

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO A ESCALA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 500 kV COCA CODO SINCLAIR – EL INGA PARA EL LABORATORIO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERAS ELÉCTRICAS**

**MARÍA CAROLINA RAMOS CHÁVEZ**

**SARA RAQUEL TUPIZA TUPIZA**

**DIRECTOR: DR. JESÚS AMADO JÁTIVA IBARRA**

**Quito, mayo 2018**

## **AVAL**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por María Carolina Ramos Chávez y Sara Raquel Tupiza Tupiza, bajo mi supervisión.

---

**DR. JESÚS AMADO JÁTIVA IBARRA**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Nosotras, María Carolina Ramos Chávez y Sara Raquel Tupiza Tupiza, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

---

MARÍA CAROLINA RAMOS CHÁVEZ

---

SARA RAQUEL TUPIZA TUPIZA

## DEDICATORIA

*A mis padres Emilio Ramos y María Chávez*

*A mis hermanas Mónica, Ángela y Erika*

*A mi sobrina Danna*

*María Carolina Ramos Ch.*

## **AGRADECIMIENTO**

A mi familia por su gran apoyo y ayuda incondicional durante toda mi vida, y ser quienes me han impulsado a cumplir todos mis objetivos.

A Emilio mi padre, que siempre ha estado pendiente de mí, y me ha ayudado en todo lo que este a su alcance, brindándome su apoyo incondicional en cada momento.

A María mi madre, por sus consejos y apoyo.

Un agradecimiento especial al Dr. Jesús Játiva por su valiosa ayuda, aporte, tiempo, consejos y apoyo para la ejecución de este proyecto.

A todos los profesores que conforman el Departamento de Ingeniería Eléctrica, por todos los conocimientos brindados durante la carrera.

A mis compañeros y amigos que conocí durante esta etapa.

María Carolina Ramos Ch.

## DEDICATORIA

*A mi Dios*

*A mis padres, Carlos e Iralda*

*A mis hermanos, Patty y Carlitos*

*A mis sobrinos, Carlitos Gabriel, Michito, Danielita y Estefita*

*¡Cuánto los amo!*

*Sara Raquel Tupiza Tupiza*

## **AGRADECIMIENTO**

A mi Dios, mi padre, mi salvador y protector. Gracias a ti porque me das vida, has sido amoroso y fiel conmigo y con los que amo. Me diste fortaleza para cumplir este sueño. Estás conmigo siempre, hasta el fin del mundo.

A mis amados padres, Carlos e Iralda, por todo su amor, formación personal, apoyo, confianza y por todo el sacrificio que han realizado durante toda mi vida para que nunca me falte nada. De manera especial quiero agradecerles por ayudarme a cumplir este sueño de tener una profesión, infinitas gracias por haberme entregado todo el recurso necesario para lograrlo. Que Dios me regale vida para recompensar todo su amor y sacrificio.

A mis hermanos, Patty y Carlitos, mis primeros mejores amigos en la vida, les agradezco por su amor, ternura, cuidado, palabras de ánimo y su apoyo incondicional a lo largo de mi vida y estudios. Doy gracias a Dios por el hermoso regalo de habernos puesto juntos en esta vida, son mi ejemplo y en su compañía todo es mejor.

A mis amigas y amigos, quienes siempre han estado preocupados por mi familia y por mí, Gaby, Are, Pancho y Luis; Danny, Isa y Mayrita; Andre, Pao y Lucy, gracias por sus palabras de ánimo, tiempo y oraciones. Quien encuentra un amigo, encuentra un tesoro.

Un sincero agradecimiento al Dr. Jesús Játiva, director de este proyecto, por sus conocimientos compartidos, comentarios acertados, paciencia, interés y dedicación durante el desarrollo de este trabajo.

Sara Raquel Tupiza Tupiza

# ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL .....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	VI
RESUMEN .....	X
ABSTRACT .....	XI
1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Objetivos.....	2
1.2 Alcance .....	2
1.3 Marco Teórico .....	3
1.3.1 Líneas de Transmisión .....	3
1.3.2 Componentes de una línea de transmisión .....	3
1.3.3 Niveles de voltaje en una línea de transmisión.....	7
1.3.4 Parámetros eléctricos en una línea de transmisión .....	7
1.3.5 Cálculo de parámetros eléctricos de una línea de transmisión.....	23
1.3.6 Clasificación de líneas de transmisión por su longitud .....	28
1.3.7 Sistema de Transmisión de 500 kV .....	28
2. METODOLOGÍA .....	30
2.1 Configuración de la torre y especificación de los conductores de la línea de estudio .....	30
2.2 Cálculo de parámetros eléctricos de la línea de estudio.....	32
2.3 Cálculo de cargabilidad de impedancia característica .....	33
2.4 Conversión a la escala del laboratorio para el diseño y construcción del modelo de la línea de transmisión .....	35
2.5 Modelo electromagnético equivalente.....	38
2.6 Deducción de las ecuaciones de las bobinas de núcleo de aire .....	40
2.7 Cálculo de la inductancia mutua para bobinas circulares de núcleo de aire no coaxiales con ejes paralelos .....	46
2.7.1 Método de cálculo.....	48
2.8 Especificación de los valores de resistencia e inductancia para los módulos de la línea de transmisión a escala.....	50
2.9 Construcción de las bobinas de núcleo de aire .....	58



2.10	Diseño y construcción de las bobinas con núcleo de hierro .....	60
2.10.1	Diseño de una bobina con núcleo de hierro .....	61
2.10.2	Cálculo del número de vueltas para las bobinas de núcleo de hierro del modelo con valores de inductancias conocidas.....	63
2.10.3	Construcción de las bobinas de núcleo de hierro .....	65
2.11	Modelo electrostático equivalente.....	66
2.12	Especificación de los elementos capacitivos .....	70
2.13	Diseño y construcción de un circuito de control para el estudio de fallas de cortocircuito.....	72
2.13.1	Diseño del circuito para el control de fallas de cortocircuito .....	72
2.13.2	Construcción del circuito para el control de fallas de cortocircuito .....	73
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	74
3.1	Resultados de las mediciones de las bobinas de núcleo de aire y bobinas de núcleo de hierro .....	74
3.2	Obtención de los parámetros eléctricos del modelo a escala de la línea de transmisión.....	76
3.2.1	Prueba de cortocircuito.....	76
3.2.2	Prueba de circuito abierto.....	81
3.3	Cálculo de la impedancia característica y cargabilidad de impedancia característica del modelo a escala de la línea de transmisión .....	83
3.3.1	Cálculo de la matriz de impedancia y admitancia de secuencias.....	83
3.4	Efecto Ferranti .....	86
3.5	Curva de magnetización de la bobina de núcleo de hierro .....	88
3.6	Estudio de fallas de cortocircuito .....	89
3.6.1	Fallas de cortocircuito.....	89
3.6.2	Fallas de cortocircuitos en la línea de transmisión a escala .....	90
3.7	Estudios de flujos de potencia .....	108
3.7.1	Pérdidas de potencia activa y reactiva en el modelo a escala de la línea de transmisión a diferentes condiciones de carga .....	108
3.7.2	Caídas de voltaje en la línea de transmisión a escala .....	115
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	117
4.1	Conclusiones .....	117
4.2	Recomendaciones .....	120
	ANEXOS .....	124
	ANEXO I.....	124
	ANEXO II.....	126

ANEXO III.....	132
ANEXO IV. ....	133
ANEXO V. ....	138
ANEXO VI. ....	154
ANEXO VII. ....	156
ANEXO VIII. ....	157
ANEXO IX. ....	161
ANEXO X. ....	162
5. ORDEN DE EMPASTADO.....	164

## RESUMEN

En este trabajo se realiza el diseño y construcción de un modelo a escala de la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair – El Inga, con el fin de efectuar estudios experimentales en estado estable y transitorio. Se construyen dos módulos considerando para cada uno la mitad de la longitud de la línea de transmisión real. En base a la matriz de impedancias y admitancias reducidas, obtenidas a través del modelamiento en el software Power Factory de DigSILENT, se realiza el diseño del modelo electromagnético y electrostático equivalente para cada uno de los módulos. Las especificaciones de los elementos inductivos y capacitivos se obtienen mediante los valores nominales de voltaje y potencia de la línea de transmisión de 500 kV y se los relaciona con los valores nominales del Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia mediante una conversión en valores en por unidad que reflejan de manera exacta los parámetros reales de la línea de transmisión.

El modelo electromagnético se representa en base a la matriz de impedancia conformada por impedancias propias y mutuas. En el acoplamiento magnético se considera la construcción de bobinas de núcleo de aire, en tanto que, las impedancias propias se componen de las impedancias de las bobinas de núcleo de aire más las impedancias de bobinas de núcleo de hierro. La resistencia común, que toma en cuenta las resistencias de retorno por el cable de guardia y la tierra, se modela con una resistencia de niquelina instalada en el neutro de cada módulo. El modelo electrostático está representado por capacitancias entre fases y fase a tierra, compuestas de arreglos de capacitores. Se agrega un circuito de control manual para el estudio de fallas de cortocircuitos.

Se realizan mediciones de parámetros eléctricos, análisis de efecto Ferranti, estudios de fallas de cortocircuitos y estudios de flujos de potencia.

**PALABRAS CLAVE:** Línea de transmisión de 500 kV, modelo a escala, parámetros eléctricos, estudio de fallas de cortocircuitos, estudio de flujos de potencia.

## ABSTRACT

In this work the design and construction of a scale model of the Coca Codo Sinclair - El Inga 500 kV transmission line is implemented, to carry out experimental studies in stable and transient states. Modules are built considering half of the real transmission line length for each one. Based on the impedances and admittances reduced matrices, obtained through modeling in DigSILENT Power Factory software, the design of the electromagnetic and electrostatic equivalent model for each of the modules is realized. The specifications of the inductive and capacitive elements are achieved by means of the nominal values of voltage and power of the 500 kV system and are related to the nominal values of the Power Electrical Systems Laboratory through a conversion into per unit values that reflect in an exact transmission line actual parameters.

The electromagnetic model is represented by impedance matrix formed elements, formed by their own and mutual impedances. The magnetic coupling is considered by means of air core coils, while the own impedances are composed by the air core coil impedances plus the iron core coil impedances. The common resistance, which takes into account the return through ground wire and earth return, is modeled with a nickel resistance installed in the neutral of each module. The electrostatic model is represented by capacitances between phases and phase to ground, composed by arrays of capacitors. A manual control circuit is added for the study of short circuit faults.

Measurements of electrical parameters, Ferranti effect analysis, short-circuit study and power flow study are carried out.

**KEY WORDS:** 500 kV transmission line, scale model, electrical parameters, short circuit study, power flow study.

# 1. INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión cumplen un papel muy importante dentro de un sistema eléctrico de potencia debido a que transportan energía eléctrica desde una fuente de generación hacia la carga.

Con la construcción de grandes centrales de generación como Coca Codo Sinclair, es indispensable contar con un sistema de transmisión que permita el transporte de esta gran potencia hacia el resto del Sistema Nacional Interconectado SNI, bajo condiciones de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio. El sistema de transmisión de 500 kV comprende el tendido de 602 km de líneas de transmisión que enlazan a cuatro nuevas subestaciones, San Rafael, ubicada cerca de la central Coca Codo Sinclair, El Inga en las cercanías de Quito, Tisaleo en el centro del país y Chorrillos en Guayaquil [1].

Debido a la complejidad del estudio de los sistemas eléctricos de potencia, se han desarrollado programas computacionales que ayudan a su interpretación y análisis. Sin embargo, el contar con un modelo físico a escala permitirá complementar los conocimientos teóricos de forma que se pueda entender los fenómenos en una línea de transmisión.

Una línea real tiene parámetros serie y paralelo distribuidos a lo largo de su trayectoria, en tanto que en el laboratorio serán simulados físicamente a escala como un circuito eléctrico con parámetros concentrados.

Con la disposición de un modelo a escala de la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair - El Inga, se podrán realizar varios estudios experimentales de los fenómenos que se presentan en una línea de transmisión real.

Para llevar a cabo un estudio tipo experimental de una de las líneas del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) a 500 kV, en este caso la línea de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga, es necesario analizar varios aspectos tanto eléctricos como magnéticos que constituyen el diseño y construcción de la línea mencionada.

Cabe señalar que un modelo a escala de un componente importante del sistema de potencia posibilitará la integración con otros componentes, tales como: generadores, transformadores y cargas, construidos también a escala, para trabajos de investigación teórico prácticos de utilidad para la academia y la industria eléctrica del país.

## 1.1 Objetivos

El objetivo general de este estudio técnico es:

- Diseñar y construir un modelo físico a escala de la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair - El Inga que permita realizar estudios experimentales de los fenómenos que se presentan bajo ciertas condiciones en un sistema de transmisión para el Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia.

Los objetivos específicos de este estudio técnico son:

- Estructurar las matrices de impedancia y admitancia de la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair - El Inga, utilizando el software Power Factory de DigSILENT.
- Diseñar los elementos serie, mutuo y paralelos que forman parte del modelo a escala, considerando las características que posee la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair- El Inga.
- Construir el modelo de la línea de transmisión a escala a partir de los parámetros en por unidad compatibles con las características del Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia.
- Realizar varios ensayos para la determinación de parámetros eléctricos y análisis del efecto Ferranti, pruebas para el análisis en estado estable bajo diferentes condiciones de carga; así como, estudio de cortocircuitos.

## 1.2 Alcance

Este estudio técnico abarca el diseño y construcción de un modelo a escala de la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair - El Inga. Para el dimensionamiento del modelo a escala, se parten de valores reales obtenidos de la modelación de esta línea en Power Factory de DigSILENT, luego se los refleja a los valores de voltaje existentes en los Laboratorios del Departamento de Ingeniería Eléctrica, tomando como base los datos y características existentes en la línea de transmisión de 500 kV.

Los elementos del modelo a escala de la línea de transmisión son determinados en base a las matrices de impedancias y admitancias de la línea real que permitirán la construcción de los circuitos eléctricos serie, mutuo y paralelo correspondientes. La implementación del modelo a escala de la línea de transmisión se desarrolla por módulos, de tal manera que sea posible analizar los fenómenos electromagnéticos a varias longitudes de la línea de transmisión.

Como resultado se obtiene un modelo a escala de la línea de transmisión, en donde se pueden realizar estudios experimentales de diferentes fenómenos transitorios que se presentan en un sistema de transmisión y a su vez realizar varios ensayos para la determinación de parámetros eléctricos, análisis del efecto Ferranti, análisis en estado estable bajo diferentes condiciones de carga; así como, estudio de cortocircuitos.

## **1.3 Marco Teórico**

### **1.3.1 Líneas de Transmisión**

Una línea de transmisión es el medio físico por el cual se realiza el transporte y distribución de la energía eléctrica hasta los centros de consumo.

Las líneas de transmisión se dividen en dos categorías, aéreas y subterráneas. Un sistema de transmisión generalmente está conformado por líneas aéreas y subestaciones que permiten la interconexión de centrales de generación y centros de carga.

### **1.3.2 Componentes de una línea de transmisión**

Una línea de transmisión está constituida por conductores, estructuras de soporte, cables de guardia, aisladores y otros elementos dispuestos de tal manera que se pueda conducir la energía eléctrica a elevados voltajes a otras redes de potencia [2].

#### **1.3.2.1 Conductores**

En líneas de transmisión de alto voltaje se utilizan conductores trenzados que están compuestos por varias capas alternadas de hilo enrollados en direcciones opuestas. Los conductores trenzados proporcionan mayor flexibilidad y en consecuencia mayor facilidad de manejo.

Los hilos del conductor trenzado pueden estar constituidos de hilos de un mismo material o por la combinación de varios materiales. Estos materiales deben tener características de baja resistencia eléctrica y elevada resistencia mecánica. Los metales como el cobre, aluminio, aleación de aluminio y la combinación de aluminio y acero cumplen con estas características

Los conductores de aluminio reemplazaron a los conductores de cobre ya que tienen menor costo, adecuada conductividad eléctrica, son más ligeros y poseen la misma resistencia eléctrica pero con un mayor diámetro que el cobre [3].

Los conductores de aluminio más utilizados en el mercado son:

- **Conductor homogéneo de aluminio puro:**

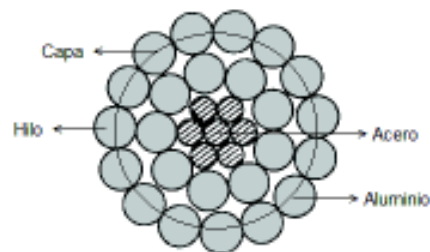
Conductor conocido por sus siglas en inglés como: AAC (All Aluminium Conductor), tiene una pureza no menor al 99,7% lo que hace que tenga una gran conductividad eléctrica. Este conductor es bastante deformable por lo que no posee una gran resistencia mecánica, es ideal para vanos con distancias cortas y puede ser utilizado en zonas costaneras y en zonas urbanas.

- **Conductor homogéneo de aleación de aluminio:**

Conocido por sus siglas en inglés como: AAAC (All Aluminium Alloy Conductor), cuenta con una resistencia mecánica mayor que en los AAC y al tener aleaciones de aluminio también tiene resistencia a la corrosión. Son utilizados para líneas de transmisión y distribución.

- **Conductor de aluminio con alma de acero:**

Conocido por sus siglas en inglés como: ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced), está formado por un núcleo central de acero rodeado por capas con hilos de aluminio como se muestra en la Figura 1.1.



**Figura 1.1.** Sección transversal de un conductor con alma de acero con 7 hilos de acero y 24 hilos de aluminio

Al tener un núcleo de acero, el conductor tiene un peso ligero, dispone de una alta resistencia mecánica, pero con menor conductividad. Son utilizados en cruces fluviales y en vanos largos.

- **Conductor de aluminio con alma de aleación de aluminio:**

Conocido por sus siglas en inglés como: ACAR (Aluminium Conductor Alloy Reinforced), tiene un núcleo de aleación de aluminio rodeado por capas de hilo de aluminio, posee un buen comportamiento eléctrico y mecánico que combina la



resistencia mecánica de los AAAC con la conductividad y la resistencia a la corrosión de los AAC. Se utilizan en líneas de transmisión que atraviesan por terrenos ondulados y en ambientes de alta contaminación salina.

### **1.3.2.2 Torres de transmisión**

Las torres de transmisión son estructuras de gran altura que soportan el peso y el esfuerzo mecánico de los conductores y aisladores.

#### **1.3.2.2.1 Tipos de Torres según su función**

Las torres de transmisión pueden clasificarse en [5]:

- **Torre de suspensión:**

Soportan el peso de los conductores, aisladores y cables de guardia, las tensiones longitudinales son cero y son utilizadas cuando el terreno por donde pasa la línea de transmisión es recto.

- **Torre de retención:**

Soportan los mismos elementos que la torre de suspensión y además tiene una tensión longitudinal diferente de cero debido al ángulo existente entre los conductores de llegada y los conductores de salida, son utilizados cuando la línea de transmisión cambia de trayectoria para esquivar obstáculos.

- **Torre terminal:**

Son robustas ya que tienen que soportar una gran tensión longitudinal, se colocan al inicio y al final de una línea de transmisión.

#### **1.3.2.2.2 Tipos de torres según su material de construcción**

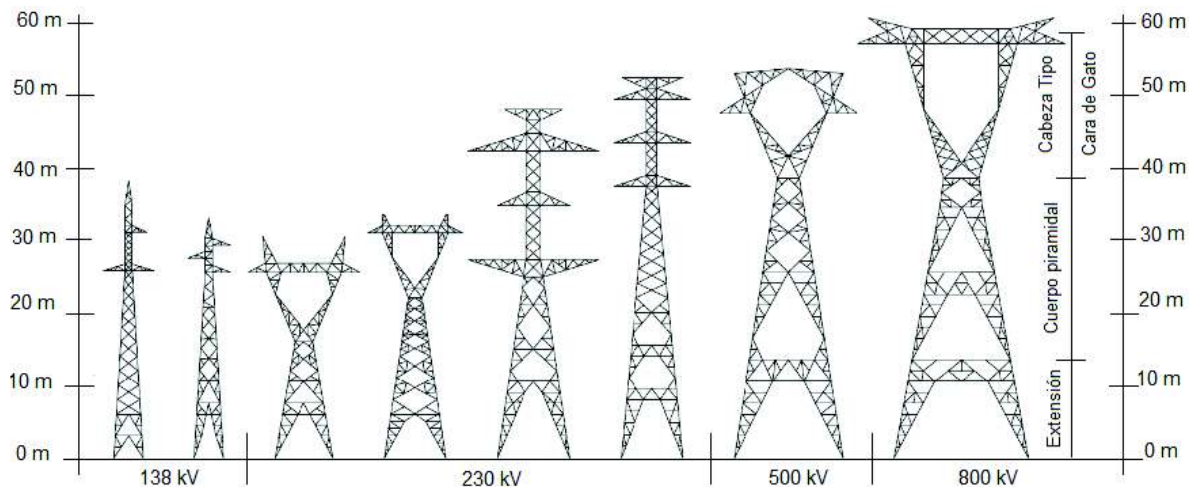
De acuerdo al material de construcción, las torres de transmisión se clasifican en [5]:

- Postes de madera o concreto
- Postes de tronco cónico
- Torres de acero de tronco piramidal de celosía (enrejado)

La geometría de las torres utilizadas en líneas de transmisión está definida en función de los requerimientos eléctricos y mecánicos de la línea de transmisión [6]. En la Figura 1.2., se muestra la geometría de las torres de acero de tronco piramidal de celosía comúnmente

utilizadas para el soporte de líneas de transmisión de alto voltaje y extra alto voltaje y se las nombra como:

- a) Tronco piramidal de celosía con extensión tipo pata (138 kV – 230 kV)
- b) Tronco piramidal de celosía con cabeza tipo cara de gato y extensión tipo pata (230 kV-500 kV)



**Figura 1.2.** Geometría de torres utilizadas en líneas de transmisión de alto y extra alto voltaje

Estas estructuras son seleccionadas considerando la distancia mínima de seguridad al suelo, altura del punto de amarre de los conductores, número de conductores por fase, número de circuitos, los esfuerzos producidos sobre la estructura y los vanos de diseño.

### 1.3.2.3 Aisladores

Los aisladores sostienen mecánicamente al conductor de la línea de transmisión y lo aíslan eléctricamente de conductores de otras fases y de la torre que se encuentra puesta a tierra. Están contruidos con materiales aislantes como porcelana, vidrio y polímeros que son resistentes a los esfuerzos eléctricos y mecánicos que están sometidos.

### 1.3.2.4 Cables de Guardia

Los cables de guardia tienen la misión de proteger de descargas atmosféricas a las líneas de transmisión por lo que son colocados en la parte más alta de la torre. Los cables de guardia están unidos a las torres, que están puestas a tierra, de modo que si ocurre una descarga atmosférica ésta es conducida a tierra a través los cables de guardia. En la actualidad los cables de guardia también transmiten datos a través de fibra óptica.

### 1.3.3 Niveles de voltaje en una línea de transmisión

El nivel de voltaje en una línea de transmisión depende de la potencia que se va a evacuar a través de ellas. En el transporte de grandes cantidades de potencia a largas distancias, se eleva el voltaje de transmisión y la corriente que circula por la línea disminuye y en consecuencia también disminuyen las pérdidas en la línea de transmisión [7].

En la Tabla 1.1. se muestra los niveles voltajes de transmisión según la norma ANSI C84.1.

**Tabla 1.1.** Niveles voltajes de transmisión normalizados [7]

Nivel de voltaje de transmisión	Voltaje Nominal [ V ]	Voltaje de transmisión en Ecuador
Alto Voltaje (HV)	115000	
	138000	X
	161000	
	230000	X
Extra Alto Voltaje (EHV)	345000	
	500000	X
	765000	
Ultra Alto Voltaje (UHV)	1100000	

### 1.3.4 Parámetros eléctricos en una línea de transmisión

Las líneas de transmisión disponen de cuatro parámetros tanto serie como paralelo que afectan su desempeño, los parámetros serie son la inductancia y la resistencia, que al distribuirse uniformemente a lo largo de la línea constituyen la impedancia serie y los parámetros en paralelo son la capacitancia y la conductancia, que constituyen la admitancia en derivación. Para líneas aéreas la conductancia en derivación que es originada por la dispersión de los aislantes casi siempre se desprecia [8].

#### 1.3.4.1 Resistencia

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión, es la causa principal de la pérdida de potencia en la línea [8] . Entonces se tiene que la resistencia efectiva AC está dada por la Ecuación 1.1.

$$R = \frac{\text{Pérdida de potencia en el conductor}}{|I|^2} \quad \Omega$$

**Ecuación 1.1.** Resistencia efectiva AC de un conductor

La resistencia efectiva en  $\Omega$  es igual a la resistencia DC del conductor siempre y cuando la corriente a través del conductor es uniforme. Por lo que la resistencia DC está dada por la Ecuación 1.2.

$$R_0 = \frac{\rho l}{A} \quad \Omega$$

**Ecuación 1.2.** Resistencia DC de un conductor

Donde:

$\rho$ : Resistividad del conductor en  $\Omega$  m

$l$ : Longitud en m

$A$ : Área de la sección transversal en  $m^2$

La unidad de área denominada circular mil CM es muy utilizada en la definición de la sección de los conductores.

Existen varios factores que afectan la resistencia eléctrica de los conductores entre ellos el más común es la temperatura, por lo que la Ecuación 1.3. permite determinar la resistencia de conductores a temperaturas diferentes a [9].

$$R_2 = R_1[1 + \alpha_1(T_2 - T_1)] \quad \Omega$$

**Ecuación 1.3.** Resistencia eléctrica de un conductor en función de su temperatura

Donde:

$R_2$ : Resistencia en  $\Omega$ , a la temperatura  $T_2$  del conductor

$R_1$ : Resistencia del conductor a  $20^\circ\text{C}$

$T_2$ : Temperatura del conductor en  $^\circ\text{C}$

$\alpha_1$ : Constante de valor 0,00039 [ $1/^\circ\text{C}$ ], para  $20^\circ\text{C}$

$T_1$ : Valor de temperatura igual a  $20^\circ\text{C}$

### 1.3.4.2 Inductancia

La inductancia es el parámetro más dominante de una línea de transmisión, debido a que la reactancia inductiva es la que limita la capacidad de la línea de transmisión [8].

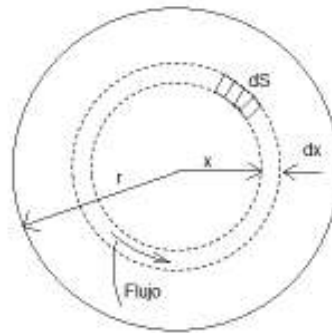
### 1.3.4.2.1 Inductancia debida al flujo interno

La inductancia de una línea de transmisión se calcula como enlaces de flujo por amperio. Considerando la permeabilidad  $\mu$  constante entonces la corriente sinusoidal, que circula por el conductor, produce flujo que varían sinusoidalmente en fase con la corriente. Los enlaces de flujo se pueden expresar como  $\lambda$  y la Ecuación 1.4. [4]

$$L = \frac{\lambda}{I} \quad \text{H}$$

#### **Ecuación 1.4.** Inductancia de un conductor debida al flujo interno

Para tener un valor aproximado de inductancia en una línea de transmisión, se debe tomar en cuenta el flujo externo e interno de cada conductor. Se considera un conductor cilíndrico largo de sección transversal como se muestra en la Figura 1.3. cuyas líneas de flujo son concéntricas al conductor debido a que no hay un campo magnético externo que afecte al campo magnético del conductor.



