras que los soportan, asegurando el aislamiento eléctrico entre estos dos elementos. Así pues, por algunas décadas, las cualidades eléctricas y mecánicas de los aisladores no deberán ser destruidas, por ninguno de los esfuerzos de todo tipo al que estarán sometidos. Los aisladores se pueden clasificar desde diferentes puntos de vista, según el material elegido para su manufactura: aisladores de vidrio, porcelana o de plástico. Según su uso, se tienen aisladores de intemperie y aisladores de recintos cubiertos, aislador de suspensión o aislador de amarre, así como también aisladores de apoyo.

#### **1.3.2.1. Aisladores de porcelana**

El material que hasta el presente parece haber dado mejores resultados para uso a la intemperie es la porcelana. Con tal finalidad se usa

exclusivamente la porcelana dura vidriada, la cual consiste de la mezcla de feldespato, cuarzo y caolín, pues ha sido la mejor que ha satisfecho las condiciones requeridas por un buen aislante. En la figura 12 se muestra la fotografía de una típica cadena de aisladores de porcelana.

Figura 12. **Aislador de porcelana**



Fuente: <http://ee.lamar.edu/gleb/power/Lecture%2009%20-%20Transmission%20lines.pdf>.

Consulta: mayo 2012.

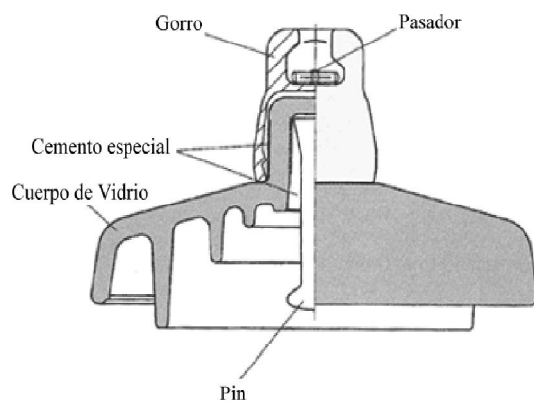
### 1.3.2.2. **Aisladores de vidrio**

Los aislantes de vidrio fueron desarrollados principalmente en Francia. La figura 13 muestra un típico aislador de vidrio. Este aislador se obtiene fundiendo diferentes materiales de granulometría; tales como arena, carbonato de sodio, dolomía carbonato de bario, carbonato de potasio, sulfato de bario y piedra caliza, en un horno de fundición continua.

Al igual que la porcelana, la proporción de los elementos que constituyen al material acabado permiten modificar o variar las características eléctricas, térmicas y mecánicas. Una vez moldeado el aislador, se le somete a

enfriamiento rápido mediante un chorro de aire. Con esto se logra que la parte externa se contraiga, permaneciendo la parte interior con calor y se contrae, mientras que la exterior se expande. Mediante este proceso el vidrio queda sometido permanentemente a una tensión interna uniforme, lo que le confiere una gran resistencia mecánica.

Figura 13. **Corte transversal de un aislador de vidrio**



Fuente: GONZALEZ-LONGATT, Francisco M. Elementos de líneas de transmisión aéreas. p. 9.

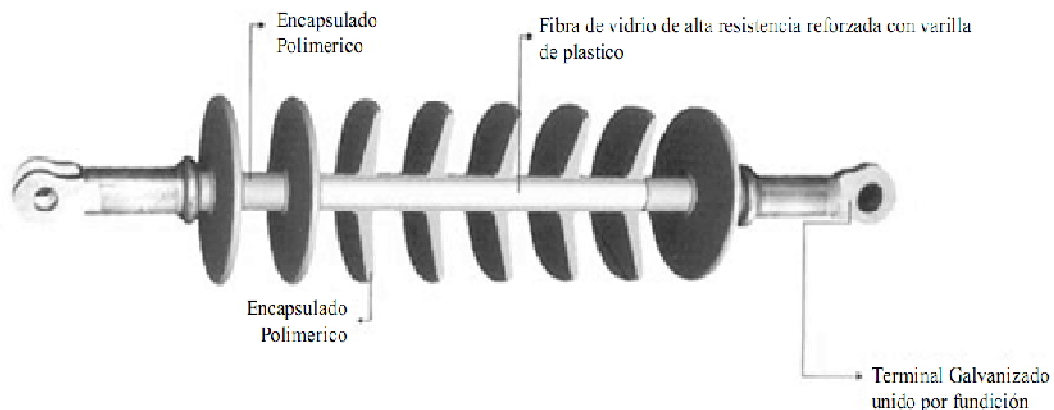
### **1.3.2.3. Aisladores no cerámicos o compuestos**

Los aisladores no cerámicos o compuestos, utilizan polímeros en vez de porcelana. Los aisladores compuestos para alto voltaje están contruidos con varillas con soportes para cargas mecánicas, las cuales están cubiertas por polímeros con protección contra condiciones ambientales para asegurar una alta rigidez dieléctrica.

En las instalaciones a la intemperie, también se aprecia una fuerte tendencia en la aplicación creciente de aisladores de plástico. El material más indicado para la fabricación de los aisladores plásticos parece ser la resina

sintética. Los experimentos de tensión mecánica a muy bajas temperaturas, alrededor de  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , han demostrado, sin embargo, que no todas las resinas sintéticas hasta ahora aplicadas en la electrotecnia pueden soportar varios desafíos de la práctica, quedando así descartadas las resinas ciclo alifático, mientras que los elastómeros de silicón parecen arrojar mejores resultados en un margen de temperatura comprendido entre  $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $+180\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Figura 14. **Aislador no cerámico o de materiales compuestos**



Fuente: GONZALEZ-LONGATT, Francisco M. Elementos líneas de transmisión aéreas. p. 10.

### 1.3.3. Soportes y estructuras

La función de los soportes es mantener los conductores alejados entre sí y con el suelo, para evitar arcos entre conductores o problemas debajo y al lado de los mismos. La naturaleza de los soportes es muy variada, en los sistemas de transmisión suelen ser metálicos, de concreto o madera, y su selección depende de un análisis económico.

La materia prima de las estructuras, ha sido siempre una respuesta a las facilidades de los recursos naturales, lo cual ha desarrollado técnicas muy particulares en cada país. Los soportes deben ser resistentes a los agentes externos, tales como: vientos, nieve y lluvia entre otros factores, y además deben brindar una facilidad de instalación. Los soportes, son estructuras destinadas para mantener en las líneas de transmisión aéreas, los conductores separados entre sí y de tierra. Generalmente, los soportes están divididos en dos tipos y estos son:

- Postes
- Torres

La escogencia del tipo de soporte a utilizar, en el diseño de una línea de transmisión y una configuración específica, dependen de una multitud de factores relacionados, entre los que comúnmente se pueden mencionar: factores económicos, derecho de paso del recorrido de la línea, políticas y prácticas de la compañía eléctrica, materiales a utilizar, facilidad de acceso, montajes, topografía y condiciones climáticas.

#### **1.3.3.1. Postes**

Se designan con este nombre a los soportes con poca altura, de cuerpo vertical único; tales como los postes de madera y hormigón, y algunas veces también a los postes metálicos de gruesos perfiles no ensamblados, destinados a las líneas de media tensión.

Los postes metálicos, se usan en redes y líneas de subtransmisión, principalmente porque su fabricación está ubicada económicamente con

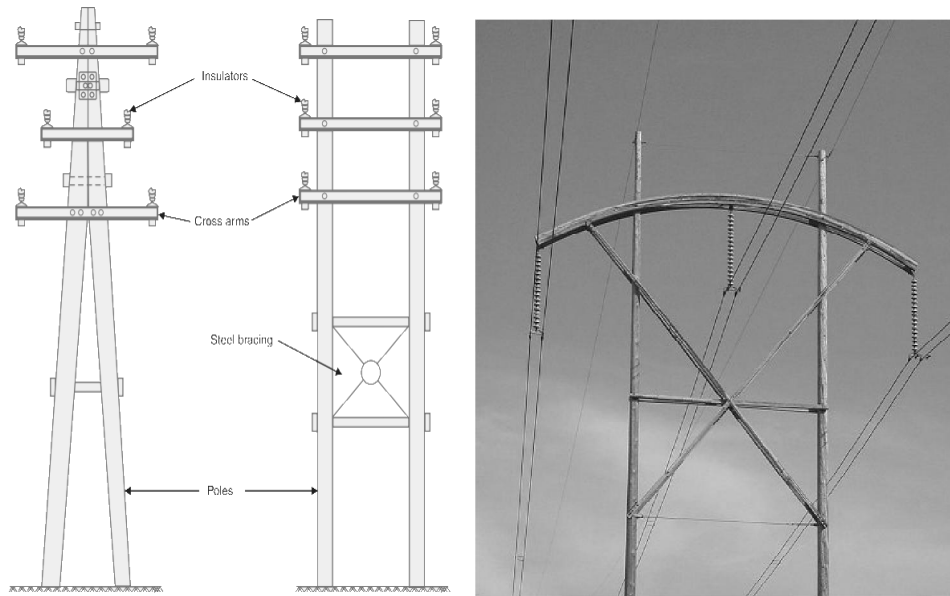
limitaciones de altura. Un poste que excede de 45 pies de altura, ya resulta muy pesado, además de elástico.

Actualmente los postes de madera, resultan de aplicación prácticamente nula, por su difícil consecución, estos postes resultan además poco uniformes y son relativamente pesados. A falta de preservación previa, pueden deteriorarse muy rápidamente, siendo la sección a ras de tierra la más afectada. La madera como tal, tiene el inconveniente de que el grado de humedad le puede afectar su resistencia y por supuesto, el proceso de producción requiere de grandes cuidados y técnicas avanzadas, que van desde la época apropiada para hacer el corte, hasta los procesos de secado e impregnación antes de salir al mercado.

El concreto ha tenido gran auge en el mundo, especialmente en Italia y Alemania como material para los postes, en especial el poste de concreto centrifugado, y en otros, como en España y Francia el poste de concreto vibrado.

En líneas generales, la utilización de los postes de concreto, está limitada a terrenos planos de fácil acceso, pues son relativamente frágiles y pesados. También son muy flexibles. Son muy convenientes en las cercanías del mar, porque hasta preservarlos exteriormente con su tapa poros para que el salitre no los penetre y así no deteriore el acero, con lo cual no requieren de gran mantenimiento. Desde el punto de vista constructivo, pueden hacerse de diferentes longitudes, aumentándose un molde más en la base. Por lo general son estructuras siempre auto soportables.

Figura 15. **Postes de madera utilizados en líneas de transmisión**



Fuente: MEHTA, Rohit. *Principles of power system*. p. 163.

### 1.3.3.2. Torres

Con el nombre de torres, se denominan a los soportes metálicos de elementos ensamblados, destinados a la mayoría de las líneas de transmisión de energía en alta tensión. Quizá el más difundido de los materiales usados, para líneas de transmisión, es el acero, especialmente en forma de perfiles o ángulos.

En países industrializados, existen empresas destinadas exclusivamente a producir una gama muy amplia de perfiles, inclusive a producir con resistencias mayores de las normales, con lo cual se logra bajar el peso final de las estructuras.

Figura 16. **Postes de concreto centrifugado utilizados en líneas de transmisión**



Fuente: Subestación de energía eléctrica Agua Caliente, República de Honduras.

El acero debe galvanizarse para evitar su deterioro, y este es un proceso que se lleva a cabo en baños en caliente. La capa de zinc que se adhiere íntimamente al acero, lo protege casi indefinidamente. Los diferentes miembros se unen con tornillos, también galvanizados, y en los puntos de concurrencia de varios perfiles, se utilizan piezas planas o que forman ángulos, llamadas cartelas. Los perfiles van perforados al baño galvanizado, para que su protección sea total, y debería evitarse cortes o limaduras a los perfiles terminados, pues eso introduce puntos débiles a la estructura.



Figura 17. **Torre de celosía utilizada en líneas de transmisión**



Fuente: Subestación de energía eléctrica Palmar Norte, República de Costa Rica.



## 2. PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

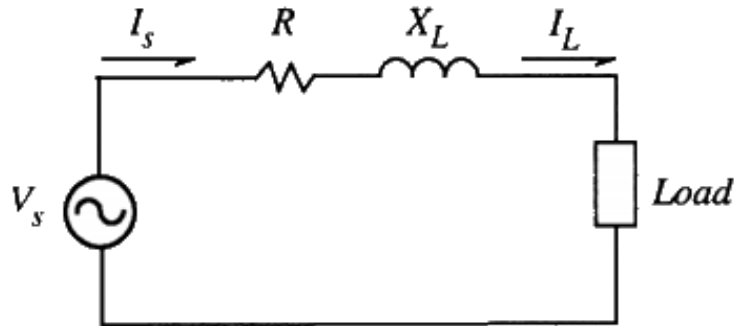
La línea de transmisión es uno de los vitales componentes en un sistema de potencia eléctrica. La función principal es transportar energía eléctrica, con mínimas pérdidas, desde las centrales eléctricas hasta los centros de carga, usualmente separados por largas distancias. Los tres parámetros básicos de una línea de transmisión son:

- Resistencia serie
- Inductancia serie
- Capacitancia en derivación

Una línea de transmisión es definida como una línea corta si su longitud es menor a 80 kilómetros. En este caso, el efecto capacitivo es despreciable y solamente la resistencia e inductancia son consideradas. Asumiendo condiciones balanceadas, la línea puede ser representada por el circuito equivalente de una fase con resistencia  $R$  e inductancia  $X_L$  en serie, como se muestra en la figura 18.

Si la línea de transmisión tiene entre 80 y 230 kilómetros de longitud, la línea es considerada como una línea media y su circuito equivalente por fase puede ser representado en un circuito de configuración  $\pi$ . La capacitancia en derivación de la línea es dividida en dos partes iguales, cada una es colocada en los puntos de envío y de recibo de la línea, respectivamente.

Figura 18. **Circuito equivalente de una línea de transmisión de longitud corta**



Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 177.

La figura 19 muestra el circuito equivalente de una línea de transmisión media. Ambas líneas de transmisión, cortas y medias, emplean parámetros de modelos aproximados. Sin embargo, si la línea tiene más de 240 kilómetros de longitud, el modelo debe considerar parámetros uniformemente distribuidos a lo largo de la línea. La impedancia serie apropiada y la capacitancia en derivación, son encontradas resolviendo las correspondientes ecuaciones diferenciales, donde los voltajes y corrientes están descritos en función de la distancia y el tiempo. La figura 20 muestra el circuito equivalente de una línea de transmisión larga, donde:

$Z = zl =$  impedancia serie equivalente ( $\Omega$ )

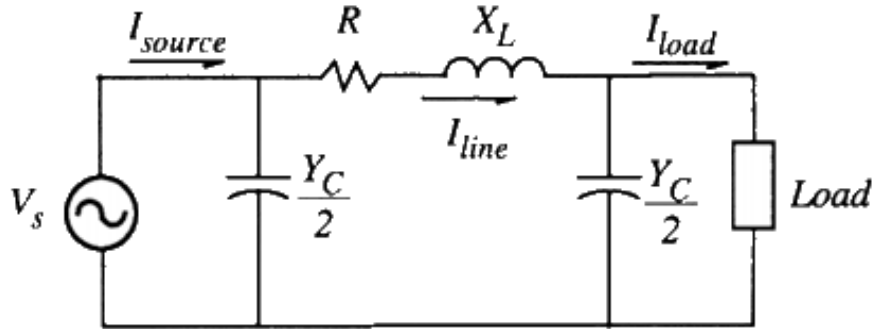
$Y = yl =$  admitancia en derivación ( $S$ )

$z =$  impedancia serie por unidad de longitud ( $\Omega/m$ )

$y =$  admitancia en derivación por unidad de longitud ( $S/m$ )

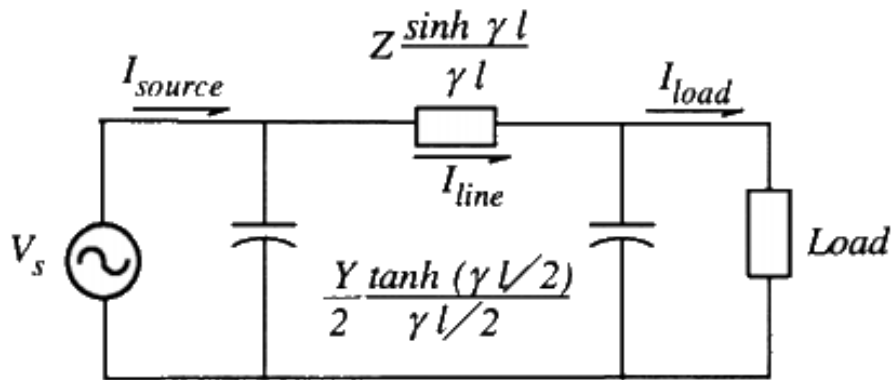
$\gamma = \sqrt{zy} =$  constante de propagación

Figura 19. **Circuito equivalente de una línea de longitud media**



Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 177.

Figura 20. **Circuito equivalente de una línea de longitud larga**



Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 177.

## 2.1. Resistencia serie

La resistencia eléctrica, es la propiedad de los materiales de oponerse al paso de la corriente eléctrica. Esta propiedad, también depende de la geometría de cada material. En los sistemas de transmisión eléctrica, la resistencia se transforma en un factor, que en términos ideales se quisiera eliminar o

erradicar, sin embargo, realmente solo es posible mitigarlo. La resistencia eléctrica es la causa principal de pérdidas de la energía transmitida.

La resistividad eléctrica, es una particularidad de cada material, pese a que se utilicen los mejores conductores que económicamente sean aceptables. Para tratar de disminuir las pérdidas por efecto Joule, en la resistencia de los conductores, se han elevado los niveles de tensión de transmisión, con el objetivo de reducir apreciablemente la corriente que circula por la línea para un mismo valor de potencia a transmitir.

Se tienen dos tipos de resistencia eléctrica, éstas son: resistencia en corriente directa ( $R_{cd}$ ) y la resistencia en corriente alterna ( $R_{ca}$ ). La resistencia en corriente alterna de un conductor, en una línea de transmisión, está basada en el cálculo de su resistencia en corriente directa. Si una corriente directa está fluyendo a través de un conductor cilíndrico, tal a como se observa en la figura 21, la corriente es uniformemente distribuida sobre toda el área de su sección transversal y la resistencia en corriente directa es evaluada por la siguiente ecuación:

$$R_{dc} = \frac{\rho l}{A} \quad [\Omega]$$

Donde:

$\rho$  = resistividad del conductor a una temperatura dada ( $\Omega \cdot m$ )

$l$  = longitud del conductor ( $m$ )

$A$  = área de la sección transversal del conductor ( $m^2$ )

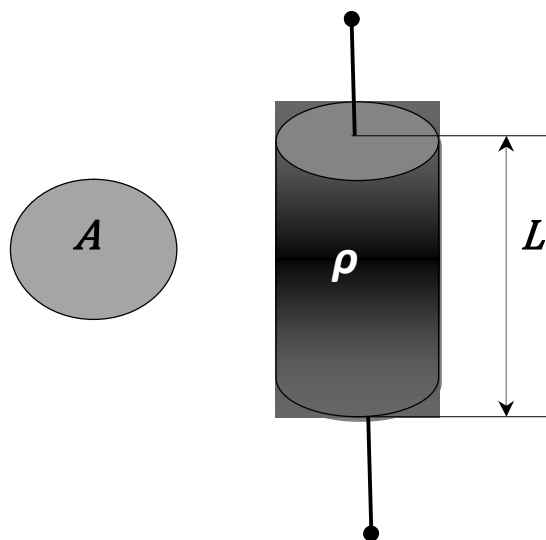
Si está fluyendo corriente alterna, en vez de corriente directa, la resistencia efectiva del conductor aumenta, debido al efecto piel. La conducción

de la corriente eléctrica se ve afectada por una serie de fenómenos ó efectos que provocan la distribución no uniforme de la corriente en el conductor.

Entre estos efectos, se pueden mencionar:

- El efecto de la frecuencia ó efecto piel
- El efecto de la temperatura
- El efecto del trenzado helicoidal de los conductores

Figura 21. **Circulación de corriente a través de un cilindro**



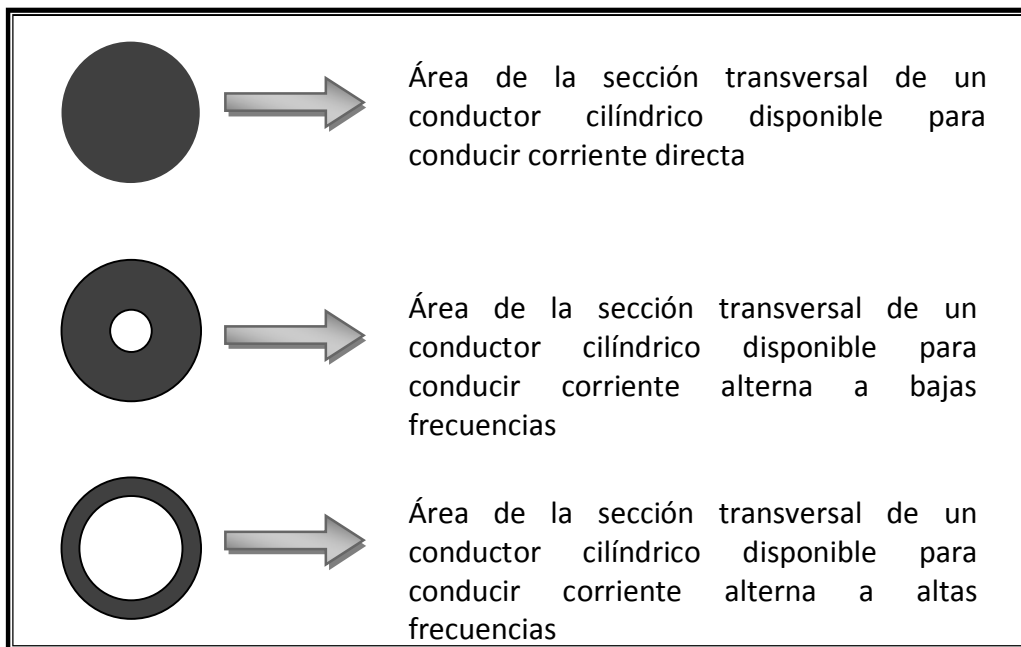
Fuente: elaboración propia.

### 2.1.1. **Efecto de la frecuencia o efecto piel**

La frecuencia del voltaje, en corriente alterna, produce un segundo efecto en la resistencia del conductor, debido a la distribución no uniforme de la corriente. Este fenómeno es conocido como efecto piel. A medida que la

frecuencia incrementa, la corriente tiende a irse hacia la superficie del conductor y la densidad de corriente disminuye en el centro. El efecto piel reduce el área de la sección transversal efectiva utilizada por la corriente y de esta manera la resistencia efectiva incrementa. En la figura 22 se explica gráficamente éste efecto.

Figura 22. **Representación del efecto piel**



Fuente: elaboración propia.

También, aunque en pequeña cantidad, un incremento adicional de la resistencia, ocurre cuando se tienen conductores presentes portando corriente en las cercanías o adyacencias. Un factor de corrección " $k$ ", del efecto piel, obtenido por ecuaciones diferenciales y las funciones de Bessel, es considerado para reevaluar la resistencia de corriente alterna.