**Figura 1.3.** Sección transversal de un conductor cilíndrico

Por la ley de Ampere se tiene:

$$\oint H \, dS = I$$

#### **Ecuación 1.5.** Fuerza magnetomotriz en amperios-vuelta alrededor de una trayectoria cerrada

Donde:

H: Intensidad de campo magnético en Av/m

s: Distancia a lo largo de la trayectoria en m

I: Corriente en una trayectoria cerrada en A

Sea  $H_x$  la intensidad de campo a una distancia  $x$  en m, del centro del conductor.

$$\oint H_x dS = I_x$$

$$2\pi x H_x = I_x$$

Considerando que la densidad de corriente es uniforme, se tiene lo siguiente:

$$I_x = \frac{\pi x^2}{\pi r^2} I$$

Por lo tanto:

$$H_x = \frac{x}{2\pi r^2} I \quad \text{Av/m}$$

Se tiene que la densidad de flujo a  $x$  metros es:

$$B_x = \mu H_x = \frac{\mu x I}{2\pi r^2} \quad \text{Wb/m}^2$$

Donde:

$\mu$ : Es la permeabilidad del conductor en H/m

El flujo en Wb por metro de longitud es:

$$d\phi = B_x dx = \frac{\mu x I}{2\pi r^2} dx \quad \text{Wb/m}$$

Los enlaces de flujo  $d\lambda$  en Wbv por metro de longitud se expresa como:

$$d\lambda = \frac{\pi x^2}{\pi r^2} d\phi = \frac{\mu I x^3}{2\pi r^4} dx \quad \text{Wb. v/m}$$

Para encontrar  $\lambda_{int}$  en Wbv/m se obtiene:

$$\lambda_{int} = \int_0^r \frac{\mu I x^3}{2\pi r^4} dx = \frac{\mu I}{8\pi} \quad \text{Wb. v/m}$$

Para una permeabilidad relativa de 1,  $\mu = 4\pi * 10^{-7} \text{ H/m}$ , y se tiene:

$$\lambda_{int} = \frac{I}{2} * 10^{-7} \quad \text{Wb. v/m}$$

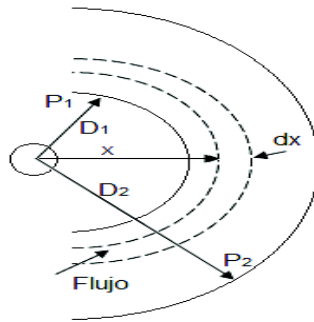
Donde la inductancia dada por el flujo interno del conductor es:

$$L_{int} = \frac{1}{2} * 10^{-7} \quad \text{H / m}$$

**Ecuación 1.6.** Inductancia de un conductor dada por el flujo interno

### 1.3.4.2.2 Enlaces de flujo entre dos puntos externos

Para el cálculo de la inductancia debido al flujo externo, se realiza un análisis del flujo externo que cae entre los puntos que se encuentran a  $D_1$  y  $D_2$  metros del conductor [4].



**Figura 1.4** Conductor con puntos  $P_1$  y  $P_2$  externos

Los puntos  $P_1$  y  $P_2$  están fuera del conductor y para un punto  $x$  se tiene:

$$2\pi x H_x = I$$

Por lo tanto, la densidad de flujo está dada por:

$$B_x = \frac{\mu I}{2\pi x} \quad \text{Wbv/m}^2$$

El flujo para el espesor  $dx$  es:

$$d\phi = \frac{\mu I}{2\pi x} \quad \text{Wb. v/m}$$

Los enlaces de flujo entre los puntos  $P_1$  y  $P_2$  resulta:

$$\lambda_{12} = 2 * 10^{-7} \ln \frac{D_2}{D_1} \quad \text{Wb. v/m}$$

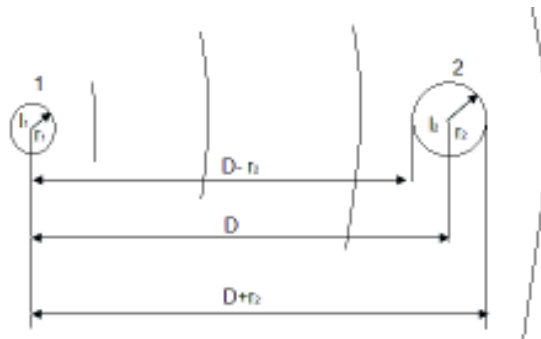
Por lo que la inductancia entre los puntos  $P_1$  y  $P_2$  es:

$$L_{12} = 2 * 10^{-7} \ln \frac{D_2}{D_1} \quad \text{H/m}$$

**Ecuación 1.7.** Inductancia entre dos puntos externos

### 1.3.4.2.3 Inductancia de una línea monofásica

Para el análisis de inductancia de una línea monofásica de dos conductores, se considera solamente los enlaces del flujo que se originan por la corriente del conductor como se indica en la Figura 1.5. [4].



**Figura 1.5.** Campo magnético debido a la corriente en el conductor 1

En este caso se suma la inductancia resultante de los enlaces del flujo interno determinada en la Ecuación 1.6. con la Ecuación 1.7. sustituyendo  $r_1$  en lugar de  $D_1$  y  $D$  en lugar de  $D_2$  para obtener:

$$L_1 = \left( \frac{1}{2} + 2 \ln \frac{D}{r_1} \right) * 10^{-7} \quad \text{H/m}$$

Factorizando y ordenando se tiene:

$$\ln e^{1/4} = \frac{1}{4}$$

$$L_1 = 2 * 10^{-7} \left( \ln e^{1/4} + 2 \ln \frac{D}{r_1} \right) * 10^{-7} \quad \text{H/m}$$

$$L_1 = 2 * 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1 e^{1/4}} \quad \text{H/m}$$

Se sustituye  $r_1'$  por  $r_1 e^{1/4}$ , se tiene:

$$L_1 = 2 * 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1'} \quad \text{H/m}$$



Y para el conductor 2 es:

$$L_2 = 2 * 10^{-7} \ln \frac{D}{r_2} \quad \text{H/m}$$

Para el circuito completo se tiene:

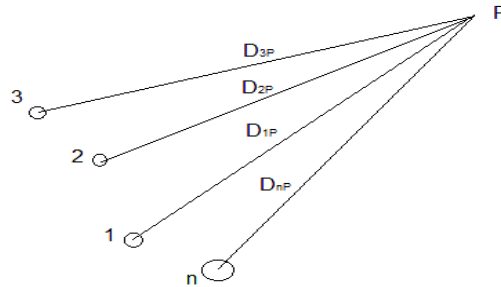
$$L = L_1 + L_2 = 4 * 10^{-7} \ln \frac{D}{\sqrt{r_1' r_2'}} \quad \text{H/m}$$

Considerando que  $r_1' = r_2' = r'$

$$L = 4 * 10^{-7} \ln \frac{D}{r'} \quad \text{H/m}$$

#### 1.3.4.2.4 Enlaces de un flujo dentro de un grupo

Para la inductancia de una línea de conductores compuestos se realiza el análisis de enlaces de un flujo como se muestra en la Figura 1.6. [4].



**Figura 1.6.** Vista de sección transversal de un grupo de n conductores

Por lo que se determinan los enlaces de flujo mediante el siguiente procedimiento:

Donde  $\lambda_{1P1}$  en el conductor 1 debido a  $I_1$  es:

$$\lambda_{1P1} = \left( \frac{I_1}{2} + 2I_1 \ln \frac{D_{1P}}{r_1} \right) \times 10^{-7}$$

$$\lambda_{1P1} = 2 \times 10^{-7} I_1 \ln \frac{D_{1P}}{r_1} \quad \text{Wb. v/m}$$

Y  $\lambda_{2P1}$  en el conductor 1 debido a  $I_2$ , sin considerar el flujo más allá del punto P está dado por:

$$\lambda_{1P2} = 2 \times 10^{-7} I_2 \ln \frac{D_{2P}}{D_{12}} \quad \text{Wb. v/m}$$

Y  $\lambda_{1P}$  con el conductor 1 debido a todos los demás conductores en el grupo, sin considerar el flujo más allá del punto P, es:

$$\lambda_{1P} = 2 \times 10^{-7} \left( I_1 \ln \frac{D_{1P}}{r_1} + I_2 \ln \frac{D_{2P}}{D_{12}} + I_3 \ln \frac{D_{3P}}{D_{13}} + \dots + I_n \ln \frac{D_{nP}}{D_{1n}} \right)$$

Reagrupando:

$$\lambda_{1P} = 2 \times 10^{-7} \left( I_1 \ln \frac{1}{r_1} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + I_3 \ln \frac{1}{D_{13}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} \right. \\ \left. + I_1 \ln D_{1P} + I_2 \ln D_{2P} + I_3 \ln D_{3P} + \dots + I_n \ln D_{nP} \right)$$

Si:

$$I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n = 0$$

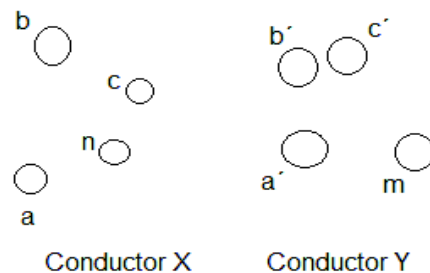
Considerando que el punto P se mueve hacia el infinito se excluyen todos los enlaces del conductor 1 se tiene lo siguiente:

$$\lambda_1 = 2 \times 10^{-7} \left( I_1 \ln \frac{1}{r_1} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + I_3 \ln \frac{1}{D_{13}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} \right) \quad \text{Wb. v/m}$$

**Ecuación 1.8.** Enlaces de flujo del conductor 1 en un grupo de conductores

### 1.3.4.2.5 Inductancia de líneas de conductores compuestos

Al considerar conductores trenzados, significa que se componen de dos o más elementos dispuestos eléctricamente como se muestra en la Figura 1.7.



**Figura 1.7.** Línea monofásica con dos conductores compuestos

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} \frac{I}{n} \left( \ln \frac{1}{r_a} + \ln \frac{1}{D_{ab}} + \ln \frac{1}{D_{ac}} + \dots + \ln \frac{1}{D_{an}} \right) \quad \text{Wb. v/m}$$

$$\lambda_{a'} = 2 \times 10^{-7} \frac{I}{m} \left( \ln \frac{1}{D_{aa'}} + \ln \frac{1}{D_{ab'}} + \ln \frac{1}{D_{ac'}} + \dots + \ln \frac{1}{D_{am'}} \right) \quad \text{Wb. v/m}$$

Donde:

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} I \ln \frac{\sqrt[m]{D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \dots D_{am'}}}{\sqrt[n]{r_a' D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}}} \quad \text{Wb. v/m}$$

Si se divide por  $I/n$  la corriente que llevan los  $n$  hilos en paralelo del conductor X.

$$L_a = \frac{\lambda_a}{I/n} = 2n \times 10^{-7} I \ln \frac{\sqrt[m]{D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \dots D_{am'}}}{\sqrt[n]{r_a' D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}}} \quad \text{H/m}$$

Y de igual manera para  $L_b$  y  $L_c$ . Por lo que la inductancia promedio es:

$$L_{promedio} = \frac{L_a + L_b + L_c + \dots + L_n}{n}$$

Se sabe que el conductor X está compuesto de  $n$  hilos eléctricamente en paralelo y se tiene:

$$L_x = \frac{L_{promedio}}{n}$$

Entonces:

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[mn]{(D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \dots D_{am'}) (D_{ba'} D_{bb'} D_{bc'} \dots D_{bm'}) \dots (D_{na'} D_{nb'} D_{nc'} \dots D_{nm'})}}{\sqrt[n^2]{(D_{aa} D_{ab} D_{ac} \dots D_{am}) (D_{ba} D_{bb} D_{bc} \dots D_{bm}) \dots (D_{na} D_{nb} D_{nc} \dots D_{nm})}} \quad \text{H/m}$$

### **Ecuación 1.9.** Inductancia de cada hilo para el conductor X

Se puede observar que en el numerador de logaritmo es la raíz  $mn$ -ésima de  $mn$  términos, que son el producto de las distancias desde todos los  $n$  hilos del conductor X a todos los  $m$  hilos del conductor Y [4]. La raíz  $mn$ -ésima del producto de  $mn$  distancias se llama "distancia media geométrica" DMG o abreviado  $D_m$  entre el conductor X y Y. El denominador del logaritmo es la raíz  $n^2$ -ésima de  $n^2$  términos, por lo que se le denomina

“radio medio geométrico” propia del conductor X, RMG, cuya abreviación es  $D_s$ , por lo que la Ecuación 1.9. se expresa como:

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_m}{D_s} \quad \text{H/m}$$

Para determinar la expresión de  $L_y$ , se realiza el mismo análisis de  $L_x$ .

La inductancia de la línea es:

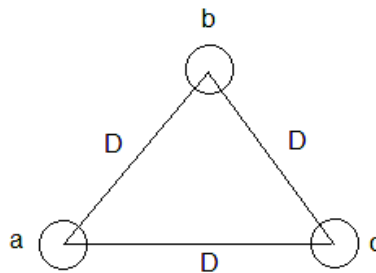
$$L = L_x + L_y$$

$$L = 4 \times 10^{-7} \ln \frac{D_m}{D_s} \quad \text{H/m}$$

**Ecuación 1.10.** Inductancia de una línea de conductores compuestos

### 1.3.4.2.6 Inductancia de líneas trifásicas con espaciamento equilátero

Después de haber desarrollado el análisis para la inductancia en líneas monofásicas, se parte del mismo procedimiento y se extiende para el cálculo de la inductancia de líneas trifásicas, que son las más comunes dentro de un sistema de transmisión, para este análisis se asume un espaciamento equilátero como se muestra en la Figura 1.8.



**Figura 1.8.** Conductores de una línea trifásica con espaciamento equilátero

Si  $I_a + I_b + I_c = 0$

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} \left( I_a \ln \frac{1}{D_s} + I_b \ln \frac{1}{D} + I_c \ln \frac{1}{D} \right) \quad \text{Wb. v/m}$$

$$I_a = -(I_b + I_c)$$

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} \left( I_a \ln \frac{1}{D_s} - I_a \ln \frac{1}{D} \right) = 2 \times 10^{-7} \left( I_a \ln \frac{D}{D_s} \right) \quad \text{Wb. v/m}$$

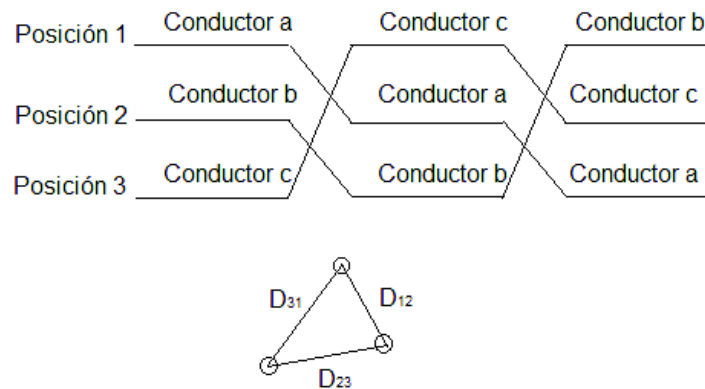
Por lo que:

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{D_s} \quad \text{H/m}$$

**Ecuación 1.11.** Inductancia de una línea trifásica con espaciamiento equilátero

### 1.3.4.2.7 Inductancias de líneas trifásicas con espaciamiento asimétrico

El análisis para la inductancia de líneas trifásicas con espaciamiento asimétrico es más complejo ya que los enlaces de flujo de cada fase no son iguales y para poder equilibrar tanto los enlaces de flujo como la inductancia en cada fase se realiza un cambio en el posicionamiento como se muestra en la Figura 1.9. A este procedimiento se le conoce como transposición [4]. En este caso se determina los enlaces de flujo para cada ciclo de transposición y se tiene:



**Figura 1.9.** Ciclo de transposición

Cuando el conductor a está en la Posición 1, b en la 2 y c en la 3:

$$\lambda_{a1} = 2 \times 10^{-7} \left( I_a \ln \frac{1}{D_s} + I_b \ln \frac{1}{D_{12}} + I_c \ln \frac{1}{D_{31}} \right) \quad \text{Wb. v/m}$$

Cuando el conductor a está en la Posición 2, b en la 3 y c en la 1:

$$\lambda_{a2} = 2 \times 10^{-7} \left( I_a \ln \frac{1}{D_s} + I_b \ln \frac{1}{D_{23}} + I_c \ln \frac{1}{D_{12}} \right) \quad \text{Wb. v/m}$$

Cuando el conductor a está en la Posición 3, b en la 1 y c en la 2:

$$\lambda_{a3} = 2 \times 10^{-7} \left( I_a \ln \frac{1}{D_s} + I_b \ln \frac{1}{D_{31}} + I_c \ln \frac{1}{D_{23}} \right) \quad \text{Wb. v/m}$$

Donde:

$$\lambda_a = \frac{\lambda_{a1} + \lambda_{a2} + \lambda_{a3}}{3}$$

Y considerando que:

$$I_a = -(I_b + I_c)$$

$$\lambda_a = \frac{2 \times 10^{-7}}{3} \left( 3I_a \ln \frac{1}{D_s} - I_a \ln \frac{1}{D_{12}D_{23}D_{31}} \right) \quad \text{Wb. v/m}$$

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} I_a \ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{D_s} \quad \text{Wb. v/m}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}$$

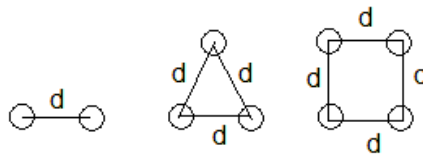
Por lo tanto:

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \quad \text{H/m}$$

**Ecuación 1.12.** Inductancia de líneas trifásicas con espaciamiento asimétrico

### 1.3.4.2.8 Inductancia para conductores agrupados

Para voltajes superiores a 230 kV es decir extra alto voltajes (EAV), el efecto corona y sus consecuentes pérdidas de potencia pueden generar grandes problemas si la línea posee un conductor por fase. De ahí surge la necesidad de disponer de dos o más conductores por fase que se conoce como “haz de conductores” dispuestos a una distancia mucho más pequeña que la distancia entre fases, esto ayuda a reducir el efecto corona y la reactancia debido a que incrementa el RMG por el agrupamiento de conductores. El agrupamiento de conductores en una línea de transmisión trifásica se observa en la Figura 1.10.



**Figura 1.10.** Agrupamiento de conductores

Para un grupo de dos conductores se tiene:

$$D_s^b = \sqrt[4]{(D_s d)^2} = \sqrt{D_s d} \quad \text{m}$$

Para un grupo de tres conductores se tiene:

$$D_s^b = \sqrt[9]{(D_s d d)^3} = \sqrt[3]{D_s d} \quad \text{m}$$

Y para un grupo de 4 conductores se tiene:

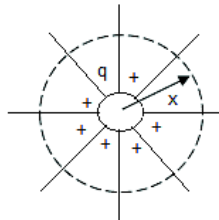
$$D_s^b = \sqrt[16]{(D_s d d \sqrt{2}d)^4} = 1,09 \sqrt[4]{D_s d^3} \quad \text{m}$$

### 1.3.4.3 Capacitancia

La capacitancia en una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y da lugar a que a que se carguen eléctricamente. La capacitancia entre conductores paralelos depende del tamaño y el espaciamiento entre ellos por lo que en líneas con longitudes menores a 80 km es depreciable, pero en líneas más largas la capacitancia crece considerablemente [4].

#### 1.3.4.3.1 Campo eléctrico de un conductor

Un conductor al encontrarse en un medio uniforme como el aire, la carga se distribuye uniformemente a su alrededor, por lo que su flujo eléctrico es radial. Todos los puntos equidistantes al conductor son equipotenciales y tienen la misma densidad de flujo eléctrico [4], como se muestra en la Figura 1.11. Se puede calcular la densidad de flujo eléctrico a x metros del conductor como se señala en la Ecuación 1.13.



**Figura 1.11.** Líneas de flujo eléctrico sobre la superficie de un conductor

$$D_f = \frac{q}{2\pi x} \quad \text{C/m}^2$$

**Ecuación 1.13.** Densidad de flujo eléctrico

Donde:

q: Carga del conductor en C/m

x: Distancia desde el conductor al punto donde se calcula la densidad de flujo eléctrico en m

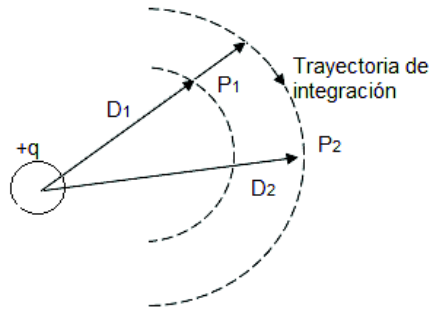
Y se tiene que la intensidad de campo eléctrico está dada por la Ecuación 1.14.

$$E = \frac{q}{2\pi xk} \quad \text{V/m}$$

**Ecuación 1.14.** Intensidad de campo eléctrico

### 1.3.4.3.2 Diferencia de potencial entre dos puntos

Se tiene un conductor que lleva una carga positiva  $q$  en C/m, los puntos  $P_1$  y  $P_2$  se encuentran a una distancia  $D_1$  y  $D_2$  metros desde el conductor, como se indica en la Figura 1.12.



**Figura 1.12.** Trayectoria de integración entre dos puntos externos a un conductor

La Ecuación 1.15. define la diferencia de potencial entre los dos puntos:

$$V_{12} = \int_{D_1}^{D_2} E \, dx = \int_{D_1}^{D_2} \frac{q}{2\pi kx} \, dx = \frac{q}{2\pi k} \ln \frac{D_2}{D_1} \quad \text{V}$$

**Ecuación 1.15.** Voltaje entre las superficies equipotenciales que pasan por  $P_1$  y  $P_2$

### 1.3.4.3.3 Capacitancia de una línea con dos conductores

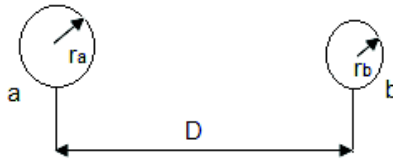
La capacitancia entre dos conductores se define como la carga sobre los conductores por unidad de la diferencia de potencia entre ellos, que se expresa como [4]:

$$C = \frac{q}{V} \quad \text{F/m}$$

**Ecuación 1.16.** Capacitancia por unidad de longitud

La capacitancia entre dos conductores se muestra en la Figura 1.13. Y se obtiene al sustituir en la Ecuación 1.16. en la Ecuación 1.15.





**Figura 1.13.** Sección transversal de una línea con conductores paralelos

$$V_{ab} = \frac{q_a}{2\pi k} \ln \frac{D}{r_a} + \frac{q_b}{2\pi k} \ln \frac{r_b}{D} \quad V$$

Para una línea de dos conductores se tiene:  $q_a = -q_b$ , entonces:

$$\begin{aligned} V_{ab} &= \frac{q_a}{2\pi k} \left( \ln \frac{D}{r_a} - \ln \frac{r_b}{D} \right) \quad V \\ &= \frac{q_a}{2\pi k} \ln \frac{D^2}{r_a r_b} \quad V \end{aligned}$$

Por tanto:

$$C_{ab} = \frac{q_a}{V_{ab}} = \frac{2\pi k}{\ln D^2 / r_a r_b} \quad F/m$$

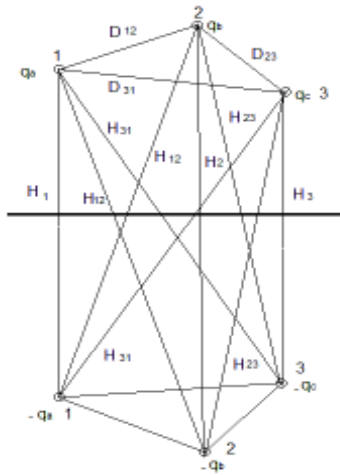
Si  $r_a = r_b$ , se tiene:

$$C_{ab} = \frac{\pi k}{\ln(D/r)} \quad F/m$$

**Ecuación 1.17.** Capacitancia entre dos conductores

**1.3.4.3.4 Efecto del suelo sobre la capacitancia en líneas de transmisión trifásicas**

La presencia del suelo altera el campo eléctrico de la línea ya que se asume que el suelo es un conductor perfecto con la forma de un plano horizontal de extensión infinita. Se considera un circuito como se muestra en la Figura 1.14. que consiste en un conductor aéreo con una trayectoria de retorno a tierra, al cargarse el conductor las cargas van desde la tierra por lo que se produce una diferencia de potencial entre el conductor y el suelo, estas cargas son de igual magnitud a la carga del conductor, pero con signo opuesto. Por lo que para poder realizar este análisis se considera al plano del suelo por un conductor imaginario cargado por debajo de la superficie del suelo a una distancia igual a la que tiene el conductor aéreo por encima de la superficie y se le denomina “conductor imagen”, partiendo de este criterio se realiza el siguiente análisis [4].



**Figura 1.14.** Línea trifásica y su imagen

Para una línea transpuesta se tiene lo siguiente:

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi k} \left[ q_a \left( \ln \frac{D_{12}}{r} - \ln \frac{H_{12}}{H_1} \right) + q_b \left( \ln \frac{r}{D_{12}} - \ln \frac{H_2}{H_{12}} \right) + q_c \left( \ln \frac{D_{23}}{D_{31}} - \ln \frac{H_{23}}{H_{31}} \right) \right] \quad V$$

De igual manera se realiza para  $V_{ac}$ , si se sabe que la suma de las cargas es cero, entonces se tiene la capacitancia al neutro:

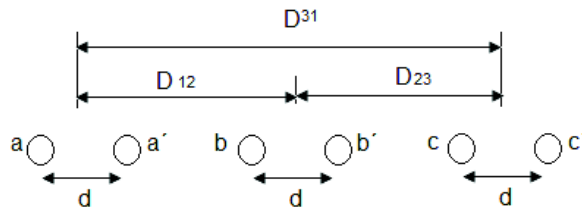
$$C_n = \frac{2\pi k}{\ln \left( \frac{D_{eq}}{r} \right) - \ln \left( \frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}} \right)} \quad C/m$$

**Ecuación 1.18.** Capacitancia de una línea considerando el efecto del suelo

Como se puede observar en la Ecuación 1.18. al considerar el efecto tierra es el de incrementar la capacitancia en una línea de transmisión.

### 1.3.4.3.5 Capacitancia para conductores agrupados

Para el cálculo de capacitancia en conductores agrupados se sabe que estos se encuentran en paralelo y se asume que la carga por agrupamiento se divide por igual entre los conductores que forman el agrupamiento [4]. El análisis se realiza para el circuito mostrado en la Figura 1.15.



**Figura 1.15.** Haz de dos conductores agrupados

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi k} \left[ \frac{q_a}{2} \left( \ln \frac{D_{12}}{r} + \ln \frac{D_{12}}{d} \right) + \frac{q_b}{2} \left( \ln \frac{r}{D_{12}} + \ln \frac{d}{D_{12}} \right) + \frac{q_c}{2} \left( \ln \frac{D_{23}}{D_{31}} + \ln \frac{D_{23}}{D_{31}} \right) \right]$$

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi k} \left[ q_a \ln \frac{D_{12}}{\sqrt{rd}} + q_b \ln \frac{\sqrt{rd}}{D_{12}} + q_c \ln \frac{D_{23}}{D_{31}} \right] \quad \text{V}$$

Si se considera transposición se tiene:

$$C_n = \frac{2\pi k}{\ln \frac{D_{eq}}{\sqrt{rd}}} \quad \frac{\text{F}}{\text{m}} \quad \text{al neutro}$$

$$C_n = \frac{2\pi k}{\ln \frac{D_{eq}}{D_{sc}^b}} \quad \frac{\text{F}}{\text{m}} \quad \text{al neutro}$$

Para un agrupamiento de dos conductores se tiene:

$$D_{sc}^b = \sqrt[4]{(rd)^2} = \sqrt{rd} \quad \text{m}$$

Para un agrupamiento de tres conductores se tiene:

$$D_{sc}^b = \sqrt[3]{(rdd)^3} = \sqrt[3]{rdd} \quad \text{m}$$

Y para un agrupamiento de 4 conductores se tiene:

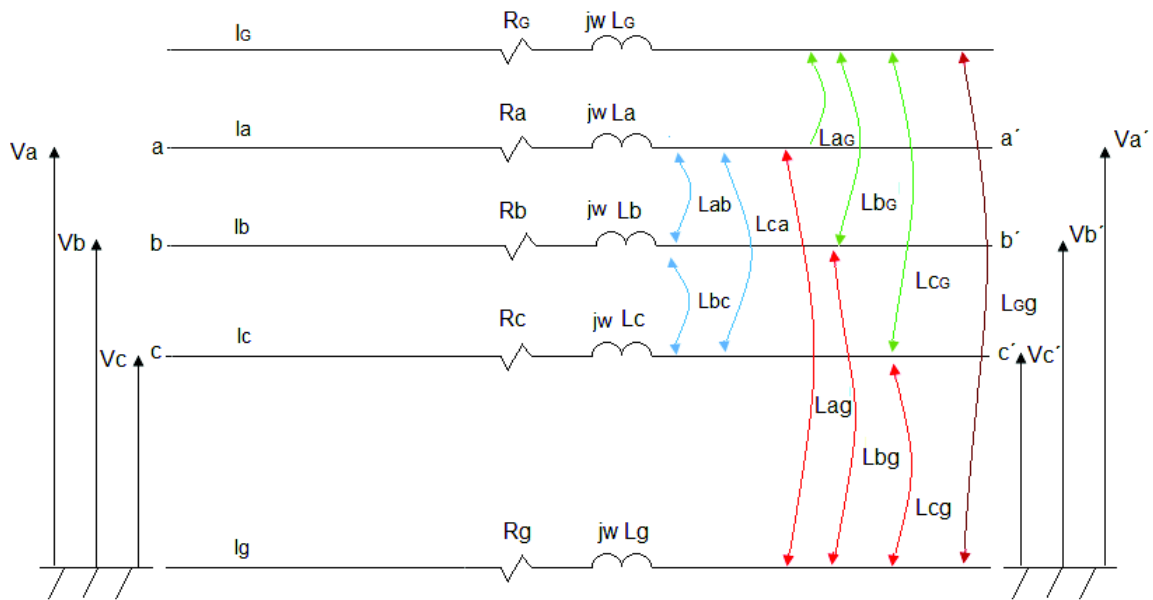
$$D_{sc}^b = \sqrt[4]{(rdd\sqrt{2}d)^4} = 1,09 \sqrt[4]{rdd^3} \quad \text{m}$$

### 1.3.5 Cálculo de parámetros eléctricos de una línea de transmisión

El cálculo de parámetros eléctricos de una línea de transmisión, consiste en determinar la matriz de impedancias serie y admitancias en paralelo, las cuales están relacionadas con las características propias del conductor, disposición geométrica, tipo de estructura y características del suelo.

### 1.3.5.1 Parámetros serie de una línea de transmisión

En un sistema trifásico debido a las múltiples concatenaciones electromagnéticas que se originan, resulta de gran importancia representarlo a través de una matriz, la representación de impedancias de una línea de transmisión se muestra en la Figura 1.16. [10].



**Figura 1.16.** Impedancias en una línea de transmisión

Para la caída de voltaje en el conductor a se tiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} \Delta V_a &= V_a - V'_a \\ &= I_a(R_a + j\omega L_a) + I_b(R_b + j\omega L_b) + I_c(R_c + j\omega L_c) + I_G(R_G + j\omega L_G) \\ &\quad - I_g(R_g + j\omega L_g) + V_g \end{aligned}$$

Donde:

\$R\_a, R\_b, R\_c\$: Resistencias de los conductores de fase

\$R\_G\$: Resistencia del conductor de guardia

\$R\_g\$: Resistencia del suelo

\$L\_a, L\_b, L\_c\$: Inductancias de las fases

\$L\_G\$: Inductancia del conductor de guardia

L<sub>g</sub>: Inductancia del suelo

Además, se tiene:

$$V_g = I_g(R_g + j\omega L_g) - I_a(j\omega L_{ga}) - I_b(j\omega L_{gb}) - I_c(j\omega L_{gc}) - I_G(j\omega L_{gG})$$

$$I_g = I_a + I_b + I_c + I_G$$

Entonces:

$$\Delta V_a = Z_{aa\_g} * I_a + Z_{ab\_g} * I_b + Z_{ac\_g} * I_c + Z_{aG\_g} * I_G$$

$$Z_{aa\_g} = R_a + j\omega L_a - 2j\omega L_{ag} + R_g + j\omega L_g$$

$$Z_{ab\_g} = j\omega L_{ab} - j\omega L_{bg} - j\omega L_{ag} + R_g + j\omega L_g$$

$$Z_{ac\_g} = j\omega L_{ac} - j\omega L_{cg} - j\omega L_{ag} + R_g + j\omega L_g$$

$$Z_{aG\_g} = j\omega L_{ag} - j\omega L_{Gg} - j\omega L_{ag} + R_g + j\omega L_g$$

Se plantea de igual manera para las demás fases y el cable de guardia.

$$\begin{bmatrix} \Delta V_a \\ \Delta V_b \\ \Delta V_c \\ \Delta V_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa\_g} & Z_{ab\_g} & Z_{ac\_g} & Z_{aG\_g} \\ Z_{ba\_g} & Z_{bb\_g} & Z_{bc\_g} & Z_{bG\_g} \\ Z_{ca\_g} & Z_{cb\_g} & Z_{cc\_g} & Z_{cG\_g} \\ Z_{Ga\_g} & Z_{Gb\_g} & Z_{Gc\_g} & Z_{GG\_g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_G \end{bmatrix}$$

### **Ecuación 1.19.** Matriz de impedancias serie de una línea de transmisión trifásica

En la Ecuación 1.19., se tiene que los elementos de la diagonal por ejemplo  $Z_{aa\_g}$ , es la impedancia propia en serie, formada por el conductor de fase a y el retorno por tierra, de igual manera los elementos fuera de la diagonal representan la impedancia mutua que hay entre las fases considerando el retorno por tierra [10]. Para simplificar el análisis, esta matriz puede ser reducida a una matriz donde los efectos del cable de guardia y el neutro se consideren dentro de las impedancias propias y mutuas, por lo que se tiene lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{abc} \\ \Delta V_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{abc} & Z_{abcG} \\ Z_{Gabc} & Z_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_G \end{bmatrix}$$

Asumiendo que el cable de guardia tiene un voltaje cero se tiene:

$$\Delta V_{abc} = Z_{abc} I_{abc} + Z_{abcG} I_G$$

$$0 = Z_{Gabc} I_{abc} + Z_{GG} I_G$$

Despejando  $I_G$ , se tiene:

$$I_G = -Z_{GG}^{-1} Z_{Gabc} I_{abc}$$

Reemplazando se tiene:

$$\Delta V_{abc} = [Z_{abc} - Z_{abcG} Z_{GG}^{-1} Z_{Gabc}] I_G$$

Por lo que la matriz reducida de impedancia se expresa como:

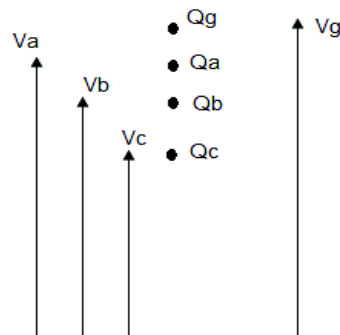
$$Z'_{abc} = Z_{abc} - Z_{abcG} Z_{GG}^{-1} Z_{Gabc}$$

$$Z'_{abc} = \begin{bmatrix} Z'_{aa\_g} & Z'_{ab\_g} & Z'_{ac\_g} \\ Z'_{ba\_g} & Z'_{bb\_g} & Z'_{bc\_g} \\ Z'_{ca\_g} & Z'_{cb\_g} & Z'_{cc\_g} \end{bmatrix} \quad \Omega$$

**Ecuación 1.20.** Matriz reducida de impedancias [10]

### 1.3.5.2 Parámetros paralelo de una línea de transmisión

Para el análisis de la matriz de admitancia en paralelo, se tiene la Figura 1.17. donde los voltajes respecto a tierra de los cuatro conductores se relacionan con sus respectivas cargas.



**Figura 1.17.** Cargas en los conductores de una línea de transmisión

Por lo que se tiene:

$$[V] = [P][Q]$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{ag} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bg} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cg} \\ P_{ga} & P_{gb} & P_{gc} & P_{gg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_a \\ Q_b \\ Q_c \\ Q_g \end{bmatrix}$$

**Ecuación 1.21.** Matriz de Coeficientes de Potencial de Maxwell

La matriz de capacitancia se obtiene por la inversión de la matriz [P], por lo que se tiene:

$$[C] = \begin{bmatrix} C_{aa} & -C_{ab} & -C_{ac} & -C_{ag} \\ -C_{ba} & C_{bb} & -C_{bc} & -C_{bg} \\ -C_{ca} & -C_{cb} & C_{cc} & -C_{cg} \\ -C_{ga} & -C_{gb} & -C_{gc} & C_{gg} \end{bmatrix}$$

Y la matriz de admitancia en paralelo es:

$$Y = j\omega[C] = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} & Y_{ag} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} & Y_{bg} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} & Y_{cg} \\ Y_{ga} & Y_{gb} & Y_{gc} & Y_{gg} \end{bmatrix} \quad S$$

### **Ecuación 1.22.** Matriz de admitancia de una línea de transmisión

De igual manera que la matriz de impedancias, esta matriz se la puede reducir a un equivalente donde se considere el efecto del cable de guardia, por lo que se realiza el siguiente análisis:

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \\ V_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{abc} & P_{abcg} \\ P_{gabc} & P_{gg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_{abc} \\ Q_g \end{bmatrix}$$

Considerando el voltaje del cable de guardia igual a cero se tiene:

$$V_{abc} = P_{abc}Q_{abc} + P_{gabc}Q_g$$

$$0 = P_{abcg}Q_{abc} + P_{gg}Q_g$$

Despejando  $Q_g$ , se tiene la siguiente relación:

$$V_{abc} = [P_{abc} - P_{abcg} P_{gg}^{-1} P_{gabc}] Q_{abc}$$

Y:

$$P'_{abc} = P_{abc} - P_{abcg} P_{gg}^{-1} P_{gabc}$$

Por lo que:

$$[C'_{abc}] = \begin{bmatrix} C'_{aa} & -C'_{ab} & -C'_{ac} \\ -C'_{ba} & C'_{bb} & -C'_{bc} \\ -C'_{ca} & -C'_{cb} & C'_{cc} \end{bmatrix}$$

$$Y' = \begin{bmatrix} Y'_{aa} & Y'_{ab} & Y'_{ac} \\ Y'_{ba} & Y'_{bb} & Y'_{bc} \\ Y'_{ca} & Y'_{cb} & Y'_{cc} \end{bmatrix} S$$

**Ecuación 1.23.** Matriz reducida de admitancia

### 1.3.6 Clasificación de líneas de transmisión por su longitud

Para facilitar el cálculo de parámetros eléctricos de una línea transmisión se hacen simplificaciones que dependen de la longitud de la línea, es por esto que se clasifican en:

- Línea corta: longitud menor a 80 km
- Línea media: longitud que va desde 80 km hasta 240 km
- Línea larga: longitud mayor a 240 km

Las líneas cortas transmiten energía a voltajes menores a 44 kV, su capacitancia en paralelo es tan pequeña que puede ser omitida, por lo que solo se requiere considerar la resistencia y la inductancia en serie. Las líneas de transmisión media y larga transmiten energía a voltajes de transmisión y subtransmisión, la capacitancia en paralelo es considerable y existe una mayor caída de voltaje en la línea ya que la resistencia e inductancia en serie son más grandes que en la línea corta [11].

### 1.3.7 Sistema de Transmisión de 500 kV

Actualmente el Ecuador dispone de un Sistema de Transmisión de Extra Alto Voltaje de 500 kV, creado con el fin de transportar la potencia generada desde la central de generación Coca Codo Sinclair, que posee una capacidad de 1500 MW [12]. Las líneas de transmisión que operan a 500 kV, son: Coca Codo Sinclair- San Rafael, San Rafael- El Inga, El Inga- Tisaleo, Tisaleo- Chorrillos. Para el desarrollo de este proyecto de titulación, se considera la línea Coca Codo Sinclair – El Inga, cuyas características se muestra en la Tabla 1.2.

**Tabla 1.2.** Características de la línea de transmisión de 500 kV

Línea de Transmisión	Longitud [ km ]	Descripción
Coca Codo Sinclair- San Rafael	7,8	- 2 líneas con conductor de fase ACAR 1100 MCM, formadas por un haz de 4 conductores.
San Rafael- El Inga	118,2	



Se han construido dos líneas de transmisión de simple circuito Coca Codo Sinclair - San Rafael - El Inga de 500 kV desde la subestación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, que se encuentra ubicada en el cantón El Chaco, provincia de Napo, y se seccionan en la subestación San Rafael, la misma que se ubica en el mismo cantón, aproximadamente a 7,8 km al noroccidente del referido proyecto de generación. Posteriormente, las líneas recorren por el cantón Quijos de la provincia de Napo y finalizan en la subestación El Inga, situada en el cantón Quito, provincia de Pichincha [12].

Para el diseño y construcción del modelo a escala de la línea de transmisión, se considera la línea Coca Codo Sinclair- El Inga, es decir la línea para el diseño posee una longitud total de 126 km, y a su vez se considera únicamente una línea puesto que la otra posee las mismas características tanto eléctricas como mecánicas.

## 2. METODOLOGÍA

Para el diseño de los módulos de la línea de transmisión, se empieza por estructurar las matrices de impedancias y admitancias obtenidas a través del software Power Factory de DigSILENT, en donde se ingresan los datos de configuración de la torre, tipo de conductor tanto de las fases como de los cables de guardia, y su respectiva disposición geométrica.

### 2.1 Configuración de la torre y especificación de los conductores de la línea de estudio

Las torres de transmisión de la línea Coca Codo Sinclair - El Inga, tienen una altura promedio de 52,5 m. Cada fase está formada por un haz de 4 conductores de aleación de aluminio ACAR 1100 MCM 18/19 y disponen de dos cables de guardia, uno de ellos es de acero galvanizado 38" extra-resistente y el otro es de fibra óptica (OPGW) de 48 fibras [13]. Los conductores están sostenidos en estructuras metálicas de celosía, auto-soportantes, del tipo "cabeza de gato", de configuración horizontal como se muestra en la Figura 2.1.

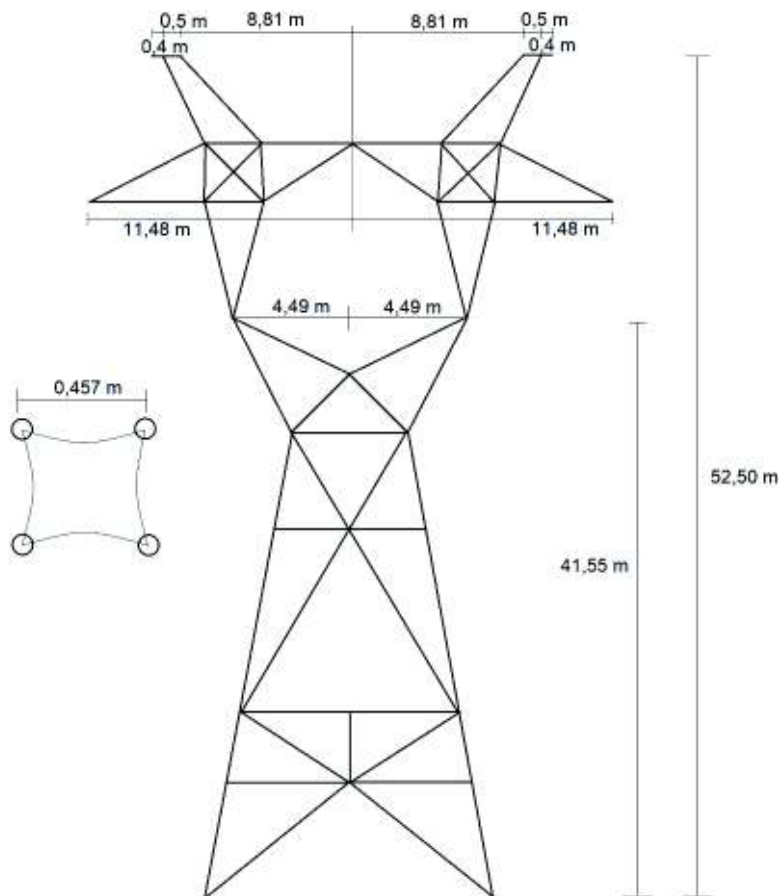


Figura 2.1. Configuración de la torre de 500 kV

Los datos de los conductores que se muestran en la Tabla 2.1., Tabla 2.2., Tabla 2.3., Tabla 2.4. y Tabla 2.5. son proporcionados por CELEC EP Unidad de Negocios Transelectric [13]. Como se muestra en el ANEXO I.

**Tabla 2.1.** Datos del conductor de fase

<b>CONDUCTOR DE FASE</b>	
<b>ACAR 1100 MCM</b>	
Voltaje nominal	500 kV
Corriente nominal	1,052 kA
Número de subconductores	4
Espaciamiento del haz	0,457 m
Modelo del conductor	Conductor Sólido
<b>DATOS DEL SUBCONDUCTOR</b>	
Resistencia DC (20° C)	0,0556 Ohm/km
GMR (Radio Equivalente)	13,95 mm
Diámetro externo	30,66 mm
Temperatura máxima de operación	80° C
Resistencia DC (80° C)	0,0687 Ohm/km

**Tabla 2.2.** Datos del cable de guardia OPGW-48B4-90

<b>CABLE DE GUARDIA</b>	
<b>OPGW-48B4-90</b>	
Voltaje nominal	500 kV
Corriente nominal (De corta duración 1s)	8 kA
Número de subconductores	1
Modelo del conductor	Conductor Sólido
<b>DATOS DEL SUBCONDUCTOR</b>	
Resistencia DC (20° C)	0,0557 Ohm/km
GMR (Radio Equivalente)	6,6198 mm
Diámetro externo	13,4 mm
Temperatura máxima de operación	80° C
Resistencia DC (80° C)	0,5574 Ohm/km

**Tabla 2.3.** Datos del cable de guardia acero galvanizado 38"

<b>CABLE DE GUARDIA</b>	
<b>ACERO GALVANIZADO 38"</b>	
Voltaje nominal	500 kV
Corriente nominal	0,0172473 kA
Número de subconductores	1

Modelo del conductor	Conductor Sólido
<b>DATOS DEL SUBCONDUCTOR</b>	
Resistencia DC (20° C)	3,9815 Ohm/km
GMR (Radio Equivalente)	3,707 mm
Diámetro externo	9,144 mm
Temperatura máxima de operación	80° C
Resistencia DC (80° C)	4,9275 Ohm/km

**Tabla 2.4.** Disposición geométrica de los conductores de fase

<b>COORDENADAS DE LAS FASES [ m ]</b>		
<b>Fase</b>	<b>x</b>	<b>y</b>
<b>a</b>	-11,48	41,55
<b>b</b>	0	41,55
<b>c</b>	11,48	41,55

**Tabla 2.5.** Disposición geométrica de los cables de guardia

<b>COORDENADAS DEL CABLE DE GUARDIA [ m ]</b>		
<b>Cable de guardia</b>	<b>x</b>	<b>y</b>
<b>Acero galvanizado</b>	-9,06	52,5
<b>OPGW</b>	9,06	52,5

## 2.2 Cálculo de parámetros eléctricos de la línea de estudio

Una vez ingresados los datos en el software Power Factory de DigSILENT se obtienen las matrices de impedancias y admitancias naturales, reducidas y simétricas.

En el ANEXO II. se muestra la subrutina para la obtención de los parámetros eléctricos de la línea de transmisión y las matrices resultantes.

Al considerar la matriz de impedancias y admitancia naturales, se obtiene como resultado una matriz de 5 x 5, en donde se considera que el neutro o cable de guardia posee el mismo voltaje que la tierra, por lo que la tierra se considera como otro conductor que tendrá una impedancia propia [9]. Para poder simplificar este análisis se considera la matriz de impedancia y admitancia reducida 3x3, en la que los efectos del neutro o cable de guardia y tierra ya están considerados dentro de las impedancias y admitancia propias y mutuas del sistema [9].

Entonces, se tiene las siguientes matrices:

Matriz reducida de impedancias:

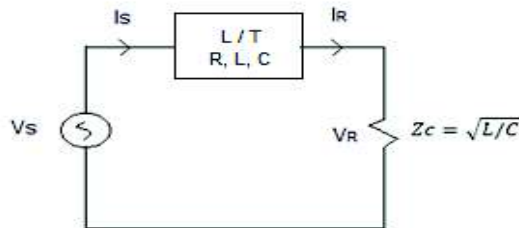
$$Z = \begin{bmatrix} 0,096469 + 0,549070j & 0,0846573 + 0,238421j & 0,0840500 + 0,183005j \\ 0,0846573 + 0,238421j & 0,101730 + 0,531309j & 0,0877913 + 0,225347j \\ 0,0840500 + 0,183005j & 0,0877913 + 0,225347j & 0,102408 + 0,523671j \end{bmatrix} \quad \Omega/\text{km}$$

Matriz reducida de admitancias:

$$Y = \begin{bmatrix} 0 + 4,20659j & 0 - 1,01454j & 0 - 3,69416j \\ 0 - 1,01454j & 0 - 4,45651j & 0 - 1,01149j \\ 0 - 3,69416j & 0 - 1,01149j & 0 + 4,21274j \end{bmatrix} \quad \mu\text{S}/\text{km}$$

## 2.3 Cálculo de cargabilidad de impedancia característica

Conocida por sus siglas en inglés como SIL (Surge Impedance Loading), es el valor de la potencia real entregada, a través de una línea de transmisión, sin pérdidas, a una carga puramente resistiva igual a la impedancia característica de la línea. De esta manera la línea no consume ni entrega potencia reactiva a la red del sistema eléctrico de potencia [14]. En la Figura 2.2. se muestra mediante un circuito eléctrico esta descripción. Este circuito es la representación de una línea trifásica balanceada obtenida a partir del concepto de componentes simétricas ya que transforma un sistema trifásico en tres sistemas monofásicos balanceados, simplificando así el análisis en la línea [9].



**Figura 2.2.** Línea sin pérdidas conectada a una carga igual a su impedancia característica

La impedancia característica es independiente de la frecuencia, el voltaje de transmisión y de la longitud de la línea, pero si depende de la geometría de la línea de transmisión y de las características de sus conductores [16].

$$Z_c = \sqrt{\frac{X_L}{B_C}} \quad \Omega$$

**Ecuación 2.1.** Impedancia característica de una línea de transmisión

Además, se sabe que:

$$Z_c = \sqrt{\frac{2\pi fL}{2\pi fC}} \quad \Omega$$

Y,

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad \Omega$$

Donde:

$X_L$ : Reactancia inductiva de un sistema balanceado por unidad de longitud en  $\Omega/\text{km}$

$B_C$ : Susceptancia capacitiva de un sistema balanceado por unidad de longitud en  $\text{S}/\text{km}$

En la Tabla 2.6. se muestran los datos de reactancia inductiva y susceptancia capacitiva de la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair – El Inga obtenidos del diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado proporcionado por el Operador Nacional de Electricidad CENACE.

**Tabla 2.6.** Datos de la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair-El Inga

$V_{L-L}$ [ kV ]	$X_L \text{ sec (+)}$ [ $\Omega/\text{km}$ ]	$B_C \text{ sec (+)}$ [ S/km ]
500	0,332239	4,9857E-06

Para el cálculo de la impedancia característica de la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair – El Inga, se utiliza la Ecuación 2.1. y los datos expuestos en la Tabla 2.6.

$$Z_c = \sqrt{\frac{0,332239}{4,9857 \times 10^{-6}}}$$

$$Z_c = 258,14 \quad \Omega$$

La cargabilidad de la línea de transmisión se expresa generalmente en términos de SIL, un parámetro que permite determinar la carga que puede soportar la línea según su voltaje de transmisión [17].

El valor del SIL depende del voltaje nominal de transmisión y de la impedancia característica de la línea de transmisión, como se muestra en la Ecuación 2.2.

$$SIL = \frac{(V_{L-L})^2}{Z_c} \quad W$$

**Ecuación 2.2.** Ecuación para el cálculo del SIL de una línea de transmisión

Donde:

$V_{L-L}^2$ : Voltaje de transmisión línea-línea en kV

Para el cálculo del SIL se reemplaza los datos de la Tabla 2.6. en la Ecuación 2.2.

$$SIL = \frac{(500)^2}{258,14}$$

$$SIL = 968,45 \quad MW$$

En el ANEXO III. se muestran valores de impedancia característica y SIL para líneas aéreas típicas de 60 Hz.

El valor de potencia base de la línea de transmisión de estudio, que posteriormente servirá para llevar los valores reales de la línea a valores en por unidad, se toma en base al valor de su SIL.

## **2.4 Conversión a la escala del laboratorio para el diseño y construcción del modelo de la línea de transmisión**

El modelo a escala de la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair – El Inga será utilizado en el Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia, por lo que se toma como referencia los valores nominales de voltaje de 220 V y potencia de 5 kVA.

La potencia base escogida para el modelo está relacionada con la capacidad de la máquina de generación que será parte del futuro sistema de potencia a escala para el Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia. El voltaje base de transmisión es el voltaje de la red de distribución. Se considera este voltaje para que el trabajo del investigador sea seguro y, además, con el propósito de que los elementos que forman parte del modelo no sean demasiado robustos y costosos.