Para una frecuencia de 60 hertz, el factor  $k$  estimado, es aproximadamente 1,02. Lo que puede ser expresado con la siguiente ecuación:

$$R_{ca} = R_{ca}k$$

### 2.1.2. Efecto de la temperatura

La resistividad de cualquier material, varía linealmente sobre una temperatura de operación, y por consiguiente, la resistencia de cualquier conductor, sufre la misma variación. A medida que la temperatura aumenta, la resistencia se incrementa linealmente, de acuerdo a lo que se observa en la figura 23 y la siguiente ecuación:

$$R_2 = R_1 \left( \frac{T + t_2}{T + t_1} \right)$$

Donde:

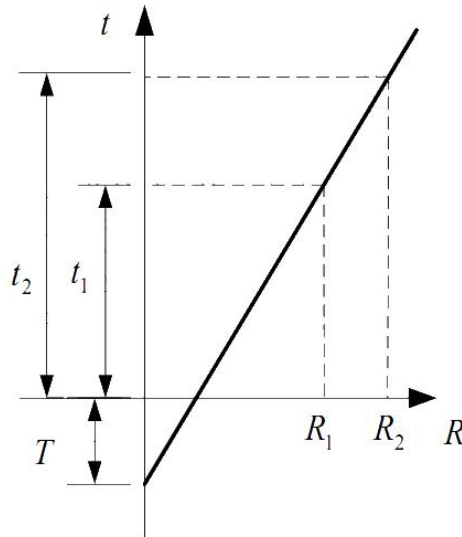
$R_2$  = resistencia a la segunda temperatura  $t_2$  ( $^{\circ}C$ )

$R_1$  = resistencia a la temperatura inicial  $t_1$  ( $^{\circ}C$ )

$T$  = coeficiente de temperatura para el material en particular ( $^{\circ}C$ )

Las constantes de la resistividad  $\rho$  y el coeficiente de temperatura  $T$  dependen del material en particular que se esté utilizando. En la tabla I, se observan valores típicos de resistividad referidos a  $20^{\circ}C$  y también coeficientes de temperatura de los materiales comúnmente utilizados para la transmisión de corriente.

Figura 23. Variación de la resistencia con la temperatura



Fuente: elaboración propia.

Tabla I. Coeficientes de resistividad y temperatura

Material	Resistividad a 20°C ( $\Omega\cdot m$ )	Coefficiente de temperatura (°C)
Plata	$1,59 \times 10^{-8}$	243,0
Cobre recocido	$1,72 \times 10^{-8}$	234,5
Cobre estirado en frío	$1,77 \times 10^{-8}$	241,5
Aluminio	$2,83 \times 10^{-8}$	228,1

Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 179.

### 2.1.3. Efecto del trenzado helicoidal

Los conductores utilizados en las líneas de transmisión, están constituidos de alambre de tipo sólido que se trenzan en forma helicoidal para conformar un

conductor multifilar, pero debido al trenzado, los conductores de este tipo, poseen mayor longitud que la aparente, resultando una resistencia mayor.

La resistencia total se incrementa porque los alambres trenzados en las capas externas son más largos que los conductores trenzados de las capas internas. Debido a la naturaleza helicoidal del conductor, la resistencia en corriente directa real de un conductor es de 1% a 2% más alta que el valor de resistencia en corriente directa calculada.

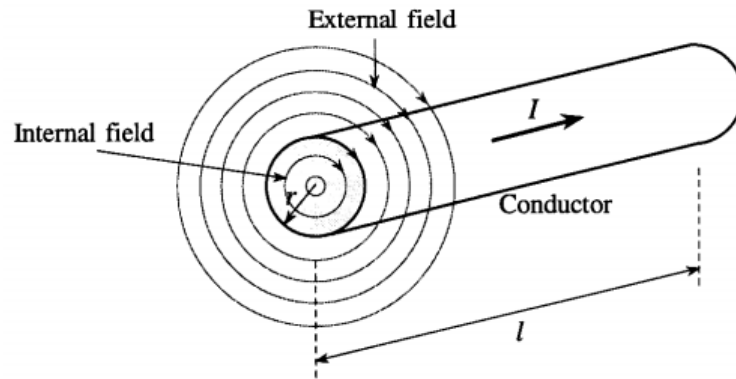
## **2.2. Inductancia serie**

El flujo magnético generado por la corriente en los conductores de líneas de transmisión, produce una inductancia total cuya magnitud depende de la configuración de la línea. Para determinar la inductancia de la línea, es necesario calcular, como en cualquier circuito magnético con permeabilidad  $\mu$ , la intensidad del campo magnético  $H$ , la densidad del campo magnético  $B$  y el flujo  $\lambda$ .

### **2.2.1. Inductancia de un conductor sólido y cilíndrico**

Si se considera un conductor sólido y cilíndrico con radio  $r$ , portando una corriente  $I$ , tal a como se muestra en la figura 24. Si el conductor es un material no magnético, y se asume que la corriente está uniformemente distribuida (no efecto piel), entonces, las líneas internas y externas de campo magnético generadas son círculos concéntricos alrededor del conductor con la dirección definida por la regla de la mano derecha.

Figura 24. Líneas de flujo magnético concéntrico interno y externo



Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 182.

### 2.2.2. Inductancia interna

Para obtener la inductancia interna, un campo magnético de radio  $x$  dentro del conductor, es elegido como se muestra en la figura 25. La fracción de corriente  $I_x$  encerrada por el área del círculo, está determinada por:

$$I_x = \frac{\pi x^2}{\pi r^2} I \quad [A]$$

La ley de Ampere, determina la intensidad del campo magnético  $H_x$  constante en cualquier punto a lo largo del contorno del círculo:

$$H_x = \frac{I_x}{2\pi x} = \frac{I}{2\pi r^2} x \quad [A/m]$$

La densidad de flujo magnético  $B_x$ , es obtenida de:

$$B_x = \mu H_x = \frac{\mu_0}{2\pi} \left( \frac{I_x}{r^2} \right) \quad [T]$$

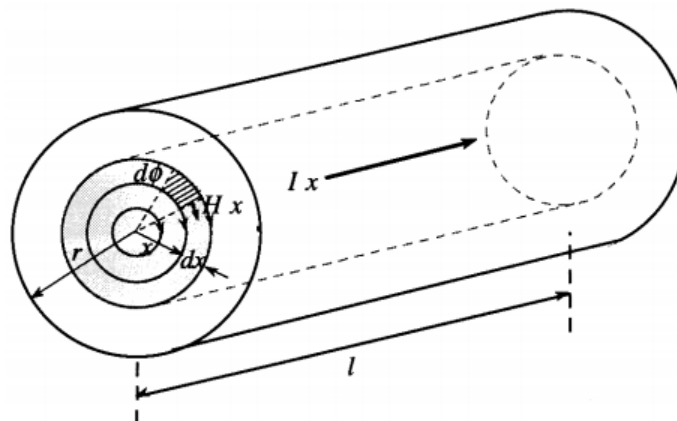
Donde  $\mu = \mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \text{ (H/m)}$  para un material no magnético.

El flujo diferencial  $d\phi$  encerrado en el anillo de grosor  $dx$  para un conductor de longitud  $l$  metros, y el diferencial de flujo  $d\lambda$  en el área respectiva son:

$$d\phi = B_x dx = \frac{\mu_0}{2\pi} \left( \frac{I_x}{r^2} \right) dx \quad [Wb/m]$$

$$d\lambda = \frac{\pi x^2}{\pi r^2} d\phi = \frac{\mu_0}{2\pi} \left( \frac{I_x^3}{r^4} \right) dx \quad [Wb - vuelta/m]$$

Figura 25. **Flujo magnético interno**



Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 182.

El flujo interno concatenado o enlazado es obtenido integrando el flujo diferencial concatenado desde  $x = 0$  a  $x = r$ , tal a como se describe en la siguiente ecuación:

$$\lambda_{int} = \int_0^r d\lambda = \frac{\mu_0}{8\pi} I \quad [Wb - vuelta/m]$$

La inductancia debida al flujo interno concatenado por unidad de longitud viene a estar dada por:

$$L_{int} = \frac{\lambda_{int}}{I} = \frac{\mu_0}{8\pi} \quad [H/m]$$

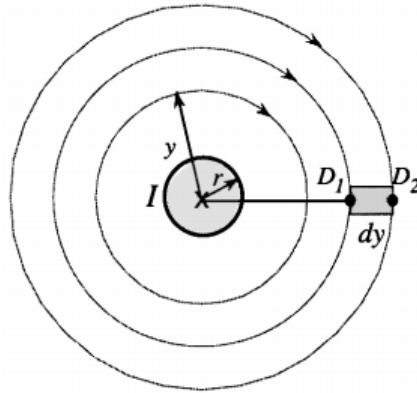
### 2.2.3. Inductancia externa

La inductancia externa es evaluada asumiendo que la corriente total  $I$ , está concentrada en la superficie del conductor (efecto piel máximo). En cualquier punto de un campo magnético externo circular de radio  $y$ , a como se ve en la figura 26, la intensidad de campo magnético  $H_y$  y la densidad de campo magnético  $B_y$  son:

$$H_y = \frac{I}{2\pi y} \quad [A/m]$$

$$B_y = \mu H_y = \frac{\mu_0 I}{2\pi y} \quad [T]$$

Figura 26. Flujo magnético externo



Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 183.

El flujo diferencial  $d\phi$  encerrado en un anillo de grosor  $dy$ , desde el punto  $D_1$  hasta el punto  $D_2$ , para un conductor con una longitud  $l$  metros es:

$$d\phi = B_y dy = \frac{\mu_0 I}{2\pi y} dy \quad [Wb/m]$$

Como la corriente total  $I$ , fluye en la superficie del conductor, entonces el flujo diferencial concatenado  $d\lambda$  tiene la misma magnitud que el flujo diferencial  $d\phi$ , descrito de la siguiente forma:

$$d\lambda = d\phi = \frac{\mu_0 I}{2\pi y} dy \quad [Wb - vuelta/m]$$

El flujo externo total, encerrado por el anillo, es obtenido integrando desde  $D_1$  hasta  $D_2$ , el cual puede ser descrito por la ecuación siguiente:

$$\lambda_{1-2} = \int_{D_1}^{D_2} d\lambda = \frac{\mu_0}{2\pi} I \int_{D_1}^{D_2} \frac{dy}{y} = \frac{\mu_0}{2\pi} I \ln\left(\frac{D_2}{D_1}\right) \quad [Wb - vuelta/m]$$

En general, el flujo externo concatenado desde la superficie del conductor a cualquier punto  $D$  es:

$$\lambda_{ext} = \int_r^D d\lambda = \frac{\mu_0}{2\pi} I \ln\left(\frac{D}{r}\right) \quad [Wb - vuelta/m]$$

La suma del flujo concatenado interno y externo en cualquier punto  $D$  permite la evaluación de la inductancia total del conductor  $L_{tot}$  por unidad de longitud, como lo que sigue:

$$\lambda_{int} + \lambda_{ext} = \frac{\mu_0}{2\pi} I \left[ \frac{1}{4} + \ln\left(\frac{D}{r}\right) \right] = \frac{\mu_0}{2\pi} I \ln\left(\frac{D}{e^{-1/4}r}\right) \quad [Wb - vuelta/m]$$

$$L_{tot} = \frac{\lambda_{int} + \lambda_{ext}}{I} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{D}{GMR}\right) \quad [H/m]$$

Donde  $GMR = e^{-1/4}r = 0.7788r$

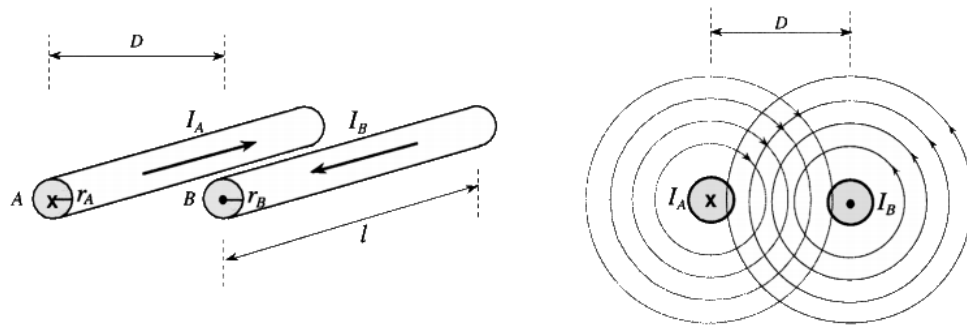
#### 2.2.4. Inductancia de una línea monofásica de dos conductores

Considere una línea monofásica con dos conductores  $A$  y  $B$  respectivamente, con el mismo radio  $r$ , separados por una distancia  $D > r_a$  y  $r_b$ , conduciendo la misma corriente  $I$  como se muestra en la figura 27. La corriente



fluye desde la fuente hacia la carga a través del conductor  $A$  y regresa a través del conductor  $B$  ( $I_A = -I_B$ ).

Figura 27. **Flujo magnético externo de una línea monofásica de dos conductores**



Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 184.

El flujo magnético generado por un conductor, concatena con el segundo conductor. El flujo total eslabonando al conductor  $A$ , por ejemplo, tiene dos componentes: el flujo generado por el conductor  $A$  y el flujo generado por el conductor  $B$ , el cual eslabona al conductor  $A$ .

Tal a como se muestra en la figura 28, el flujo total concatenado de los conductores  $A$  y  $B$  al punto  $P$  es:

$$\lambda_{AP} = \lambda_{AAP} + \lambda_{ABP}$$

$$\lambda_{BP} = \lambda_{BAP} + \lambda_{BBP}$$

Donde:

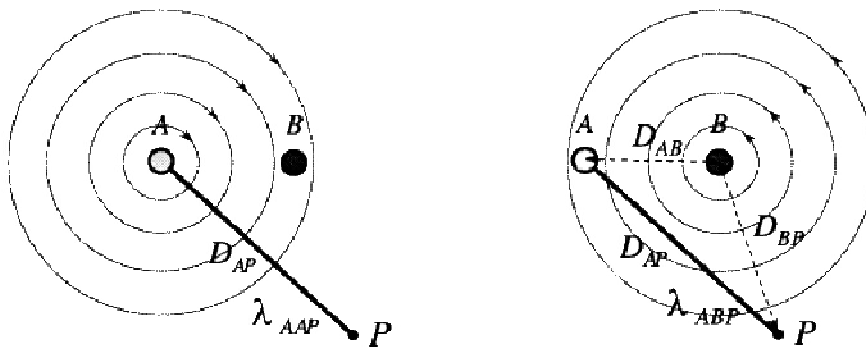
$\lambda_{AAP}$  = flujo concatenado del campo magnético del conductor  $A$  al punto  $P$

$\lambda_{BBP}$  = flujo concatenado del campo magnético del conductor  $B$  al punto  $P$

$\lambda_{ABP}$  = flujo concatenado del campo magnético del conductor  $A$  debido al conductor  $B$  al punto  $P$

$\lambda_{BAP}$  = flujo concatenado del campo magnético del conductor  $B$  debido al conductor  $A$  al punto  $P$

Figura 28. Flujo concatenado de los conductores  $A$  y  $B$  a un punto  $P$



Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 184.

Una descripción gráfica, de los flujos concatenados  $\lambda_{AAP}$  y  $\lambda_{ABP}$ , se puede observar en la figura 28. Las ecuaciones de los diferentes flujos concatenados, citados arriba, son encontradas analizando el flujo concatenado de un único conductor:

$$\lambda_{AAP} = \frac{\mu_0}{2\pi} I \ln\left(\frac{D_{AP}}{GMR_A}\right)$$

$$\lambda_{BBP} = -\frac{\mu_0}{2\pi} I \ln\left(\frac{D_{BP}}{GMR_B}\right)$$

$$\lambda_{ABP} = \int_D^{D_{BP}} B_{BP} dP = -\frac{\mu_0}{2\pi} I \ln\left(\frac{D_{BP}}{D}\right)$$

$$\lambda_{BAP} = \int_D^{D_{AP}} B_{AP} dP = \frac{\mu_0}{2\pi} I \ln\left(\frac{D_{AP}}{D}\right)$$

El flujo concatenado total del sistema del punto P es la suma algebraica de  $\lambda_{AP}$  y  $\lambda_{BP}$ :

$$\lambda_P = \lambda_{AP} + \lambda_{BP} = (\lambda_{AAP} + \lambda_{ABP}) - (\lambda_{BAP} + \lambda_{BBP})$$

$$\lambda_P = \frac{\mu_0}{2\pi} I \ln\left[\left(\frac{D_{AP}}{GMR_A}\right)\left(\frac{D}{D_{BP}}\right)\left(\frac{D_{BP}}{GMR_B}\right)\left(\frac{D}{D_{AP}}\right)\right] = \frac{\mu_0}{2\pi} I \ln\left(\frac{D^2}{GMR_A GMR_B}\right)$$

Si los conductores tienen el mismo radio,  $r_A = r_B = r$ , y el punto P es movido hacia el infinito, entonces el flujo total no concatenado del sistema es:

$$\lambda = \frac{\mu_0}{\pi} I \ln\left(\frac{D}{GMR}\right) \quad [Wb - vuelta/m]$$

La inductancia total por unidad de longitud vendría a ser:

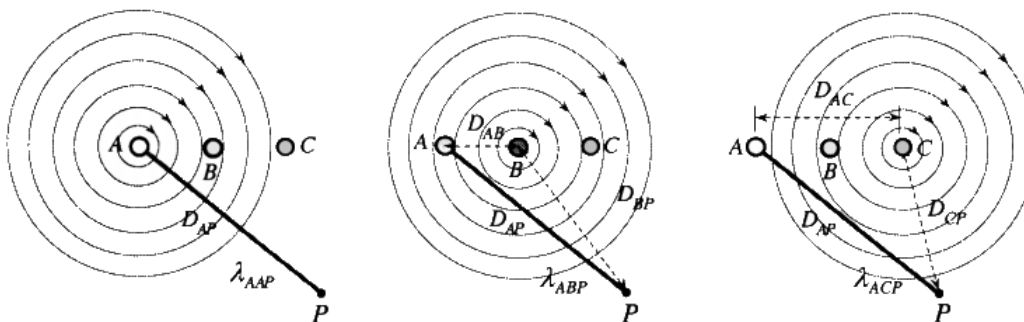
$$L = \frac{\lambda}{I} = \frac{\mu_0}{\pi} \ln\left(\frac{D}{GMR}\right) \quad [H/m]$$

Se puede observar que la inductancia de un sistema monofásico, es dos veces la inductancia de un único conductor. Para una línea con conductores trenzados, la inductancia es determinada utilizando un nuevo valor de  $GMR$  ( $GMR_{trenzado}$ ), evaluado de acuerdo al número de hilos o alambres en el conductor. Generalmente, el valor de  $GMR_{trenzado}$ , para cualquier cable en particular, puede ser encontrado en tablas de conductores.

### 2.2.5. Inductancia de una línea trifásica

Las derivaciones para la inductancia en un sistema monofásico, puede ser extendido para obtener la inductancia por fase en un sistema trifásico. Considere un sistema trifásico con tres conductores, tal a como se muestra en la figura 29. Las corrientes  $I_A$ ,  $I_B$  y  $I_C$  circulan a lo largo de los conductores con radios  $r_A$ ,  $r_B$  y  $r_C$ , y la separación entre los conductores es  $D_{AB}$ ,  $D_{BC}$  y  $D_{CA}$  (donde  $D > r$ ).

Figura 29. Flujo concatenado de los conductores A, B y C en un punto P



Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 186.

El cálculo del flujo concatenado del conductor  $A$  al punto  $P$ , es calculado como:

$$\lambda_{AB} = \lambda_{AAP} + \lambda_{ABP} + \lambda_{ACP}$$

$$\lambda_{AAP} = \frac{\mu_0}{2\pi} I_A \ln \left( \frac{D_{AP}}{GMR_A} \right)$$

$$\lambda_{ABP} = \int_{D_{AB}}^{D_{BP}} B_{BP} dP = \frac{\mu_0}{2\pi} I_B \ln \left( \frac{D_{BP}}{D_{AB}} \right)$$

$$\lambda_{ACP} = \int_{D_{AA}}^{D_{CP}} B_{CP} dP = \frac{\mu_0}{2\pi} I_C \ln \left( \frac{D_{CP}}{D_{AC}} \right)$$

Donde:

$\lambda_{AP}$  = flujo concatenado total del conductor  $A$  al punto  $P$

$\lambda_{AAP}$  = flujo concatenado del campo magnético del conductor  $A$  al punto  $P$

$\lambda_{ABP}$  = flujo concatenado del campo magnético del conductor  $A$  debido al conductor  $B$  en el punto  $P$

$\lambda_{ACP}$  = flujo concatenado del campo magnético del conductor  $A$  debido al conductor  $C$  en el punto  $P$

El flujo concatenado de los conductores  $B$  y  $C$  al punto  $P$ , tienen expresiones similares a las del conductor  $A$ .

Todas las expresiones de flujo concatenado son:

$$\lambda_{AP} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[ I_A \ln \left( \frac{D_{AP}}{GMR_A} \right) + I_B \ln \left( \frac{D_{BP}}{D_{AB}} \right) + I_C \ln \left( \frac{D_{CP}}{D_{AC}} \right) \right]$$

$$\lambda_{BP} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[ I_A \ln \left( \frac{D_{AP}}{D_{BA}} \right) + I_B \ln \left( \frac{D_{BP}}{GMR_B} \right) + I_C \ln \left( \frac{D_{CP}}{D_{BC}} \right) \right]$$

$$\lambda_{CP} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[ I_A \ln \left( \frac{D_{AP}}{D_{CA}} \right) + I_B \ln \left( \frac{D_{BP}}{D_{CB}} \right) + I_C \ln \left( \frac{D_{CP}}{GMR_C} \right) \right]$$

Reordenando las expresiones, queda lo siguiente:

$$\lambda_{AP} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[ I_A \ln \left( \frac{1}{GMR_A} \right) + I_B \ln \left( \frac{1}{D_{AB}} \right) + I_C \ln \left( \frac{1}{D_{AC}} \right) \right] \\ + \frac{\mu_0}{2\pi} [I_A \ln(D_{AP}) + I_B \ln(D_{BP}) + I_C \ln(D_{CP})]$$

$$\lambda_{BP} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[ I_A \ln \left( \frac{1}{D_{BA}} \right) + I_B \ln \left( \frac{1}{GMR_B} \right) + I_C \ln \left( \frac{1}{D_{BC}} \right) \right] \\ + \frac{\mu_0}{2\pi} [I_A \ln(D_{AP}) + I_B \ln(D_{BP}) + I_C \ln(D_{CP})]$$

$$\lambda_{CP} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[ I_A \ln \left( \frac{1}{D_{CA}} \right) + I_B \ln \left( \frac{1}{D_{CB}} \right) + I_C \ln \left( \frac{1}{GMR_C} \right) \right] \\ + \frac{\mu_0}{2\pi} [I_A \ln(D_{AP}) + I_B \ln(D_{BP}) + I_C \ln(D_{CP})]$$

La segunda parte de cada ecuación es cero, para propósitos prácticos se asume que el punto  $P$  es movido hacia el infinito. Por lo tanto, las expresiones de flujo concatenado total de todos los conductores son:

$$\lambda_A = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[ I_A \ln \left( \frac{1}{GMR_A} \right) + I_B \ln \left( \frac{1}{D_{AB}} \right) + I_C \ln \left( \frac{1}{D_{AC}} \right) \right]$$

$$\lambda_B = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[ I_A \ln \left( \frac{1}{D_{BA}} \right) + I_B \ln \left( \frac{1}{GMR_B} \right) + I_C \ln \left( \frac{1}{D_{BC}} \right) \right]$$

$$\lambda_C = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[ I_A \ln \left( \frac{1}{D_{CA}} \right) + I_B \ln \left( \frac{1}{D_{CB}} \right) + I_C \ln \left( \frac{1}{GMR_C} \right) \right]$$

El flujo concatenado, para cada conductor de cada fase, depende de las tres corrientes, y por lo tanto la inductancia por fase no es solamente una, como en el sistema monofásico. En lugar de eso, tres diferentes inductancias (inductancias propias y mutuas) existen. Calculando los valores de inductancia de las ecuaciones anteriores y ordenando las ecuaciones en forma matricial, se pueden obtener las inductancias del sistema:

$$\begin{bmatrix} \lambda_A \\ \lambda_B \\ \lambda_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{AA} & L_{AB} & L_{AC} \\ L_{BA} & L_{BB} & L_{BC} \\ L_{CA} & L_{CB} & L_{CC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$

Donde:

$\lambda_A, \lambda_B, \lambda_C$  = flujo concatenado total de los conductores A, B y C  
 $L_{AA}, L_{BB}, L_{CC}$  = inductancia propia de conductores A, B y C  
 $L_{AB}, L_{BC}, L_{CA}, L_{BA}, L_{CB}, L_{AC}$  = inductancia mutua entre conductores

Con nueve diferentes inductancias en un simple sistema trifásico, el análisis podría ser un poco más complicado. Una única inductancia por fase puede ser obtenida, sin embargo, si los tres conductores tienen un arreglo con la misma separación entre ellos  $D = D_{AB} = D_{BC} = D_{CA}$  (configuración triángulo). En este caso, el flujo concatenado del conductor A por unidad de longitud es:

$$\lambda_A = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[ I_A \ln \left( \frac{1}{GMR_A} \right) + I_B \ln \left( \frac{1}{D} \right) + I_C \ln \left( \frac{1}{D} \right) \right]$$

Asumiendo un sistema balanceado ( $I_A + I_B + I_C = 0$ , ó  $I_A = -I_B - I_C$ ), entonces el flujo concatenado es:

$$\lambda_A = \frac{\mu_0}{2\pi} I_A \ln\left(\frac{D}{GMR_A}\right) \quad [Wb - vuelta/m]$$

si el valor de  $GMR$ , es el mismo en todos los conductores de cada fase, la expresión de flujo concatenado total, es la misma para todas las fases. Por lo tanto, la inductancia equivalente por fase es:

$$L_{fase} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{D}{GMR_{cond}}\right) \quad [H/m]$$

### 2.2.6. Inductancia de una línea trifásica transpuesta

En actuales líneas de transmisión, los conductores de fases, generalmente no tienen un arreglo simétrico, es decir, un distanciamiento equilátero. No obstante, si los conductores de fase están transpuestos, una distancia promedio  $GMD$  es substituida para la distancia  $D$ , y el cálculo de la inductancia de fase, derivado para arreglos equiláteros sigue siendo válido. En un sistema transpuesto, cada conductor de fase, ocupa la posición de las otras dos fases por cada tercio de la longitud total de la línea, tal a como se muestra en la figura 30.

Donde:

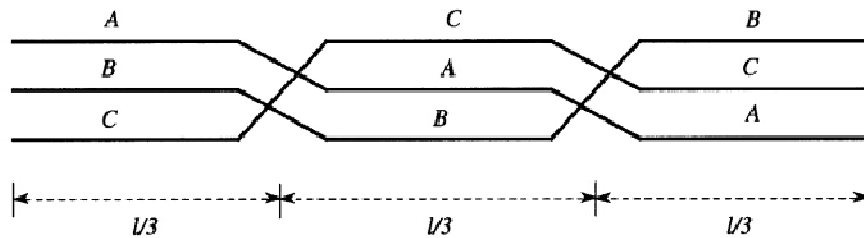
$$GMD = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{CA}} = \text{distancia media geométrica para una línea trifásica}$$



Una vez la inductancia por fase es obtenida, la reactancia inductiva puede ser evaluada como:

$$X_{L_{fase}} = 2\pi f L_{fase} = \mu_0 f \ln\left(\frac{GMD}{GMD_{cond}}\right) \quad [\Omega/m]$$

Figura 30. **Arreglo de los conductores en una línea trifásica transpuesta**



Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 189.

La inductancia por fase por unidad de longitud en una línea de transmisión es:

$$L_{fase} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{GMD}{GMD_{cond}}\right) \quad [H/m]$$

### 2.3. Capacitancia en derivación

La capacitancia de una línea de transmisión, es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores, y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas. La capacitancia entre conductores, es la carga por unidad de diferencia de potencial. La capacitancia entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño y espaciamiento entre ellos.

Un voltaje en corriente alterna en una línea de transmisión, tiene como consecuencia que la carga en los conductores en un punto dado, aumente o disminuya con el aumento o disminución del valor instantáneo de voltaje entre los conductores en ese punto. La corriente es el flujo de carga, y la corriente que se origina por la carga y descarga alternadas de una línea, debidas al voltaje en corriente alterna, se conoce como corriente de carga de la línea. Como la capacitancia es una derivación entre conductores, la corriente de carga fluye de la línea de transmisión aun cuando esté en circuito abierto.

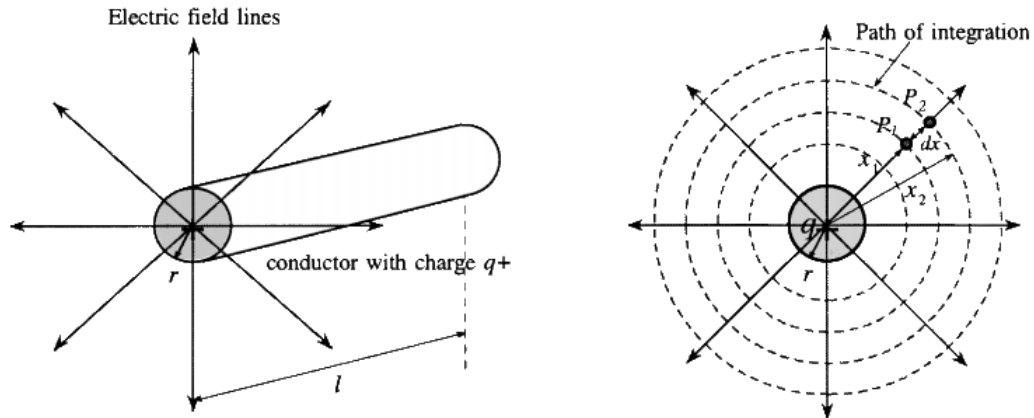
La base para el análisis de la capacitancia, es la ley de Gauss para campos eléctricos. Esta ley establece que la carga eléctrica total dentro de una superficie cerrada es igual al flujo eléctrico total que sale de la superficie. En otras palabras, la carga total dentro de una superficie cerrada es igual a la integral sobre la superficie de la componente normal de la densidad de flujo eléctrico.

Para evaluar la capacitancia entre conductores, en un medio circundante con permitividad  $\epsilon$ , es necesario primero determinar el voltaje entre los conductores y la intensidad del campo eléctrico en los alrededores.

### **2.3.1. Capacitancia de un conductor sólido**

Considere un conductor sólido cilíndrico con radio  $r$ , en el espacio libre con permitividad  $\epsilon_0$ , con una carga de  $+q$  C/m, uniformemente distribuida en la superficie. Hay una intensidad de campo eléctrico en la superficie del cilindro, tal a como se ve en la figura 31. La resistividad del conductor se asume que es cero (un conductor perfecto), lo cual resulta en campo eléctrico interno nulo debido a la carga en el conductor.

Figura 31. **Campo eléctrico producido por un conductor**



Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 190.

La carga  $+q$ , produce un campo eléctrico radial al conductor con superficies equipotenciales concéntricas al conductor. De acuerdo a la ley de Gauss, el flujo eléctrico total, saliendo de una superficie cerrada, es igual a la carga total encerrada dentro del volumen cerrado por la superficie. Por lo tanto, un punto externo  $P$  separado  $x$  metros desde el centro del conductor, la densidad de flujo del campo eléctrico, y la intensidad de campo eléctrico son:

$$Densidad_p = \frac{q}{A} = \frac{q}{2\pi x} \quad [C]$$

$$E_p = \frac{Densidad_p}{\epsilon} = \frac{q}{2\pi\epsilon_0 x} \quad [V/m]$$

Donde:

$Densidad_p$  = densidad del flujo eléctrico en el punto  $P$

$E_p$  = intensidad del campo eléctrico en el punto  $P$

$A$  = superficie de un cilindro concéntrico con una longitud de un metro y radio  $x$  ( $m^2$ )

$\varepsilon$  = permitividad del espacio libre asumida para el conductor

La permitividad del espacio libre  $\varepsilon$ , está definido por la ecuación siguiente:

$$\varepsilon = \varepsilon_0 \frac{10^{-9}}{36\pi} \quad [F/m]$$

La diferencia de potencial o diferencia de voltaje entre dos puntos externos  $P_1$  y  $P_2$  con distancias correspondientes  $x_1$  y  $x_2$  desde el centro del conductor, es definida por la integración de la intensidad del campo eléctrico de  $x_1$  a  $x_2$ :

$$V_{1-2} = \int_{x_1}^{x_2} E_p \frac{dx}{x} = \int_{x_1}^{x_2} \frac{q}{2\pi\varepsilon_0} \frac{dx}{x} = \frac{q}{2\pi\varepsilon_0} \ln \left[ \frac{x_2}{x_1} \right] \quad [V]$$

Entonces, la capacitancia entre los puntos  $P_1$  y  $P_2$  es evaluada como:

$$C_{1-2} = \frac{q}{V_{1-2}} = \frac{2\pi\varepsilon_0}{\ln \left[ \frac{x_2}{x_1} \right]} \quad [F/m]$$

Si el punto  $P_1$  está localizado en la superficie del conductor ( $x_1 = r$ ), y  $P_2$  está localizado en superficie del suelo debajo del conductor ( $x_2 = H$ ), entonces el voltaje del conductor y la capacitancia entre el conductor y tierra son:

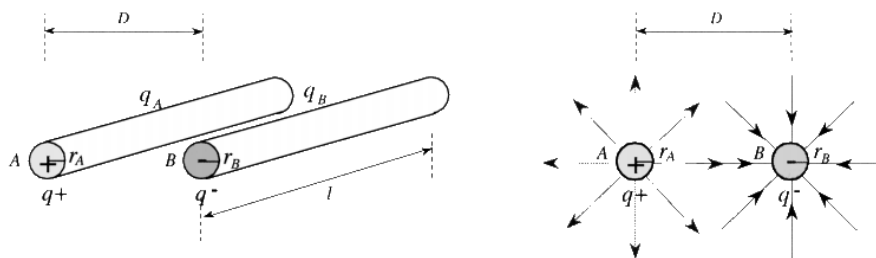
$$V_{cond} = \frac{q}{2\pi\varepsilon_0} \ln \left[ \frac{H}{r} \right] \quad [V]$$

$$C_{cond-tierra} = \frac{q}{V_{cond}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left[\frac{H}{r}\right]} \quad [F/m]$$

### 2.3.2. Capacitancia de una línea monofásica de dos conductores

Considere una línea monofásica con dos conductores  $A$  y  $B$  con el mismo radio  $r$ , separados por una distancia  $D > r_A$  y  $r_B$ . Los conductores son energizados por una fuente de voltaje tal que el conductor  $A$  tiene una carga  $q^+$  y el conductor  $B$  tiene una carga  $q^-$ , tal a como se observa en la figura 32.

Figura 32. **Campo eléctrico producido por dos conductores en un sistema monofásico**



Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 191.

La carga en cada conductor, genera campos eléctricos independientes. La carga  $q^+$  en el conductor  $A$  genera un voltaje  $V_{AB-A}$ , entre ambos conductores. Similarmente, la carga  $q^-$  en el conductor  $B$  genera un voltaje  $V_{AB-B}$  entre conductores.

El voltaje  $V_{AB-A}$  es calculado integrando la intensidad del campo eléctrico, debido a la carga en el conductor  $A$ , en el conductor  $B$  desde  $r_A$  hasta  $D$ :

$$V_{AB-A} = \int_{r_A}^D E_A dx = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[ \frac{D}{r_A} \right]$$

$V_{AB-B}$  es calculado integrando la intensidad del campo eléctrico debido a la carga del conductor  $B$  desde  $D$  a  $r_B$ :

$$V_{AB-B} = \int_D^{r_B} E_B dx = \frac{-q}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[ \frac{r_B}{D} \right]$$

el voltaje total es la suma de los voltajes generados  $V_{AB-A}$  y  $V_{AB-B}$ :

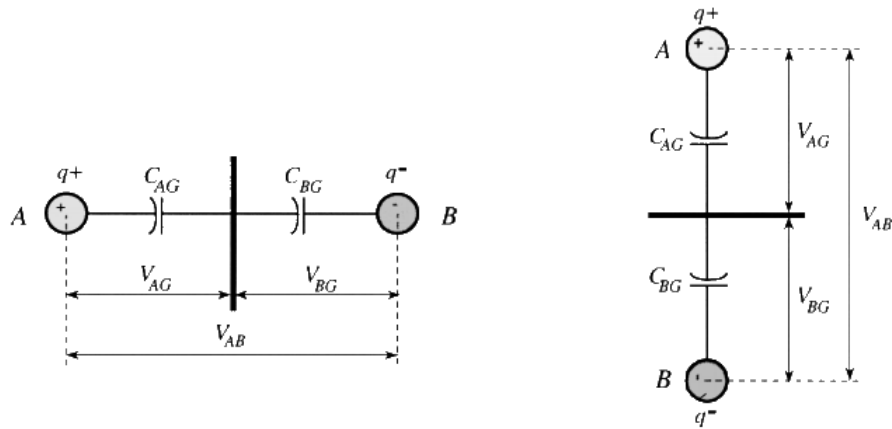
$$V_{AB} = V_{AB-A} + V_{AB-B} = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[ \frac{D}{r_A} \right] - \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[ \frac{r_B}{D} \right] = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[ \frac{D^2}{r_A r_B} \right]$$

Si los conductores tienen el mismo radio,  $r_A = r_B = r$ , entonces los voltajes entre los conductores  $V_{AB}$ , y la capacitancia entre los conductores  $C_{AB}$  para línea con una longitud de un metro son:

$$V_{AB} = \frac{q}{\pi\epsilon_0} \ln \left[ \frac{D}{r} \right] \quad [V]$$

$$C_{AB} = \frac{\pi\epsilon_0}{\ln \left[ \frac{D}{r} \right]} \quad [F/m]$$

Figura 33. **Capacitancia entre línea y tierra de dos conductores en un sistema monofásico**



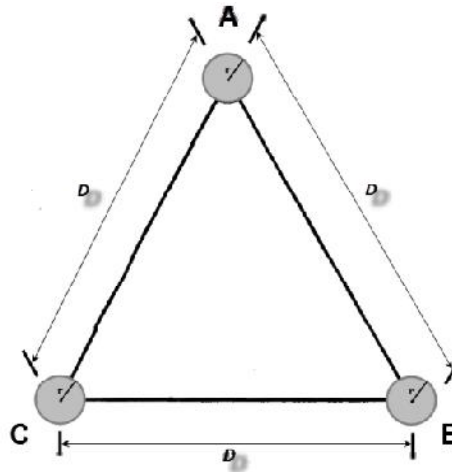
Fuente: GRIGSBY, L. L. The electric power engineering handbook. p. 192.

El voltaje entre cada conductor y tierra, es un medio del voltaje entre dos conductores, tal a como se observa en la figura 32. Por lo tanto, la capacitancia de cada línea a tierra es dos veces la capacitancia entre líneas:

$$V_{AG} = V_{BG} = \frac{V_{AB}}{2} \quad [V]$$

$$C_{AG} = \frac{q}{V_{AG}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left[\frac{D}{r}\right]} \quad [F/m]$$

Figura 34. **Sección transversal de una línea trifásica con espaciamento equilateral**



Fuente: STEVENSON, William. Análisis de sistemas de potencia. p. 166.

### 2.3.3. Capacitancia de una línea trifásica

Considere una línea trifásica, con la misma magnitud de voltaje entre fases, y asuma un sistema balanceado con secuencia *abc* (positiva), tal que  $q_A + q_B + q_C = 0$ . Los conductores tienen un radio  $r_A$ ,  $r_B$  y  $r_C$ , la separación entre los conductores es  $D_{AB}$ ,  $D_{BC}$  y  $D_{AC}$  (donde  $D_{AB}$ ,  $D_{BC}$  y  $D_{AC} > r_A, r_B$  y  $r_C$ ). También, el efecto de tierra y el conductor neutral son despreciables.

La expresión para el voltaje, entre conductores en un sistema monofásico, puede ser extendida para obtener los voltajes entre conductores en un sistema trifásico. Las expresiones  $V_{AB}$  y  $V_{AC}$  son:

$$V_{AB} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D_{AB}}{r_A} \right] + q_B \ln \left[ \frac{r_B}{D_{AB}} \right] + q_C \ln \left[ \frac{D_{BC}}{D_{AC}} \right] \right]$$



$$V_{AC} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D_{CA}}{r_A} \right] + q_B \ln \left[ \frac{D_{BC}}{D_{AB}} \right] + q_C \ln \left[ \frac{r_C}{D_{AC}} \right] \right]$$

Si el sistema trifásico tiene un arreglo triangular, con espaciado equilátero, tal a como se ve en la figura 33, con distancias de separación  $D_{AB} = D_{BC} = D_{AC} = D$ , con el mismo radio para los conductores de tal manera que  $r_A = r_B = r_C = r$  (donde  $D > r$ ), las expresiones para  $V_{AB}$  y  $V_{AC}$  son:

$$\begin{aligned} V_{AB} &= \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D}{r} \right] + q_B \ln \left[ \frac{r}{D} \right] + q_C \ln \left[ \frac{D}{D} \right] \right] \\ &= \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D}{r} \right] + q_B \ln \left[ \frac{r}{D} \right] \right] \quad [V] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{AC} &= \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D}{r} \right] + q_B \ln \left[ \frac{D}{D} \right] + q_C \ln \left[ \frac{r}{D} \right] \right] \\ &= \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D}{r} \right] + q_C \ln \left[ \frac{r}{D} \right] \right] \quad [V] \end{aligned}$$

Voltajes de línea a línea balanceados, con secuencia  $abc$ , expresados en términos de voltajes de línea a neutro, son:

$$V_{AB} = \sqrt{3}V_{AN} \angle 30^\circ \text{ y } V_{AC} = -V_{CA} \sqrt{3}V_{AN} \angle 30^\circ$$

Donde  $V_{AN}$ , es el voltaje línea a neutro. Por lo tanto,  $V_{AN}$  puede ser expresado en términos de  $V_{AB}$  y  $V_{AC}$  de la siguiente manera:

$$V_{AN} = \frac{V_{AB} + V_{AC}}{3}$$

De esta manera, sustituyendo  $V_{AB}$  y  $V_{AC}$  en la ecuación anterior, se tiene:

$$V_{AN} = \frac{1}{6\pi\epsilon_0} \left[ \left[ q_A \ln \left[ \frac{D}{r} \right] + q_B \ln \left[ \frac{r}{D} \right] \right] + \left[ q_A \ln \left[ \frac{D}{r} \right] + q_C \ln \left[ \frac{r}{D} \right] \right] \right]$$

$$= \frac{1}{6\pi\epsilon_0} \left[ 2q_A \ln \left[ \frac{D}{r} \right] + (q_B + q_C) \ln \left[ \frac{r}{D} \right] \right]$$

Bajo condiciones balanceadas,  $q_A + q_B + q_C = 0$  ó  $-q_A = (q_B + q_C)$  entonces, la expresión final para el voltaje línea a neutro es:

$$V_{AN} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} q_A \ln \left[ \frac{D}{r} \right] \quad [V]$$

La capacitancia de secuencia positiva por unidad de longitud, entre la fase  $A$  y neutro, ahora puede ser obtenida. El mismo resultado es obtenido para la capacitancia entre las fases  $B$  y  $C$  a neutro:

$$C_{AN} = \frac{q_A}{V_{AN}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \left[ \frac{D}{r} \right]} \quad [F/m]$$

### 2.3.4. Capacitancia de conductores trenzados

El cálculo de la capacitancia en la ecuación de arriba está basado en lo siguiente:

- Conductores sólidos con cero resistividad (campo eléctrico interno cero)
- Carga uniformemente distribuida
- Espaciamiento equilátero de los conductores de fase

En las líneas de transmisión actuales, la resistividad de los conductores produce un pequeño campo eléctrico interno y, por lo tanto, el campo eléctrico de la superficie del conductor es más pequeño que el estimado. Sin embargo, la diferencia es insignificante o despreciable para propósitos prácticos. A causa de la presencia de otros conductores cargados, la distribución de carga no es uniforme, y en consecuencia la capacitancia estimada es diferente. No obstante, este efecto es despreciable para la mayoría de cálculos prácticos. En una línea con conductores trenzados, la capacitancia es evaluada asumiendo un conductor sólido con el mismo radio que el radio exterior del conductor trenzado. Esto produce una diferencia insignificante.

La mayoría de líneas de transmisión no tienen espaciamiento equilátero de sus conductores de fase. Esto causa diferencias entre las capacitancias de línea a neutro de las tres fases. Sin embargo, la transposición de los conductores de fase balancea el sistema, resultando en capacitancias iguales de línea a neutro para cada fase y esto es desarrollado de la siguiente manera.

Considere una línea trifásica transpuesta con conductores teniendo el mismo radio  $r$ , y con espaciamiento entre conductores  $D_{AB}$ ,  $D_{BC}$  y  $D_{CA}$ , donde  $D_{AB}$ ,  $D_{BC}$  y  $D_{CA} > r$ . Asumiendo una secuencia positiva  $abc$ , las expresiones para  $V_{AB}$  en el primero, segundo y tercer sección de la línea transpuesta son:

$$V_{AB \text{ primera}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D_{AB}}{r} \right] + q_B \ln \left[ \frac{r}{D_{AB}} \right] + q_C \ln \left[ \frac{D_{AB}}{D_{AC}} \right] \right]$$

$$V_{AB \text{ segunda}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D_{AB}}{r} \right] + q_B \ln \left[ \frac{r}{D_{BC}} \right] + q_C \ln \left[ \frac{D_{AC}}{D_{AB}} \right] \right]$$

$$V_{AB \text{ tercera}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D_{AC}}{r} \right] + q_B \ln \left[ \frac{r}{D_{AC}} \right] + q_C \ln \left[ \frac{D_{AB}}{D_{BC}} \right] \right]$$

Similarmente, las expresiones para  $V_{AC}$  en la primera, segunda y tercera sección de la línea transpuesta son:

$$V_{AC \text{ primera}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D_{AC}}{r} \right] + q_B \ln \left[ \frac{D_{BC}}{D_{AB}} \right] + q_C \ln \left[ \frac{r}{D_{AC}} \right] \right]$$

$$V_{AC \text{ segunda}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D_{AB}}{r} \right] + q_B \ln \left[ \frac{D_{AC}}{D_{BC}} \right] + q_C \ln \left[ \frac{r}{D_{AB}} \right] \right]$$

$$V_{AC \text{ tercera}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D_{BC}}{r} \right] + q_B \ln \left[ \frac{D_{AB}}{D_{AC}} \right] + q_C \ln \left[ \frac{r}{D_{BC}} \right] \right]$$

Tomando el promedio del valor de las tres secciones, se tendría la expresión final de  $V_{AB}$  y  $V_{AC}$  en la línea transpuesta.

$$V_{AB \text{ transpu}} = \frac{V_{AB \text{ primera}} + V_{AB \text{ segunda}} + V_{AB \text{ tercera}}}{3}$$

$$= \frac{1}{6\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D_{AB}D_{AC}D_{BC}}{r^3} \right] + q_B \ln \left[ \frac{r^3}{D_{AB}D_{AC}D_{BC}} \right] + q_C \ln \left[ \frac{D_{AC}D_{AC}D_{BC}}{D_{AC}D_{AC}D_{BC}} \right] \right]$$

$$V_{AB \text{ transp}} = \frac{V_{AC \text{ primera}} + V_{AC \text{ segunda}} + V_{AC \text{ tercera}}}{3}$$

$$= \frac{1}{6\pi\epsilon_0} \left[ q_A \ln \left[ \frac{D_{AB}D_{AC}D_{BC}}{r^3} \right] + q_B \ln \left[ \frac{D_{AC}D_{AC}D_{BC}}{D_{AB}D_{AC}D_{BC}} \right] + q_C \ln \left[ \frac{r^3}{D_{AC}D_{AC}D_{BC}} \right] \right]$$

Para un sistema balanceado donde  $-q_A = (q_B + q_C)$ , el voltaje fase a neutro  $V_{AN}$  (voltaje de fase) es:

$$\begin{aligned}
 V_{AN \text{ transp}} &= \frac{V_{AB \text{ transp}} + V_{AC \text{ transp}}}{3} \\
 &= \frac{1}{18\pi\epsilon_0} \left[ 2q_A \ln \left[ \frac{D_{AB}D_{AC}D_{BC}}{r^3} \right] + (q_B + q_C) \ln \left[ \frac{r^3}{D_{AB}D_{AC}D_{BC}} \right] \right] \\
 &= \frac{1}{6\pi\epsilon_0} q_A \ln \left[ \frac{D_{AB}D_{AC}D_{BC}}{r^3} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} q_A \ln \left[ \frac{GMD}{r} \right] \quad [V]
 \end{aligned}$$

Donde  $GMD = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{CA}}$  = distancia media geométrica para una línea trifásica.