La línea de transmisión de estudio tiene un SIL de 968,45 MW por lo que se asume la potencia base de 1000 MVA y voltaje base de transmisión de 500 kV. Lo deseado es que

los fenómenos que ocurren en el modelo a escala se reproduzcan de manera similar que en la línea de transmisión real. Es evidente que las mediciones de las señales eléctricas reales serán diferentes a las mediciones obtenidas en el modelo, este problema es posible resolver igualando los valores en por unidad del modelo a escala con los valores en por unidad de la línea de transmisión real, como se muestra:

$$\{Z\}_{pu \text{ modelo}} = \{Z\}_{pu \text{ real}}$$

$$\frac{Z_{\text{modelo}}}{Z_{\text{base modelo}}} = \frac{Z_{\text{real}}}{Z_{\text{base real}}}$$

y,

$$\{Y\}_{pu \text{ modelo}} = \{Y\}_{pu \text{ real}}$$

$$\frac{Y_{\text{modelo}}}{Y_{\text{base modelo}}} = \frac{Y_{\text{real}}}{Y_{\text{base real}}}$$

Con los valores en por unidad igualados, la medición de una señal eléctrica que se registre en el modelo a escala en el laboratorio, y convertida a su valor en por unidad, será equivalente a la medición de la misma señal eléctrica que se estaría produciendo en la línea de transmisión real. El proceso para el cálculo de los valores en por unidad es el siguiente:

Valores base para la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair – El Inga

$$V_{\text{base real}} = 500 \text{ kV}, S_{\text{base real}} = 1000 \text{ MVA}$$

$$Z_{\text{base real}} = \frac{V_{\text{base}}^2}{S_{\text{base}}} = \frac{(500 \text{ kV})^2}{1000 \text{ MVA}} = 250 \Omega$$

$$Y_{\text{base real}} = \frac{1}{Z_{\text{base}}} = \frac{1}{250 \Omega} = 0,004 \text{ S}$$

Valores base para el modelo a escala de la línea de transmisión real en el laboratorio

$$V_{\text{base modelo}} = 220 \text{ V}, S_{\text{base modelo}} = 5 \text{ kVA}$$

$$Z_{\text{base modelo}} = \frac{V_{\text{base}}^2}{S_{\text{base}}} = \frac{(220 \text{ V})^2}{5 \text{ kVA}} = 9,68 \Omega$$

$$Y_{\text{base modelo}} = \frac{1}{Z_{\text{base}}} = \frac{1}{9,68 \Omega} = 0,1033 \text{ S}$$

De modo que, las ecuaciones para determinar los factores de escalamiento para las matrices de impedancia y admitancia en por unidad de longitud del modelo son:



$$\{Z\}_{modelo} = \frac{Z_{base\ modelo}}{Z_{base\ real}} * \{Z\}_{real}$$

Y,

$$\{Y\}_{modelo} = \frac{Y_{base\ modelo}}{Y_{base\ real}} * \{Y\}_{real}$$

Los valores numéricos de los factores de escalamiento para las matrices de impedancia y admitancia en por unidad de longitud del modelo son:

$$\{Z\}_{modelo} = 0,03872 * \{Z\}_{real} \quad \Omega/km$$

**Ecuación 2.3.** Factor de escalamiento para la matriz de impedancia del modelo

Y,

$$\{Y\}_{modelo} = 25,8284 * \{Y\}_{real} \quad S/km$$

**Ecuación 2.4.** Factor de escalamiento para la matriz de admitancia del modelo

El modelo a escala de la línea de transmisión de 500 kV está integrado por un equipo de dos módulos de 63 km de longitud cada uno, es decir, la línea de transmisión se encuentra segmentada a la mitad de su trayectoria total. Considerando la longitud de cada módulo, la Ecuación 2.3. y la Ecuación 2.4. son expresadas de la siguiente forma:

$$\{Z\}_{modelo} = 2,43936 * \{Z\}_{real} \quad \Omega$$

Y,

$$\{Y\}_{modelo} = 1627,06612 * \{Y\}_{real} \quad S$$

Una vez calculados los factores de escalamiento para los módulos de 63 km de longitud, se determinan las matrices de impedancia y admitancia deseadas para el laboratorio, considerando la operación de los módulos a 60 Hz.

Las matrices de resistencia, inductancia y capacitancia para el modelo a escala son:

$$\{R\}_{modelo} = \begin{matrix} & a & b & c \\ \begin{matrix} a \\ b \\ c \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0,235293 & 0,206510 & 0,205028 \\ 0,206510 & 0,248156 & 0,214155 \\ 0,205028 & 0,214155 & 0,249810 \end{bmatrix} & & \end{matrix} \quad \Omega$$

**Ecuación 2.5.** Matriz de resistencia para los módulos de 63 km de longitud del modelo a escala de la línea de transmisión

$$\{L\}_{modelo} = \begin{matrix} & \begin{matrix} a & b & c \end{matrix} \\ \begin{matrix} a \\ b \\ c \end{matrix} & \begin{bmatrix} 3,55273 & 1,54269 & 1,18412 \\ 1,54269 & 3,43781 & 1,45810 \\ 1,18412 & 1,45810 & 3,38839 \end{bmatrix} \end{matrix} \text{ mH}$$

**Ecuación 2.6.** Matriz de inductancia para los módulos de 63 km de longitud del modelo a escala de la línea de transmisión

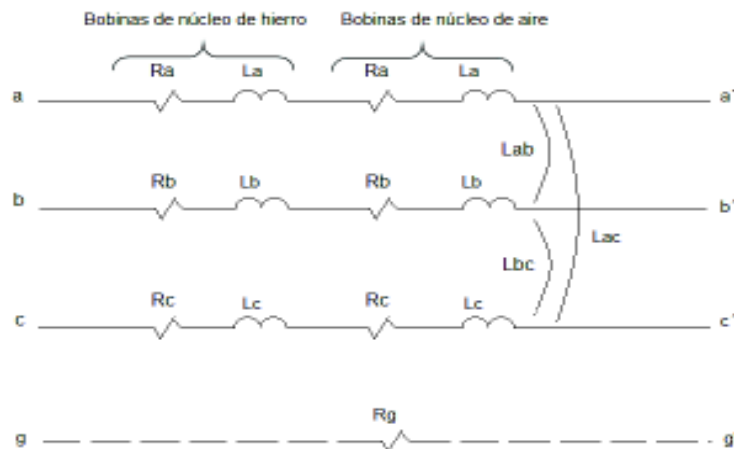
$$\{C\}_{modelo} = \begin{matrix} & \begin{matrix} a & b & c \end{matrix} \\ \begin{matrix} a \\ b \\ c \end{matrix} & \begin{bmatrix} 18,1549 & 4,37858 & 1,59433 \\ 4,37858 & 19,2335 & 4,36541 \\ 1,59433 & 4,36541 & 18,1814 \end{bmatrix} \end{matrix} \text{ uF}$$

**Ecuación 2.7.** Matriz de capacitancia para los módulos de 63 km de longitud del modelo a escala de la línea de transmisión

Las etapas de diseño que se describen a continuación permiten obtener un circuito equivalente que físicamente puede ser construido y que representa a la línea de transmisión real.

## 2.5 Modelo electromagnético equivalente

La matriz de inductancias y resistencias del modelo a escala de la Ecuación 2.5. y Ecuación 2.6. contiene los parámetros serie de la línea de transmisión constituidos por resistencias y reactancias inductivas de inductores de núcleo de aire en conjunto con inductores de núcleo de hierro. Adicionalmente se considera la resistencia común  $R_g$  presente en los términos fuera de la diagonal de la matriz de impedancias como se muestra en la Figura 2.3.



**Figura 2.3.** Modelo electromagnético equivalente

El acoplamiento inductivo está representado a través de las bobinas de núcleo de aire, las mismas que también son parte de las inductancias propias de la matriz de inductancias a escala de la Ecuación 2.6.

Para poder estructurar el modelo electromagnético, se parte del siguiente análisis:

- Se considera la caída de voltaje de la fase a, a lo largo de la trayectoria en donde se tiene:

$$\Delta V_{aa'} = V_a - V_{a'}$$

**Ecuación 2.8.** Ecuación de la ley de voltajes de Kirchhoff

$$\Delta V_{aa'} = [R_a + j\omega(L_a + M_{aa})]I_a + [R_g + j\omega(M_{ab})]I_b + [R_g + j\omega(M_{ac})]I_c$$

- Se realiza este análisis para la fase b y c.

Por lo que la matriz de impedancias a escala queda representada de la siguiente manera:

$$Z = \begin{bmatrix} R_a + j\omega(L_a + M_{aa}) & R_g + j\omega(M_{ab}) & R_g + j\omega(M_{ac}) \\ R_g + j\omega(M_{ba}) & R_b + j\omega(L_b + M_{bb}) & R_g + j\omega(M_{bc}) \\ R_g + j\omega(M_{ca}) & R_g + j\omega(M_{cb}) & R_c + j\omega(L_c + M_{cc}) \end{bmatrix}$$

**Ecuación 2.9.** Matriz de impedancias a escala del modelo electromagnético equivalente

Donde:

$L_a, L_b$  y  $L_c$ : Inductancias propias de las bobinas de núcleo de hierro de cada fase

$R_a, R_b$  y  $R_c$ : Resistencias totales de cada fase que, en el modelo a escala constituyen las resistencias del conductor con el cual se construye las bobinas de núcleo de hierro y de aire

$R_g$ : Resistencia de retorno a tierra

$M_a, M_b$  y  $M_c$ : Inductancia propia de las bobinas de núcleo de aire de cada fase

$M_{ab}, M_{bc}, M_{ca}$ : Inductancia mutua de las bobinas de núcleo de aire

Una vez conocido el esquema físicamente realizable, representado en el modelo electromagnético equivalente, se procede al desarrollo del diseño tanto de las bobinas de núcleo de aire como las bobinas de núcleo de hierro.

## 2.6 Deducción de las ecuaciones de las bobinas de núcleo de aire

Para la construcción del modelo electromagnético equivalente, se sabe que las bobinas de núcleo de aire son las que representan el acoplamiento inductivo, es por ello que partiendo del diseño y especificación de las bobinas de núcleo de aire posteriormente se puede realizar el diseño de las bobinas de núcleo de hierro. Las bobinas de núcleo de aire buscan representar exactamente los elementos inductivos fuera de la diagonal de la matriz de inductancia a escala de la Ecuación 2.6. [18].

Para el diseño y especificación de las bobinas de núcleo de aire se hace uso del software desarrollado en MatLab, "INDUCTANCIA\_BOBINAS\_NUCLEO\_AIRE" [19].

Para entender de mejor manera la estructuración del software, se realiza la siguiente deducción de las ecuaciones de inductancia mutua para las bobinas de núcleo de aire:

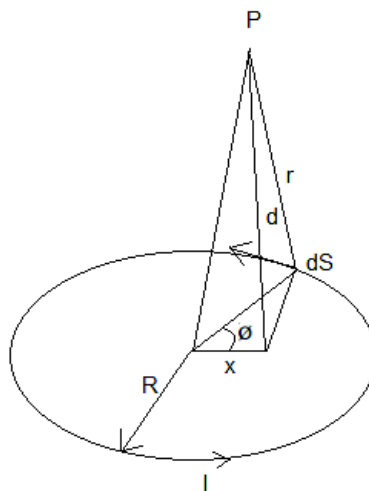
$$M = \oint_{C_1} (1/l) A_2 * dS_1 \quad H$$

**Ecuación 2.10.** Inductancia mutua entre dos bobinas infinitamente delgadas

Donde, el vector potencial magnético A es:

$$A_2 = \left(\frac{\mu}{4\pi}\right) \oint_{C_1} (1/r) * dS_2 \quad \text{Wb/m}$$

**Ecuación 2.11.** Vector potencial magnético A



**Figura 2.4.** Bobina circular infinitamente delgada

Se considera una vuelta de un conductor infinitamente delgado, que al utilizar el sistema de coordenadas cilíndricas se tiene que:

La Ecuación 2.11. queda representada de la siguiente manera:

$$A_p = \left(\frac{\mu I}{4\pi}\right) \oint \left(\frac{1}{r}\right) dS$$

**Ecuación 2.12.** Ecuación del vector magnético [18]

Y en coordenadas cilíndricas:

$$A_p = \left(\frac{\mu I}{2\pi}\right) \int_0^\pi \frac{R (\cos \phi) d\phi}{\sqrt{R^2 + x^2 + d^2 - 2Rx \cos \phi}}$$

Si

$$\phi = 2\theta + \pi$$

**Ecuación 2.13.** Ecuación de transformación a coordenadas polares

$$d\phi = 2d\theta$$

$$\cos \phi = 2\text{sen}^2\theta - 1$$

Entonces se tiene:

$$A_p = \left(\frac{\mu I}{2\pi}\right) \int_0^{\pi/2} \frac{2R (2\text{sen}^2\theta - 1)d\theta}{\sqrt{R^2 + x^2 + d^2 + 2Rx - 4Rx\text{sen}^2\theta}}$$

Donde:

$$k^2 = \frac{4Rx}{(R+x)^2 + d^2} = 1 - \frac{(R-x)^2 + d^2}{(R+x)^2 + d^2}$$

Por lo tanto:

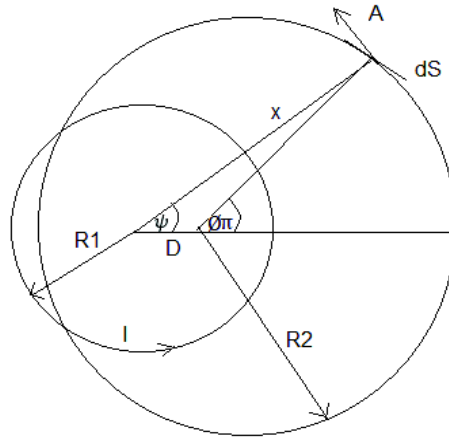
$$A_p = \left(\frac{\mu I}{2\pi}\right) \frac{2R}{\sqrt{(R+x)^2 + d^2}} \int_0^{\pi/2} \frac{(2\text{sen}^2\theta - 1)d\theta}{\sqrt{1 - k^2\text{sen}^2\theta}}$$

$$A_p = \left(\frac{\mu I}{2\pi}\right) k \sqrt{\frac{R}{x}} \int_0^{\pi/2} \frac{\left[\left(-\frac{2}{k^2}\right)(1 - k^2\text{sen}^2\theta) + \left(\frac{2}{k^2}\right) - 1\right] d\theta}{\sqrt{1 - k^2\text{sen}^2\theta}}$$

$$A_p = \left(\frac{\mu I}{2\pi}\right) k \sqrt{\frac{R}{x}} \left\{ \left[\left(\frac{2}{k}\right) - 1\right] \int_0^{\pi/2} \frac{d\theta}{\sqrt{1 - k^2 \sin^2 \theta}} - \left(\frac{2}{k}\right) \int_0^{\pi/2} \sqrt{1 - k^2 \sin^2 \theta} d\theta \right\}$$

$$= \left(\frac{\mu I}{2\pi}\right) \sqrt{\frac{R}{x}} \left[ \left(\frac{2}{k}\right) K(k) - E(k) \right]$$

Donde  $K(k)$  y  $E(k)$  son integrales elípticas completas con módulo  $k$  de primera y segunda especie. Al considerar un sistema de dos bobinas se tiene lo siguiente [18]:



**Figura 2.5.** Dos bobinas infinitamente delgadas

Donde:

$R_1, R_2$ : Radios de las bobinas en m

$d$ : Distancia entre planos de las bobinas en m

$D$ : Distancia entre ejes de ambas bobinas en m

Ahora se puede mover el punto "P" al lugar de la otra bobina como se muestra en la Figura 2.5. por lo tanto, el vector potencial magnético en la bobina 2, inducido por la bobina 1 es:

$$A_p = \left(\frac{\mu I}{2\pi}\right) \frac{\sqrt{R_1} \left[ \left(\frac{2}{k}\right) K(k) - E(k) \right]}{\sqrt{(D - R_2 \cos \phi)^2 + R_2^2 \sin^2 \phi}}$$

**Ecuación 2.14.** Vector potencial magnético en la bobina 2, inducido por la bobina 1 [18]

$$A_p = \left(\frac{\mu I}{2\pi}\right) \sqrt{\frac{R_1}{R_2 V}} \left[ \left(\frac{2}{k}\right) K(k) - E(k) \right]$$

Donde:

$$x = \sqrt{R_2^2 \text{sen}^2 \phi + (D - R_2 \cos \phi)^2}$$

$$x = R_2 \sqrt{1 + \left(\frac{D}{R_2}\right)^2 - \left(\frac{2D}{R_2}\right) \cos \phi}$$

$$x = R_2 V$$

De igual manera se tiene que:

$$k^2 = 1 - \frac{(R_1 - R_2 V)^2 + d^2}{(R_1 + R_2 V)^2 + d^2}$$

De esta manera la inductancia mutua entre dos bobinas puede ser determinada a través de la Ecuación 2.10. y Ecuación 2.14. obteniendo lo siguiente:

$$M_o = \oint \left(\frac{1}{I}\right) A * dS$$

$$M_o = \int_0^{2\pi} \left(\frac{A}{I}\right) \cos[\psi - (\phi - \pi)] R_2 d\phi$$

$$= 2R_2 \int_0^{\pi} \left(\frac{A}{VI}\right) \left[1 - \left(\frac{D}{R_2}\right) \cos \phi\right] d\phi$$

$$= \left(\frac{\mu}{\pi}\right) \int_0^{\pi} \sqrt{R_1 R_2} (V^{-\frac{3}{2}}) (1 - \left(\frac{D}{R_2}\right) \cos \phi) \left[\left(\frac{2}{k}\right) - k\right] K(k) - \left(\frac{2}{k}\right) E(k) d\phi$$

$$= 4\sqrt{R_1 R_2} (10^{-7}) \int_0^{\pi} (V^{-\frac{3}{2}}) (1 - \left(\frac{D}{R_2}\right) \cos \phi) \left[\left(\frac{2}{k}\right) - k\right] K(k) - \left(\frac{2}{k}\right) E(k) d\phi$$

### **Ecuación 2.15.** Inductancia mutua entre dos bobinas

Por lo tanto, para bobinas con N vueltas se tiene:

$$M = N_1 N_2 M_o \quad \text{H}$$

### **Ecuación 2.16.** Inductancia mutua para bobinas de N vueltas

Como se puede observar en la Ecuación 2.15., la integral resulta compleja y se usa el método de Simpson. Para aplicar este método, se debe dividir el intervalo de integración en un número par de intervalos iguales de 72 valores [19]. Con lo que:

$$I = \left(\frac{1}{3}\right)\left(\frac{\pi}{72}\right)\left[Y_0 + 4 \sum_{i=1,3,5}^{n-1} Y_i + 2 \sum_{i=2,4,6}^{n-2} Y_j + Y_{72}\right]$$

**Ecuación 2.17.** Fórmula de Simpson para la integración

En las ecuaciones de inductancia mutua no se ha considerado el espesor por lo que se debe hacer una corrección a las fórmulas ideales en base a métodos que permitan considerar el espesor de la bobina. Para ello, se propone el método de seccionamiento que consiste en dividir a la bobina en un número de secciones, para después calcular la inductancia mutua en cada sección individual [19].

También se debe calcular la inductancia propia de las bobinas de núcleo de aire ya que conjuntamente con las bobinas de núcleo de hierro forman los términos de la diagonal principal de la matriz de inductancia a escala de la Ecuación 2.6. Por lo tanto, la inductancia propia de bobinas circulares de sección transversal rectangular, está dada por las siguientes relaciones [19]:

1. Si la dimensión de b es más grande que c:

$$L = 4\pi RN^2(10^{-7}) \left[ \left(1 + \frac{3b^2 + c^2}{96R^2}\right) \ln\left(\frac{8R}{d}\right) - y_1 + \left(\frac{b^2}{16R^2}\right)y_2 \right] \quad H$$

**Ecuación 2.18.** Inductancia propia de bobinas circulares de sección transversal rectangular [19]

2. Si la dimensión de c es más grande que b:

$$L = 4\pi RN^2(10^{-7}) \left[ \left(1 + \frac{3b^2 + c^2}{96R^2}\right) \ln\left(\frac{8R}{d}\right) - y_1 + \left(\frac{c^2}{16R^2}\right)y_3 \right] \quad H$$

**Ecuación 2.19.** Inductancia propia de bobinas circulares de sección transversal rectangular [19]

Donde:

N: Número de vueltas de cada bobina

R: Radio de cada bobina en m

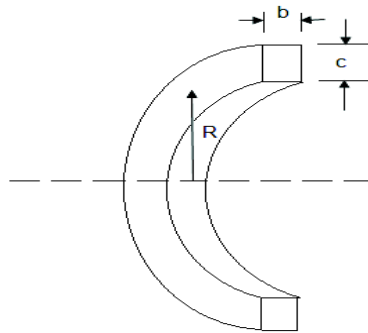
$d^2 = b^2 + c^2$ , donde:

b: Ancho axial de la bobina, en m, como se muestra en la Figura 2.6.

c: Profundidad radial de la bobina en m



$y_1, y_2, y_3$  : Factores que dependen de las proporciones  $b/c$  o  $c/b$  que se pueden determinar a partir de la Tabla 2.7.



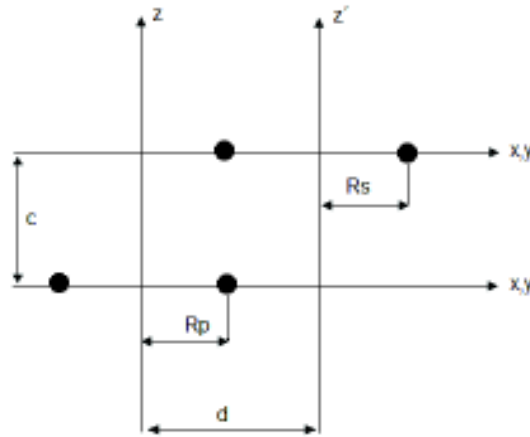
**Figura 2.6.** Dimensiones transversales de una bobina de núcleo de aire [19]

La Tabla 2.7. muestra las constantes y funciones usadas para el cálculo de la inductancia propia y mutua de bobinas circulares de sección transversal rectangular, desarrollada por Edward B. Rosa y Frederick W. Grover [20].

**Tabla 2.7.** Tabla de constantes para la Ecuación 2.18. y Ecuación 2.19.

$b/c$ o $c/b$	$y_1$	$y_2$	$y_3$
0,00	0,50000	0,12500	0,59722
0,05	0,54899	0,12690	0,59858
0,1	0,59243	0,13250	0,60231
0,15	0,63102	0,14180	0,60795
0,20	0,66520	0,15480	0,61512
0,25	0,69532	0,17140	0,62353
0,30	0,72112	0,19160	0,63294
0,35	0,74469	0,21520	0,64315
0,40	0,76454	0,24230	0,65403
0,45	0,78154	0,27280	0,66545
0,50	0,79600	0,30660	0,67734
0,55	0,80815	0,34370	0,68964
0,60	0,81823	0,38390	0,70231
0,65	0,82648	0,42740	0,71533
0,70	0,83311	0,47390	0,72870
0,75	0,83831	0,52340	0,74240
0,80	0,84225	0,57600	0,75644
0,85	0,84509	0,63170	0,77084
0,90	0,84697	0,69020	0,78558
0,95	0,84801	0,75180	0,80071
1,00	0,84834	0,81260	0,81622

## 2.7 Cálculo de la inductancia mutua para bobinas circulares de núcleo de aire no coaxiales con ejes paralelos



**Figura 2.7.** Filamentos de bobinas circulares con ejes paralelos [21]

Las bobinas de núcleo de aire que van a formar parte del modelo electromagnético, son bobinas circulares no coaxiales con ejes paralelos como se muestra en la Figura 2.7. Para ello se emplea el método de filamentos, en donde las bobinas de sección transversal rectangular son reemplazadas por un grupo de filamentos [21]. Por tanto, la inductancia mutua entre filamentos de bobinas circulares no coaxiales con ejes paralelos de radios  $R_p$  y  $R_s$ , separadas una distancia entre sus ejes es:

$$A_p = \left(\frac{\mu_0}{\pi}\right) \sqrt{R_p R_s} \int_0^\pi \frac{\left(1 - \frac{d}{R_s} \cos \phi\right) \phi(k)}{\sqrt{V^3}} d\phi$$

**Ecuación 2.20.** Inductancia mutua entre filamentos de bobinas circulares no coaxiales

Donde:

$$k^2 = 1 - \frac{(R_p - R_s V)^2 + c^2}{(R_p + R_s V)^2 + c^2}$$

$$V = \sqrt{1 + \left(\frac{d}{R_s}\right)^2 - 2 \frac{d}{R_s} \cos \phi}$$

$$\phi(k) = \left(\frac{2}{k} - k\right) K(k) - \frac{2}{k} E(k)$$

$R_p$ : Radio de la bobina primaria

$R_s$ : Radio de la bobina secundaria

c: Distancia entre planos de bobinas

d: Distancia entre ejes

$\phi$ : Es el ángulo de la integración en cualquier punto de la bobina secundaria de radio  $R_s$

$K(k)$ : Integral elíptica completa de primera especie

$E(k)$ : Integral elíptica completa de segunda especie

$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \frac{H}{m}$ : Permeabilidad magnética del vacío

Se considera para todos los casos  $R_p$ , mayor que  $R_s$ , en el caso de que  $c \neq 0$  y  $R_s = d$  la función es singular. Entonces para este caso, la Ecuación 2.21. representa este cambio:

$$M = \frac{\mu_0}{2\pi} R_p \int_0^\pi \sqrt{(1 + \alpha V)^2 + \beta^2} \psi(k) d\phi$$

**Ecuación 2.21.** Modificación en el caso de que  $c \neq 0$  y  $R_s = d$

Donde:

$$\alpha = \frac{R_s}{R_p}, \beta = \frac{c}{R_p}, k^2 = \frac{4\alpha V}{(1 + \alpha V)^2 + \beta^2},$$

$$V = 2 \sin\left(\frac{\phi}{2}\right), \psi(k) = \left[\left(1 - \frac{k^2}{2}\right) K(k) - E(k)\right]$$

Considerando que la distancia entre ejes es cero  $d=0$ , de la Ecuación 2.21., esta se convierte en la fórmula de Maxwell que se emplea para el cálculo de inductancia mutua entre dos bobinas coaxiales [21].

$$M = \frac{2\mu_0 \sqrt{R_p R_s}}{k} \left[\left(1 - \frac{k^2}{2}\right) K(k) - E(k)\right]$$

$$M = \mu_0 \sqrt{R_p R_s} \phi(k)$$

**Ecuación 2.22.** Inductancia mutua entre dos bobinas coaxiales

Donde:

$$\alpha = \frac{R_s}{R_p}, \beta = \frac{c}{R_p}, k^2 = \frac{4\alpha V}{(1 + \alpha V)^2 + \beta^2},$$

$$\phi(k) = \left[\left(\frac{2}{k} - k\right) K(k) - E(k)\right]$$

### 2.7.1 Método de cálculo

Se tiene el sistema formado por las bobinas circulares no coaxiales de ejes paralelos como se muestra en la Figura 2.7., en donde  $N_1$  y  $N_2$  son el número de vueltas, y la corriente está distribuida en todo el bobinado [19].

La sección transversal de la bobina 1 se divide en  $(2N + 1)$  por  $(2K + 1)$  celdas, mientras que la bobina 2 se divide en  $(2m + 1)$  por  $(2n + 1)$  celdas. Cada celda de la bobina 1 contiene un filamento, y la corriente de todos los filamentos es igual, asumiendo el mismo criterio para la bobina 2 [19].

Por lo tanto, en base al método de filamentos, la inductancia mutua de dos bobinas circulares de sección transversal rectangular con ejes paralelos se expresa como:

$$M = N_1 N_2 \sum_{g=-K}^{g=K} \sum_{h=-N}^{h=N} \sum_{p=-m}^{p=m} \sum_{l=-n}^{l=n} M(h, l, g, p) / (2K + 1)(2N + 1)(2m + 1)(2n + 1)$$

**Ecuación 2.23.** Inductancia mutua de dos bobinas circulares de sección transversal con ejes paralelos [19]

Donde:

$$M(h, l, g, p) = \frac{\mu_0}{\pi} \sqrt{R_p(h)R_s(l)} \int_0^\pi \frac{\left(1 - \frac{d}{R_s(l)} \cos \phi\right) \phi(k)}{\sqrt{V^3}} d\phi$$

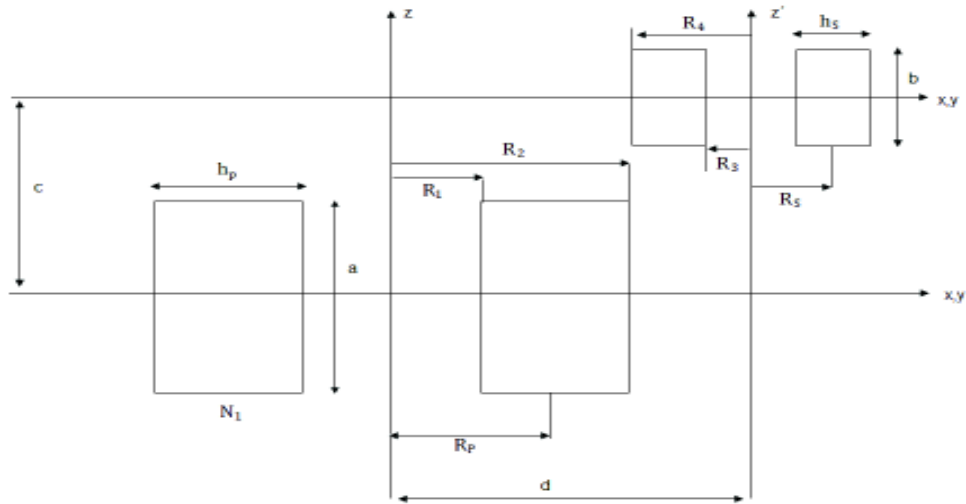
$$\alpha(h, l) = \frac{R_s(l)}{R_p(h)}, \beta(h, g, p) = \frac{z(g, p)}{R_p(h)}$$

$$k^2(h, l, g, p) = \frac{4\alpha(h, l)V(l)}{(1 + \alpha(h, l)V(l))^2 + \beta^2(h, g, p)}$$

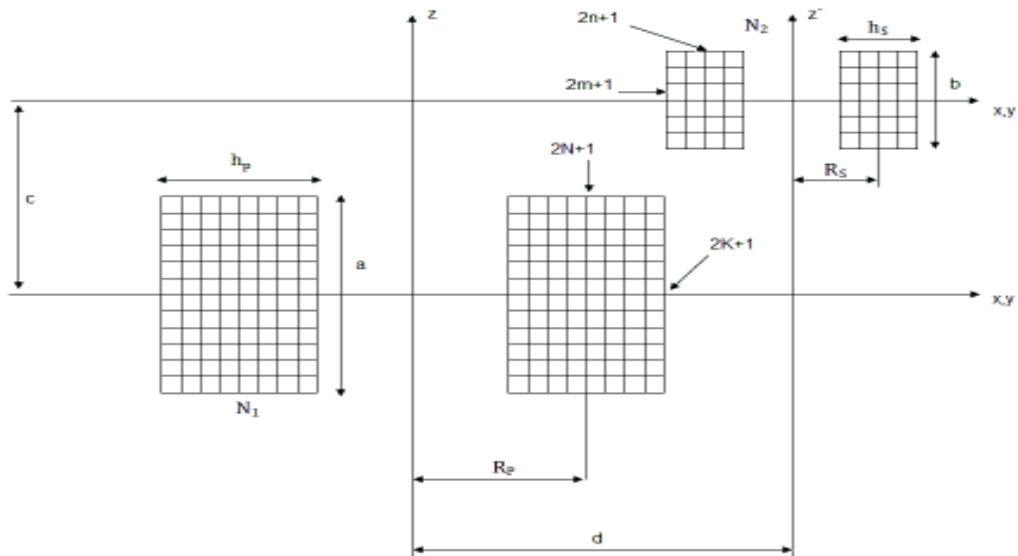
$$V(l) = \sqrt{1 + \frac{d^2}{R_s^2(l)} - 2 \frac{d}{R_s(l)} \cos \phi}$$

$$R_p(h) = R_p + \frac{hp}{(2N + 1)}; h = -N, \dots, 0, \dots, N$$

$$R_s(l) = R_s + \frac{hs}{(2n + 1)}; l = -n, \dots, 0, \dots, n$$



**Figura 2.8.** Bobinas circulares de sección transversal rectangular con ejes paralelos [21]



**Figura 2.9.** Configuración de bobinas malladas circulares de sección transversal rectangular [21]

De la Figura 2.8. se tiene que:

$$R_p = \frac{R_1 + R_2}{2}, R_s = \frac{R_3 + R_4}{2}$$

$$h_p = R_2 - R_1, \quad h_s = R_4 - R_3$$

$$z(g, p) = c - \frac{a}{(2K + 1)}g + \frac{b}{(2m + 1)}p$$

$$g = -K, \dots, 0, \dots, K; \quad p = -m, \dots, 0, \dots, m$$

$$\phi(k) = \left(\frac{2}{k} - k\right)K(k) - \frac{2}{k}E(k)$$

Si las bobinas son coaxiales, es decir  $d=0$ , se puede aplicar la Ecuación 2.24. en los casos singulares ( $d = R_s$ ,  $c \neq 0$  o  $c = 0$ ,  $d = R_s = R_p$ ), y aplicar la Ecuación 2.22. y Ecuación 2.23. para calcular la inductancia mutua [19].

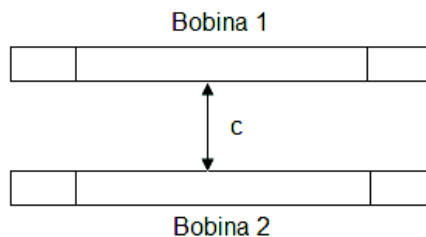
La Ecuación 2.23. puede considerarse como la fórmula general para el cálculo de la inductancia mutua de cualquier configuración de bobinas circulares no coaxiales con ejes paralelos [19].

Se puede dar el caso en el que el radio de la bobina primaria  $R_p$  no sea mayor que el radio de la bobina secundaria  $R_s$ , en este caso también se puede aplicar las expresiones anteriores, ya que se toma a la bobina de mayor radio como la primaria [19].

## 2.8 Especificación de los valores de resistencia e inductancia para los módulos de la línea de transmisión a escala

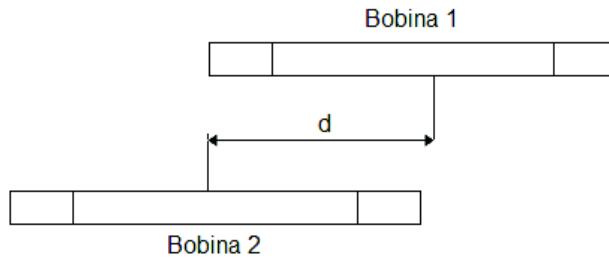
Para poder especificar correctamente los valores de resistencia e inductancia, que corresponden a las matrices de la Ecuación 2.5. y Ecuación 2.6., es necesario analizar varios aspectos en cuanto se refiere al diseño de las bobinas de núcleo de aire. Dado que estas representan el acoplamiento magnético entonces se debe realizar un diseño que represente este fenómeno lo más exacto posible, por lo que se consideran los siguientes parámetros de diseño:

- Posición vertical con respecto al plano de cada bobina mostrada en la Figura 2.10.



**Figura 2.10.** Distancia entre planos de dos bobinas

- Posición horizontal con respecto a cada eje de las bobinas mostrada en la Figura 2.11.



**Figura 2.11.** Distancia entre ejes de dos bobinas

- Radios de bobinas
- Número de vueltas por bobina
- Calibre del conductor usado para cada bobina

El modelo de la línea de transmisión a escala de este estudio trabajará en conjunto con una máquina de generación trifásica de 5 kVA entonces el modelo a escala tendrá que transmitir toda la potencia generada por la máquina en el caso de que una carga, conectada al extremo de la línea, lo requiera. El voltaje de transmisión para el modelo a escala es de 220 V. Con estos antecedentes, se calcula el valor de la corriente máxima que circulará por las bobinas de núcleo de aire y núcleo de hierro en cada fase y se especifica el calibre del conductor usado para la construcción de las bobinas.

$$S = 5 \text{ kVA}$$

$$V = 220 \text{ V}$$

Se sabe que:

$$S_{(3\phi)} = \sqrt{3} * V * I \quad \text{VA}$$

**Ecuación 2.24.** Potencia aparente trifásica

Reemplazando los valores de potencia aparente y voltaje en la Ecuación 2.24.

$$I = \frac{S_{(3\phi)}}{\sqrt{3} * V} = \frac{5000 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 220 \text{ V}} = 13,12 \text{ A}$$

Con este valor de corriente calculado, ahora es posible elegir un conductor que soporte toda esta corriente. En la Tabla 2.8. se especifica los datos de los conductores AWG y su respectivo amperaje.

**Tabla 2.8.** Datos conductores AWG

<b>CALIBRE AWG</b>	<b>DIÁMETRO [ mm ]</b>	<b>CORRIENTE [ A ]</b>
7	3,67	44,2
8	3,26	33,3
9	2,91	26,5
10	2,59	21,2
11	2,30	16,6
12	2,05	13,5
13	1,83	10,5
14	1,63	8,3
15	1,45	6,6
16	1,29	5,2
17	1,15	4,1
18	1,02	3,2
19	0,91	2,6
20	0,81	2,0
21	0,72	1,6
22	0,65	1,2
23	0,57	1,0
24	0,51	0,8
25	0,45	0,6
26	0,40	0,5
27	0,36	0,4
28	0,32	0,3
29	0,28	0,26
30	0,25	0,20

Para el diseño de las bobinas de núcleo de aire, así como las bobinas de núcleo de hierro, se escoge el conductor 10 AWG, como se observa en la Tabla 2.8. este conductor tiene una capacidad de conducción de 21,2 A que es mucho mayor al valor de la corriente máxima calculada, esto se debe a que durante pruebas de cortocircuito va a estar sometido a altas temperaturas, por lo que puede causar daños a su aislamiento con la consecuente disminución de la resistencia de aislamiento, resistencia mecánica y el deterioro del aislamiento, que en este caso es barniz dieléctrico. Al someterse a una elevada temperatura, aumenta el riesgo de fuga de corrientes y cortocircuitos en el bobinado. Otra



razón es que, la resistencia del cable conductor 10 AWG se acerca a los valores de la matriz a escala de resistencia de la Ecuación 2.5.

Una vez especificados los parámetros a considerar en el diseño de las bobinas de núcleo de aire, se procede a ingresar los valores en el software “INDUCTANCIAS\_BOBINA\_NUCLEO\_AIRE”, en donde se desarrolla el siguiente procedimiento:

- Establecer el radio inicial  $R$  de las bobinas de las fases A, B y C.
- Establecer el número de vueltas inicial  $N$  de cada bobina.
- Establecer la distancia vertical  $c$  entre planos de bobinas, que por lo general debe ser lo más cercana posible, ya que asegura un mejor acoplamiento entre ellas.
- Establecer dimensiones de ancho y profundidad de la bobina.
- Obtener las tablas de inductancia mutua generadas por el software para determinar el correcto posicionamiento de las bobinas de núcleo de aire.

Para examinar de mejor manera los resultados, se puede observar el ANEXO IV. que detalla el procedimiento para el diseño de las bobinas de núcleo de aire y los resultados entregados por el software.

Una vez obtenida la tabla de inductancia mutua y los valores de posicionamiento se sugiere seguir los siguientes pasos:

- Si los valores de inductancia mutua entregados por el software no son los deseados, es decir, no satisfacen los valores que representan al acoplamiento magnético requerido, se sugiere que los radios y el número de vueltas sean modificados aleatoriamente hasta buscar el valor de las inductancias mutuas “deseadas”.
- Si los valores de inductancia mutua son aceptables, se procede a calcular el valor de las inductancias propias con ayuda del software que también posee esa interfaz. Se debe recalcar que el valor de las inductancias propias debe ser menor a los valores de la diagonal principal de la matriz a escala de inductancia.
- Una vez obtenidos los valores de las inductancias propias, se especifica el valor de las bobinas de núcleo de hierro, cuya función es compensar el valor de las bobinas de núcleo de aire, hasta llegar a los valores de la diagonal principal de la matriz de impedancias.

- Posteriormente se determina la posición de las bobinas de núcleo de aire usando las tablas que se encuentran en el ANEXO IV.

En base a los valores mostrados en la matriz de inductancias a escala de la Ecuación 2.6., se realiza el posicionamiento de la bobina A y la bobina B con el fin de representar el acoplamiento magnético  $M_{ab}$ , que en este caso corresponde a 0,00154269 H.

Con los resultados obtenidos del ANEXO IV., se tiene que:

Para una distancia entre planos  $c= 0,02$  m, la posición entre ejes de las bobinas se encuentra en los puntos 0,04 m y 0,05 m, donde se tiene un valor de inductancia de 0,0015941 H y 0,0014912 H respectivamente. Para obtener el valor exacto de la inductancia mutua  $M_{ab}$  deseada, se realiza una interpolación con el fin de establecer la posición entre ejes de las bobinas.

Entonces:

$$y = \frac{(x - x_1)}{(x_1 - x_2)}(y_2 - y_1) + y_1 \quad m$$

**Ecuación 2.25.** Ecuación de interpolación

Donde:

$x$  : Es el valor de inductancia mutua “deseada “de la matriz a escala de inductancia en H

$x_1, x_2$  : Son los valores de inductancia mutua que se obtienen del software en H

$y_1, y_2$  : Son los valores de la posición entre ejes de las bobinas en m

Por lo que:

$$y = \frac{(0,001542691 - 0,0015941)}{(0,0014912 - 0,0015941)}(0,05 - 0,04) + 0,04$$

$$y = 0,04499598 \quad m$$

Por lo tanto, el posicionamiento entre ejes para la bobina A y B es  $d=0,04499598$  m y entre planos  $c=0,02$  m.

De igual manera se tiene que  $M_{bc}= 0,00145809$  H, y de acuerdo a los resultados obtenidos se muestra que para una distancia entre planos  $c= 0,02$  m, la posición entre ejes de las

bobinas se encuentra en los puntos 0,04 m y 0,05 m, donde se tiene un valor de inductancia de 0,0014765 H y 0,0014181 H respectivamente.

Entonces, aplicando la Ecuación 2.25. se tiene:

$$y = \frac{(0,00145809 - 0,0014765)}{(0,0014181 - 0,0014765)}(0,05 - 0,04) + 0,04$$

$$y = 0,0431512 \text{ m}$$

Por lo tanto, el posicionamiento entre ejes para la bobina B y C es  $d=0,04499598$  m y entre planos  $c=0,02$  m.

Finalmente se tiene que  $Mac= 0,00118412$  H, y de acuerdo a los resultados obtenidos se muestra que para una distancia entre planos  $c= 0,04$  m, la posición entre ejes de las bobinas se encuentra en los puntos 0,04 m y 0,05 m, donde se tiene un valor de inductancia de 0,0011942 H y 0,0011554 H respectivamente.

Aplicando la Ecuación 2.25. se tiene:

$$y = \frac{(0,00118412 - 0,0011942)}{(0,0011554 - 0,0011942)}(0,05 - 0,04) + 0,04$$

$$y = 0,0425967 \text{ m}$$

Por lo tanto, el posicionamiento entre ejes para la bobina A y C es  $d=0,0425967$  m y entre planos  $c=0,04$  m.

Debido a que el modelo a escala está representado por dos módulos, entonces los cálculos del posicionamiento de las bobinas de núcleo de aire es el mismo para ambos módulos. La Tabla 2.9. muestra los valores de posicionamiento encontrados entre planos y ejes.

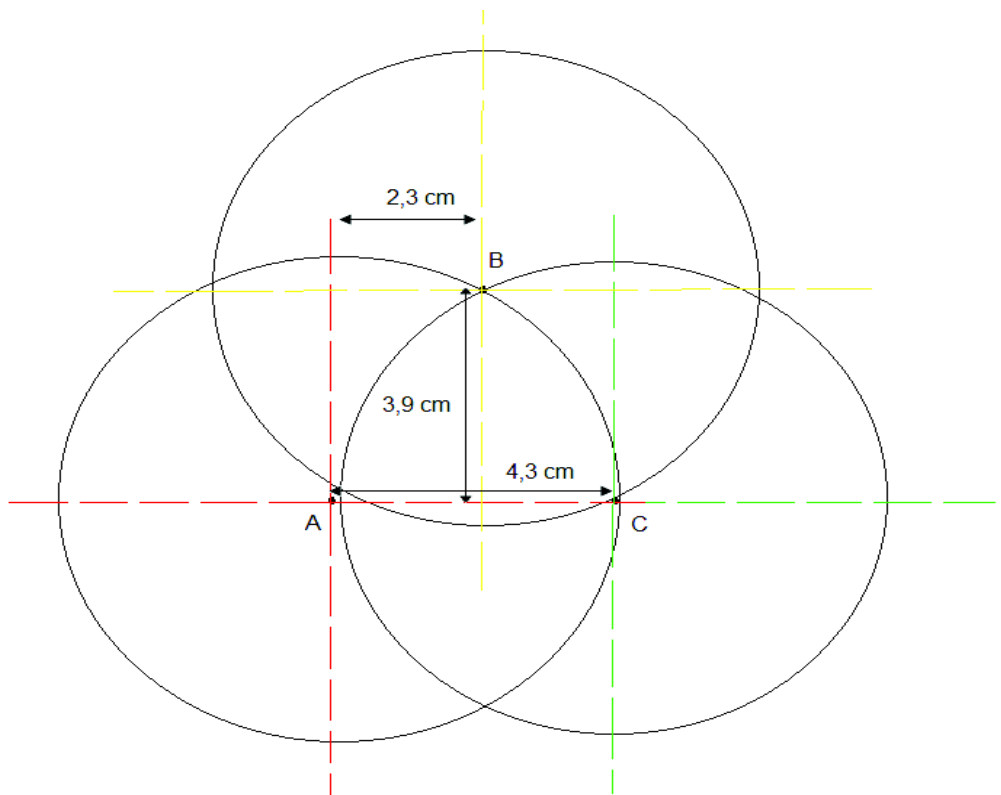
**Tabla 2.9.** Valores de las distancias entre ejes y planos de las bobinas de núcleo de aire

Fases	Distancia entre planos [ m ]	Distancia entre ejes [ m ]
a	0,02	0,0449
b	0,02	0,0431
c	0,04	0,0425

Al obtener las distancias entre ejes y entre planos de las bobinas de núcleo de aire, se procede a establecer las coordenadas a las cuales van a ser posicionadas en el momento de la construcción, por lo que se establece el siguiente procedimiento:

- Se empieza por establecer la posición de la bobina de la fase A y B, entonces se traza un círculo de radio  $d=0,04499598$  m, donde este círculo representa las soluciones de la posición del eje central de la bobina de la fase B.
- Ahora, con la bobina de la fase A como origen, se traza un círculo con radio  $d=0,0425967$  m, que representa la posición del eje central de la bobina de la fase C con respecto a A.
- Luego, con el origen sobre el eje central de la bobina C, que se obtiene trazando una línea horizontal desde el centro de la bobina de la fase A hasta la intersección con el círculo de soluciones de la fase C, se dibuja un círculo de radio  $d=0,04499598$  m, donde la intersección de este círculo con el círculo de la fase B, es la posición del eje central de la bobina de la fase B con respecto a C [19].

Con el procedimiento anterior, se colocan las bobinas de la fase A, B y C, como se muestra en la Figura 2.12.



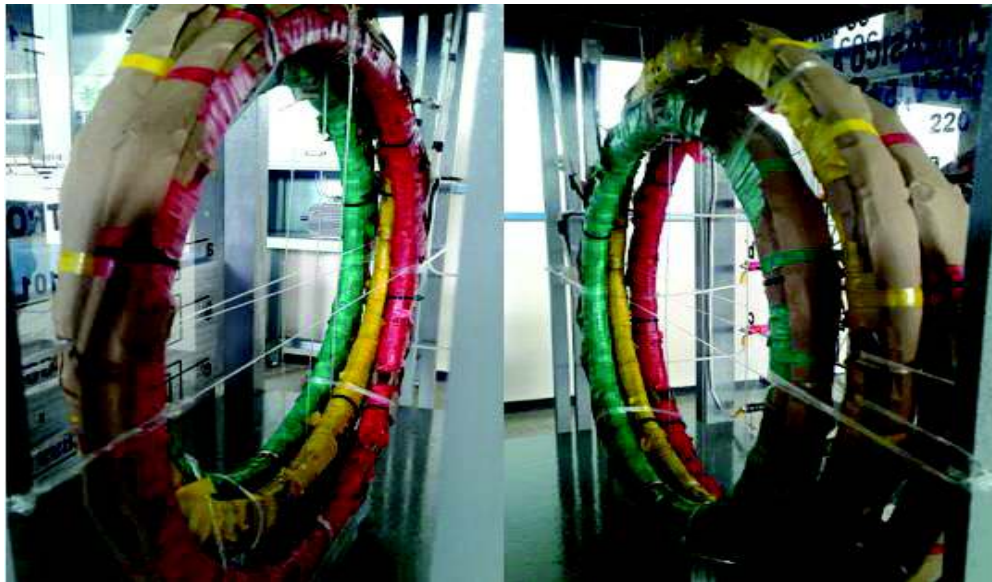
**Figura 2.12.** Posicionamiento de las bobinas núcleo de aire de las fases A, B y C

En la Tabla 2.10. se presenta las coordenadas de posicionamiento de las bobinas de las fases: A, B y C, para cada uno de los módulos, tomando como referencia el eje central de la bobina de la fase A.

**Tabla 2.10.** Coordenadas del centro de las bobinas de núcleo de aire

Fase	Posición (x ; y) [ cm ]
A	(0 ; 0)
B	(2,3 ; 3,9)
C	(4,3 ; 0)

Para cada una de las fases se tiene la siguiente distancia entre planos y entre ejes de la Tabla 2.9. y con las coordenadas resultantes de la Tabla 2.10. se tiene el siguiente posicionamiento de las bobinas de núcleo de aire del modelo a escala construido en el laboratorio, como se indica en la Figura 2.13.



**Figura 2.13.** Vista frontal y posterior de las bobinas de núcleo de aire

Ahora, se determinan los valores de inductancia propia de las bobinas de núcleo de hierro que compensarán el valor de la inductancia propia aportada inicialmente por las bobinas de núcleo de aire, tal como se muestra en la Tabla 2.11.

**Tabla 2.11.** Especificación de los valores de las bobinas de núcleo de hierro para cada módulo

Lmodelo [ H ]	Laire [ H ]	Lhierro= Lmodelo – Laire [ H ]
0,00355273	0,00245	0,001101
0,00343781	0,00245	0,000986
0,00338839	0,00249	0,000899

En la Ecuación 2.26. se muestra la matriz de inductancia para cada módulo en donde se encuentran sumados los valores de inductancia propia de las bobinas de núcleo de aire y

de las bobinas de núcleo de hierro que, en conjunto, representan a la matriz de inductancias a escala de la Ecuación 2.6.

$$\{L\}_{\text{modelo}} = \begin{bmatrix} 0,00245 + 0,001101 & 0,00154269 & 0,001184412 \\ 0,00154269 & 0,00245 + 0,000986 & 0,001458096 \\ 0,001184412 & 0,001458096 & 0,00249 + 0,000899 \end{bmatrix} H$$

**Ecuación 2.26.** Matriz de inductancia formada por bobinas de núcleo de aire y bobinas de núcleo de hierro

## 2.9 Construcción de las bobinas de núcleo de aire

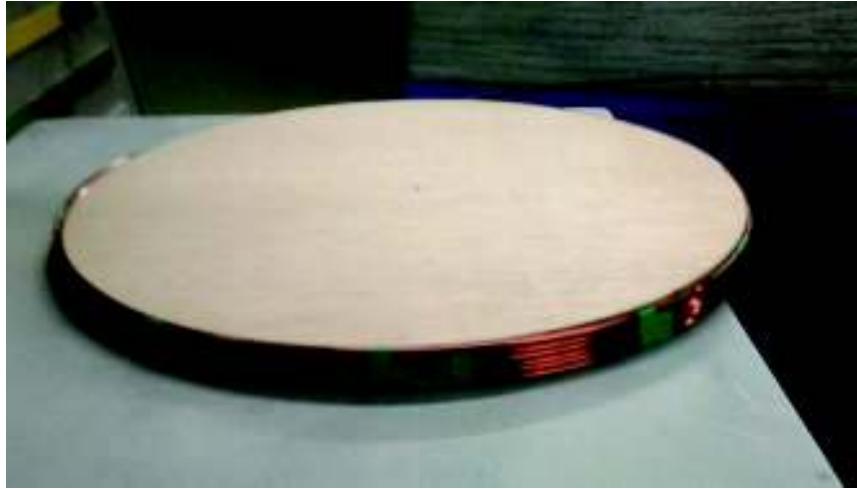
Para la construcción de las bobinas de núcleo de aire del modelo a escala de la línea de transmisión se hace uso de dos moldes circulares de madera de radio  $R_1 = 0,202$  m y  $R_2 = 0,172$  m cuyas dimensiones son establecidas de acuerdo a los valores calculados para la especificación y dimensionamiento de las bobinas de núcleo de aire de las fases a, b y c, que se muestran en la Tabla A3.4. del ANEXO IV.

En el molde de madera, con las dimensiones de los radios de las bobinas diseñadas y un ancho de 0,018 m se enrolla el conductor de acuerdo al número de capas establecido para cada bobina, como se muestra en la Figura 2.14.



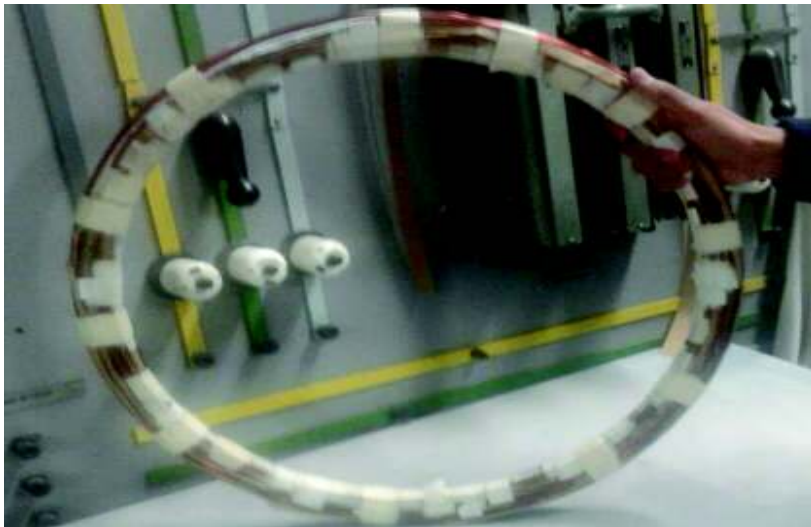
**Figura 2.14.** Moldes utilizados para el bobinado

En la Figura 2.15. se muestra el enrollamiento de la bobina de la fase c, que contiene 10 capas de 6 vueltas cada una.



**Figura 2.15.** Bobinado y formación de las capas de las bobinas de núcleo de aire

Al terminar cada capa se coloca papel y cinta aislante que ayudan a aislar y sujetar cada capa entre sí, hasta obtener la bobina como se muestra en la Figura 2.16.



**Figura 2.16.** Bobina de núcleo de aire

Finalmente, para asegurar que las capas de las bobinas no se separen, se ajusta con amarras plásticas en algunos extremos de las bobinas.

En cuanto al posicionamiento de las bobinas de núcleo de aire, se traza los centros con ayuda de hilo nylon transparente, y se fija el centro para cada bobina que se instala de acuerdo a la posición mostrada en la Tabla 2.10.

Cada bobina se encuentra instalada de acuerdo a la distancia entre planos y ejes mostrados en la Tabla 2.9. Y para facilitar su instalación se usa soportes de madera

diseñados de acuerdo a la altura a la que se colocan cada una de las bobinas que se encuentran sujetadas desde la parte superior de la estructura de cada módulo.

## 2.10 Diseño y construcción de las bobinas con núcleo de hierro

Con la incorporación en serie de las bobinas de núcleo de hierro con las bobinas de núcleo de aire, se logra conseguir el valor de la inductancia propia deseada de la Ecuación 2.6. La decisión de construir bobinas de núcleo de hierro es debido a las características que se detallan en esta sección.