Para conductores agrupados, un radio equivalente  $r_e$ , reemplaza el radio  $r$  de un único conductor y es determinado por el número de conductores por agrupamiento y la separación de los conductores. Por lo tanto, la expresión para  $V_{AN}$  es:

$$V_{AN \text{ transp}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} q_A \ln \left[ \frac{GMD}{r_e} \right] \quad [V]$$

Donde:

$r_e = (d^{n-1}r)^{1/n}$  = radio equivalente para más de tres conductores por agrupamiento ( $m$ )

$d$  = distancia entre los conductores agrupados ( $m$ )

$n$  = número de conductores por agrupamiento

Finalmente, la capacitancia y reactancia capacitiva por unidad de longitud de fase a neutro puede ser evaluada como:

$$C_{AN \text{ transp}} = \frac{q_A}{V_{AN \text{ transp}}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left[\frac{GMD}{r_e}\right]} \quad [F/m]$$

$$X_{AN \text{ transp}} = \frac{1}{2\pi C_{AN \text{ transp}}} = \frac{1}{4\pi f \epsilon_0} \ln\left[\frac{GMD}{r_e}\right] \quad (\Omega/m)$$

#### 2.4. Impedancia de secuencia positiva y negativa

Las líneas de transmisión son un componente o dispositivo estático, por consiguiente, la secuencia de fases no tiene efecto en la impedancia de la línea porque corrientes y voltajes encuentran la misma geometría de la línea. En consecuencia, las impedancias de secuencia positiva y negativa de una línea de transmisión son iguales, es decir,  $Z_1 = Z_2$ .

Para una línea trifásica, donde los tres conductores son idénticos, el camino de regreso para cualquier fase es las otras dos fases. Esto es porque las corrientes de secuencia positiva y negativa, siempre suman cero en el punto neutral. A menos que estos caminos de retorno, siempre sean equidistantes, el flujo concatenado y las inductancias de cada una las tres fases será el resultado de impedancias desiguales y no simétricas. Espaciamiento equilátero o transposición de los tres conductores es necesario para impedancias de línea simétricas. Una completa transposición de una línea trifásica, requiere que cada conductor ocupe la posición de cada uno de los otros dos por un tercio del total de la distancia de la línea.

Muchas líneas no tienen un espaciamiento equilátero y no son transpuestas, excepto posiblemente en las subestaciones donde las posiciones de las fases en varias líneas estén intercambiadas. El error de desbalance y la interferencia con cables blindados de telefonía usualmente es muy pequeño y despreciable. Sin embargo, en las líneas del orden de los 160 kilómetros de longitud, probablemente serán necesarias las transposiciones.

#### 2.4.1. Constantes de línea $X_a$ y $X_d$

Este método de determinación de la impedancia de línea es muy conveniente, siempre y cuando los fabricantes o tablas de referencia proporcionen datos en esta forma. Se tiene que:

$$Z = r_a + j(X_a + X_d) \quad [\Omega/mi \text{ a } 60Hz]$$

Donde:

$$X_a = 0.2794 \log \frac{10^K}{r} \quad y \quad X_d = 0.2794 \log D_{12}$$

Ó en términos generales:

$$X_a = 0.2794 \log \frac{1}{GMR} \quad y \quad X_d = 0.2794 \log GMD \quad [\Omega/mi \text{ a } 60 \text{ Hz}]$$

Cómo se ha indicado, generalmente los valores de las constantes de línea  $X_a$  y  $X_d$ , son encontradas en tablas para cada tipo y calibre del conductor.

## 2.5. Impedancia de secuencia cero

Las corrientes de secuencia cero se dividen igualmente entre los tres conductores de una línea trifásica y tienen un retorno común a través de la tierra y, si son usados, los conductores de blindaje o hilos de guarda. Esta corriente de retorno a través de la tierra tiende a seguir el camino de la línea en lugar de tomar cualquier camino corto que pudiera existir.

La tierra es un conductor de enormes dimensiones y no uniforme conductividad. De esta manera, la distribución de la corriente de tierra es no uniforme. Para calcular la impedancia de los conductores con retorno de tierra, es necesario conocer la distribución de la corriente retornando en tierra.

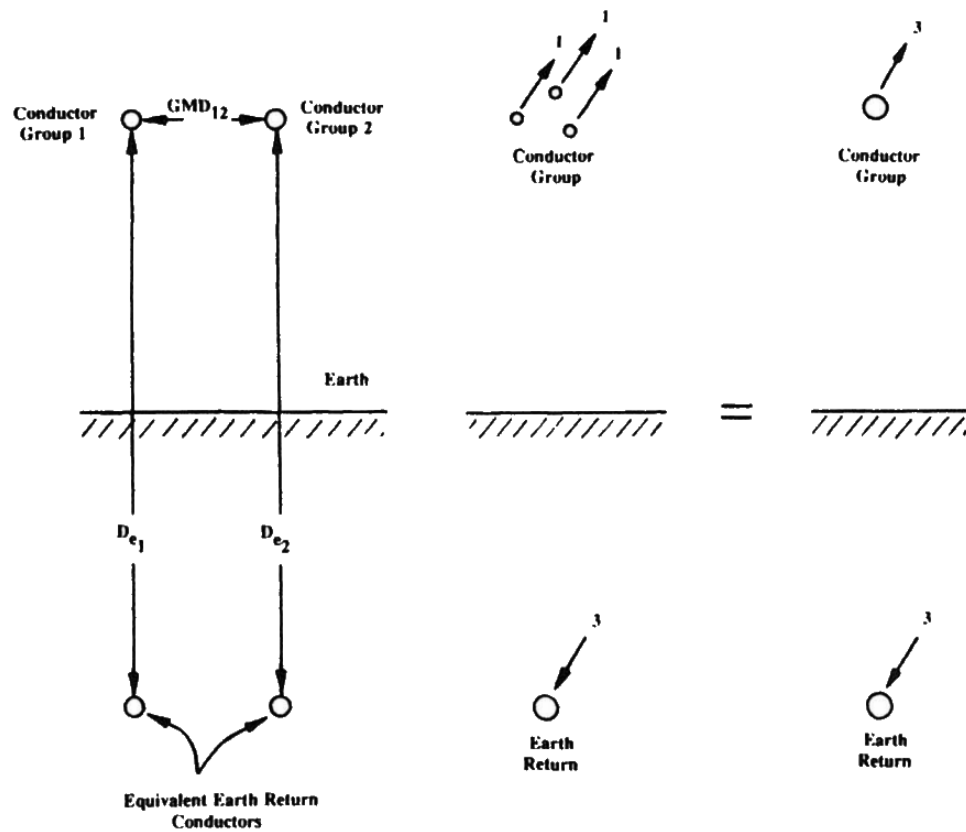
Muchos ingenieros han atacado este problema usando diferentes suposiciones y métodos. De todos estos, el trabajo de J. R. Carson de Bell Telephone Laboratories, es generalmente aceptado como el mejor. Este trabajo fue publicado en 1926. Carson empezó con las siguientes suposiciones:

- Los conductores son paralelos a tierra.
- La tierra es un sólido con una superficie plana, infinita en extensión y conductividad uniforme.

Ahora, mientras éstas están muy lejos de la verdad en líneas de transmisión de energía eléctrica, en general, los resultados verifican resultados experimentales más de cerca. En líneas cortas de transmisión, cierto error es introducido a causa de los efectos finales, pero nuevamente el error no es grande.



Figura 35. Circuitos equivalentes de la impedancia mutua entre dos líneas paralelas



Fuente: BLACKBURN, Lewis J. Symmetrical components power systems engineering. p. 297.

Las fórmulas de Carson son muy complicadas, pero afortunadamente, ellas se pueden ser simplificadas con un mínimo error para las líneas de transmisión. Estas fórmulas simplificadas son:

- A. La impedancia propia  $Z_{11}$  de un conductor o un grupo de conductores con retorno de tierra es:

$$Z_{11} = r_a + 1.588f \times 10^{-3} + j4.657f \times 10^{-3} \log \frac{D_e}{GMR} \quad [\Omega/mi]$$

B. La impedancia mutua  $Z_{12}$  entre dos conductores paralelos o grupos de conductores paralelos con y sin una tierra común de regreso es:

$$Z_{12} = 1.588f \times 10^{-3} + j4.657f \times 10^{-3} \log \frac{D_e}{GMD_{12}} \quad [\Omega/mi]$$

El logaritmo está en una base 10. El circuito y la nomenclatura son mostradas en la figura 35.  $D_e$  es la profundidad equivalente del retorno de tierra, una ficción matemática, como la actual corriente de tierra fluye en o cerca de la superficie bajo los conductores:

$$D_e = 2160 \sqrt{\frac{\rho}{f}}$$

Donde  $\rho$  es la resistividad de la tierra en metros-ohmios ( $m-\Omega$ ) y  $f$  es la frecuencia. La distancia al plano equivalente de tierra es  $1/2 D_e$  asumiendo una conductividad infinita. Los valores para varios tipos de suelos están indicados en la tabla II.

Tabla II. **Valores típicos de suelos**

Suelo	$\rho/f$	$D_e$ a 60 Hz (ft)	Log $D_e$
Tierra húmeda	100	2800	3.45
Tierra seca	1000	8840	3.95
Agua de mar	1	280	2.45

Fuente: BLACKBURN, Lewis J. Symmetrical components power systems engineering. p. 297.

Una de las razones del por qué estas ecuaciones proporcionan una buena correlación con valores actuales, es el efecto del logaritmo. Esto puede verse por el relativamente bajo valor de  $\log D_e$  comparado con la amplia diferencia entre los valores de la profundidad equivalente del retorno de tierra. Las ecuaciones de Carson son para líneas con circuitos monofásicos y deben ser modificadas para aplicaciones de secuencia cero.

La unidad de corriente de secuencia cero, consiste de una corriente de 1  $pu$  fluyendo en cada fase del circuito y una corriente de 3  $pu$  fluyendo en la tierra o retorno. Reemplazando las tres fases, por un conductor equivalente, una corriente de 3  $pu$  fluye en este conductor equivalente. Esto se ilustra en la figura 35. Sin embargo, solamente una corriente de 1  $pu$  fluye en las redes de secuencia cero por definición fundamental. La misma caída de voltaje resulta de una corriente de 1  $pu$  fluyendo en una impedancia de 3  $pu$  como una corriente de 3  $pu$  fluyendo en una impedancia de 1  $pu$ . De esta manera, es necesario multiplicar las ecuaciones básicas de Carson por 3. Obteniéndose lo siguiente:

$$Z_{011} = Z_0 = 3Z_{11}$$

$$Z_{012} = Z_{0m} = 3Z_{12}$$

Con  $r$ , como la resistencia de conductor de cada fase,  $r/3$  es la resistencia equivalente del conductor. Así que  $3r/3 = r$  para valores de secuencia cero. Por lo tanto, las ecuaciones de Carson para secuencia cero son:

$$Z_0 = r_a + 0,0047f + j0,01397f \log \frac{D_e}{GMR} \quad [\Omega/mi]$$

$$Z_0 = r_a + 0,286 + j0,8382f \log \frac{D_e}{GMR} \quad [\Omega/mi \text{ a } 60 \text{ Hz}]$$

$$Z_0 = r_a + 0,178 + j0,5208f \log \frac{D_e}{GMR} \quad [\Omega/km \text{ a } 60 \text{ Hz}]$$

$$Z_{0m} = 0,0047f + j0,01379f \log \frac{D_e}{GMD} \quad [\Omega/mi]$$

$$Z_{0m} = 0,286 + j0,8382 \log \frac{D_e}{GMD} \quad [\Omega/mi \text{ a } 60 \text{ Hz}]$$

$$Z_{0m} = 0,178 + j0,5208 \log \frac{D_e}{GMD} \quad [\Omega/km \text{ a } 60 \text{ Hz}]$$

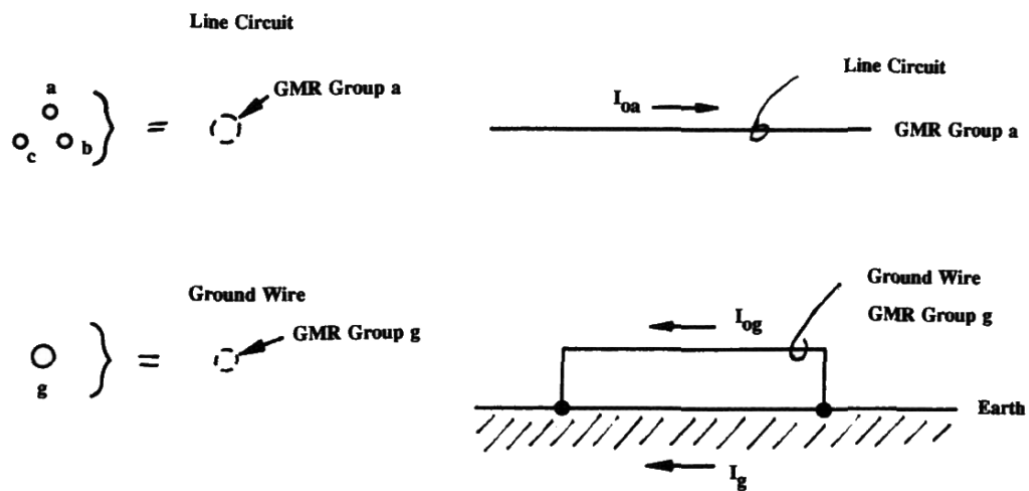
### 2.5.1. Líneas con conductores de tierra

Una consideración de los casos generales proporciona el método de aproximación para casos específicos. El valor de  $GMR_{gr.a}$  del circuito de la línea de la figura 36, puede representar cualquier tipo de configuración de líneas trifásicas, con uno o dos circuitos, y el valor de  $GMR_{gr.g}$ , cualquier configuración de conductores o cables de tierra en paralelo con el circuito de la línea. Los conductores de tierra proporcionan un camino en paralelo con la tierra para las corrientes de secuencia cero así que la corriente de retorno se divide entre la tierra y los conductores de tierra.

El circuito del cable de tierra es amarrado o empalmado a la tierra de cada poste o torre. En la práctica, estas conexiones a tierra tendrán alguna impedancia (mayormente resistencia), conocida como la resistencia de la torre. Buenas prácticas de diseño intentan mantener estos valores bajos, y hay muchas otras cosas que también ayudan. En los cálculos de la impedancia de

secuencia cero, la resistencia de la torre se asume que es cero, lo cual es práctico para cálculos de fallas.

Figura 36. Circuito para corrientes de secuencia cero



Fuente: BLACKBURN, Lewis J. Symmetrical components power systems engineering. p. 301.

De la figura 36, las ecuaciones generales pueden ser escritas. La caída de voltaje a través del circuito de una línea trifásica es:

$$V_{0a} = Z_{0a}I_{0a} - Z_{0m}I_{0g}$$

Donde  $Z_{0a}$  es la impedancia propia de la impedancia de secuencia cero de la línea trifásica y  $Z_{0m}$  es la impedancia mutua entre el grupo de conductores de la línea y el grupo de cables de tierra.

Expandiendo y ordenando, se tiene que:

$$V_{0a} = Z_{0a}I_{0a} - Z_{0m}I_{0a} + Z_{0m}I_{0a} - Z_{0m}I_{0g}$$

$$\begin{aligned}
&= (Z_{0a} - Z_{0m})I_{0a} + Z_{0m}(I_{0a} - I_{0g}) \\
&= Z'_{0a}I_{0a} + Z_{0m}I_g
\end{aligned}$$

Donde:

$$Z'_{0a} = Z_{0a} - Z_{0m} \text{ y } I_g = I_{0a} - I_{0g}$$

La caída de voltaje a través del circuito del cable de tierra es:

$$V_{0g} = Z_{0g}I_{0g} - Z_{0m}I_{0a} = 0$$

Con los cables de tierra aterrizados en ambos extremos. Expandiendo este producto:

$$\begin{aligned}
V_{0g} &= Z_{0g}I_{0g} - Z_{0m}I_{0g} + Z_{0m}I_{0g} - Z_{0m}I_{0a} \\
&= (Z_{0g} - Z_{0m})I_{0g} - Z_{0m}(I_{0a} - I_{0g}) \\
&= Z'_{0g}I_{0g} - Z_{0m}I_g = 0
\end{aligned}$$

Donde:

$Z'_{0a} = Z_{0a} - Z_{0m} =$  impedancia de fuga de los conductores

$Z'_{0g} = Z_{0g} - Z_{0m} =$  impedancia de fuga de los cables de tierra

$Z_{0m} =$  impedancia mutua entre conductores de fases y los cables de tierra

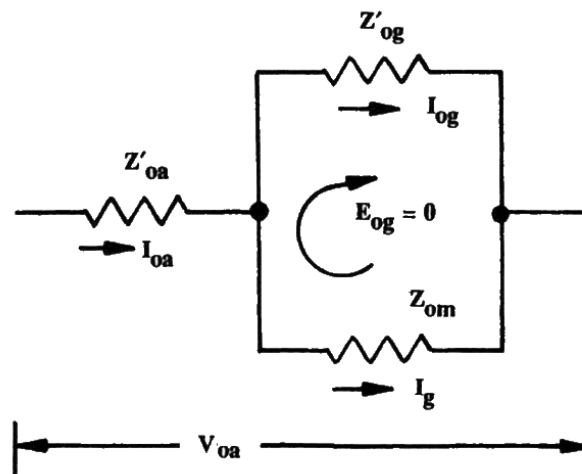
$I_g =$  corriente en la tierra

De las ecuaciones anteriores, un circuito equivalente puede ser configurado para representar la impedancia de secuencia cero de los conductores de fases y los cables de tierra, tal a como se muestra en la figura 37. La impedancia de secuencia cero total de la línea con tierra y cables de tierra es:

$$Z_0 = Z'_{0a} + \frac{Z'_{0g}Z_{0m}}{Z'_{0g} + Z_{0m}}$$

La clave para la aplicación de la ecuación de arriba es la adecuada interpretación de los vales de  $GMR$  y  $GMD$  ya que estos valores están involucrados en dicha ecuación.

Figura 37. **Circuito equivalente para el retorno de corrientes de secuencia cero**



Fuente: BLACKBURN, Lewis J. Symmetrical components power systems engineering. p. 303.





### **3. PRUEBAS ELÉCTRICAS A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Antes de poner en servicio una línea de transmisión, es sumamente importante realizar pruebas de comisionamiento o pruebas de puesta en servicio, con el fin de asegurarse que las especificaciones del diseño corresponden a lo que está construido y así determinar que la línea de transmisión está lista para ser energizada. Las pruebas mínimas de puesta en servicio que deben realizarse son:

- Verificación de la ausencia de conexiones inadvertidas a tierra
- Verificación de la continuidad de los conductores
- Medición de la impedancia de secuencia positiva y secuencia cero

#### **3.1. Verificación de la ausencia de conexiones inadvertidas a tierra**

El esquema y aplicación de esta prueba, es una variación de la medición de la resistencia del aislamiento a cables de potencia. De hecho, si se quisiera calcular la resistencia del aislamiento medida a cada fase de la línea de transmisión, únicamente se tiene que dividir el voltaje aplicado por la corriente medida.

##### **3.1.1. Definición**

Es la verificación de la ausencia de alguna conexión a tierra, colocada de forma advertida o de forma inadvertida en cualquiera de las fases de la línea de transmisión. No obstante, el tiempo de construcción de una línea de transmisión es relativamente largo, entonces, no hay un control específico del crecimiento

de la vegetación, ramas de árboles y maleza. Por lo tanto, con ésta prueba, también se verifica que cualquiera de las fases de la línea de transmisión no esté en contacto con algún tipo de vegetación, o en el peor de los escenarios, que no exista un corto circuito entre fases a causa de vandalismo.

### **3.1.2. Importancia**

Al momento de energizar una línea de transmisión, automáticamente ésta pasa a ser parte de la red de transmisión del sistema de potencia para el cual la línea fue construida. Por lo tanto, cualquier falla a lo largo de toda la longitud de la línea, puede provocar oscilaciones en el sistema, las cuales pueden comprometer la estabilidad del sistema de transmisión, provocando disparos y rechazos de carga. Es por ello, que es sumamente importante asegurarse de que las tres fases de la línea de transmisión a energizarse, no están inadvertidamente conectadas a tierra o cortocircuitadas entre sí mismas, a lo largo de toda la longitud de la línea.

### **3.1.3. Descripción general**

Para verificar la ausencia de conexiones a tierra inadvertidas o corto circuitos entre fases, se requiere de un dispositivo o equipo de prueba capaz de inyectar un alto voltaje en corriente directa. Normalmente, algunos instrumentos de este tipo, pueden inyectar hasta un voltaje máximo de 160 kilovoltios y 5 miliamperios en CD. A este equipo de prueba, se le conoce como equipo de prueba de Alto Potencial o *HiPot*. Para líneas de transmisión de alto voltaje (>69 kilovoltios), el valor de voltaje a inyectar debe ser mayor a 15 kilovoltios y menor o igual al voltaje nominal de operación de la línea de transmisión. En la figura 38, se muestra un equipo de prueba comúnmente empleado para este tipo de pruebas, fabricado por la compañía Megger.

A la fase de la línea de transmisión bajo prueba, este dispositivo inyecta en forma gradual voltaje en CD hasta alcanzar el nivel de voltaje deseado o permitido por el dispositivo. En la unidad de control del equipo de prueba se puede monitorear el voltaje y la corriente inyectados.

Figura 38. **Equipo de prueba de alto potencial fabricado por Megger**

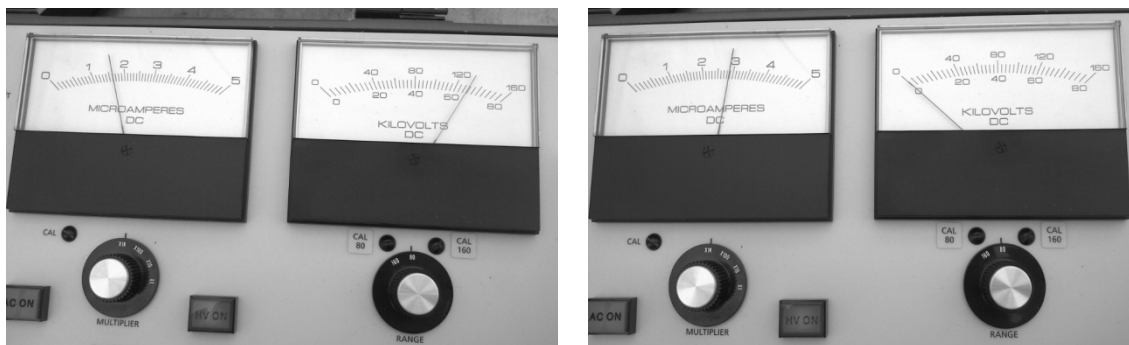


Fuente: MEGGER. Instruction manual for the DC dielectric test sets. p. 3.