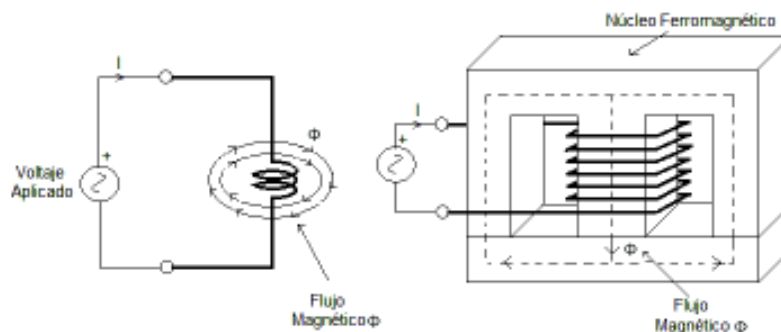
La inductancia es proporcional el flujo magnético como se muestra en la Ecuación 2.27.

$$L = \frac{\Phi N}{I} \quad \text{H}$$

**Ecuación 2.27.** Inductancia de una bobina

Las bobinas con núcleo ferromagnético ofrecen una misma inductancia, pero con un menor número de vueltas, menor volumen y en consecuencia un menor costo respecto a las bobinas de núcleo de aire.

La mejoría de la inductancia se da porque los materiales ferromagnéticos como: hierro, cobalto y sus aleaciones, tienen una muy alta permeabilidad respecto al aire. La permeabilidad, que es la capacidad de un material para conducir un flujo magnético a través de él, hace que el flujo del campo magnético generado por la corriente que circula a través de la bobina se encierre dentro del material y disminuyan los flujos de dispersión como se muestra en la Figura 2.17.



**Figura 2.17.** Confinación del flujo magnético en un núcleo ferromagnético

Al aumentar el flujo magnético en las bobinas con núcleo ferromagnético también aumenta el valor de la inductancia, según la Ecuación 2.27.

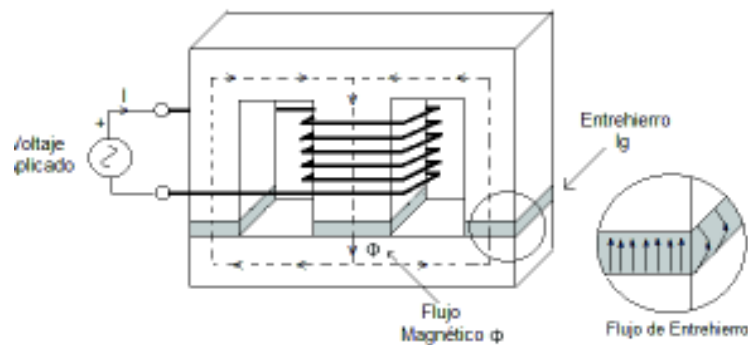


### 2.10.1 Diseño de una bobina con núcleo de hierro

Se tiene como dato el valor de inductancia de la bobina de núcleo de hierro, mostrado en la Tabla 2.11., y se desea conocer el número de vueltas que debe tener dicha bobina [23].

Para continuar con el diseño, es importante resaltar que el núcleo de hierro tiene un límite en cuanto al flujo magnético que puede enlazar antes de que el núcleo entre en saturación. Para evitar una prematura saturación del núcleo, se introduce un entrehierro como se indica en la Figura 2.18., el cual aporta linealidad al núcleo y permite que la inductancia sea la misma a diferentes voltajes de aplicación y en consecuencia a diferentes corrientes que circulen por el bobinado.

Al tener un entrehierro en un núcleo entonces hay un flujo magnético en ese espacio que sale y vuelve a entrar en el núcleo.



**Figura 2.18.** Flujo de entrehierro

Este flujo de entrehierro disminuye la reluctancia total del camino magnético y por lo tanto aumenta la inductancia en un factor  $F$  que depende de la forma de la longitud del devanado del área del núcleo donde se encuentra el devanado y de la dimensión del entrehierro [23]. El factor de flujo de entrehierro  $F$  se expresa como se indica en la Ecuación 2.28.

$$F = 1 + \frac{l_g}{\sqrt{A_c}} \ln \left( \frac{2G}{l_g} \right)$$

**Ecuación 2.28.** Factor de flujo de entrehierro

Donde:

$G$ : Longitud del devanado disponible en la Tabla 2.12. en cm

$A_c$ : Área del hierro donde se encuentra el devanado en  $\text{cm}^2$

$l_g$ : Longitud del entrehierro cm

La inductancia  $L$ , con la incorporación de un entrehierro y el efecto de flujo de entrehierro queda definida como se indica en la Ecuación 2.29.

$$L = \frac{0,4N^2A_cF(10^{-8})}{l_g} \quad \text{H}$$

**Ecuación 2.29.** Inductancia para una bobina con núcleo ferromagnético y entrehierro

Donde:

L: Inductancia en H

N: Número de vueltas

Se despeja N de la Ecuación 2.29. y se obtiene el número de vueltas que debe darse a un alambre de cobre para que satisfaga el valor de la inductancia requerida:

$$N = \sqrt{\frac{l_g L}{0,4\pi A_c F (10^{-8})}} \quad \text{vueltas}$$

**Ecuación 2.30.** Número de vueltas para una bobina de inductancia dada

Al diseñar bobinas, el área del núcleo se relaciona con la potencia del inductor como se muestra en la Ecuación 2.31.

$$A_c = \sqrt{VI} \quad \text{cm}^2$$

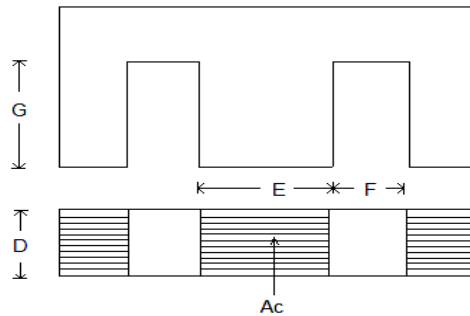
**Ecuación 2.31.** Área del núcleo ferromagnético

Donde:

V: Voltaje aplicado en V

I: Corriente máxima que circula por la bobina en A

Una vez conocida el área del núcleo ferromagnético, se escoge el tipo de láminas tipo EI, llamadas así por la forma que tienen las piezas de láminas y que son las más utilizadas en el diseño de inductores y transformadores, dichas láminas están hechas de material de acero al silicio cuyo nombre comercial es hierro y tienen el esquema y magnitudes como se muestra en la Figura 2.19. y en la Tabla 2.12.



**Figura 2.19.** Esquema de laminación tipo EI

**Tabla 2.12.** Datos dimensionales de laminación tipo EI

Laminaciones EI				
Tipo	D [ cm ]	E [ cm ]	F [ cm ]	G [ cm ]
EI-112	2,857	2,857	1,429	4,286
EI-125	3,175	3,175	1,588	4,763
EI-138	3,493	3,493	1,746	5,239
EI-150	3,810	3,810	1,905	5,715
EI-175	4,445	4,445	2,223	6,668
EI-225	5,715	5,715	2,858	8,573

### 2.10.2 Cálculo del número de vueltas para las bobinas de núcleo de hierro del modelo con valores de inductancias conocidas

Las bobinas de núcleo de hierro que se van a incorporar junto con las bobinas de núcleo de aire, tienen los siguientes valores de inductancia “deseadas”:

$$L_a=1,101 \text{ mH}, L_b=0,986 \text{ mH} \text{ y } L_c=0,899 \text{ mH}$$

Se desarrolla el siguiente procedimiento de cálculo:

1. Cálculo del área de núcleo de hierro

Como se muestra en la Ecuación 2.31. el área del núcleo de hierro está en función del voltaje y corriente de su bobina. La corriente máxima que circulará por la bobina de núcleo de hierro es de 13,12 A y el voltaje de aplicación en la bobina es desconocido. Al aplicar la Ecuación 2.32. se obtiene el valor de voltaje de aplicación en la bobina.

$$V = ZI \quad V$$

**Ecuación 2.32.** Ley de Ohm

Para la aplicación de la Ecuación 2.32. se asume que la impedancia es igual a la reactancia inductiva de la bobina de núcleo de hierro ya que aún no se conoce la longitud del cable y en consecuencia la resistencia total que tendrá esta bobina.

La reactancia inductiva se calcula con la Ecuación 2.33.

$$X_L = 2\pi fL \quad \Omega$$

**Ecuación 2.33. Reactancia Inductiva (1)**

Con estos datos, se calcula el área del núcleo con la Ecuación 2.31. Los resultados de esta etapa se muestran en la Tabla 2.13.

**Tabla 2.13. Resultados del área del núcleo de hierro**

Fase	L [ mH ]	Z [ $\Omega$ ]	V [ V ]	P [ W ]	A <sub>c</sub> [ cm <sup>2</sup> ]
a	1,101	0,41501	5,4458	71,4490	8,4527
b	0,98	0,36946	4,8473	63,5966	7,9747
c	0,89	0,33553	4,4022	57,7569	7,5998

El valor del área del núcleo de hierro de la fase “a”, mostrada en la Tabla 2.13. se utiliza en la siguiente etapa de diseño.

2. Selección del tipo de lámina para el núcleo de hierro

Las láminas que hay en el mercado son de tipo EI-175. Se toma como referencia para todos los diseños el área y dimensiones del núcleo de la fase “a” que tiene un valor de 8,0959 cm<sup>2</sup> y un valor de “E” de 4,445 cm según la Tabla 2.12., entonces la profundidad del núcleo debe ser de 1,9 cm.

3. Selección de la dimensión del entrehierro

El entrehierro está ocupado por una lámina de acrílico de 2 mm de espesor, este valor ha sido escogido experimentalmente. Esta dimensión de entrehierro hace que la curva de magnetización del núcleo sea lineal, es decir, no permite que haya una saturación en el núcleo de hierro.

4. Cálculo del factor de flujo de entrehierro

Con los valores obtenidos en los pasos 1, 2 y 3, se calcula el factor de flujo de entrehierro, usando la Ecuación 2.28. Los resultados se muestran en la Tabla 2.14.

**Tabla 2.14.** Factor de flujo de entrehierro del núcleo

Fase	A <sub>c</sub> [ cm <sup>2</sup> ]	G [ cm ]	I <sub>g</sub> [ cm ]	F calculado
a	8,4527	6,668	0,2	1,289

El valor del factor de flujo de entrehierro es igual para todas las demás bobinas ya que se decide hacerlas idénticas en cuanto a dimensiones del núcleo.

5. Cálculo del número de vueltas para una bobina de inductancia dada

Se usa la Ecuación 2.30. y se halla el número de vueltas que debe tener cada bobina de núcleo de hierro, los resultados se encuentran detallados en la Tabla 2.15.

**Tabla 2.15.** Número de vueltas para cada bobina de núcleo de hierro

Inductancia de fase	L [ mH ]	F calculado	I <sub>g</sub> [ cm ]	A <sub>c</sub> [ cm <sup>2</sup> ]	N [ vueltas ]
La	1,101	1,289	0,2	8,4527	38
Lb	0,98	1,289	0,2	8,4527	37
Lc	0,89	1,289	0,2	8,4527	36

### 2.10.3 Construcción de las bobinas de núcleo de hierro

Para la construcción de las bobinas se ha desarrollado el siguiente proceso:

1. Devanado del conductor de cobre barnizado

Se debe construir un carrete de forma que permita el ingreso del núcleo de hierro con las dimensiones descritas en la etapa de diseño de la bobina. A cada carrete construido para cada fase se le enrolla el número de vueltas especificado en la Tabla 2.15.

2. Aislamiento entre capas del bobinado

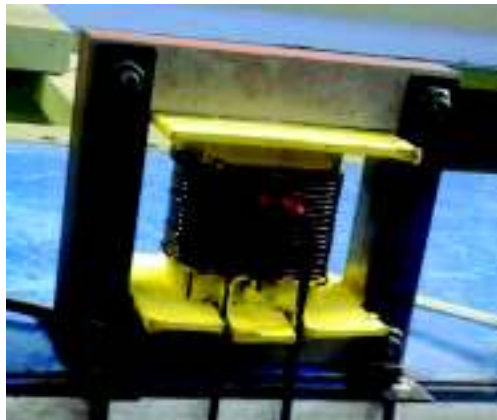
Para asegurar el aislamiento entre capas se coloca un papel aislante, de este modo se evitará un posible cortocircuito en caso de que el cable al ser enrollado haya sido lastimado en la superficie esmaltada.

### 3. Apilamiento de las laminaciones tipo EI

Los bordes de las láminas tipo EI poseen una parte lisa y una parte rugosa. Si las láminas se apilan correctamente, todos los extremos con parte lisa se alinearán. Si las láminas se apilan al azar entonces el resultado final será una menor cantidad de hierro. Esto podría conducir a la saturación prematura o una pérdida de inductancia.

### 4. Acabados de la bobina de núcleo de hierro

Las bobinas tienen soportes en sus extremos en forma de L con orificios que se encuentran perfectamente alineados con los orificios de las láminas. Con la ayuda de pernos, que tienen un tamaño adecuado, se atraviesa toda la profundidad del núcleo junto con los soportes en L y con una tuerca se ajusta todo el armado de la bobina como se muestra en la Figura 2.20.



**Figura 2.20.** Bobina de núcleo de hierro de la fase b

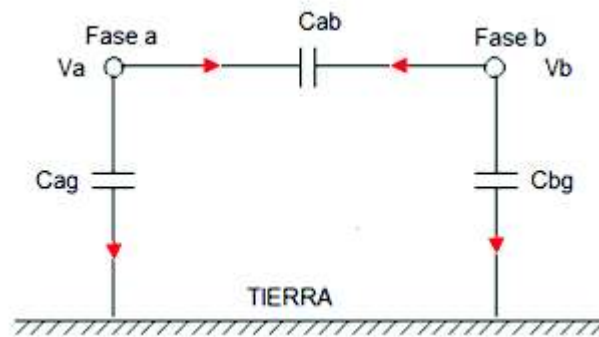
## 2.11 Modelo electrostático equivalente

Las matrices de inductancia y capacitancia a escala, de la Ecuación 2.6. y Ecuación 2.7. representan las características eléctricas de la línea de transmisión de estudio. El propósito que tienen las etapas 2.11 y 2.5 es convertir estas matrices características en modelos con circuitos equivalentes físicamente realizables.

La admitancia en líneas de transmisión está formada por los parámetros de conductancia y capacitancia. La corriente de fuga en los aisladores es la principal fuente de conductancia, ésta varía considerablemente con las condiciones atmosféricas por lo que es muy complicado calcularla, además, representa un porcentaje muy pequeño respecto a las corrientes nominales que circulan por la línea de transmisión. Con este antecedente, se

desprecia el efecto de la conductancia y la matriz de admitancia del modelo es solo la matriz de capacitancia de la línea de transmisión.

En la matriz de capacitancia de la Ecuación 2.7. se observa que los valores que se encuentran fuera de la diagonal tienen signo negativo y al parecer no pueden ser representados físicamente mediante un circuito eléctrico. El motivo de estos signos es que los coeficientes de potencial de Maxwell  $\{P\}$  son funciones de la geometría del conductor. La matriz de capacitancias  $\{C\}$  se obtiene a través de la inversión de  $\{P\}$  y además  $\{C\}$  es función directa de la configuración general del conductor. Para conseguir un modelo físicamente realizable es necesario formar un conjunto adicional de coeficientes de capacitancia. Este enfoque se entiende de mejor manera al realizar un ejemplo sencillo, considerando una configuración de dos conductores de línea por encima de un plano de tierra como se muestra en la Figura 2.21. Luego, este análisis podrá ser aplicado a configuraciones más complejas [19].



**Figura 2.21.** Dos conductores de línea sobre un plano de tierra equipotencial

La Figura 2.21. está representada mediante la siguiente ecuación que relaciona los voltajes de las fases con las corrientes capacitivas mediante los coeficientes de potencial. Entonces se tiene:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \end{bmatrix} = \frac{1}{j\omega} \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} \\ P_{ba} & P_{bb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \end{bmatrix}$$

Despejando la matriz de corriente e invirtiendo la matriz de coeficientes de potencial se tiene:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \end{bmatrix} = \frac{j\omega}{\text{Det}(A)} \begin{bmatrix} P_{bb} & -P_{ab} \\ -P_{ba} & P_{aa} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \end{bmatrix}$$

Como el inverso de la matriz de potencial es igual a la matriz de capacitancias, la expresión anterior está dada por la Ecuación 2.34.

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \end{bmatrix} = j\omega \begin{bmatrix} C_{aa} & C_{ab} \\ C_{ab} & C_{bb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \end{bmatrix}$$

**Ecuación 2.34.** Corriente de carga en términos de capacitancia

Para obtener un circuito equivalente físicamente realizable se relacionan los términos de la Ecuación 2.34. con los términos de capacitancia de la Ecuación 2.7. mediante el siguiente proceso:

1. Si  $V_a = V_b$ , y  $C_{ab} = C_{ba}$ , entonces:

$$I_a = j\omega [C_{aa} + C_{ab}] V_a$$

$$I_a = j\omega [C_{ag}] V_a$$

$$I_b = j\omega [C_{bb} + C_{ab}] V_b$$

$$I_b = j\omega [C_{bg}] V_b$$

2. Si  $V_a = 0$ , entonces:

$$I_b = j\omega [C_{bb}] V_b$$

$$I_b = j\omega [C_{bg} + C_{ab}] V_b$$

3. Si  $V_b = 0$ , entonces:

$$I_a = j\omega [C_{aa}] V_a$$

$$I_a = j\omega [C_{ag} + C_{ab}] V_a$$

Con las ecuaciones anteriores, los términos fuera de la diagonal de la matriz de capacitancia del modelo son de signo positivo:

$$C_{ag} = C_{aa} - C_{ab}, \quad C_{bg} = C_{bb} - C_{ab} \quad y, \quad C_{ab} = -C_{ab}$$

De modo que:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \end{bmatrix} = j\omega \begin{bmatrix} C_{ag} + C_{ab} & -C_{ab} \\ -C_{ab} & C_{bg} + C_{ab} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \end{bmatrix}$$

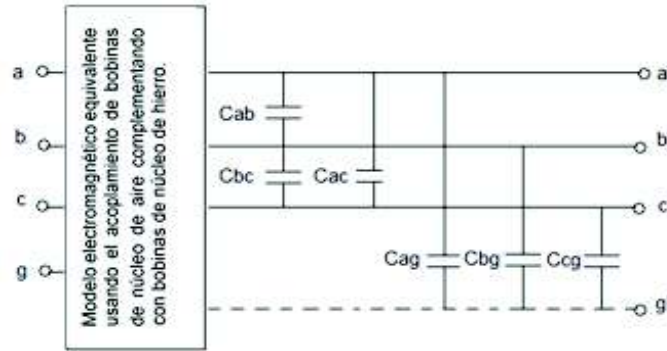


Se generaliza este procedimiento para la matriz de capacitancia de la Ecuación 2.7.

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = j\omega \begin{bmatrix} C_{ag} + C_{ab} + C_{ac} & -C_{ab} & -C_{ac} \\ -C_{ba} & C_{bg} + C_{ba} + C_{bc} & -C_{bc} \\ -C_{ca} & -C_{cb} & C_{cg} + C_{ca} + C_{cb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

**Ecuación 2.35.** Matriz de capacitancia a escala para la construcción del circuito de acoplamiento electrostático

El diagrama de acoplamiento electrostático para el modelo a escala de línea de transmisión se muestra en la Figura 2.22.



**Figura 2.22.** Modelo de acoplamiento electrostático para cada módulo a escala

La matriz que representa a la Figura 2.22. se describe en la Ecuación 2.36.

$$\{C\}_{\text{acop\_elect\_mod}} = \begin{bmatrix} C_{ag} & C_{ab} & C_{ac} \\ C_{ba} & C_{bg} & C_{bc} \\ C_{ca} & C_{cb} & C_{cg} \end{bmatrix}$$

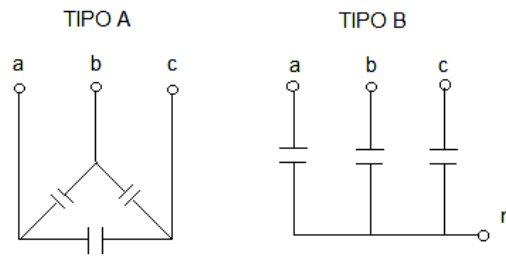
**Ecuación 2.36.** Matriz de capacitancia del diagrama de acoplamiento electrostático para cada módulo del modelo a escala

Despejando la capacitancia de fase a tierra de los términos de la diagonal de la matriz representada en la Ecuación 2.35. y reemplazando en los términos de la diagonal de la matriz de la Ecuación 2.37. se tiene:

$$\{C\}_{\text{acop\_elect\_mod}} = \begin{bmatrix} C_{aa} - C_{ab} - C_{ac} & C_{ab} & C_{ac} \\ C_{ba} & C_{bb} - C_{ba} - C_{bc} & C_{bc} \\ C_{ca} & C_{cb} & C_{cc} - C_{ca} - C_{cb} \end{bmatrix}$$

**Ecuación 2.37.** Matriz de capacitancia del diagrama de acoplamiento electrostático para cada módulo del modelo a escala

El modelo del acoplamiento electrostático tiene dos tipos de grupos: tipo A que representa el acoplamiento capacitivo entre fases, y tipo B que representa el acoplamiento capacitivo entre las fases y tierra, como se muestra en la Figura 2.23.



**Figura 2.23.** Tipos de conexiones del modelo electrostático equivalente

Una vez interpretada la matriz de capacitancia del modelo a escala de la Ecuación 2.7. y con la descripción desarrollada en este paso se puede construir un circuito eléctrico físicamente realizable que representa el acoplamiento electrostático de la línea de transmisión a escala.

Como se muestra en la Figura 2.22. se colocan los elementos capacitivos luego del modelo electromagnético equivalente que se desarrolla en las siguientes etapas.

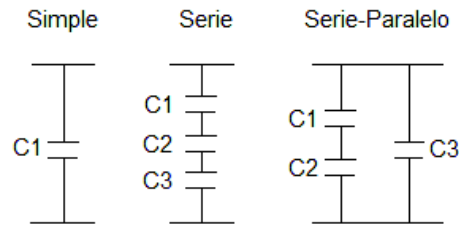
En la representación de parámetros concentrados mediante el modelo  $\pi$ , se requiere dividir el valor de la capacitancia en dos segmentos, sin embargo, debido a aspectos constructivos se simula todo el efecto electrostático en un solo lado de cada uno de los módulos del modelo a escala de la línea de transmisión.

## 2.12 Especificación de los elementos capacitivos

Considerando que la matriz de capacitancia a escala deseada de la Ecuación 2.7. es igual a la matriz de capacitancia a escala diseñada, que ha sido interpretada como se describe en el numeral 2.11, y representada físicamente, como se muestra en el diagrama de la Figura 2.22., entonces es posible especificar los arreglos y valores de los capacitores del modelo.

En el mercado se encuentran capacitores con valores de capacitancia estandarizados. Los valores que se utilizan para la construcción del circuito de acoplamiento electrostático del modelo son de  $5 \mu\text{F}$  y  $10 \mu\text{F}$ . Evidentemente estos valores exceden a algunos de los valores de la matriz a escala de capacitancia, por lo que es necesario hacer arreglos en serie y paralelo de capacitores de modo que se aproximen a los valores de dicha matriz.

Los arreglos de capacitores que se necesitan son: arreglo simple de un solo capacitor; arreglo de tres capacitores conectados en serie; y arreglo de dos capacitores en serie y en paralelo con un capacitor, como se muestra en la Figura 2.24.



**Figura 2.24.** Arreglos de capacitores para las conexiones del circuito de acoplamiento electrostático

El modelo de acoplamiento electrostático de cada módulo tiene un grupo tipo A y un grupo tipo B, conformados por tres arreglos simples, un arreglo serie y dos arreglos serie-paralelo. En la Tabla 2.16. se detalla los grupos, arreglos y valores de los capacitores estandarizados.

**Tabla 2.16.** Especificación de capacitores para los módulos del modelo a escala de la línea de transmisión

Grupo	Detalle	Arreglo	Cantidad	Valor Estándar [ $\mu\text{F}$ ]	Capacitancia [ $\mu\text{F}$ ]
A	Cab	Simple	1	5	5
	Cbc	Simple	1	5	
	Cac	Serie	3	5	
B	Cag	Serie	2	5	12,5
		Paralelo	1	10	
	Cbg	Simple	1	10	10
	Ccg	Serie	2	5	12,5
		Paralelo	1	10	

Los capacitores utilizados en la representación del modelo electrostático son de trabajo continuo tipo CBB60 como se muestra en la Figura 2.25. cuyas características se detallan a continuación:

Capacitancia nominal: 5  $\mu\text{F}$

Voltaje nominal: 450 VAC

Frecuencia nominal: 50/60 Hz

Tolerancia de la capacitancia:  $\pm 5\%$



**Figura 2.25.** Capacitores tipo CBB60, utilizados en la representación del modelo electrostático

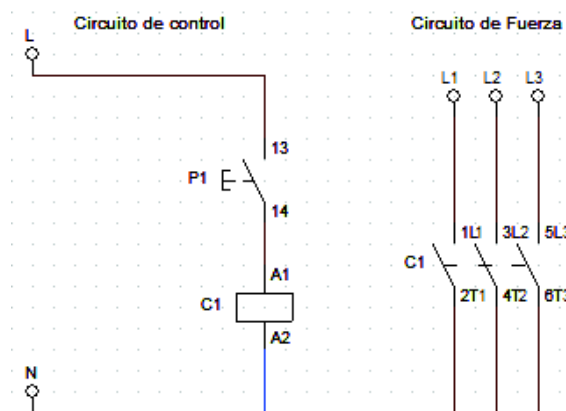
## 2.13 Diseño y construcción de un circuito de control para el estudio de fallas de cortocircuito

Para el estudio de fallas de cortocircuito se diseña y se construye un circuito que permite producir diferentes cortocircuitos con ayuda de un contactor electromagnético.

### 2.13.1 Diseño del circuito para el control de fallas de cortocircuito

En el modelo a escala, los cortocircuitos se realizan por el contacto entre fases o entre fases y tierra. Para producir un cortocircuito se cuenta con un pulsador que, una vez presionado, une los conductores mediante un contactor trifásico.

En la Figura 2.26. se ilustra el diagrama de conexiones del circuito para el control de cortocircuitos.



**Figura 2.26.** Esquema de conexión del contactor para el estudio de fallas

### 2.13.2 Construcción del circuito para el control de fallas de cortocircuito

En el contactor, los terminales 2T1, 4T2 y 6T3 están cortocircuitados intencionalmente para que cuando se presione el pulsador P1 se energice la bobina C1 y simultáneamente los contactos se cierran y sus terminales queden unidos así: 1L1-2T1, 3L2-4T2 y 5L3-6T3, esto permite que los cables L1, L2 y L3 se unan en un solo punto simulando así la unión entre fases y en consecuencia produciendo un cortocircuito en el modelo de la línea de transmisión. Los cables L1, L2 y L3 que salen del contactor deben ser conectados a los terminales que se encuentran en el módulo de la línea conforme al tipo de configuración de fallas que se quiera experimentar. Por ejemplo, si se desea realizar una falla dos fases-tierra los terminales a, b y g de la línea deben ser conectados a los conductores L1, L2 y L3 del contactor respectivamente, luego se presiona el pulsador y se produce el cortocircuito dos fases-tierra. Después de realizar varias pruebas, se comprueba que el sistema reproduce satisfactoriamente los fenómenos de cortocircuitos en el modelo a escala.

Se detallan las especificaciones técnicas del contactor utilizado en el circuito para el control de cortocircuitos en la Tabla 2.17.

**Tabla 2.17.** Especificaciones técnicas del contactor SIEMENS 3RT1035-1A

<b>CONTACTOR ELECTROMECAÁNICO</b>	
Marca	SIEMENS
Serie	3RT1035-1A
Voltaje de alimentación $U_n$ [V]	120
Frecuencia [Hz]	50/60
<b>Contactos principales</b>	
Categoría de utilización	AC3
Número de polos	3
Voltaje de aislamiento $U_i$ [V]	690
Corriente de servicio $I_e$ [A]	40
Voltaje de nominal de operación $U_e$ [V]	230
Potencia nominal de operación $P_e$ [kW]	11
Contactos principales	1-2; 3-4; 5-6

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1 Resultados de las mediciones de las bobinas de núcleo de aire y bobinas de núcleo de hierro

A continuación, se muestran las mediciones realizadas en las bobinas de núcleo de aire y de hierro, para verificar que el modelo construido corresponde a los valores requeridos, tal que representen lo más exacto posible los valores de la matriz de impedancias a escala.

En las mediciones, se hizo uso del equipo GW INSTEK LCR-821 que me muestra en la Figura 3.1. que mide elementos tales como inductancia, capacitancia y resistencia en un rango de frecuencia de 12 Hz a 200 kHz. Para realizar las mediciones se fija la frecuencia nominal de 60 Hz, y se coloca las puntas de medición en los terminales de las bobinas, para todos los casos se muestra tanto el valor de inductancia como de resistencia.



**Figura 3.1.** Medidor GW INSTEK LCR-821

En la Figura 3.2., Figura 3.3., Figura 3.4., Figura 3.5., Figura 3.6., y Figura 3.7. se muestran las mediciones de inductancia de las bobinas de núcleo de aire y de las bobinas de núcleo de hierro implementadas en los módulos de la línea de transmisión.



**Figura 3.2.** Medición de inductancia de la bobina de núcleo de aire de la fase a



**Figura 3.3.** Medición de inductancia de la bobina de núcleo de aire de la fase b



**Figura 3.4.** Medición de inductancia de la bobina de núcleo de aire de la fase c



**Figura 3.5.** Medición de inductancia de la bobina de núcleo de hierro de la fase a



**Figura 3.6.** Medición de inductancia de la bobina de núcleo de hierro de la fase b



**Figura 3.7.** Medición de inductancia de la bobina de núcleo de hierro de la fase c

## **3.2 Obtención de los parámetros eléctricos del modelo a escala de la línea de transmisión**

Para determinar los parámetros eléctricos serie y paralelo del modelo a escala se realizan pruebas de cortocircuito y pruebas de circuito abierto respectivamente. Las mediciones obtenidas en cada prueba se registran con el equipo de medición computarizada llamado Sistema de Entrenamiento de la Serie Lab Volt de Festo Didactic, que cuenta con un sistema de adquisición de datos que monitorea, procesa y despliega en varios formatos señales eléctricas y mecánicas en tiempo real, mediante el software LVDAC-EMS, haciendo más precisa la obtención de datos.

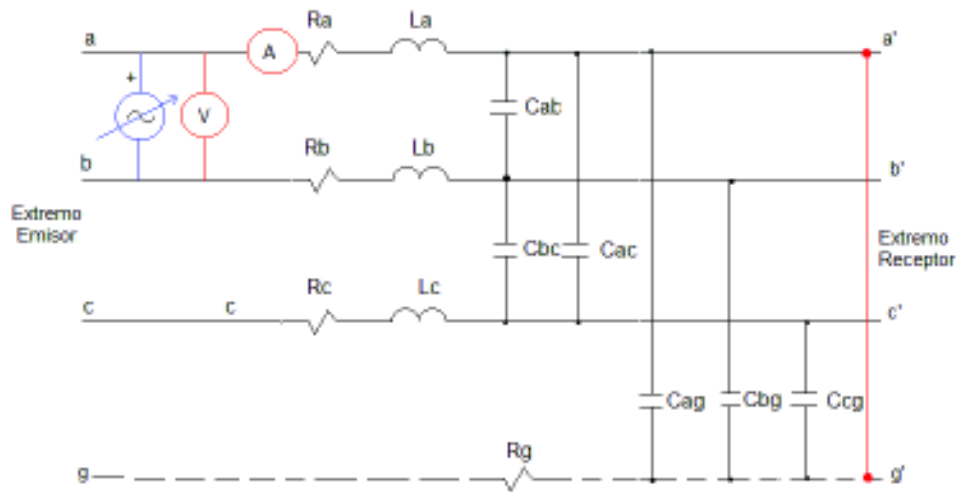
### **3.2.1 Prueba de cortocircuito**

En esta prueba se obtienen los parámetros serie del modelo a escala de la línea de transmisión, es decir, se registran los valores de las matrices a escala de resistencia e inductancias.

Se alimenta el extremo emisor con voltaje alterno monofásico variable y en el extremo receptor de cada módulo se cortocircuita la fase hacia tierra. Se incrementa el voltaje alterno variable hasta que la corriente máxima de 13,11 A circule por esta fase, se toma el dato de la corriente nominal y se registra el voltaje inducido en las fases que no se encuentran energizadas.

Las conexiones e instrumentos de medición para esta prueba se colocan como se muestran en la Figura 3.8.





**Figura 3.8.** Diagrama de conexiones para la prueba de cortocircuito

Para calcular la impedancia propia del modelo se reemplazan los valores medidos de corriente nominal y su voltaje en la Ecuación 3.1.

$$Z = \frac{V}{I} = \sqrt{R^2 + X_L^2} \quad \Omega$$

**Ecuación 3.1.** Impedancia propia de la fase

Es necesario aclarar que el conductor que fue utilizado para la construcción de las bobinas tiene resistencia eléctrica por lo que la impedancia calculada de la fase no es puramente inductiva. Para conocer el valor de la resistencia se registra el valor de la potencia activa en la fase, medición que se puede realizar con la instrumentación computarizada disponible en el software LVDAC-EMS. Una vez que se conoce la impedancia propia y la resistencia propia se puede calcular la reactancia inductiva propia de la fase con la Ecuación 3.3.

Se sabe que las pérdidas de potencia activa están dadas por la Ecuación 3.2.

$$P = I^2 R \quad W$$

**Ecuación 3.2.** Potencia activa

Despejando  $X_L$  de la Ecuación 3.1. y reemplazando  $R$  de la Ecuación 3.2. se tiene la Ecuación 3.4.

$$X_L = \sqrt{\frac{V^2}{I^2} - \left(\frac{P}{I^2}\right)^2} \quad \Omega$$

**Ecuación 3.3.** Reactancia Inductiva

Finalmente, se conoce la inductancia propia de cada fase despejando L de la Ecuación 3.3. Para el ejemplo de la Figura 3.8. existe una corriente alterna circulando por las bobinas de núcleo de hierro y núcleo de aire de la fase a. Cuando la corriente circula por la bobina de núcleo de aire, ésta crea un campo magnético alrededor del conductor cuyas líneas de campo abrazan a las bobinas de núcleo de aire de las fases que no fueron energizadas induciéndoles un voltaje. Con las mediciones de la corriente nominal de la fase energizada y el voltaje inducido en las fases no energizadas, se obtienen las inductancias mutuas del modelo.

Para obtener la impedancia mutua entre las fases, se necesita el valor de la medición de la corriente máxima de la fase cortocircuitada y el voltaje inducido en cada fase en circuito abierto aplicando la Ecuación 3.4.

$$Z_{mutua} = \frac{V_{inducido}}{I_{nominal}} \quad \Omega$$

**Ecuación 3.4.** Impedancia mutua

Pero, el valor de la resistencia de retorno por tierra representa la resistencia de la impedancia mutua mientras que el valor de la reactancia inductiva mutua esta representada:

$$X_{L-mutua} = \frac{V_{inducido}}{I_{nominal}} = 2\pi fL \quad \Omega$$

**Ecuación 3.5.** Reactancia inductiva mutua

Una vez calculadas las reactancias inductivas propias y mutuas se despeja la inductancia propia y mutua de la Ecuación 3.3. y la Ecuación 3.5., respectivamente, y se arma la matriz de inductancia del modelo a escala.

Los resultados de esta prueba, así como el porcentaje de error entre el valor de la inductancia deseado y el valor de inductancia diseñado, se detallan en la Tabla 3.1., Tabla 3.2. y Tabla 3.3.

**Tabla 3.1.** Resultados de la prueba de cortocircuito realizada en el módulo 1 del modelo a escala

Inductancia	Módulo 1		
	Teórico	Experimental	% Error
	[ mH ]		
Laa	3,553	3,58	0,77%
Lab	1,543	1,554	0,74%

Lac	1,184	1,209	2,09%
Lbb	3,438	3,437	0,04%
Lba	1,543	1,557	0,94%
Lbc	1,458	1,502	3,04%
Lcc	3,388	3,382	0,18%
Lca	1,184	1,208	1,98%
Lcb	1,458	1,506	3,30%

Los valores de la matriz de impedancias diseñada del modelo son prácticamente iguales a los valores de la matriz de impedancias deseada del modelo, el porcentaje de error es muy bajo siendo así el más alto de 3,30%. Se observa en la Tabla 3.1. que los valores que menos se acercan al valor teórico “deseado” son las inductancias mutuas que están relacionadas con la fase c. Sin embargo, los porcentajes de error son bastante pequeños por lo que se puede decir que la implementación del acoplamiento electromagnético representa la matriz a escala de inductancia del modelo de la línea de transmisión en estudio.

**Tabla 3.2.** Resultados de la prueba de cortocircuito realizada en el módulo 2 del modelo a escala

Inductancia	Módulo 2		
	Teórico	Experimental	% Error
	[ mH ]		
Laa	3,553	3,552	0,03%
Lab	1,543	1,562	1,25%
Lac	1,184	1,192	0,64%
Lbb	3,438	3,467	0,85%
Lba	1,543	1,566	1,49%
Lbc	1,458	1,513	3,75%
Lcc	3,388	3,407	0,56%
Lca	1,184	1,189	0,40%
Lcb	1,458	1,512	3,72%

Efectivamente, los valores de inductancia diseñados registrados en los dos módulos son básicamente iguales a los valores de inductancia deseados y los porcentajes de error son muy bajos. Además, la inductancia mutua, por ejemplo, Lab con la fase a energizada es igual a la inductancia Lba cuando se energiza la fase b.

**Tabla 3.3.** Resultados de la prueba de cortocircuito realizada en el modelo a escala

Inductancia	Modelo a escala		
	Teórico	Experimental	% Error
	[ mH ]		
Laa	7,105	7,110	0,06%
Lab	3,085	3,094	0,27%
Lac	2,368	2,373	0,18%
Lbb	6,876	6,873	0,03%
Lba	3,085	3,094	0,27%
Lbc	2,916	2,989	2,49%
Lcc	6,777	6,861	1,25%
Lca	2,368	2,401	1,40%
Lcb	2,916	2,997	2,76%

Para incluir la resistencia común  $R_g$  se añade una resistencia de niquelina de  $0,305 \Omega$ , y  $500 \text{ W}$ , en el camino de retorno de la corriente de las tres fases.

Al colocar en serie los dos módulos del modelo a escala es cuando se obtiene la inductancia total de la línea de transmisión a escala, cada uno de sus módulos tienen valores de inductancia diseñados básicamente iguales a los valores de inductancia deseados por lo que colocando en serie van a seguir entregando valores de inductancia básicamente iguales entre la matriz a escala de impedancias teórica y la matriz a escala de impedancias experimental. El porcentaje de error es pequeño y aceptable para poder concluir que el circuito de acoplamiento electromagnético es adecuado y a su vez representa el fenómeno que ocurre en una línea de transmisión real.

Es importante recalcar que los parámetros eléctricos de la línea de transmisión a escala, en forma específica los parámetros serie, son los mismos a diferentes corrientes que circulan por las bobinas de núcleo de aire y de hierro. Con estos resultados se asegura que el modelo construido tenga parámetros eléctricos que no cambien y que siempre representan las características eléctricas de la línea de transmisión de  $500 \text{ kV}$  Coca Codo Sinclair – El Inga.

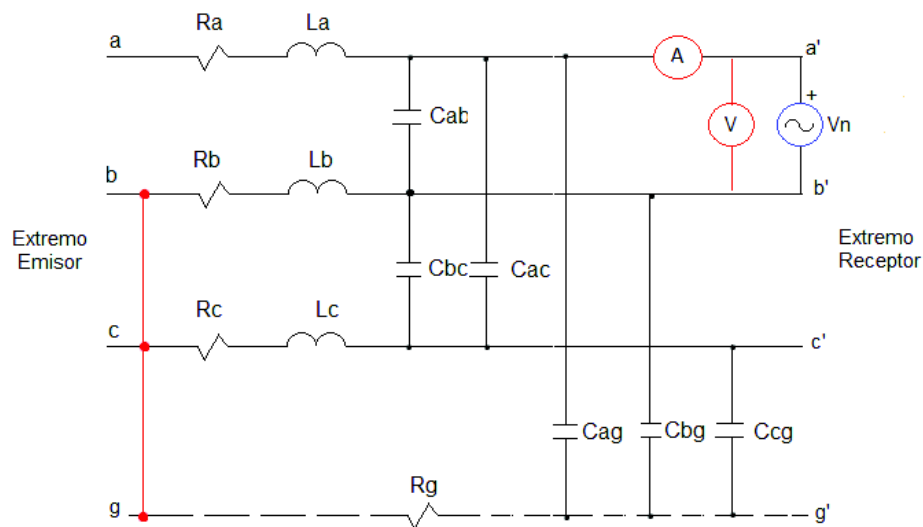
En el ANEXO V. se presenta el resultado de las mediciones en el modelo para obtener las, inductancias propias y mutuas de las bobinas de núcleo de aire en serie con las bobinas de núcleo de hierro, cuando circulan por ellas corrientes diferentes a la corriente máxima; así como el porcentaje de error de estas mediciones respecto a los valores deseados.

### 3.2.2 Prueba de circuito abierto

En esta prueba se obtienen los parámetros en paralelo del modelo a escala de la línea de transmisión, es decir, se registran los valores de la diagonal de la matriz de capacitancia a escala de la Ecuación 2.7.

Se alimenta el extremo receptor con voltaje monofásico nominal de 120 V y en el extremo emisor del módulo se mantiene abierto el circuito, las demás fases que no están energizadas deben estar conectadas a tierra. Se realiza de esta forma la prueba para que la corriente que se genera circule únicamente por los capacitores. Se repite este procedimiento en las demás fases para el módulo 1, módulo 2 y los dos módulos conectados en serie que representan la capacitancia total del modelo a escala de la línea de transmisión.

Las conexiones e instrumentos de medición para esta prueba se colocan como se indica en la Figura 3.9.



**Figura 3.9.** Diagrama de conexiones para la prueba de circuito abierto

Para obtener el valor de la susceptancia propia del modelo, se registra el valor de la corriente de vacío que circula por la línea y el valor del voltaje nominal aplicado, estos datos se reemplazan en la Ecuación 3.6.

$$B_c = \frac{I}{V} = 2\pi f C \quad S$$

**Ecuación 3.6.** Susceptancia

Despejando la capacitancia  $C$  de la Ecuación 3.6. se obtiene el valor de capacitancia propia de la fase energizada, es decir la suma de los valores: fase-tierra y fase-fase detallada en la Ecuación 2.35. del numeral 2.5.

Los resultados de esta prueba, así como el porcentaje de error entre el valor de la capacitancia deseada y el valor de la capacitancia diseñado se detallan en la Tabla 3.4., Tabla 3.5. y Tabla 3.6.

**Tabla 3.4.** Resultados de la prueba de circuito abierto realizada en el módulo 1 del modelo a escala

Capacitancia	Módulo 1		
	Teórico deseada	Experimental diseñada	%Error
	[ $\mu\text{F}$ ]		
Caa'	18,1549	19,7446	8,76%
Cbb'	19,2335	20,7422	7,84%
Ccc'	18,1814	19,6862	8,28%

Los valores de capacitancia medidos en este módulo, numéricamente son mayores a los teóricos, con porcentajes de error que van hasta 8,76%. Se podría pensar que son errores altos, pero hay considerar que la capacitancia propia de cada fase es la suma de un capacitor de fase a tierra y dos capacitores de fase-fase, además, los valores de capacitancia diseñados son estandarizados y se ha hecho esfuerzos por acercarse lo más posible a los valores de capacitancia deseados.

**Tabla 3.5** Resultados de la prueba de circuito abierto realizada en el módulo 2 del modelo a escala

Capacitancia	Módulo 2		
	Teórico deseada	Experimental diseñada	%Error
	[ $\mu\text{F}$ ]		
Caa'	18,1549	19,9365	9,81%
Cbb'	19,2335	21,0453	9,42%
Ccc'	18,1814	19,8566	9,21%

Los porcentajes de error expresados en la Tabla 3.4. son similares a los resultados de la Tabla 3.5. Se podría pensar que si los arreglos de capacitores son idénticos para cada módulo entonces los valores de las mediciones de capacitancia también deben ser iguales, esto no tiene que ser necesariamente así ya que los capacitores adquiridos para la construcción del acoplamiento electrostático tienen un porcentaje de tolerancia de  $\pm 5\%$

respeto al valor de capacitancia nominal especificado en sus datos, con este antecedente se entiende que las mediciones de capacitancia entre un módulo y otro varían en un porcentaje de error de hasta 9,81%.

**Tabla 3.6.** Resultados de la prueba de circuito abierto realizada en el modelo a escala

Capacitancia	Modelo a escala		
	Teórico deseada	Experimental diseñada	%Error
	[ $\mu\text{F}$ ]		
Caa'	36,3098	41,4416	14,13%
Cbb'	38,467	43,6735	13,53%
Ccc'	36,3629	41,4376	13,96%

Para obtener la capacitancia propia total del modelo a escala de la línea de transmisión se debe colocar en serie los dos módulos. Los valores medidos de capacitancia diseñados descritos en la Tabla 3.6. exceden los valores de capacitancia deseados con porcentajes de error que llegan hasta un 14,13%, lo que relativamente se puede considerar como aceptable por los argumentos expuestos anteriormente. No se realizan las mediciones de capacitancia mutua en ninguno de los módulos ya que por seguridad para el investigador se guarda todo el circuito de acoplamiento electrostático en una caja de acrílico, lo que no permite medir la corriente y voltaje individuales de los capacitores.

En el ANEXO VI. se presentan los resultados de las mediciones de capacitancia y porcentajes de error obtenidos en el modelo.

### **3.3 Cálculo de la impedancia característica y cargabilidad de impedancia característica del modelo a escala de la línea de transmisión**

Para el cálculo de la impedancia característica y la cargabilidad de impedancia característica, se utilizan los valores de reactancia inductancia y susceptancia capacitiva obtenidos a partir de las matrices de impedancia y admitancia de secuencia primitiva

#### **3.3.1 Cálculo de la matriz de impedancia y admitancia de secuencias**

El análisis de las matrices de impedancias y admitancias de secuencia resulta de gran ayuda, debido a que transforma un sistema trifásico de transmisión desbalanceado en tres sistemas monofásicos balanceados como se muestra en la Ecuación 3.7. y Ecuación 3.8.

$$Z_{012} = [A_s]^{-1}[Z_{abc}][A_s]$$

**Ecuación 3.7.** Cálculo de la matriz de impedancias de secuencia

$$Y_{012} = [A_s]^{-1}[Y_{abc}][A_s]$$

**Ecuación 3.8.** Cálculo de la matriz de admitancia de secuencia

Donde:

$$[A_s] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Y,

$$a = 1 \angle 120^\circ, a^2 = 1 \angle 240^\circ$$

Teniendo como resultado:

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \Omega$$

Y,

$$[Y_{012}] = \begin{bmatrix} Y_{00} & Y_{01} & Y_{02} \\ Y_{10} & Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{20} & Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} S$$

Las matrices de secuencia son calculadas en base a las mediciones de los parámetros en serie y paralelo registrados en la línea.

Las matrices de impedancia y capacitancia están dadas por la Ecuación 3.9. y Ecuación 3.10., respectivamente, con valores obtenidos de las pruebas de cortocircuito realizadas en el modelo a escala de la línea de transmisión.

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} 0,68954 + j2,68038 & 0,61 + j1,16628 & 0,61 + j0,89445 \\ 0,61 + j1,16628 & 0,67916 + j2,59129 & 0,61 + j1,12680 \\ 0,61 + j0,89445 & 0,61 + j1,12680 & 0,66255 + j2,58673 \end{bmatrix} \Omega$$

**Ecuación 3.9.** Matriz de impedancias del modelo



$$C_{abc} = \begin{bmatrix} j41,4416 & -j10 & -j3,334 \\ -j10 & j43,6735 & -j10 \\ -3,334 & -j10 & j41,4376 \end{bmatrix} \mu\text{F}$$

**Ecuación 3.10.** Matriz de capacitancia del modelo

En la matriz de capacitancia, los valores fuera de la diagonal son tomados como la suma de los capacitores de cada módulo con signo negativo. Se transforma la matriz de capacitancia a valores de admitancia y se obtiene la matriz de admitancia representada en la Ecuación 3.11.

$$Y_{abc} = \begin{bmatrix} j15623,4832 & -j3770 & -j1256,918 \\ -j3770 & j16464,9095 & -j3770 \\ -j1256,918 & -j3770 & j15621,9752 \end{bmatrix} \mu\text{S}$$

**Ecuación 3.11.** Matriz de admitancia del modelo

Como se observa, los valores de la diagonal principal y los valores que se encuentran fuera de la diagonal son diferentes. La condición para efectuar la transformación a la matriz de secuencias es que estos valores sean iguales por lo que se realiza un promedio entre las impedancias propias y un promedio entre las impedancias mutuas.

$$Z_{\overline{abc}} = \begin{bmatrix} 0,67708 + j2,61946 & 0,61 + j1,062501 & 0,61 + j1,062501 \\ 0,61 + j1,062501 & 0,67708 + j2,61946 & 0,61 + j1,062501 \\ 0,61 + j1,062501 & 0,61 + j1,062501 & 0,67708 + j2,61946 \end{bmatrix} \Omega$$

$$Y_{\overline{abc}} = \begin{bmatrix} j15903,4559 & -j2932,306 & -j2932,306 \\ -j2932,306 & j15903,4559 & -j2932,306 \\ -j2932,306 & -j2932,306 & j15903,4559 \end{bmatrix} \mu\text{S}$$

Una vez obtenidas las matrices de impedancias y admitancias del modelo se transforman a matrices de secuencia mediante las Ecuación 3.7 y Ecuación 3.8

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 1,89708 + j4,74446 & 0 & 0 \\ 0 & 0,06708 + j1,55696 & 0 \\ 0 & 0 & 0,06708 + j1,55696 \end{bmatrix} \Omega$$

$$Y_{012} = \begin{bmatrix} j10038,844 & 0 & 0 \\ 0 & j18835,762 & 0 \\ 0 & 0 & j18835,762 \end{bmatrix} \mu\text{S}$$

Si bien es cierto, en la Ecuación 2.1. se indica que las unidades de la reactancia inductiva y susceptancia capacitiva deben estar en  $\Omega/\text{km}$  y  $\text{S}/\text{km}$ , respectivamente, las unidades de

longitud se simplifican motivo por el cual las mediciones registradas en el modelo no necesitan estar en unidades de longitud. Con este antecedente, la impedancia característica en  $\Omega$  del modelo de la línea de transmisión es:

$$Z_c = \sqrt{\frac{X_{Lmod}}{B_{Cmod}}} \quad \Omega$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{1,55696}{18835,762 \times 10^{-6}}} \quad \Omega$$

$$Z_c = 9,09 \quad \Omega$$

Escalando estos valores del modelo a valores reales se tiene una impedancia característica que en este caso es similar a la calculada con los valores reales de la línea de transmisión.

$$Z_c = \sqrt{\frac{X_{Lmod}/0,03872}{B_{Cmod}/25,8264}}$$

$$Z_c = 234,8071 \quad \Omega$$

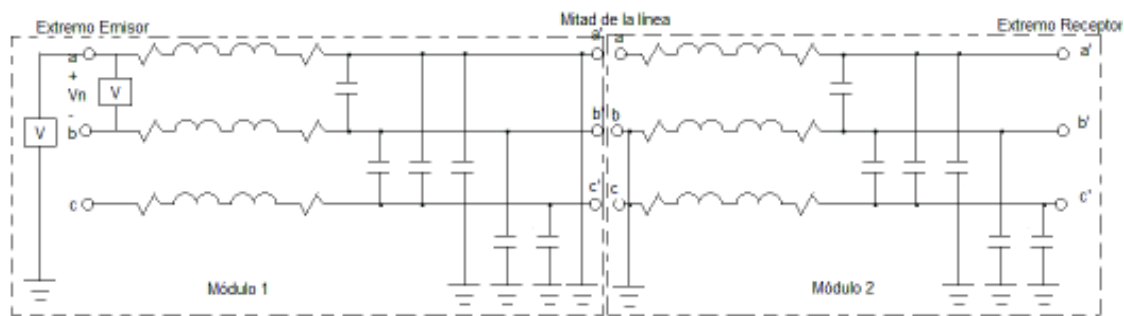
Luego, aplicando la Ecuación 2.2. se obtiene el valor del SIL para el modelo a escala de la línea de transmisión:

$$SIL = \frac{(220)^2}{9,09} \quad W$$

$$SIL = 5,324 \quad kW$$

### 3.4 Efecto Ferranti

El efecto Ferranti es la elevación del voltaje a lo largo de la línea de transmisión cuando se encuentra en circuito abierto debido a las corrientes capacitivas que circulan a lo largo de la línea de transmisión [7]. En esta prueba se energiza el extremo emisor del módulo con voltaje nominal trifásico y se toman mediciones de voltaje en el extremo receptor, en mitad de la línea y al final del modelo de la línea de transmisión.



**Figura 3.10.** Diagrama de conexiones para la prueba de Efecto Ferranti

Los voltajes medidos en el extremo emisor, a mitad de la línea y en el extremo receptor se muestran en la Tabla 3.7.

**Tabla 3.7.** Registro de los datos obtenidos en la prueba del Efecto Ferranti del modelo

Efecto Ferranti				
Caso	Voltaje	Extremo Emisor	Mitad de la línea	Extremo Receptor
<b>Voltaje fase-tierra [ V ]</b>	Vag	122,5	124	125,3
	Vbg	122,4	123,7	124,9
	Vcg	125,9	127,4	128,8
<b>Voltaje fase-fase [ V ]</b>	Vab	211,7	214,4	216,3
	Vac	214,3	217,1	219,1
	Vba	212,1	214,8	216,6
	Vbc	215,9	218,8	220,8
	Vca	214,9	217,7	219,8
	Vcb	215,8	218,7	220,9

Al obtener estas mediciones se calcula el porcentaje de incremento de voltaje que hay en cada punto de la línea de transmisión respecto al voltaje de envío. Los resultados se muestran en la Tabla 3.8.