Si la fase bajo prueba está libre de conexiones a tierra a lo largo de toda la línea de transmisión, el equipo de prueba incrementará con facilidad el voltaje inyectado, manteniendo valores de corriente muy bajos, generalmente en el

orden de micro o nano amperios. Sin embargo, si la fase bajo prueba estuviese conectada a tierra en algún punto a lo largo de toda la línea de transmisión, el equipo de prueba no será capaz de incrementar el voltaje inyectado, únicamente inyectará con gran facilidad, corriente, tal a como se ve en la figura 39, hasta que la protección de sobre-corriente del equipo de prueba actúe para la protección del mismo.

Figura 39. **Indicadores de voltaje y corriente de la unidad de control**



a) Caso típico de una fase sin conexiones a tierra: La corriente y el voltaje aumentan.

b) Caso típico de una fase con conexiones a tierra: El voltaje no aumenta, únicamente aumenta la corriente.

Fuente: Subestación de energía eléctrica Agua Caliente, República de Honduras.

### 3.1.4. **Condiciones iniciales requeridas para realizar las pruebas**

Para determinar que la línea de transmisión, a lo largo de toda su longitud, no esté aterrizada por cualquier medio, entiéndase de forma intencional o no intencional, ambos extremos de la línea de transmisión deben estar desconectados de cuchillas de puesta a tierra y cualquier equipo de alto voltaje de cada subestación en los dos extremos de la línea, por ejemplo, transformadores de voltaje, transformadores de corriente, entre otros equipos primarios, tal como se observa en la figura 40.

### 3.1.5. Realización de pruebas a la fase *R*

Para determinar que la fase *R* de la línea de transmisión se encuentra libre de conexiones a tierra inadvertidas y libres de corto circuitos entre fases, se deben realizar los siguientes cinco pasos:

- Paso 1: se debe cumplir todo lo especificado en las condiciones iniciales requeridas para realizar las pruebas;

Figura 40. Línea de transmisión desconectada de equipos primarios



Fuente: Subestación de energía eléctrica Agua Caliente, República de Honduras.

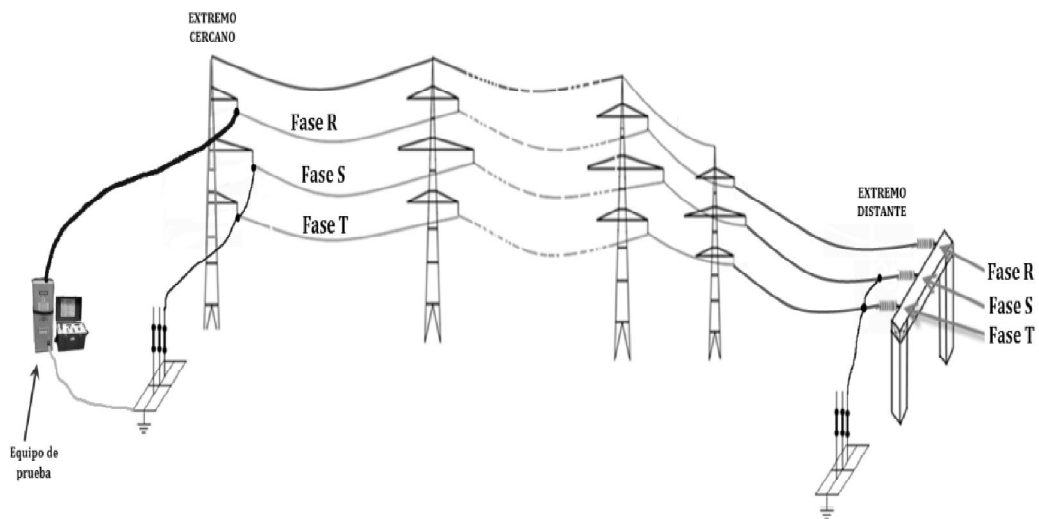
- Paso 2: en el extremo cercano, es decir, donde se encuentra ubicado el equipo de prueba, se debe conectar el cable de inyección de alto voltaje del instrumento de prueba en la fase *R*;
- Paso 3: en ambos extremos de la línea bajo prueba, se deben conectar directamente a la red de tierras de la subestación o torre las fases *S* y *T*;
- Paso 4: se debe incrementar paulatinamente el voltaje hasta llegar al nivel de voltaje de prueba deseado o el permitido por el equipo de prueba, después de haber alcanzado ese nivel, se debe sostener el voltaje por un minuto, luego de ello, paulatinamente se debe disminuir el voltaje inyectado;
- Paso 5: consiste en la desconexión del cable que inyecta el alto voltaje después de haber disminuido el voltaje de prueba a cero voltios; sin embargo, antes de desconectar el cable de inyección, se debe descargar a tierra la línea de prueba porque debido a la naturaleza misma de la línea de transmisión, ésta queda cargada con voltajes que pueden ser mortales. En la figura 41 se puede observar el arreglo para esta prueba.

#### **3.1.5.1. Criterio de evaluación de la prueba**

La prueba se evalúa de forma satisfactoria si el voltaje puede ser gradualmente elevado hasta el valor deseado y que éste sea sostenido, como mínimo durante un minuto. Sin embargo, la prueba se evaluará de forma no satisfactoria si únicamente se incrementa el valor de la corriente y el voltaje permanece estático en cero voltios y si el equipo de prueba se dispara mientras el voltaje se va incrementando. Si la evaluación de la prueba llegase a ser no

satisfactoria, se deben investigar las causantes de esas anomalías y después de haberlas resultado, las pruebas se deben correr de nuevo.

Figura 41. **Verificación de la ausencia de puntos a tierra en la fase R**



Fuente: elaboración propia.

### 3.1.6. Realización de pruebas a la fase S

Para determinar que la fase S de la línea de transmisión se encuentra libre de conexiones a inadvertidas a tierra y libres de corto circuitos entre fases, se deben realizar los siguientes cinco pasos:

- Paso 1: se debe cumplir todo lo especificado en las condiciones iniciales requeridas para realizar las pruebas;

- Paso 2: en el extremo cercano, es decir, donde se encuentra ubicado el equipo de prueba, se debe conectar el cable de inyección de alto voltaje del instrumento de prueba en la fase *S*;
- Paso 3: en ambos extremos de la línea bajo prueba, se deben conectar directamente a la red de tierras de la subestación o torre las fases *R* y *T*;
- Paso 4: se debe incrementar gradualmente el voltaje hasta llegar al nivel de voltaje de prueba deseado o el permitido por el equipo de prueba, después de haber alcanzado ese nivel, se debe sostener el voltaje por un minuto, luego de ello, paulatinamente se debe disminuir el voltaje inyectado;
- Paso 5: consiste en la desconexión del cable que inyecta el alto voltaje después de haber disminuido el voltaje de prueba a cero voltios; sin embargo, antes de desconectar el cable de inyección, se debe descargar a tierra la línea de prueba porque debido a la naturaleza misma de la línea de transmisión, ésta queda cargada con voltajes que pueden ser mortales. En la figura 42 se puede observar el arreglo para esta prueba.

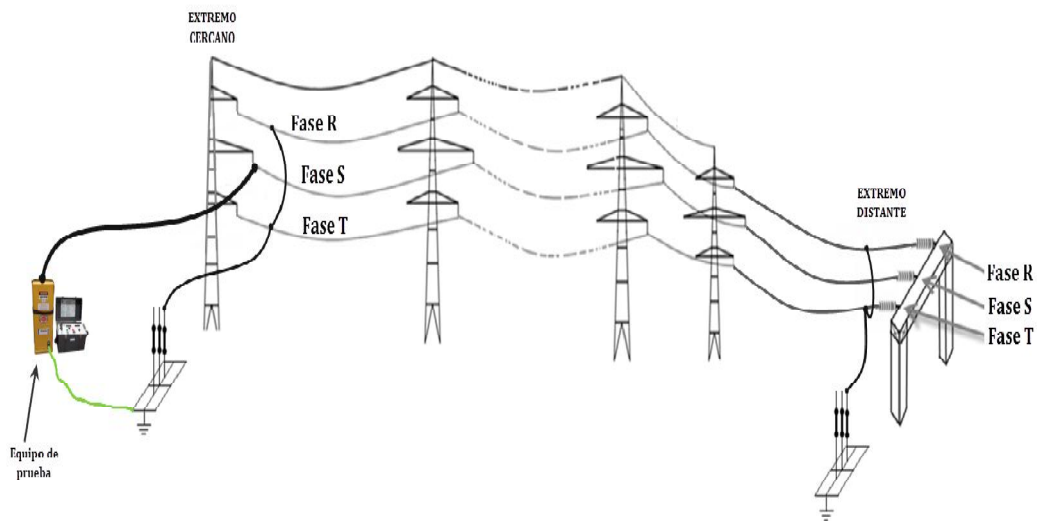
#### **3.1.6.1. Criterio de evaluación de la prueba**

La prueba se evalúa de forma satisfactoria si el voltaje puede ser gradualmente elevado hasta el valor deseado y que éste sea sostenido, como mínimo durante un minuto. Sin embargo, la prueba se evaluará de forma no satisfactoria si únicamente se incrementa el valor de la corriente y el voltaje permanece estático en cero voltios y si el equipo de prueba se dispara mientras el voltaje se va incrementando. Si la evaluación de la prueba llegase a ser no



satisfactoria, se deben investigar las causantes de esas anomalías y después de haberlas resultado, las pruebas se deben correr de nuevo.

Figura 42. **Verificación de la ausencia de puntos a tierra en la fase S**



Fuente: elaboración propia.

### 3.1.7. Realización de pruebas a la fase T

Para determinar que la fase T de la línea de transmisión se encuentra libre de conexiones inadvertidas a tierra y libres de corto circuitos entre fases, se deben realizar los siguientes cinco pasos:

- Paso 1: se debe cumplir todo lo especificado en las condiciones iniciales requeridas para realizar las pruebas;

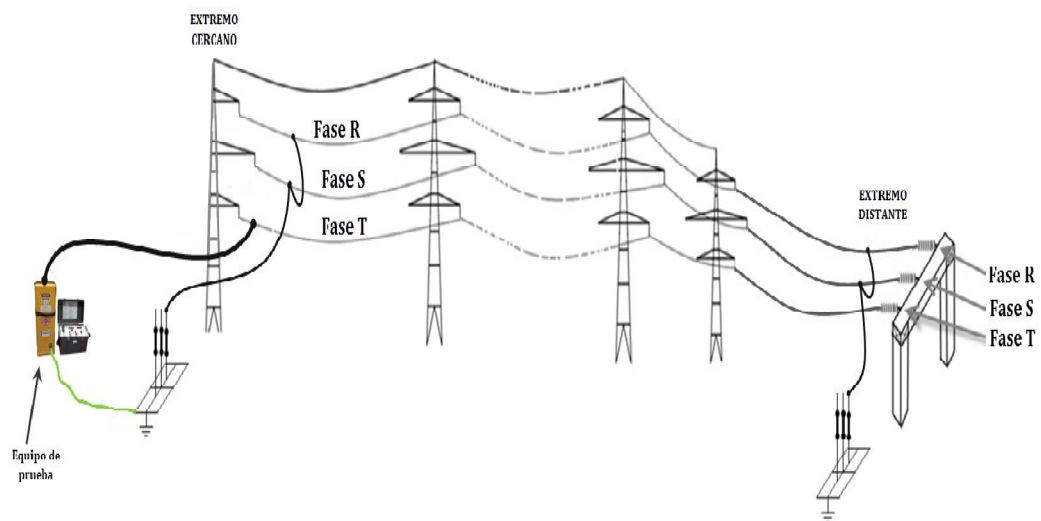
- Paso 2: en el extremo cercano, es decir, donde se encuentra ubicado el equipo de prueba, se debe conectar el cable de inyección de alto voltaje del instrumento de prueba en la fase S;
- Paso 3: en ambos extremos de la línea bajo prueba, se deben conectar directamente a la red de tierras de la subestación o torre las fases R y S;
- Paso 4: se debe incrementar gradualmente el voltaje hasta llegar al nivel de voltaje de prueba deseado o el permitido por el equipo de prueba, después de haber alcanzado ese nivel, se debe sostener el voltaje por un minuto, luego de ello, paulatinamente se debe disminuir el voltaje inyectado;
- Paso 5: consiste en la desconexión del cable que inyecta el alto voltaje después de haber disminuido el voltaje de prueba a cero voltios; sin embargo, antes de desconectar el cable de inyección, se debe descargar a tierra la línea de prueba porque debido a la naturaleza misma de la línea de transmisión, ésta queda cargada con voltajes que pueden ser mortales. En la figura 43 se puede observar el arreglo para esta prueba.

#### **3.1.7.1. Criterio de evaluación de la prueba**

La prueba se evalúa de forma satisfactoria si el voltaje puede ser gradualmente elevado hasta el valor deseado y que éste sea sostenido, como mínimo durante un minuto. Sin embargo, la prueba se evaluará de forma no satisfactoria si únicamente se incrementa el valor de la corriente y el voltaje permanece estático en cero voltios y si el equipo de prueba se dispara mientras el voltaje se va incrementando. Si la evaluación de la prueba llegase a ser no

satisfactoria, se deben investigar las causantes de esas anomalías y después de haberlas resultado, las pruebas se deben correr de nuevo.

Figura 43. **Verificación de la ausencia de puntos a tierra en la fase T**



Fuente: elaboración propia.

### 3.2. Verificación de la continuidad de los conductores

La continuidad es una verificación que se realiza a todo tipo de conductores, desde cables de control y bajo voltaje hasta conductores de las líneas de transmisión de alto y extra alto voltaje. Es una prueba sencilla pero una importancia muy alta.

#### 3.2.1. Definición

Es la comprobación de la integridad y continuidad de cada uno de los conductores de las fases de una línea de transmisión, desde un punto inicial

hasta un punto distante y final, tomando como referencia el posicionamiento de cada una de las fases en el punto inicial y en el punto final en base al diseño de la línea de transmisión.

### **3.2.2. Importancia**

Previo a energizar por primera vez una línea de transmisión, se debe tener la completa certeza de que cualquiera de los conductores de cada fase no ha sido cortado en cualquier punto a lo largo de la línea. También es trascendental la verificación de la posición física o ubicación de cada conductor en las torres que conforman la línea de transmisión, para la comprobación de la correspondencia de fases, de acuerdo a la ingeniería y diseño de la línea de transmisión.

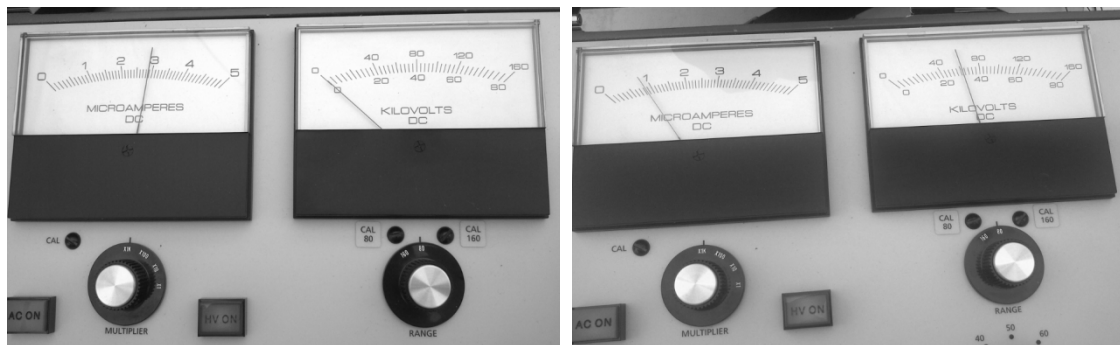
### **3.2.3. Descripción general**

Para verificar la integridad y continuidad de los conductores de cada fase de la línea de transmisión, se requiere del mismo dispositivo o equipo de prueba utilizado para la verificación de la ausencia de conexiones inadvertidas a tierra. Obviamente se utiliza un arreglo de prueba diferente, el cual se aplica a la verificación de la continuidad del conductor a ser verificado. Es por tal razón que no se entran en detalles para explicar las características o mostrar fotografías del equipo de prueba que se utiliza.

A la fase de la línea de transmisión bajo prueba, éste dispositivo inyecta en forma gradual corriente CD hasta alcanzar el nivel de corriente deseado o permitido por el dispositivo. En la unidad de control del equipo de prueba se puede monitorear la corriente inyectada.

Si la fase bajo prueba está íntegra y manifiesta continuidad a lo largo de toda la línea de transmisión, el equipo de prueba incrementará súbitamente y con excesiva facilidad la corriente inyectada, manteniendo un valor de voltaje constante de cero voltios. Sin embargo, si la fase bajo prueba no tuviese continuidad o estuviese abierta o cortada en algún punto a lo largo del trayecto de la línea de transmisión, el equipo de prueba será capaz de inyectar voltaje y corriente en forma lenta y gradual. El caso típico de un conductor de una fase sana, es decir, un conductor íntegro y con continuidad se observa en el inciso (a) de la figura 44. También, se observa en el inciso (b) de la figura 44, un caso típico de un conductor que no tiene continuidad desde el punto de inicio de la línea de transmisión hasta el punto final.

**Figura 44. Medidores del voltaje y la corriente de prueba en la unidad de control**



a) Caso típico de una fase íntegra y con continuidad: la corriente incrementa súbitamente y con excesiva facilidad, mientras que, el voltaje se mantiene en cero voltios.

b) Caso típico de una fase sin continuidad o cortada en algún punto: el voltaje y la corriente aumentan en forma lenta y gradual.

Fuente: Subestación de energía eléctrica Agua Caliente, República de Honduras.

### **3.2.4. Condiciones iniciales requeridas para realizar las pruebas**

Para determinar que la integridad y continuidad de los conductores a lo largo de todo el trayecto de la línea de transmisión, ambos extremos de la línea de transmisión deben estar desconectados de cuchillas de puesta a tierra y cualquier equipo de alto voltaje de cada subestación en los dos extremos de la línea, por ejemplo, transformadores de voltaje, transformadores de corriente, entre otros equipos primarios, tal a como se observa en la figura 40. En ambos extremos de la línea, los conductores de cada fase no deben estar conectados a dispositivos de puesta a tierra o cortocircuitados entre sí, los conductores deben permanecer completamente libres.

### **3.2.5. Verificación de la continuidad del conductor de la fase *R***

Para determinar la integridad y continuidad del conductor de la fase *R* de la línea de transmisión, desde la primera hasta la última torre de la línea, se deben realizar los siguientes seis pasos:

- Paso 1: se debe cumplir todo lo especificado en las condiciones iniciales requeridas para realizar las pruebas;
- Paso 2: en el extremo cercano, es decir, donde se encuentra ubicado el instrumento de prueba, se debe conectar el cable de inyección de alto voltaje del instrumento de prueba en la fase *R*;
- Paso 3: en el extremo distante de la línea de transmisión, es decir, en el extremo donde no está ubicado el equipo de pruebas, la fase se debe conectar directamente a la red de tierras de la subestación o de la torre;

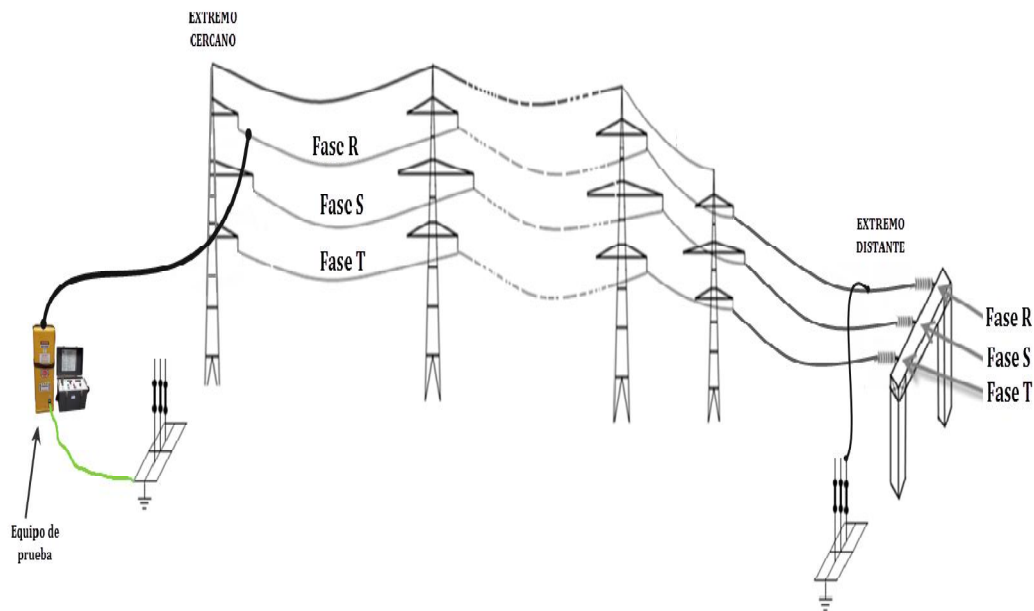
- Paso 4: en ambos extremos de la línea de transmisión bajo prueba, se debe verificar que los conductores de las fases *S* y *T*, estén completamente libres, es decir que no estén conectados a tierra o entre sí mismos;
- Paso 5: se debe girar paulatinamente la perilla de voltaje del instrumento de prueba, no habrá ningún incremento de voltaje, solamente se incrementará y con notoria rapidez, la corriente de prueba. Se debe dejar de mover la perilla de voltaje cuando la corriente se deflacte hasta la mitad de la escala del medidor análogo de corriente de la unidad de control del instrumento de prueba. Luego se debe sostener el valor de corriente inyectado durante 15 segundos. Finalmente, se debe girar la perilla de voltaje del instrumento de prueba, regresándola a su valor inicial, es decir, cero voltios;
- Paso 6: consiste en la desconexión del cable que inyecta el alto voltaje después de haber girado la perilla del voltaje a cero voltios; sin embargo, antes de desconectar el cable de inyección, se debe descargar a tierra la línea de prueba porque debido a la naturaleza misma de la línea de transmisión, ésta queda cargada con voltajes que pueden ser mortales. En la figura 45 se puede observar el arreglo para esta prueba.

### **3.2.5.1. Criterio de evaluación de la prueba**

La prueba se evalúa de forma satisfactoria si únicamente se inyecta corriente, es decir, se deflacta con notoria rapidez la aguja de la corriente en su respectivo medidor en la unidad de control; no tiene por qué haber ningún tipo de incremento en el voltaje, es decir, la aguja de voltaje en su respectivo medidor, no tuvo que haber sufrido el más mínimo cambio, ésta debió haber

permanecido inmóvil durante los 15 segundos que dura la prueba. Sin embargo, la prueba se evaluará de forma no satisfactoria, si se llegasen a incrementar el voltaje y la corriente de una forma paulatina y lenta; esto significaría que el conductor está completamente cortado en algún punto a lo largo de la trayectoria de la línea de transmisión. Si la evaluación de la prueba llegase a ser no satisfactoria, se deben investigar las causantes de esas anomalías y después de haberlas resultado, las pruebas se deben correr de nuevo.

Figura 45. **Verificación de la integridad y continuidad del conductor de la fase R**



Fuente: elaboración propia.



### **3.2.6. Verificación de la continuidad del conductor de la fase S**

Para determinar la integridad y continuidad del conductor de la fase S de la línea de transmisión, desde la primera hasta la última torre de la línea, se deben realizar los siguientes seis pasos:

- Paso 1: se debe cumplir todo lo especificado en las condiciones iniciales requeridas para realizar las pruebas;
- Paso 2: en el extremo cercano, es decir, donde se encuentra ubicado el instrumento de prueba, se debe conectar el cable de inyección de alto voltaje del instrumento de prueba en la fase S;
- Paso 3: en el extremo distante de la línea de transmisión, es decir, en el extremo donde no está ubicado el equipo de pruebas, la fase se debe conectar directamente a la red de tierras de la subestación o de la torre;
- Paso 4: en ambos extremos de la línea de transmisión bajo prueba, se debe verificar que los conductores de las fases *R* y *T*, estén completamente libres, es decir que no estén conectados a tierra o entre sí mismos;
- Paso 5: se debe girar paulatinamente la perilla de voltaje del instrumento de prueba, no habrá ningún incremento de voltaje, solamente se incrementará y con notoria rapidez, la corriente de prueba. Se debe dejar de mover la perilla de voltaje cuando la corriente se deflacte hasta la mitad de la escala del medidor análogo de corriente de la unidad de control del instrumento de prueba. Luego se debe sostener el valor de corriente inyectado durante 15 segundos. Finalmente, se debe girar la perilla de

voltaje del instrumento de prueba, regresándola a su valor inicial, es decir, cero voltios;

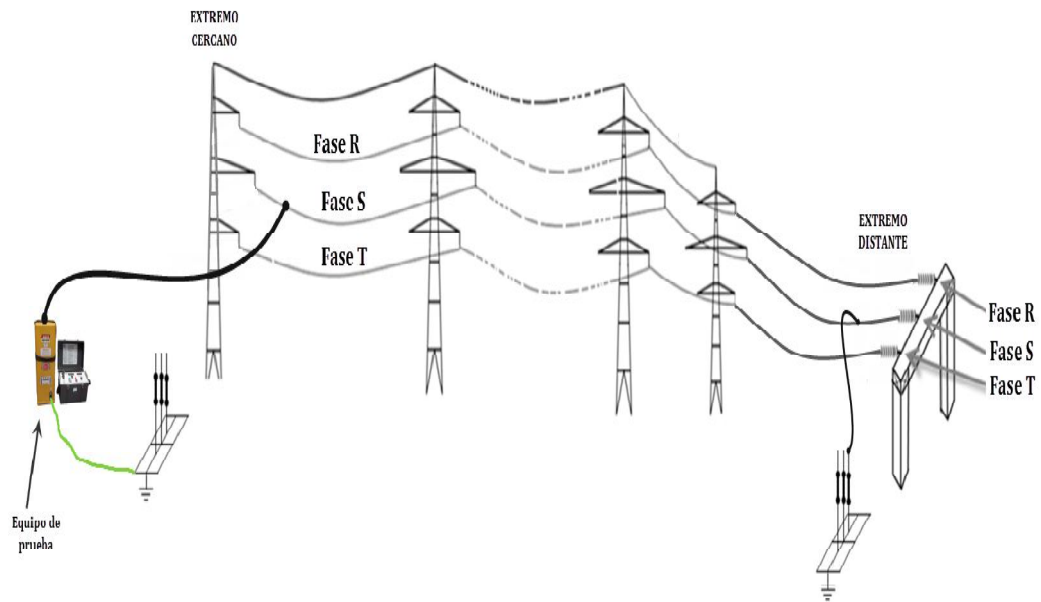
- Paso 6: consiste en la desconexión del cable que inyecta el alto voltaje después de haber girado la perilla del voltaje a cero voltios; sin embargo, antes de desconectar el cable de inyección, se debe descargar a tierra la línea de prueba porque debido a la naturaleza misma de la línea de transmisión, ésta queda cargada con voltajes que pueden ser mortales. En la figura 46 se puede observar el arreglo para esta prueba.

#### **3.2.6.1. Criterio de evaluación de la prueba**

La prueba se evalúa de forma satisfactoria si únicamente se inyecta corriente, es decir, se deflacta con notoria rapidez la aguja de la corriente en su respectivo medidor en la unidad de control; no tiene por qué haber ningún tipo de incremento en el voltaje, es decir, la aguja de voltaje en su respectivo medidor, no tuvo que haber sufrido el más mínimo cambio, ésta debió haber permanecido inmóvil durante los 15 segundos que dura la prueba. Sin embargo, la prueba se evaluará de forma no satisfactoria, si se llegasen a incrementar el voltaje y la corriente de una forma paulatina y lenta; esto significaría que el conductor está completamente cortado en algún punto a lo largo de la trayectoria de la línea de transmisión.

Si la evaluación de la prueba llegase a ser no satisfactoria, se deben investigar las causantes de esas anomalías y después de haberlas resultado, las pruebas se deben correr de nuevo.

Figura 46. **Verificación de la integridad y continuidad del conductor de la fase S**



Fuente: elaboración propia.

### 3.2.7. Verificación de la continuidad del conductor de la fase T

Para determinar la integridad y continuidad del conductor de la fase T de la línea de transmisión, desde la primera hasta la última torre de la línea, se deben realizar los siguientes seis pasos:

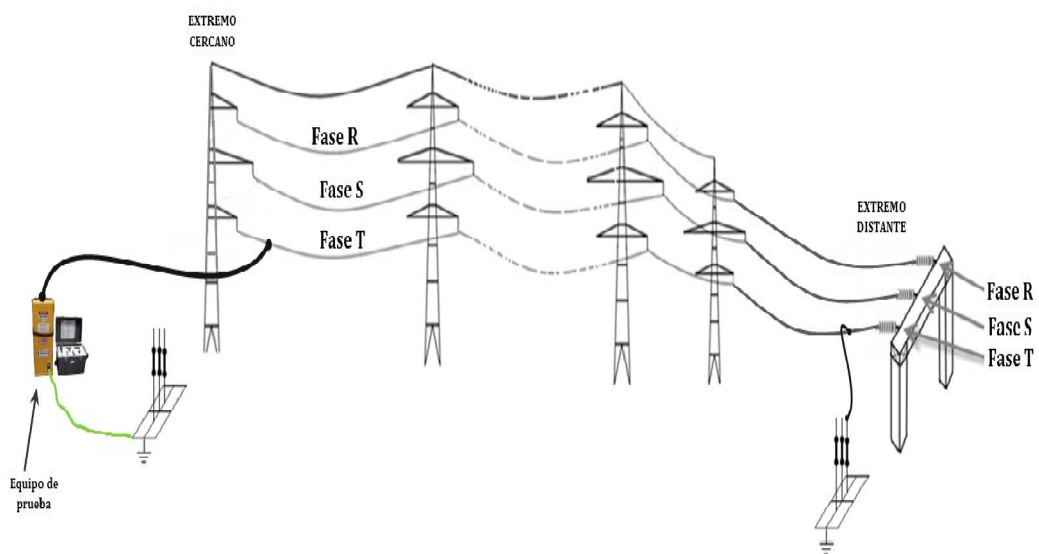
- Paso 1: se debe cumplir todo lo especificado en las condiciones iniciales requeridas para realizar las pruebas;
- Paso 2: en el extremo cercano, es decir, donde se encuentra ubicado el instrumento de prueba, se debe conectar el cable de inyección de alto voltaje del instrumento de prueba en la fase T;

- Paso 3: en el extremo distante de la línea de transmisión, es decir, en el extremo donde no está ubicado el equipo de pruebas, la fase se debe conectar directamente a la red de tierras de la subestación o de la torre;
- Paso 4: en ambos extremos de la línea de transmisión bajo prueba, se debe verificar que los conductores de las fases *R* y *S*, estén completamente libres, es decir que no estén conectados a tierra o entre sí mismos;
- Paso 5: se debe girar paulatinamente la perilla de voltaje del instrumento de prueba, no habrá ningún incremento de voltaje, solamente se incrementará y con notoria rapidez, la corriente de prueba. Se debe dejar de mover la perilla de voltaje cuando la corriente se deflacte hasta la mitad de la escala del medidor análogo de corriente de la unidad de control del instrumento de prueba. Luego se debe sostener el valor de corriente inyectado durante 15 segundos. Finalmente, se debe girar la perilla de voltaje del instrumento de prueba, regresándola a su valor inicial, es decir, cero voltios;
- Paso 6: consiste en la desconexión del cable que inyecta el alto voltaje después de haber girado la perilla del voltaje a cero voltios; sin embargo, antes de desconectar el cable de inyección, se debe descargar a tierra la línea de prueba porque debido a la naturaleza misma de la línea de transmisión, ésta queda cargada con voltajes que pueden ser mortales. En la figura 47 se puede observar el arreglo para esta prueba.

### 3.2.7.1. Criterio de evaluación de la prueba

La prueba se evalúa de forma satisfactoria si únicamente se inyecta corriente, es decir, se deflacta con notoria rapidez la aguja de la corriente en su respectivo medidor en la unidad de control; no tiene por qué haber ningún tipo de incremento en el voltaje, es decir, la aguja de voltaje en su respectivo medidor, no tuvo que haber sufrido el más mínimo cambio, ésta debió haber permanecido inmóvil durante los 15 segundos que dura la prueba. Sin embargo, la prueba se evaluará de forma no satisfactoria, si se llegasen a incrementar el voltaje y la corriente de una forma paulatina y lenta; esto significaría que el conductor está completamente cortado en algún punto a lo largo de la trayectoria de la línea de transmisión. Si la evaluación de la prueba llegase a ser no satisfactoria, se deben investigar las causantes de esas anomalías y después de haberlas resultado, las pruebas se deben correr de nuevo.

Figura 47. **Verificación de la integridad y continuidad del conductor de la fase T**



Fuente: elaboración propia.

### **3.3. Impedancia de secuencia positiva y secuencia cero**

Las constantes eléctricas de una línea de transmisión son el elemento más importante necesitado para la operación de una red eléctrica. Esto comprende a la impedancia de secuencia positiva e impedancia de secuencia cero.

#### **3.3.1. Definición**

Es la medición de los parámetros eléctricos de una línea de transmisión. Los parámetros eléctricos de una línea de transmisión están definidos como las constantes que muestran los valores de impedancia entre dos subestaciones separadas por una línea de transmisión en la red del sistema eléctrico. Las impedancias de línea a línea pueden ser calculadas con aceptable exactitud, pero las impedancias de línea a tierra tienen que ser medidas porque el cálculo no se ajusta a la condición real de la resistividad del terreno, la resistencia de una tierra específica con tubos metálicos, cables y otras partes metálicas en la tierra.

#### **3.3.2. Importancia**

El conocimiento de las impedancias de las líneas de transmisión es muy importante para el correcto ajuste de los relevadores de protección. Los relevadores de protección de distancia son elementos importantes para la confiabilidad del sistema de transmisión de energía eléctrica. La impedancia de secuencia positiva y la impedancia de secuencia cero o factor de compensación residual de la impedancia homopolar, como a menudo se le suele referir, son algunos de los ajustes más importantes de cada relevador. Si uno de estos parámetros es ajustado, medido o calculado de manera incorrecta, toda la

inversión en protección desde los transformadores de instrumento, pasando por los relevadores, hasta el interruptor de potencia, no estaría siendo utilizada tan eficiente como podría ser.

### **3.3.3. Descripción general**

Hasta ahora, el esfuerzo por medir las impedancias de líneas de transmisión ha sido tan grande que a duras penas se han hecho. Para la obtención de estos datos, se solía realizar cálculos manualmente utilizando constantes físicas o el uso de herramientas apropiadas de programación, tales como PowerFactory de Digsilent, PSS de Shaw PTI, por mencionar algunos cuantos. Los parámetros necesitados para calcular las impedancias son muchos. Entre estos se tienen la configuración geométrica de la línea y los parámetros eléctricos tales como la resistividad del suelo, la resistencia en CD de los conductores, la construcción helicoidal de los conductores y el radio medio geométrico GMR de los conductores.

En general, se puede decir que el cálculo de la impedancia de secuencia positiva funciona bastante bien y menos que suficiente con la impedancia de secuencia cero, siempre y cuando la tierra o los hilos de guarda estén en buen estado y consistentes. Cuando los hilos de guarda no son muy buenos conductores y una gran componente de la falla está fluyendo de regreso a través del suelo, el cálculo tiende a volverse muy complicado. La influencia de la resistividad del suelo, tuberías, estructuras metálicas enterradas y la distancia exacta de los alambres por encima del suelo, hacen muy difícil determinar la impedancia a lo largo de toda la longitud de la línea, especialmente cuando se tienen una topografía complicada y múltiples cruces de infraestructuras.

Otro motivo de preocupación es que un gran número de parámetros están involucrados en el cálculo de las impedancias de la línea. Si uno de estos parámetros es incorrecto, esto podría causar un error substancial. En la impedancia de secuencia positiva, hay varios, pero aún más propensos a errores es la impedancia de secuencia cero, porque se necesita de parámetros exactos para su cálculo.

En comparación con el esfuerzo de realizar cálculos exactos, la medición real de los parámetros de las líneas incluyendo la medición del factor residual de la impedancia homopolar o la impedancia de secuencia cero, hoy en día es relativamente mucho más simple. La medición de las impedancias de las líneas requiere el uso de un equipo de prueba especializado que incluye los siguientes componentes:

- Set de prueba que comprende un amplificador de frecuencia variable
- Unidad de acoplamiento
- Caja de conexión a tierra

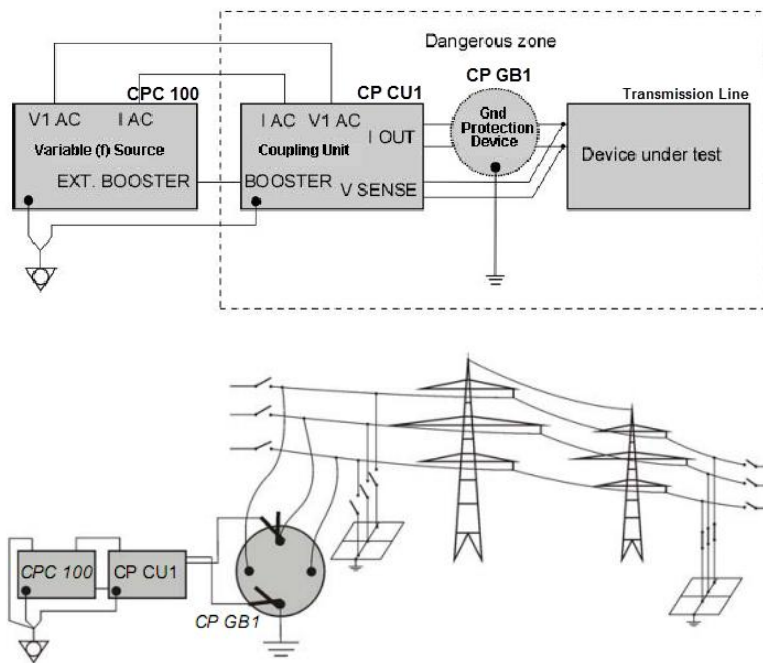
El set de prueba utilizado para la medición de las impedancias de línea es multifuncional y provisto de un dispositivo de frecuencia variable para varias pruebas en equipo primario.

En la aplicación de la medición de las impedancias de línea, éste es usado como un generador de potencia de frecuencia variable y herramienta de medición y analizador. Debido a la generación de frecuencia variable es posible generar señales que estén por debajo y encima de la frecuencia del sistema o de la red. El uso de un algoritmo de filtro digital permite medir la frecuencia selectiva a la frecuencia que es actualmente generada, esto significa que la



frecuencia de la red de los equipos o líneas cercanas es, en consecuencia, ignorada durante la prueba.

Figura 48. Sistema de medición de las impedancias de línea



Fuente: OMICRON electronics GmbH. CP CU1 Reference manual. p. 31.

La unidad de acople es utilizada para un desacople galvánico entre las señales generadas en la dirección de salida y las analizadas en la dirección de entrada. El desacople es necesitado generalmente por razones de seguridad. Para la optimización del funcionamiento, es una ventaja tener un selector de rango, además de un voltímetro integrado, para un chequeo rápido de cualquier tensión inducida o cargas elevadas.

La caja de conexión a tierra o dispositivo de protección, es una herramienta de seguridad para una fácil conexión a la línea de transmisión o

cable de potencia. Grupos o puntos de puesta a tierra de la subestación pueden ser utilizados. En caso de un inesperado alto voltaje en la línea de transmisión debido a fallas de una línea paralela, descargas de rayos o transientes debidos a operaciones de maniobra, el dispositivo de protección debe ser capaz de descargar cortos transientes o fallas permanentes de corrientes de cortocircuito de hasta 30 kiloamperios por al menos 100 milisegundos. Estas características de seguridad son necesarias para permitir la operación segura del usuario incluso en situaciones críticas.

Las mediciones son realizadas con corrientes entre 1 y 100 amperios, dependiendo de la longitud de la línea. La medición con frecuencia selectiva permite utilizar una fracción de corriente de la corriente nominal de la línea. Para asegurar la alta exactitud de las mediciones, se debe elegir el rango de corriente más alto dado para la longitud de la línea. En la figura 49 se observa el equipo de prueba utilizado.

Figura 49. Instrumentos de prueba para la medición de la impedancia



Fuente: OMICRON electronics GmbH. CPC 100 Brochure. p. 17.

En total, se realizan siete mediciones por cada línea de transmisión; tres por cada combinación de los lazos de fase a fase, tres por cada fase contra tierra y una para las tres fases juntas contra tierra. Existe cierta redundancia en estas mediciones, permitiendo chequear la confiabilidad de las mediciones desde diferentes puntos y calculando el factor residual de impedancia homopolar o impedancia de secuencia cero para cada fase.

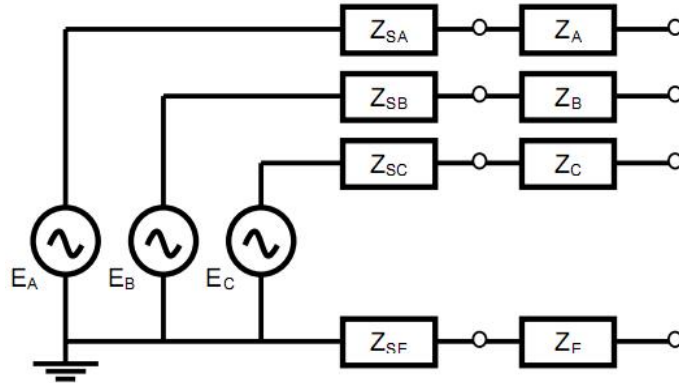
### **3.3.4. Mediciones físicas**

La medición física de la impedancia de una línea de transmisión está basada en la ley de Ohm:

$$Z = V/I$$

Para medir con exactitud la impedancia, una corriente  $I_{test}$  necesita ser inyectada a través de la impedancia a ser medida, mientras que la caída de voltaje  $V_{test}$  a través de la impedancia necesita ser medida acertadamente en términos de amplitud y ángulo de fase. La impedancia compleja  $Z$  es calculada realizando una división compleja de  $V_{test}$  dividida por  $I_{test}$ . La componente real de la impedancia compleja resultante es la componente resistiva y la componente compleja es la componente reactiva de la impedancia medida. Para medir la impedancia de un sistema de transmisión trifásico se debe considerar el circuito equivalente de una línea de transmisión, tal a como se muestra en la figura 50.

Figura 50. Circuito equivalente de una línea de transmisión



Fuente: DIERKS, A. KRÜGER, M. TROSKIE, H. Accurate calculation and physical measurement of transmission line parameters to improve impedance relay performance. p. 3.

En la figura 51 se observa una ilustración de la inyección de corriente de los lazos de impedancias. Mediante la inyección de corriente en cada uno de los siguientes lazos de medición  $A-B$ ,  $B-C$ ,  $C-A$ ,  $A-E$ ,  $B-E$ ,  $C-E$  y  $ABC-E$ , los lazos de impedancias  $Z_{A-B}$ ,  $Z_{B-C}$ ,  $Z_{C-A}$ ,  $Z_{A-E}$ ,  $Z_{B-E}$ ,  $Z_{C-E}$  y  $Z_{ABC-E}$  pueden ser determinadas, donde:

$$Z_{A-B} = Z_A + Z_B \quad Z_{A-E} = Z_A + Z_E \quad Z_{ABC-E}: (Z_A // Z_B // Z_C) + Z_E$$

$$Z_{B-C} = Z_B + Z_C \quad Z_{B-E} = Z_B + Z_E$$

$$Z_{C-A} = Z_C + Z_A \quad Z_{C-E} = Z_C + Z_E$$

Las ecuaciones anteriores representan un sistema de siete ecuaciones con cuatro variables desconocidas, es decir, un sistema sobredeterminado. Las ecuaciones pueden reordenarse para calcular  $Z_A$ ,  $Z_B$ ,  $Z_C$  y  $Z_E$ , de la siguiente manera:

$$Z_A = (Z_{A-B} + Z_{C-A} - Z_{B-C})/2$$

$$Z_L = (Z_A + Z_B + Z_C)/3$$

$$Z_B = (Z_{B-C} + Z_{A-B} - Z_{C-A})/2$$

$$Z_E = Z_{ABC-E} - (Z_L/3)$$

$$Z_C = (Z_{C-A} + Z_{B-C} - Z_{A-B})/2$$

La impedancia de secuencia positiva de la línea es  $Z_L$  y  $Z_E$  es la impedancia de tierra de la línea con el hilo de guarda o cable de tierra en paralelo. Como una alternativa la impedancia de tierra también puede calcularse de la siguiente forma:

$$Z_E = \frac{[(Z_{A-E} - Z_A) + (Z_{B-E} - Z_B) + (Z_{C-N} - Z_C)]}{3}$$

De  $Z_L$  y  $Z_E$ , el factor de compensación residual de la impedancia homopolar puede ser determinado del siguiente modo:

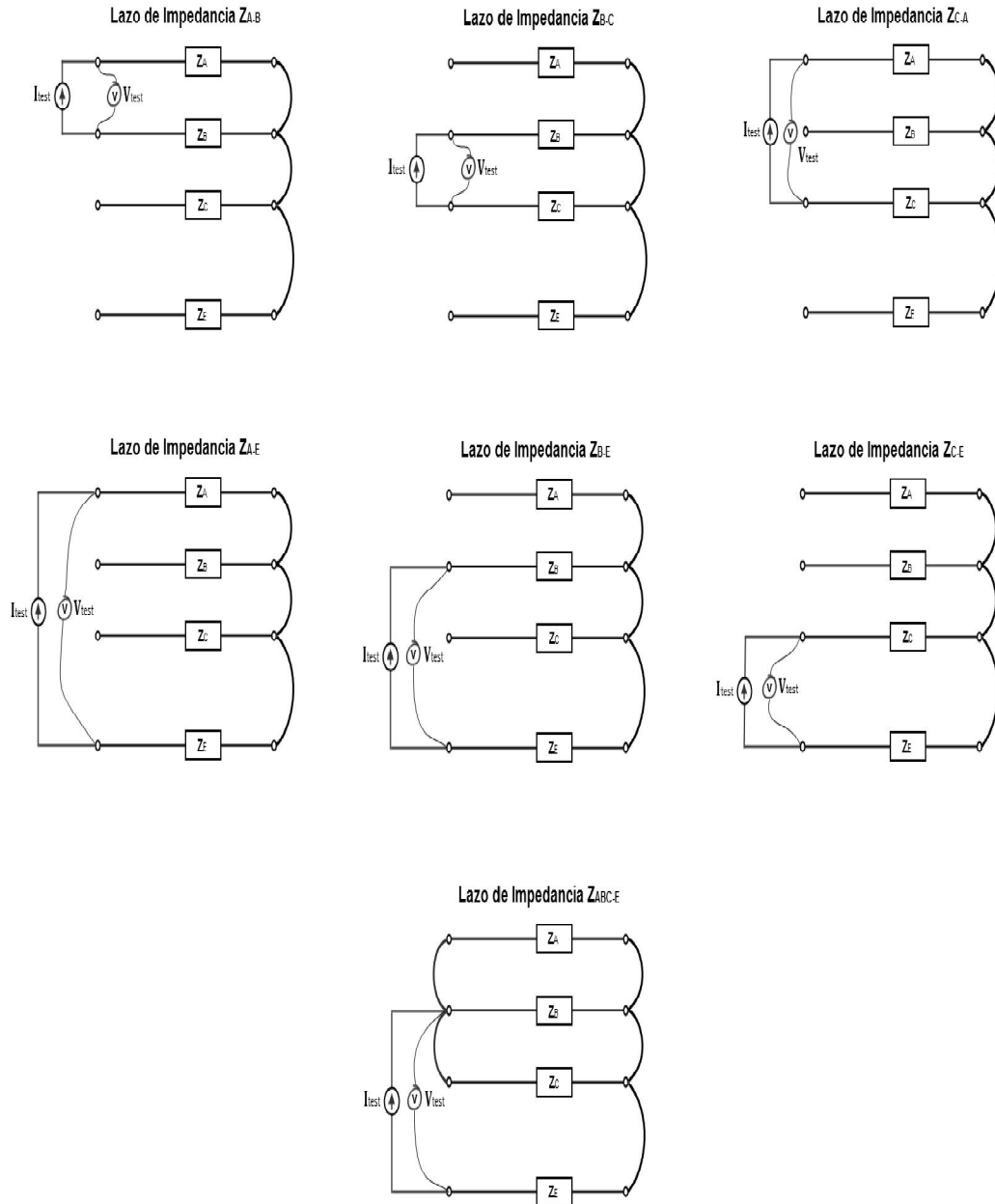
$$k_L = \frac{Z_E}{Z_L}$$

$$\frac{Z_0}{Z_1} = 3 * k_L + 1$$

$$Z_0 = (3 * k_L + 1) * Z_L$$

Donde  $Z_0$  es la impedancia de secuencia cero de la línea de transmisión. Estas fórmulas quedan como referencia ya que el equipo de prueba cuenta con un software especializado que durante las mediciones automáticamente calcula las impedancias de la línea de transmisión.

Figura 51. Circuitos de medición



Fuente: elaboración propia.

## **4. CASO REAL DE LA APLICACIÓN DE PRUEBAS ELÉCTRICAS A UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DURANTE SU PUESTA EN SERVICIO**

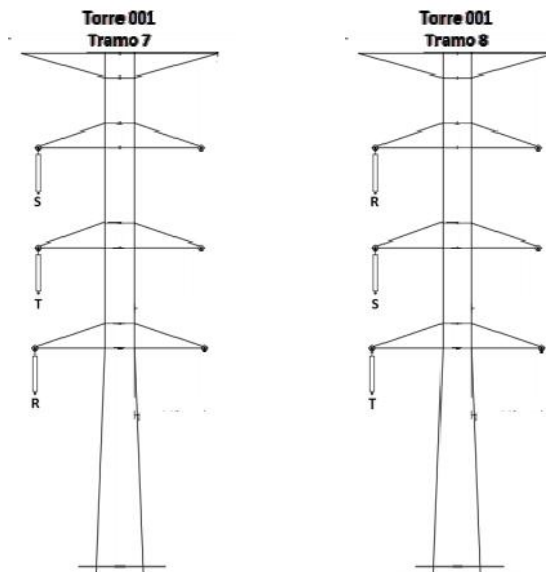
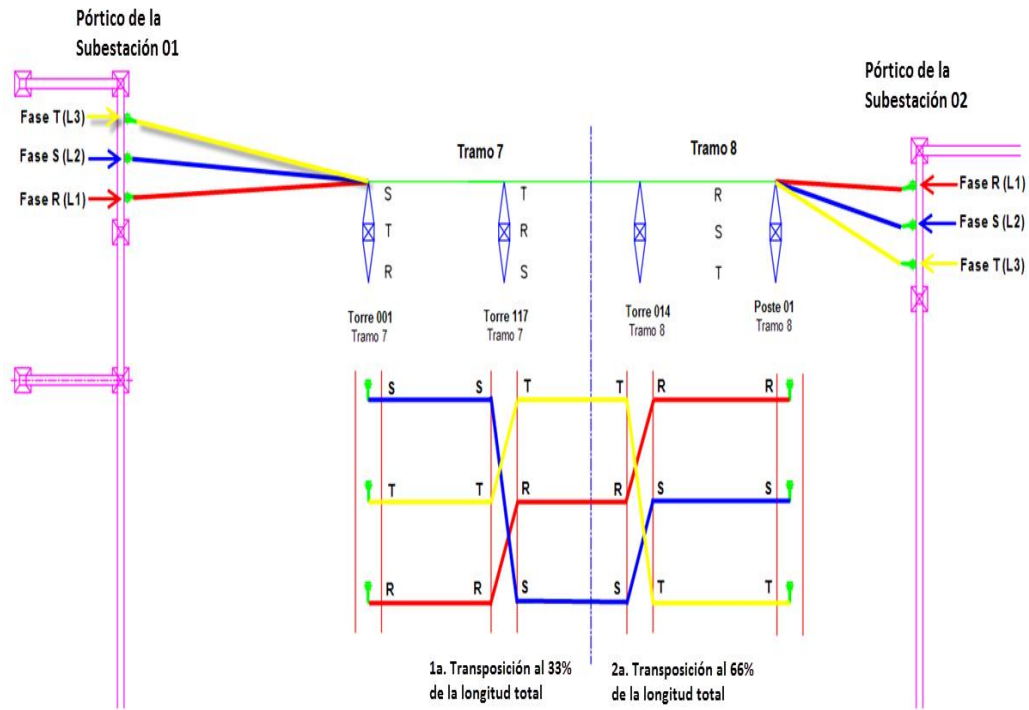
### **4.1. Descripción de la línea bajo prueba**

Estas pruebas se realizaron previas a poner en servicio una línea de transmisión con una tensión de operación de 230 kilovoltios y con una longitud total de 147 kilómetros. El tipo de conductor utilizado para cada una de las tres fases del circuito es 1 024,5 MCM ACAR 519,1 milímetros cuadrados y cada estructura dispone de dos cables de guarda. Esta línea de transmisión también cuenta con dos transposiciones, la primera está ubicada al 33% y la segunda al 66% de la longitud total de la línea de transmisión. En la figura 52 se muestra un esquema del diseño de la línea.

### **4.2. Pruebas y resultados de la verificación de la ausencia de conexiones a tierra**

Antes de realizar ésta prueba se verificó y se cumplió con las condiciones requeridas para realizar las pruebas descritas en la sección 3.1.4. Estas pruebas se realizaron de acuerdo al procedimiento descrito en las secciones 3.1.5, 3.1.6 y 3.1.7. Para realizar esta prueba se aplicó un voltaje de prueba de 62 kilovoltios CD. En la tabla III se muestran los resultados obtenidos en esta prueba.

Figura 52. Esquema del diseño de la línea



Fuente: elaboración propia.



Tabla III. **Resultados de la verificación de la ausencia de conexiones a tierra**

Mediciones	$V_{\text{test}}$ [kV]	$I_{\text{test}}$			Resistencia del Aislamiento [M $\Omega$ ]	Evaluación
		Lectura	Multiplicador	$I_{\text{total}}$ [ $\mu$ A]		
L1-E (R-G)	62,0	1,6	1 000,0	1 600,0	38,8	Correcto
L2-E (S-G)	62,0	1,5	1 000,0	1 500,0	41,3	Correcto
L3-E (T-G)	62,0	1,9	1 000,0	1 900,0	32,6	Correcto

Fuente: elaboración propia.

En la figura 53 se observa el equipo de prueba utilizado para esta prueba.

Figura 53. **Instrumento de medición de alto potencial**



Fuente: Subestación de energía eléctrica Agua Caliente, República de Honduras.

Con los resultados tabulados en la tabla III queda demostrado que ninguna de las fases de la línea de transmisión estaba conectada a tierra inadvertidamente o las fases cortocircuitada entre sí.

#### 4.3. Pruebas y resultados de la verificación de la continuidad de los conductores

Antes de realizar ésta prueba se verificó y se cumplió con las condiciones requeridas para realizar las pruebas descritas en la sección 3.2.4. Estas pruebas se realizaron de acuerdo al procedimiento descrito en las secciones 3.2.5, 3.2.6 y 3.2.7. En la tabla IV se muestran los resultados obtenidos en esta prueba.

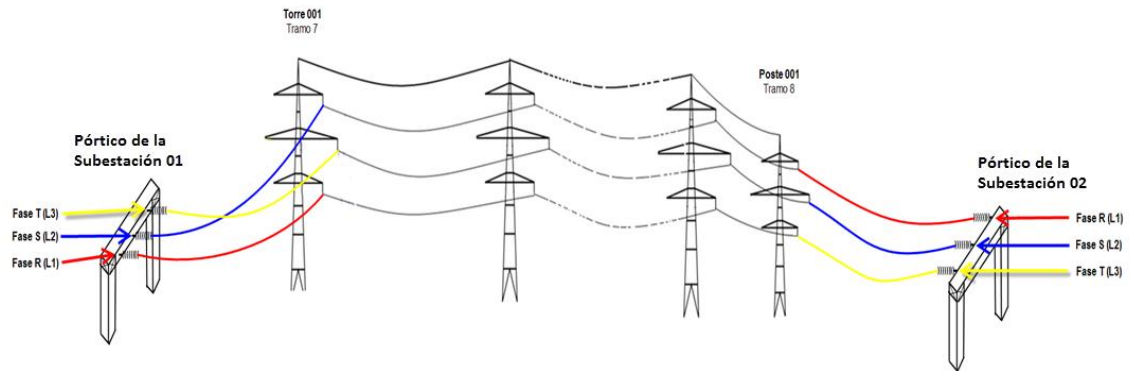
Tabla IV. **Resultados de la verificación de la continuidad de los conductores**

Subestación 01	V <sub>test</sub> [kV]	I <sub>test</sub>			Subestación 02	Evaluación
		Lectura	Multiplicador	I <sub>total</sub> [μA]		
Conductor L1	0,0	3,0	1 000,0	3 000,0	Conductor L1	Correcto
Conductor L2	0,0	3,0	1 000,0	3 000,0	Conductor L2	Correcto
Conductor L3	0,0	3,0	1 000,0	3 000,0	Conductor L3	Correcto

Fuente: elaboración propia.

Con los resultados tabulados en la tabla IV, queda comprobado que los conductores respectivos de cada fase están íntegros, tienen continuidad y están ubicados físicamente en las torres de la línea de transmisión tal a como está indicado en el diseño de la línea. La figura 54 muestra la ubicación de los conductores en función de las pruebas realizadas.

Figura 54. **Ubicación física de fases determinada por la continuidad de conductores**



Fuente: elaboración propia.

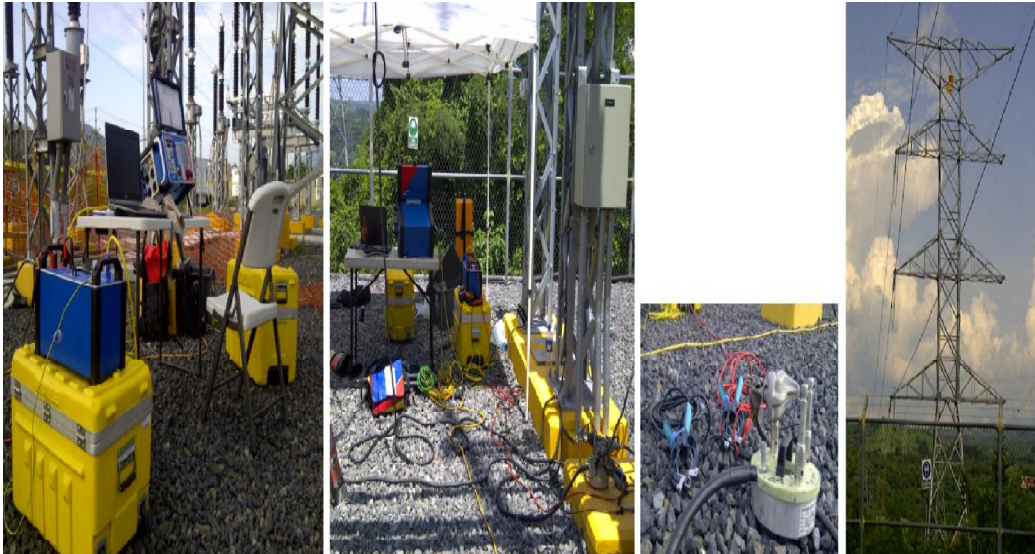
#### 4.4. Medición de la impedancia de secuencia positiva y secuencia cero

Durante la ejecución de esta prueba, las condiciones ambientales fueron muy favorables, con una temperatura ambiente promedio de 35°C y una humedad relativa de 60%.

##### 4.4.1. Resultados finales

Antes de realizar esta prueba se verificó y se cumplió con las condiciones requeridas para realizar las pruebas descritas en la sección 3.1.4. Estas pruebas se realizaron de acuerdo al procedimiento descrito en las secciones 3.3.3. y 3.3.4. En la tabla V se muestran los resultados finales obtenidos a partir de los lazos de medición. En la figura 55 se observa el instrumento de medición utilizado para estas pruebas.

Figura 55. **Instrumentos utilizados para la medición de las impedancias de línea**



Fuente: Subestación de energía eléctrica 15 de Septiembre, República de El Salvador.

Tabla V. Impedancias medidas

## Overhead Line or Cable Impedance



<b>About this form:</b>
Intermediate results are light gray
Final results are white

**Template:**  
**Version:**

Overhead Line or Cable Impedance  
1.43

**Measurements:**

- L1-L2:  $Z_{L1} + Z_{L2}$
- L2-L3:  $Z_{L2} + Z_{L3}$
- L3-L1:  $Z_{L3} + Z_{L1}$
- L1-E:  $Z_{L1} + Z_E$
- L2-E:  $Z_{L2} + Z_E$
- L3-E:  $Z_{L3} + Z_E$
- L1L2L3-E:  $Z_{L1}/Z_{L2}/Z_{L3} + Z_E$

**Intermediate Results**

- $Z_{L1}$
- $Z_{L2}$
- $Z_{L3}$
- $Z_E$  from Measurement L1-E
- $Z_E$  from Measurement L2-E
- $Z_E$  from Measurement L3-E
- $Z_0$  from Measurement L1-E
- $Z_0$  from Measurement L2-E
- $Z_0$  from Measurement L3-E
- Line impedance  $Z_L$
- Ground impedance  $Z_E$

**Impedance results:**

- Positive sequence impedance  $Z_1$
- Zero sequence impedance  $Z_0$

$k_L = Z_E / Z_L$

Residual Compensation Factor

$k_L$ [1]	Phi (°)
0.452	-8.67°

$R_E / R_L$  and  $X_E / X_L$

Residual Compensation Factor

$R_E/R_L$ [1]	$X_E/X_L$ [1]
0.936	0.438

$k_0 = Z_0 / Z_1$

Residual Compensation Factor

$k_0$ [1]	Phi (°)
2.350	-4.99°

R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
20.317	146.059	147.466	82.08°
20.386	146.393	147.806	82.07°
20.435	146.480	147.899	82.06°
19.760	104.976	106.820	79.34°
19.719	105.263	107.094	79.39°
19.695	105.197	107.025	79.40°
12.936	56.391	57.856	77.08°

10.183	73.073	73.779	82.07°
10.134	72.986	73.687	82.10°
10.251	73.407	74.119	82.05°
9.577	31.903	33.309	73.29°
9.585	32.276	33.669	73.46°
9.444	31.790	33.163	73.45°
38.913	168.782	173.210	77.02°
38.889	169.815	174.211	77.10°
38.583	168.777	173.131	77.12°
10.190	73.156	73.862	82.07°
9.540	32.006	33.398	73.40°

R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
10.190	73.156	73.862	82.07°
38.809	169.174	173.569	77.08°

Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

#### **4.4.2. Lazos de medición**

Los lazos de medición para la impedancia de secuencia positiva son: L1-L2 (R-S), L1-L3 (R-T), L2-L3 (S-T); y para la impedancia de secuencia cero los lazos de medición son: L1-E (R-E), L2-E (S-E), L3-E (T-E), L1L2L3-E (RST-E).

##### **4.4.2.1. Lazo de medición L1-L2 (R-S)**

En este lazo de medición, se inyecta una corriente con una magnitud de 2 amperios y se mide la caída de voltaje, tanto el ángulo como la magnitud, luego se calcula la impedancia compleja, siendo la parte real la resistencia y la parte compleja, la inductancia, como se ve en la tabla VI y figura 56.

##### **4.4.2.2. Lazo de medición L1-L3 (R-T)**

En este lazo de medición, se inyecta una corriente con una magnitud de 2 amperios y se mide la caída de voltaje, tanto el ángulo como la magnitud, luego se calcula la impedancia compleja, siendo la parte real la resistencia y la parte compleja la inductancia, como se observa en la tabla VII y figura 57.

##### **4.4.2.3. Lazo de medición L2-L3 (S-T)**

En este lazo de medición, se inyecta una corriente con una magnitud de 2 amperios y se mide la caída de voltaje, tanto el ángulo como la magnitud, luego se calcula la impedancia compleja, siendo la parte real la resistencia y la parte compleja la inductancia, como se observa en la tabla VIII y figura 58.

#### **4.4.2.4. Lazo de medición L1-E (R-E)**

En este lazo de medición, se inyecta una corriente con una magnitud de 2 amperios y se mide la caída de voltaje, tanto el ángulo como la magnitud, luego se calcula la impedancia compleja, siendo la parte real la resistencia y la parte compleja la inductancia, como se observa en la tabla IX y figura 59.

#### **4.4.2.5. Lazo de medición L2-E (S-E)**

En este lazo de medición, se inyecta una corriente con una magnitud de 2 amperios y se mide la caída de voltaje, tanto el ángulo como la magnitud, luego se calcula la impedancia compleja, siendo la parte real la resistencia y la parte compleja la inductancia, como se observa en la tabla X y figura 60.

#### **4.4.2.6. Lazo de medición L3-E (T-E)**

En este lazo de medición, se inyecta una corriente con una magnitud de 2 amperios y se mide la caída de voltaje, tanto el ángulo como la magnitud, luego se calcula la impedancia compleja, siendo la parte real la resistencia y la parte compleja la inductancia, como se observa en la tabla XI y figura 61.

#### **4.4.2.7. Lazo de medición L1L2L3-E (RST-E)**

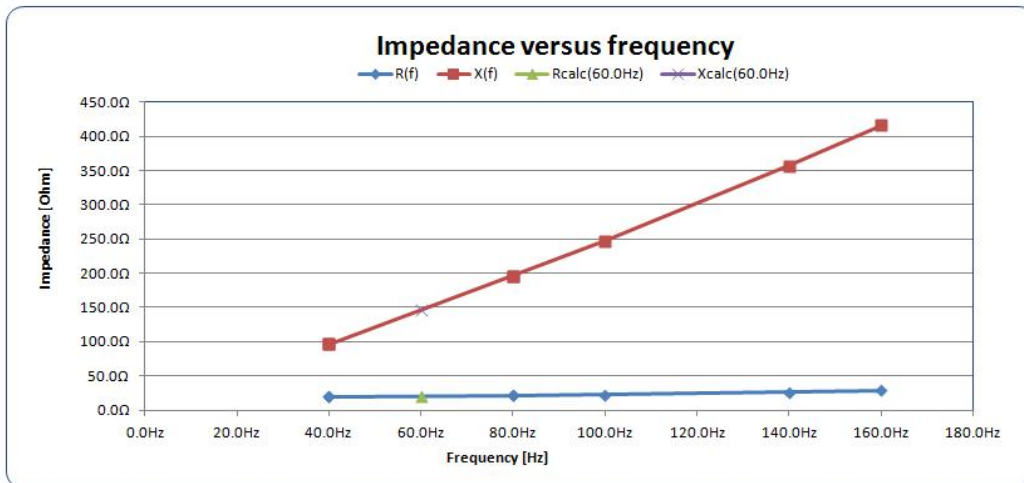
En este lazo de medición, se inyecta una corriente con una magnitud de 2 amperios y se mide la caída de voltaje, tanto el ángulo como la magnitud, luego se calcula la impedancia compleja, siendo la parte real la resistencia y la parte compleja la inductancia, como se observa en la tabla XII y figura 62.

Tabla VI. Resultados del lazo de medición L1-L2 (R-S)

measured values				test made L1-L2		
Sequencer:		L1-L2				
Date/Time:						
Assessment:		n/a				
Range:		CU110A				
CT:	Prin.	Sec.	VT:	Prin.	Sec.	
1 AC	100.0A	2.5A	V1 AC	600.0V	30.0V	
States:						
Nr.:	CU1 10A	Frequency	Trigger	Time		
1	2.0A	40.0Hz	-	2.0s		
2	2.0A	40.0Hz	-	2.0s		
3	2.0A	80.0Hz	-	2.0s		
4	2.0A	80.0Hz	-	2.0s		
5	2.0A	100.0Hz	-	2.0s		
6	2.0A	140.0Hz	-	2.0s		
7	2.0A	160.0Hz	-	2.0s		
Results:						
State Nr.:	CT sel		VT sel		R	X
1	1.961 A	0.0°	192.876 V	78.6°	19.447 Ω	96.44° Ω
2	1.961 A	0.0°	192.877 V	78.6°	19.417 Ω	96.416 Ω
3	1.962 A	0.0°	386.312 V	83.61°	21.222 Ω	195.669 Ω
4	1.962 A	0.0°	386.315 V	83.61°	21.154 Ω	195.673 Ω
5	1.956 A	0.0°	482.787 V	84.79°	22.557 Ω	217.382 Ω
6	1.417 A	0.0°	507.616 V	85.61°	26.163 Ω	357.124 Ω
7	1.178 A	0.0°	497.092 V	86.07°	28.621 Ω	416.611 Ω
Average Calculation:		Uncorrected:			60.0 Hz	145.059 Ohm
		Corrected:			60.0 Hz	145.039 Ohm

Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

Figura 56. Gráfica de los resultados del lazo de medición L1-L2 (R-S)



Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

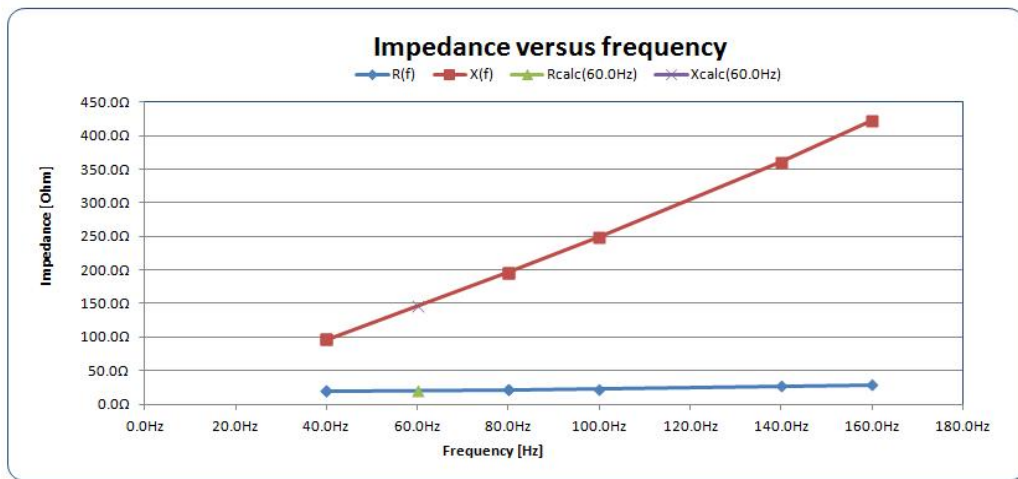


Tabla VII. Resultados del lazo de medición L1-L3 (R-T)

measured values				test made L1-L3		
Sequencer:		L1-L3				
Date/Time:						
Assessment:		n/a				
Range:		CU1 10A				
CT:	Prim.	Sec.	VT:	Prim.	Sec.	
I AC	100.0A	2.5A	VI AC	600.0V	30.0V	
States:						
Nr.:	CU1 10A	Frequency	Trigger	Time		
1	2.0A	40.0Hz	-	2.0s		
2	2.0A	40.0Hz	-	2.0s		
3	2.0A	80.0Hz	-	2.0s		
4	2.0A	80.0Hz	-	2.0s		
5	2.0A	100.0Hz	-	2.0s		
6	2.0A	140.0Hz	-	2.0s		
7	2.0A	160.0Hz	-	2.0s		
Results:						
State Nr.:	CT sel		VT sel		R	X
1	1.959 A	0.0°	193.046 V	78.6°	19.476 Ω	96.589 Ω
2	1.960 A	0.0°	193.128 V	78.59°	19.493 Ω	96.587 Ω
3	1.962 A	0.0°	387.668 V	83.79°	21.369 Ω	196.989 Ω
4	1.963 A	0.0°	387.687 V	83.78°	21.400 Ω	196.355 Ω
5	1.958 A	0.0°	488.910 V	84.77°	22.766 Ω	218.710 Ω
6	1.403 A	0.0°	507.433 V	85.77°	26.681 Ω	360.743 Ω
7	1.161 A	0.0°	491.554 V	86.04°	29.234 Ω	422.505 Ω
Average Calculation:		Uncorrected:	60.0 Hz		20.435 Ohm	146.480 Ohm
		Corrected:	60.0 Hz		20.435 Ohm	146.480 Ohm

Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

Figura 57. Gráfica de los resultados del lazo de medición L1-L3 (R-T)



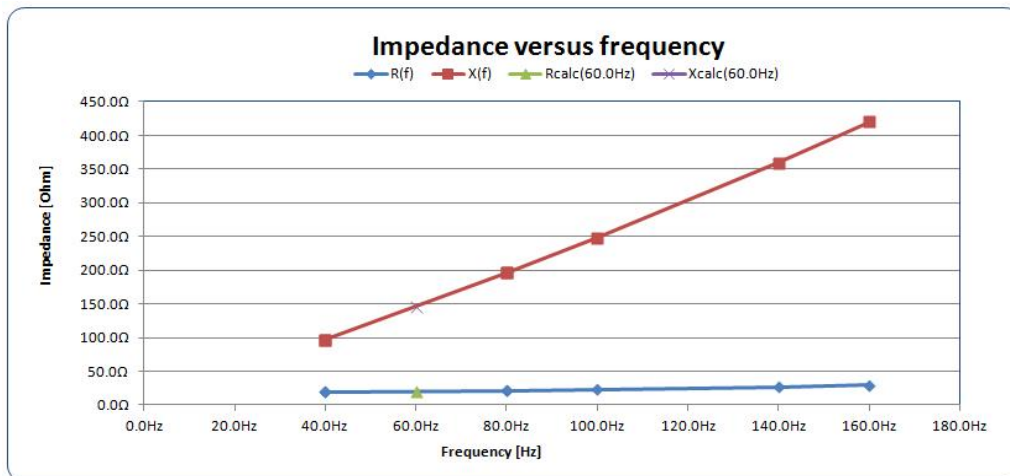
Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

Tabla VIII. Resultados del lazo de medición L2-L3 (S-T)

measured values				test made L2-L3		
Sequencer:	L2-L3					
Date/Time:						
Assessment:	r/a					
Range:	CU1 10A					
CI:	IAC	Prim. 100.0A	Sec. 2.5A	VI: V1 AC	Prim. 600.0V	Sec. 30.0V
States:						
Nr.:	CU1 10A	Frequency	Trigger	Time		
1	2.0A	40.0Hz	-	2.0s		
2	2.0A	40.0Hz	-	2.0s		
3	2.0A	60.0Hz	-	2.0s		
4	2.0A	60.0Hz	-	2.0s		
5	2.0A	100.0Hz	-	2.0s		
6	2.0A	140.0Hz	-	2.0s		
7	2.0A	160.0Hz	-	2.0s		
Results:						
State Nr.:	CT sel		VT sel		R	X
1	1.950 A	0.0°	193.039 V	78.61°	19.454 Ω	96.569 Ω
2	1.950 A	0.0°	193.113 V	78.61°	19.456 Ω	96.587 Ω
3	1.953 A	0.0°	387.389 V	83.80°	21.315 Ω	195.211 Ω
4	1.953 A	0.0°	387.381 V	83.80°	21.315 Ω	195.207 Ω
5	1.916 A	0.0°	487.871 V	84.78°	22.495 Ω	248.389 Ω
6	1.389 A	0.0°	500.787 V	85.79°	26.477 Ω	359.684 Ω
7	1.168 A	0.0°	482.404 V	86.06°	28.967 Ω	420.582 Ω
Average Calculation:						
		Uncorrected:		60.0 Hz	20.386 Ohm	145.393 Ohm
		Corrected:		60.0 Hz	20.386 Ohm	145.393 Ohm

Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

Figura 58. Gráfica de los resultados del lazo de medición L2-L3 (S-T)



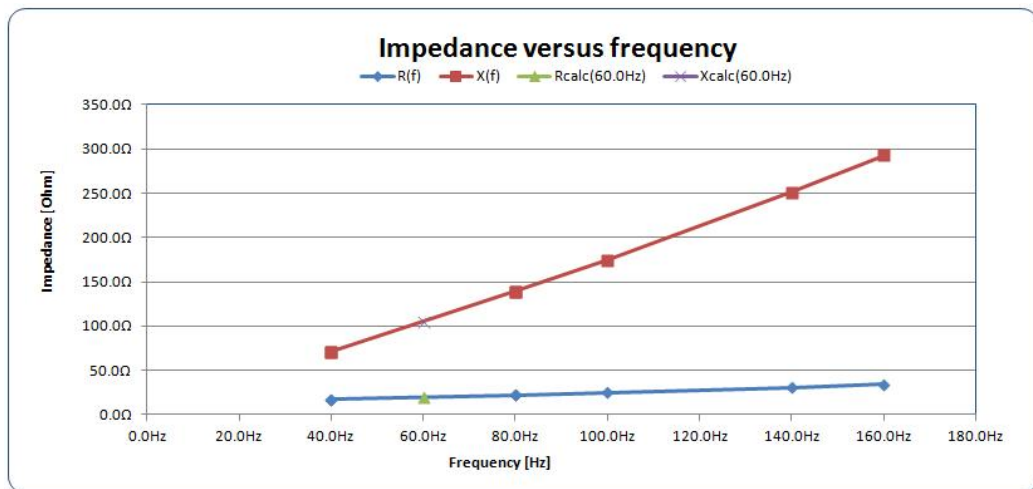
Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

Tabla IX. Resultados del lazo de medición L1-E (R-E)

measured values				test made L1-E			
Sequencer:		L1-E					
Date/Time:							
Assessment:		n/a					
Range:		CUI 10A					
CT:	IAC	Prim. 100.0A	Sec. 2.5A	VT:	VI AC	Prim. 600.0V	Sec. 30.0V
States:							
Nra	CUI 10A	Frequency	Trigger	Time			
1	2.0A	40.0Hz		2.0s			
2	2.0A	40.0Hz		2.0s			
3	2.0A	80.0Hz	-	2.0s			
4	2.0A	80.0Hz	-	2.0s			
5	2.0A	100.0Hz	-	2.0s			
6	2.0A	140.0Hz	-	2.0s			
7	2.0A	160.0Hz	-	2.0s			
Results:							
State Nr.:	CT sel		VT sel		R	X	
1	1.967 A	0.0°	143.859 V	76.28°	17.344 Ω	71.042 Ω	
2	1.967 A	0.0°	143.830 V	76.28°	17.344 Ω	71.042 Ω	
3	1.970 A	0.0°	277.086 V	80.93°	22.173 Ω	138.894 Ω	
4	1.970 A	0.0°	277.149 V	80.93°	22.178 Ω	138.926 Ω	
5	1.971 A	0.0°	147.257 V	81.95°	24.675 Ω	174.465 Ω	
6	1.842 A	0.0°	465.744 V	83.05°	30.595 Ω	250.985 Ω	
7	1.564 A	0.0°	460.982 V	83.32°	34.295 Ω	292.815 Ω	
Average Calculation:		Uncorrected:			60.0 Hz	19.760 Ohm	
		Corrected:			60.0 Hz	19.760 Ohm	
						104.976 Ohm	

Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

Figura 59. Gráfica de los resultados del lazo de medición L1-E (R-E)



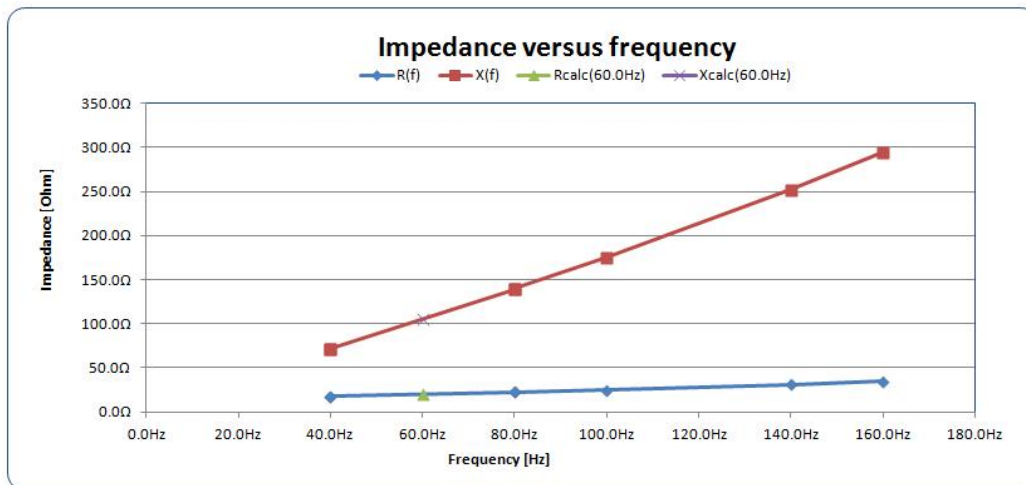
Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

Tabla X. Resultados del lazo de medición L2-E (S-E)

measured values				test made L2-E		
Sequencer:		L2-E				
Date/Time:						
Assessment:		E/A				
Range:		CU1 10A				
CT:	Prim.	Sec.	VT:	Prim.	Sec.	
IAC	100.0A	2.5A	V1 AC	600.0V	30.0V	
States:						
Nr.:	CU1 10A	Frequency	Trigger	Time		
1	2.0A	40.0Hz	-	2.0s		
2	2.0A	40.0Hz	-	2.0s		
3	2.0A	80.0Hz	-	2.0s		
4	2.0A	80.0Hz	-	2.0s		
5	2.0A	100.0Hz	-	2.0s		
6	2.0A	140.0Hz	-	2.0s		
7	2.0A	160.0Hz	-	2.0s		
Results:						
State Nr.:	CT sel	VT sel		R	X	
1	1.964A	0.0°	143.607V	76.34°	17.300Ω	71.133Ω
2	1.961A	0.0°	143.640V	76.33°	17.289Ω	71.126Ω
3	1.968A	0.0°	277.643V	80.87°	22.143Ω	139.339Ω
4	1.968A	0.0°	277.677V	80.87°	22.145Ω	139.347Ω
5	1.968A	0.0°	348.070V	81.97°	24.707Ω	175.130Ω
6	1.833A	0.0°	462.931V	83.05°	30.704Ω	232.395Ω
7	1.219A	0.0°	629.218V	83.52°	34.214Ω	291.692Ω
Average Calculation:		Uncorrected:		60.0 Hz	19.719 Ohm	105.263 Ohm
		Corrected:		60.0 Hz	19.719 Ohm	105.263 Ohm

Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

Figura 60. Gráfica de los resultados del lazo de medición L2-E (S-E)



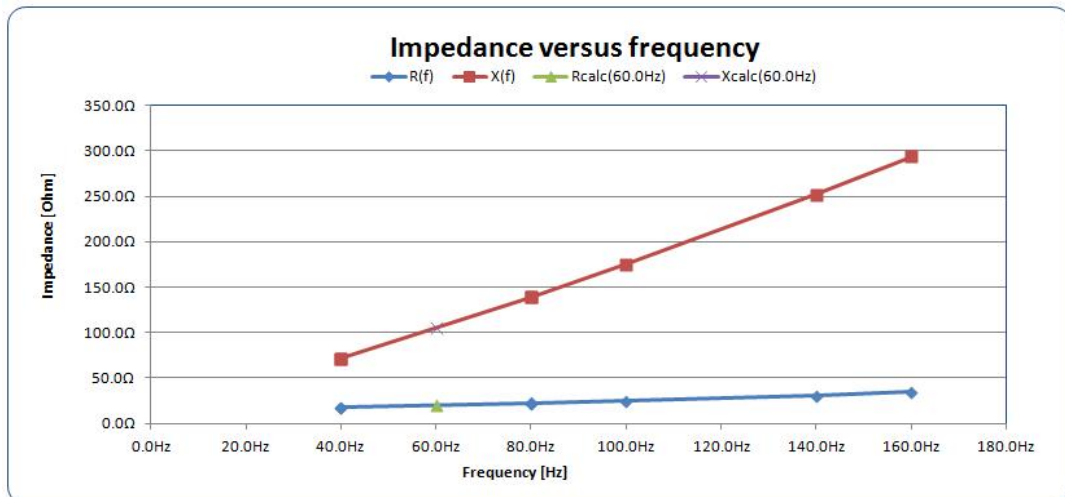
Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

Tabla XI. Resultados del lazo de medición L3-E (T-E)

measured values				test made L3-E		
Sequencer:		L3-E				
Date/Time:		n/a				
Assessment:		n/a				
Range:		CU110A				
CT:	Prim.	Sec.	VT:	Prim.	Sec.	
IAC	100.0A	2.5A	V1 AC	600.0V	30.0V	
States:						
Nr.:	CU110A	Frequency	Trigger	Time		
1	2.0A	40.0Hz	-	2.0s		
2	2.0A	40.0Hz	-	2.0s		
3	2.0A	80.0Hz	-	2.0s		
4	2.0A	80.0Hz	-	2.0s		
5	2.0A	100.0Hz	-	2.0s		
6	2.0A	140.0Hz	-	2.0s		
7	2.0A	160.0Hz	-	2.0s		
Results:						
State Nr.:	CT sel		VT sel		R	X
1	1.964A	0.0°	143.849V	76.34°	17.297Ω	71.171Ω
2	1.966A	0.0°	143.979V	76.32°	17.283Ω	71.166Ω
3	1.969A	0.0°	277.539V	80.99°	22.077Ω	139.229Ω
4	1.969A	0.0°	277.539V	80.97°	22.125Ω	139.222Ω
5	1.970A	0.0°	347.910V	81.97°	24.075Ω	174.908Ω
6	1.835A	0.0°	455.033V	83.08°	30.537Ω	251.606Ω
7	1.553A	0.0°	459.030V	83.33°	34.235Ω	293.638Ω
Average Calculation:		Uncorrected:	60.0 Hz		19.495 Ohm	105.197 Ohm
		Corrected:	60.0 Hz		19.495 Ohm	105.197 Ohm

Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

Figura 61. Gráfica de los resultados del lazo de medición L3-E (T-E)



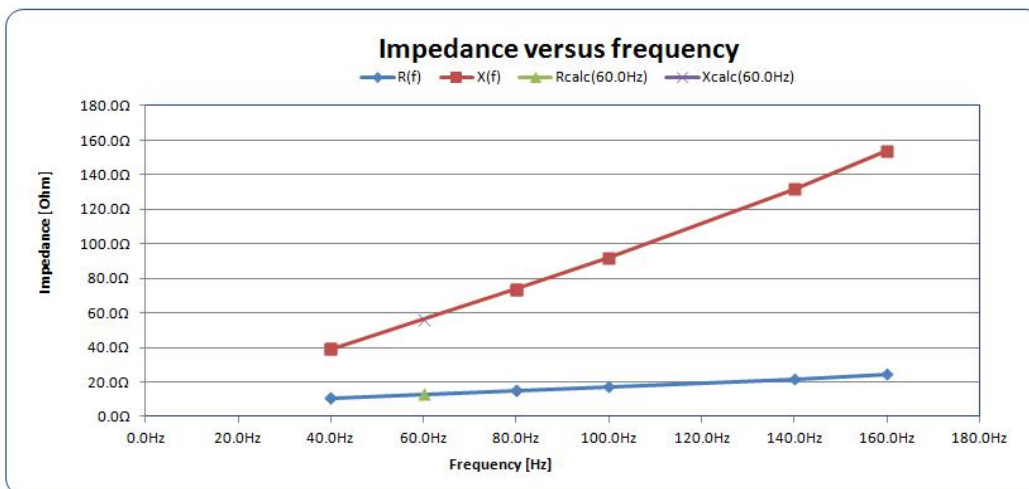
Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

Tabla XII. Resultados del lazo de medición L1L2L3-E (RST-E)

measured values				test made L1L2L3-E		
Sequencer:		L1L2L3-E				
Date/Time:						
Assessment:		n/a				
Range:		CU1 10A				
CT:	Prim.	Sec.	VT:	Prim.	Sec.	
IAC	100.0A	2.5A	V1 AC	600.0V	30.0V	
States:						
Nr.:	CU1 10A	Frequency	Trigger	Time		
1	2.0A	40.0Hz	-	2.0s		
2	2.0A	40.0Hz	-	2.0s		
3	2.0A	80.0Hz	-	2.0s		
4	2.0A	80.0Hz	-	2.0s		
5	2.0A	160.0Hz	-	2.0s		
6	2.0A	160.0Hz	-	2.0s		
7	2.0A	160.0Hz	-	2.0s		
Results:						
State Nr.:	CT sel		VT sel		R	X
1	1.975A	0.0°	79.345V	74.47°	10.825Ω	38.956Ω
2	1.975A	0.0°	79.316V	74.47°	10.874Ω	38.951Ω
3	1.977A	0.0°	148.989V	78.49°	15.036Ω	73.638Ω
4	1.978A	0.0°	148.995V	78.47°	15.059Ω	73.621Ω
5	1.978A	0.0°	182.311V	79.50°	17.035Ω	92.111Ω
6	1.979A	0.0°	264.219V	80.61°	21.785Ω	131.736Ω
7	1.979A	0.0°	308.067V	80.88°	24.681Ω	151.747Ω
Average Calculation:		Uncorrected:			50.0 Hz	56.391 Ohm
		Corrected:			50.0 Hz	56.301 Ohm

Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

Figura 62. Gráfica de resultados del lazo de medición L1L2L3-E (RST-E)



Fuente: Omicron CPC File Loader. Template version 1.43.

## CONCLUSIONES

1. La prueba de Verificación de la Ausencia de Conexiones Inadvertidas a Tierra es un método práctico, seguro y suficientemente preciso para verificar que cada fase de la línea de transmisión bajo prueba esté libre de conexiones a tierra o corto circuitos entre fases.
2. Con la aplicación de la prueba de Verificación de la Continuidad de los Conductores, previo a energizar por primera vez una línea de transmisión, se comprueba que los conductores de cada fase no se encuentren cortados o abiertos en algún punto a lo largo de toda la extensión de la línea, además, también se verifica que la ubicación física de los conductores de cada fase respectiva en cada torre, esté con base o de acuerdo al diseño de la línea de transmisión.
3. En la actualidad, el costo y esfuerzo para la medición de las impedancias de una línea de transmisión es una fracción de lo que solía ser, por lo tanto, la medición de las impedancias de la línea de transmisión brinda confiabilidad, seguridad y selectividad de una liberación rápida de las fallas en las líneas de transmisión de un sistema de potencia.
4. Como a cualquier equipo de una subestación o central de generación de energía eléctrica, a las líneas de transmisión también deben realizárseles pruebas, previo a energizarlas por primera vez.





## RECOMENDACIONES

1. Con la gran cantidad de proyectos que se avecinan a el país, especialmente en el marco de la expansión de la red de transmisión, sería muy beneficioso instituir o estandarizar la aplicación de pruebas durante la puesta en servicio a líneas de transmisión ya que dichas pruebas también pueden servir como punto de referencia para poder realizar un análisis comparativo o estadístico a lo largo del tiempo.
2. Normalmente, las impedancias de las líneas de transmisión se obtienen a través del cálculo de los parámetros de las líneas por medio de algún software para esta aplicación, sin embargo, podría ser muy sustancial realizar la medición de las impedancias de la línea previo a ponerla en servicio, para poder realizar una comparación con los valores calculados, especialmente para la impedancia de secuencia cero, ya que esta impedancia, obtenida mediante cálculos, tiende a tener una considerable desviación en función de los valores medidos.
3. Un punto interesante de estudio, podría ser, la cuantificación de la diferencia de la impedancia de secuencia cero medida a una línea de transmisión en época lluviosa y en época seca. Después de realizado ese estudio, y si se justifica, podría simularse y experimentarse el cambio de ajustes de la impedancia de secuencia cero y el factor de compensación residual a los relevadores de protección de distancia para cada estación del año, lluviosa o seca.



## BIBLIOGRAFÍA

1. ANDERSON, M. Paul. *Analysis of Faulted Power Systems*. An IEEE Press classic reissue. United States of America: John Wiley & Sons, 1995. 513 p. ISBN: 0-7803-1145-0.
2. BAYLISS, Colin. *Transmission and Distribution Electrical Engineering*. 2a ed. Great Britain: Elsevier, 1999. 978 p. ISBN: 0-7506-4059-6.
3. BLACKBURN, J. Lewis. *Symmetrical Components for Power Systems Engineering*. New York: Marcel Dekker, 1993. 427 p. ISBN: 0-8247-8767-6.
4. *Concepto de transmisión de energía eléctrica*. [en línea]. <<http://www.monografias.com/trabajos82/uso-energia/uso-energia.shtml>>. [Consulta: 4 de mayo de 2012].
5. DAS, Debapriya. *Electrical Power Systems*. New Delhi: New Age International, 2006. 140 p. ISBN: 978-81-224-2515-4.
6. DIERKS, A.; TROSKIE, H.; KRÜGER, M. "Accurate Calculation and Physical Measurement of Transmission Line Parameters to Improve Impedance Relay Performance". En: *Inaugural IEEE PES 2005 Conference and Exposition in Africa* (Durban, South Africa 11-15 de julio de 2005).

7. GONZALEZ-LONGATT, Francisco M. *Elementos de Líneas de Transmisión Aéreas*. [en línea]. [http://www.fglongatt.org.ve/Archivos/Archivos/LT\\_1/Cap1LT1-2007.pdf](http://www.fglongatt.org.ve/Archivos/Archivos/LT_1/Cap1LT1-2007.pdf). [Consulta: 8 de mayo de 2012].
8. GRAINGER, J. John; STEVENSON, D. William. *Análisis de Sistemas de Potencia*. México: McGraw-Hill, 2001. 561 p. ISBN: 970-10-0908-8.
9. GRIGSBY, L. Leonard. *The Electric Power Engineering Handbook*. 2a ed. Florida, USA: CRC Press LLC, 2001. 950 p. ISBN: 0-8493-8578-4.
10. HASE, Yoshihide. *Handbook of Power Systems Engineering*. England: John Wiley & Sons, 2007. 548 p. ISBN: 978-0-470-02742-4.
11. KLAPPER, U.; KRÜGER, M.; WURZER W. "Measurement of Line Impedances and Mutual Coupling of Parallel Lines". En: *Relay Protection Substation Automation of Modern EHV Power Systems*, (Moscow-Cheboksary, 10-12 de septiembre de 2007). Omicron Electronics GmbH.
12. *Líneas de subtransmisión de alto voltaje*. [en línea]. <<http://dimensionsinfo.com/wp-content/uploads/2011/02/Power-Lines-Dimensions.jpg>>. [Consulta: 8 de mayo de 2012].
13. MEGGER. *Instruction Manual for the DC Dielectric Test Sets*. Rev. 2, Megger May 2010.

14. MEHTA, Rohit; MEHTA, V.K. *Principles of Power System*. 4a ed. India: S. Chand, 2006. 608 p. ISBN: 8121924960.
15. MYEONG-RYEAL, Jeon; SEI-ILL, Oh. "Analysis of Measured Transmission Line Constants". Electric Power Research Institute of Korea. *Protection Automation and Control Magazine*. Winter 2008, p. 36-39.
16. *CP CU1 Brochure*. Version L062, Omicron electronics 2007.
17. *CP CU1 Reference Manual*. Version CPCU1.AE.5, Omicron electronics 2010.
18. *CPC 100 User Manual*. Version CPC100LITE.AE.7, Omicron electronics 2010.