**Tabla 3.8.** Incremento de voltaje en el modelo a escala de la línea de transmisión

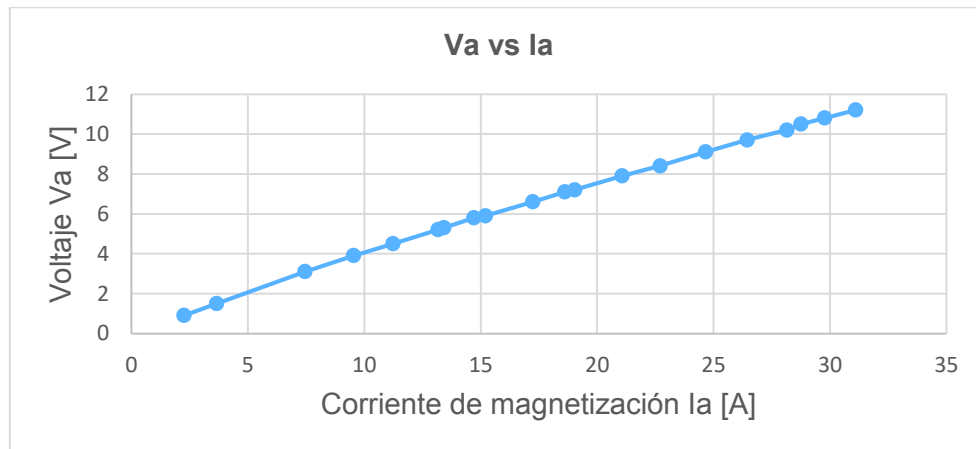
Incremento de voltaje [ % ]				
Caso	Voltaje	Extremo Emisor	Mitad de la línea	Extremo Receptor
<b>Voltaje fase-tierra</b>	Vag	0	1,22	2,29
	Vbg	0	1,06	2,04
	Vcg	0	1,19	2,30

<b>Voltaje fase-fase</b>	Vab	0	1,28	2,17
	Vac	0	1,31	2,24
	Vba	0	1,27	2,12
	Vbc	0	1,34	2,27
	Vca	0	1,30	2,28
	Vcb	0	1,34	2,36

Se observa un incremento considerable de voltaje en cada tramo del modelo a escala de la línea de transmisión, el valor porcentual en el extremo receptor del modelo a escala se registra con un aumento de hasta 2,36% respecto al voltaje de envío.

### 3.5 Curva de magnetización de la bobina de núcleo de hierro

Para la obtención de la curva de magnetización de las bobinas de núcleo de hierro, se alimenta la bobina con una fuente de voltaje AC variable y se registra simultáneamente la corriente que pasa por inductor, se eleva el voltaje hasta que por los devanados circule la corriente máxima de 13,12 A, los datos medidos en esta prueba se muestra en la Figura 3.11.



**Figura 3.11.** Curva de magnetización

Al incorporar un entrehierro al núcleo se logra obtener una característica lineal en la curva de magnetización V-I que hace que exista un mismo valor de inductancia para distintos voltajes de aplicación. En el ANEXO VII. se muestran los datos medidos del inductor de núcleo hierro de la fase “a” para la graficación de la curva de magnetización.

## 3.6 Estudio de fallas de cortocircuito

### 3.6.1 Fallas de cortocircuito

Se considera como falla a un evento que interfiere con el flujo normal de corriente. En las líneas de transmisión, la mayoría de fallas son originadas por descargas atmosféricas que rápidamente son despejadas a través de la actuación de las protecciones instaladas en sus extremos.

#### 3.6.1.1 Fallas simétricas

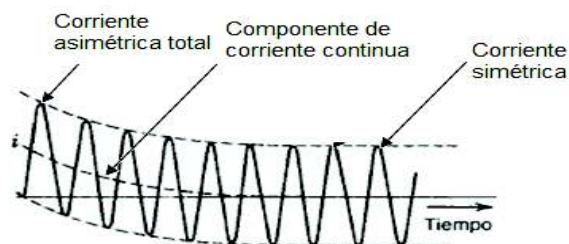
Las fallas simétricas se originan cuando se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema y es considerada la falla más severa dentro de un sistema eléctrico de potencia. Se sabe que aproximadamente dentro del 5% de las fallas intervienen las tres fases, es decir este tipo de falla no es tan común y se considera una falla simétrica debido a que no produce un desbalance entre las fases [4].

#### 3.6.1.2 Fallas asimétricas

Dentro de las fallas asimétricas se encuentran las fallas monofásicas a tierra y bifásicas a tierra. Todas estas fallas producen un desbalance de corriente entre fases, dentro de este tipo de fallas la más común es la falla monofásica a tierra. Para el análisis de fallas asimétricas es necesario aplicar el método de las componentes simétricas [4].

#### 3.6.1.3 Componentes de la corriente de cortocircuito

La corriente de falla de cortocircuito en el modelo a escala de la línea de transmisión tiene valores de corriente asimétrica y corriente simétrica que se originan generalmente en un circuito RL. Se obtienen dos componentes de corrientes donde la corriente asimétrica está formada por una componente alterna y otra componente continua, mientras que la corriente simétrica está dada por una componente alterna, la Figura 3.12. ilustra este concepto.

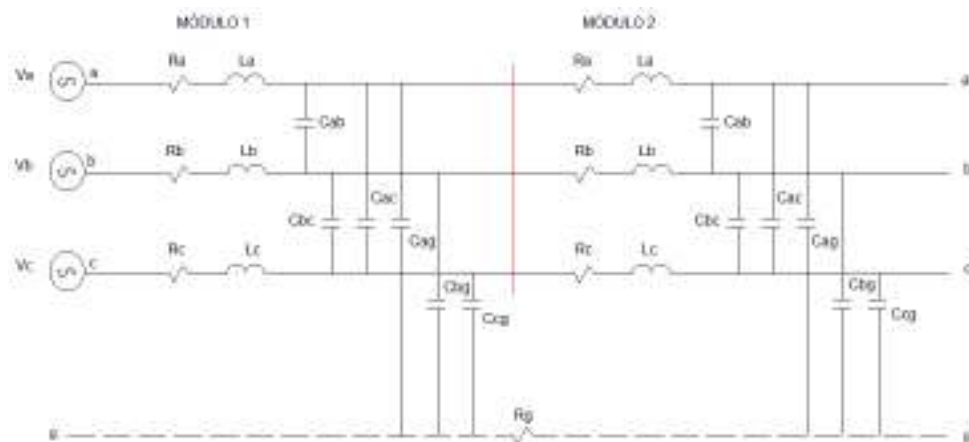


**Figura 3.12.** Corriente como función del tiempo en un circuito RL [4]

### 3.6.2 Fallas de cortocircuitos en la línea de transmisión a escala

El objetivo de la segmentación del modelo a escala de la línea de transmisión es para realizar un estudio de fallas simétricas y asimétricas a la mitad y al final de la longitud línea de transmisión. En el modelo a escala se reproducen fallas súbitas mediante el accionamiento de un contactor trifásico comandado por un pulsante, es decir que la línea opera en condiciones normales y al conectar los terminales, que salen de los contactos del contactor, en cada una de las fases del modelo a escala entonces se realizan fallas simétricas o asimétricas. Se presiona el pulsante por un tiempo muy corto y se despeja la falla inmediatamente al dejar de presionar el pulsante.

Para el estudio de fallas de cortocircuito en el modelo a escala de la línea de transmisión se tiene el esquema mostrado en la Figura 3.13., en donde el circuito de control se encuentra ubicado físicamente en el módulo 2 y mediante los cables que salen del contactor trifásico se realizan las conexiones a los terminales del módulo de la línea conforme al tipo de fallas de cortocircuito que se requiere experimentar.

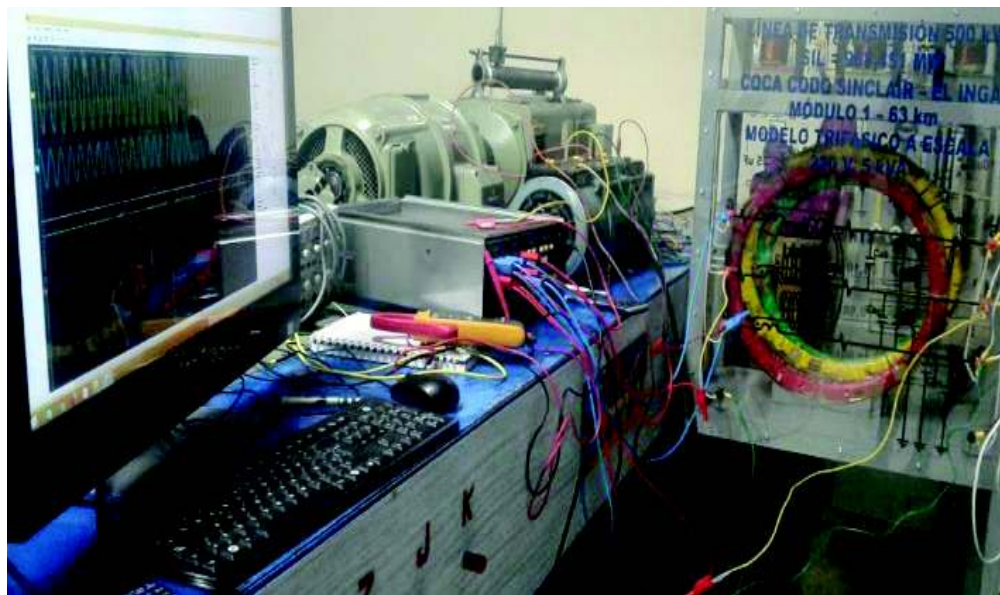


**Figura 3.13.** Esquema del modelo a escala de la línea de transmisión

Para el registro de las señales de voltaje y corriente que se muestran en el ANEXO VIII. se usa el módulo de interfaz de adquisición de datos y control LabVolt Series 9063-02 y el software LVDAC mostrados en la Figura 3.14. y Figura 3.15.



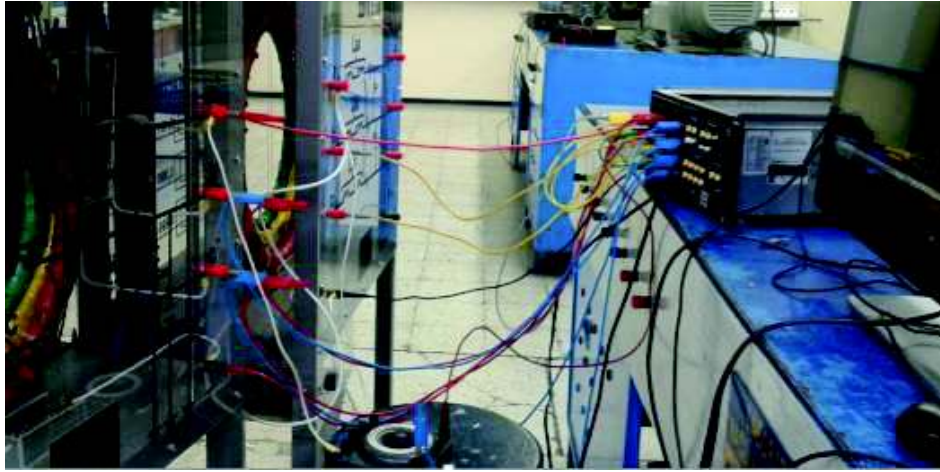
**Figura 3.14.** Módulo de interfaz de adquisición de datos y de control



**Figura 3.15.** Conexión del modelo a escala de la línea de transmisión con el sistema de adquisición de datos

Se registran valores de corriente y voltaje con las gráficas correspondientes en estado estable y en estado transitorio que ayuda a interpretar de mejor manera el fenómeno de fallas de cortocircuitos en el modelo a escala de la línea de transmisión.

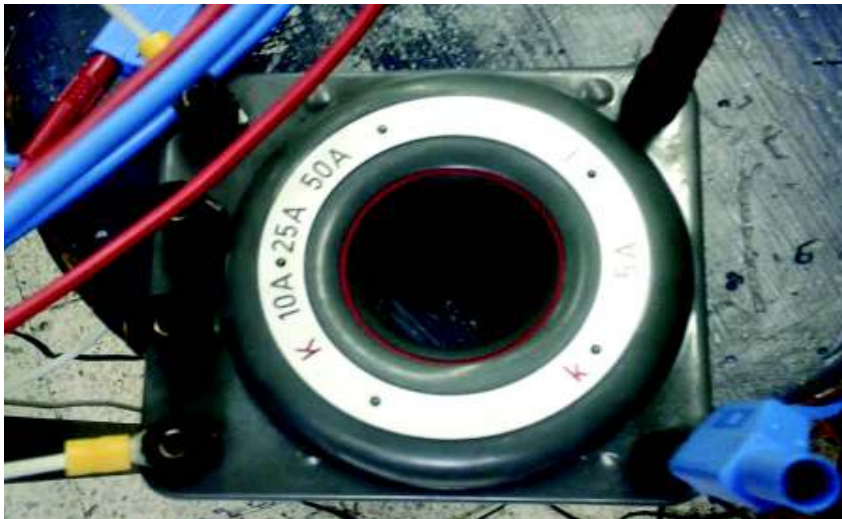
Es necesario mencionar que debido al voltaje nominal de 220 V, al cual se realizan los cortocircuitos en el modelo a escala, las corrientes generadas son muy altas y los instrumentos de medición no están en la capacidad de soportar tanta corriente por lo que se utiliza un transformador de corriente, como se muestra en la Figura 3.16.



**Figura 3.16.** Conexión del modelo a escala al transformador de corriente

En lado primario del transformador está conectado en serie a la fase de la línea mientras que el lado secundario se encuentra conectado en serie con el amperímetro del módulo de interfaz de adquisición de datos y control de LabVolt Series 9063-02.

La Figura 3.17. muestra que el lado primario del transformador de corriente es utilizado en la escala de 50 A y el lado secundario es utilizado en la escala de 5 A. En consecuencia, la relación de transformación es de 10 A por lo que cada medición de corriente registrada por el software debe ser multiplicada por 10 para obtener los valores reales de corriente de cortocircuito en cada falla.



**Figura 3.17.** Transformador de corriente utilizado en las mediciones de corriente de cortocircuito

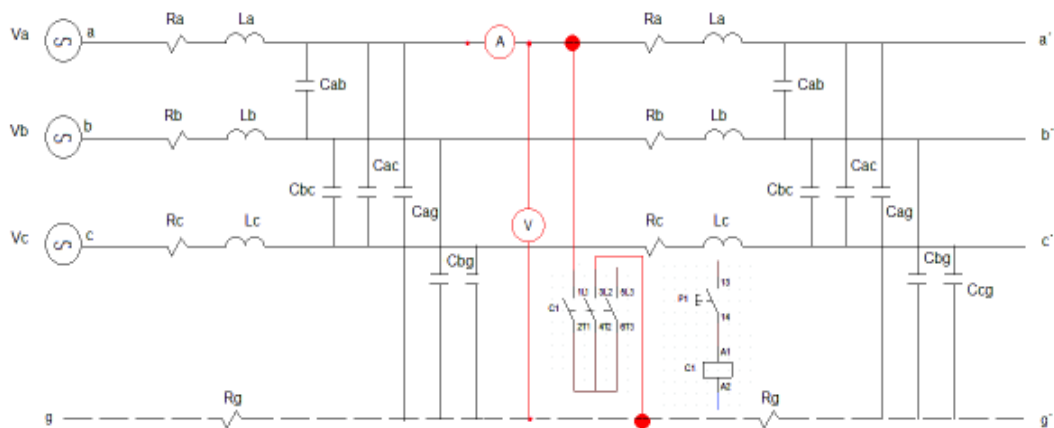


### 3.6.2.1 Falla de cortocircuito fase-tierra

Para este estudio, la línea de transmisión a escala es energizada a voltaje nominal y mediante el accionamiento del contactor, cuyos terminales se encuentran conectados en la fase “a” y tierra, se genera la falla de cortocircuito fase-tierra.

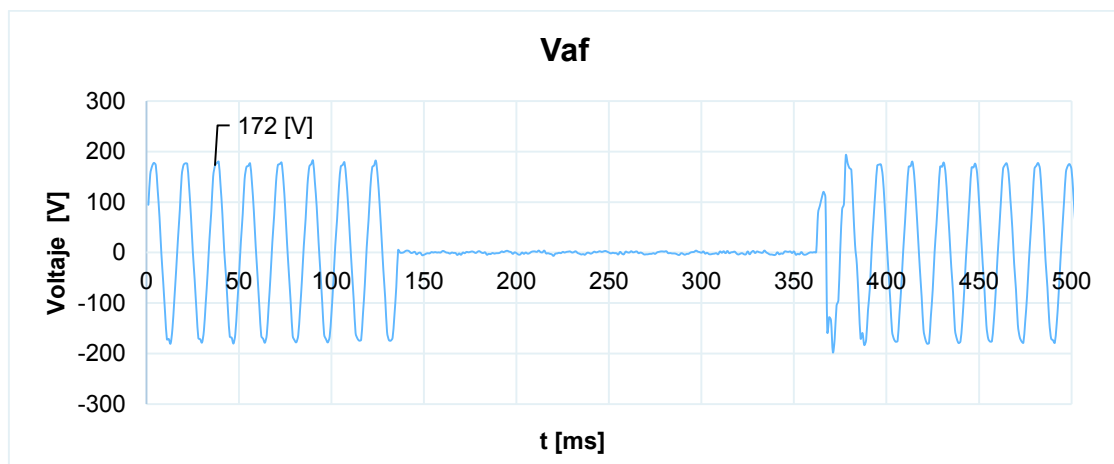
#### 3.6.2.1.1 Falla de cortocircuito fase-tierra en la mitad de la línea de transmisión

La Figura 3.18. muestra las conexiones e instrumentos de medición que se utilizan en esta prueba de cortocircuito fase-tierra en la mitad de la línea.

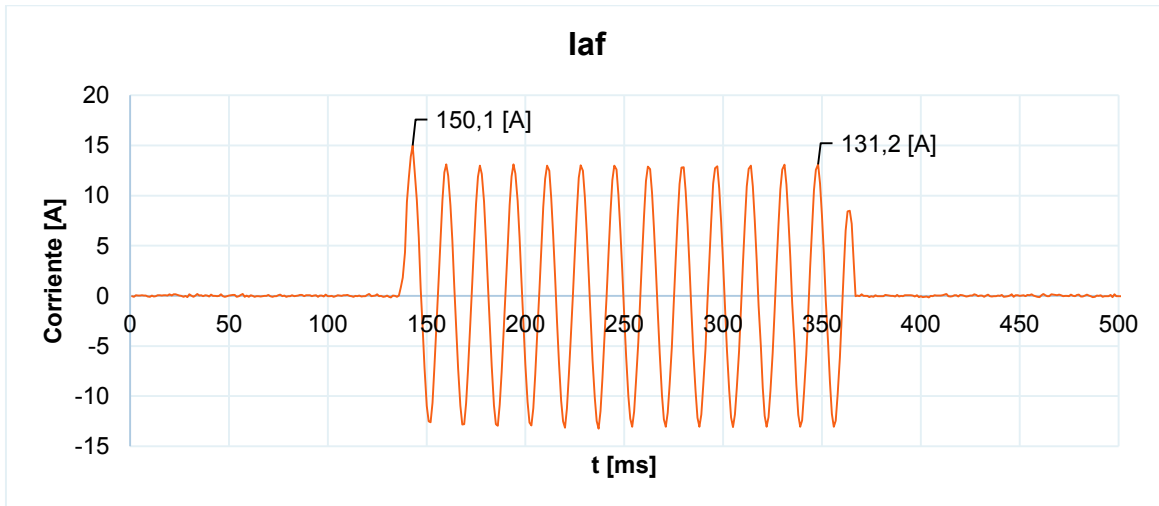


**Figura 3.18.** Esquema circuito de falla de cortocircuito fase-tierra en la mitad de la línea de transmisión

Una vez que se acciona el contactor mediante el pulsante, se efectúa la falla de cortocircuito fase-tierra en la mitad de la línea y se obtienen las señales de voltaje y corriente de las Figura 3.19. y Figura 3.20.



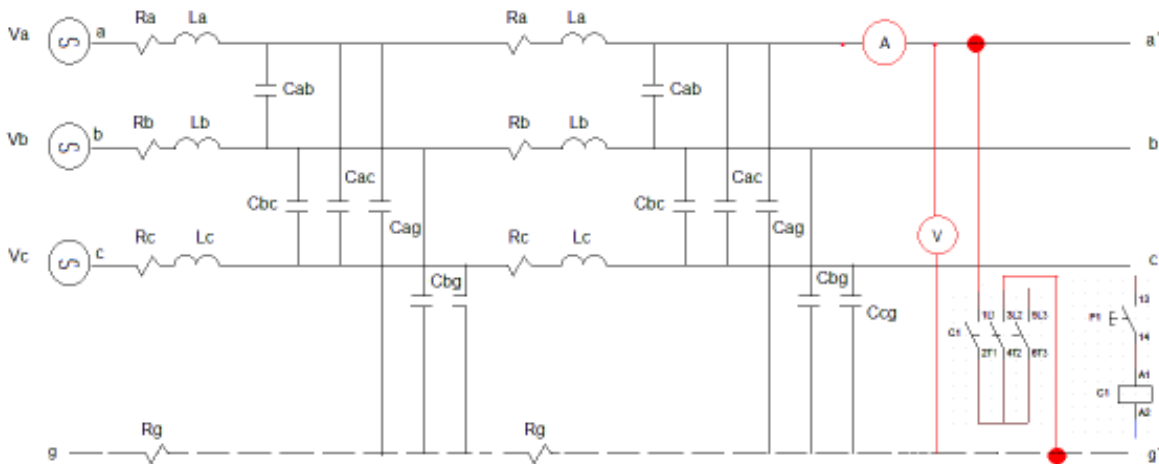
**Figura 3.19.** Voltaje al ocurrir la falla de cortocircuito fase-tierra en la mitad de la línea de transmisión



**Figura 3.20.** Corriente de falla de cortocircuito fase-tierra en la mitad de la línea de transmisión

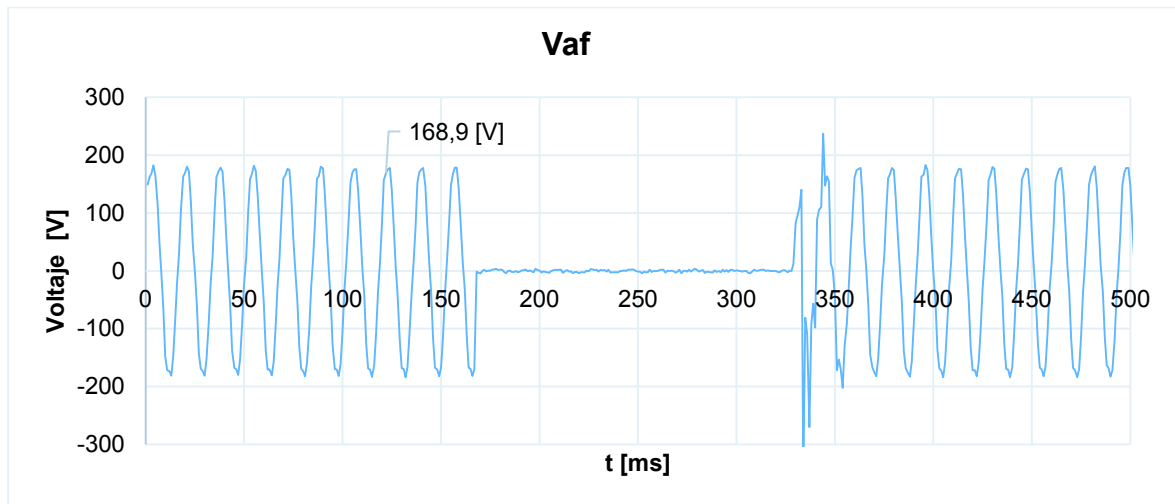
### 3.6.2.1.2 Falla de cortocircuito fase-tierra al final de la línea de transmisión

La Figura 3.21. muestra las conexiones e instrumentos de medición que se utilizan en esta prueba de cortocircuito fase-tierra al final de la línea.

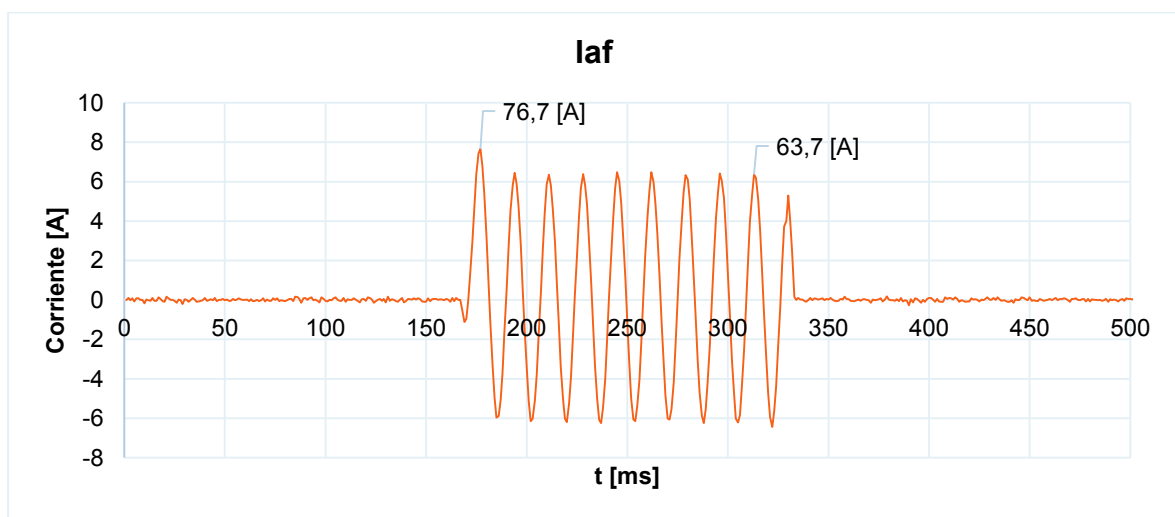


**Figura 3.21.** Esquema circuito de falla de cortocircuito fase-tierra al final de la línea de transmisión

En la Figura 3.22. y Figura 3.23. se muestran las señales de voltaje y corriente obtenidas en la falla de cortocircuito fase-tierra al final de la línea.



**Figura 3.22.** Voltaje al ocurrir la falla de cortocircuito fase-tierra al final de la línea de transmisión



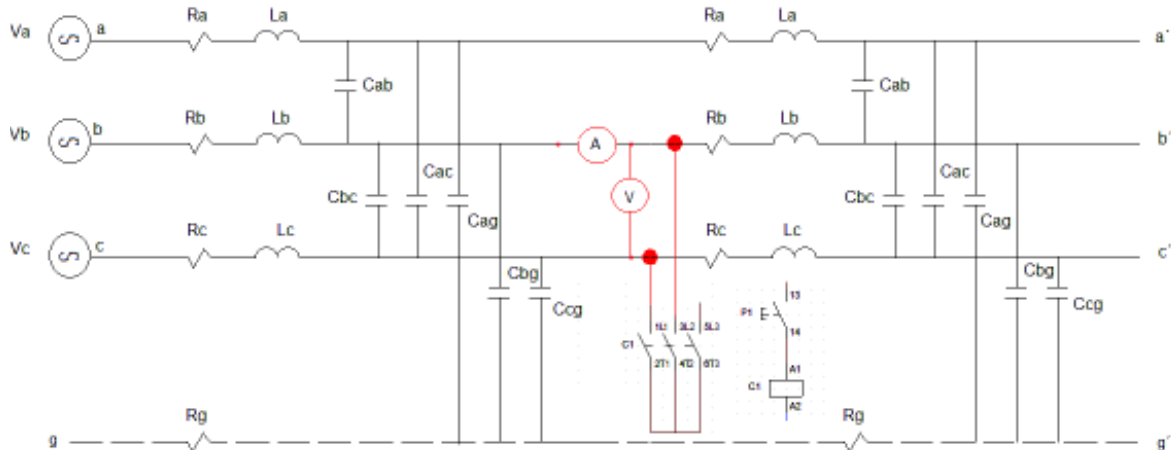
**Figura 3.23.** Corriente de falla de cortocircuito fase-tierra al final de la línea de transmisión

### 3.6.2.2 Falla de cortocircuito fase-fase

Para este estudio, la línea de transmisión a escala es energizada a voltaje nominal y mediante el accionamiento del contactor, cuyos terminales se encuentran conectados en la fase “b” y “c”, se genera la falla de fase-fase.

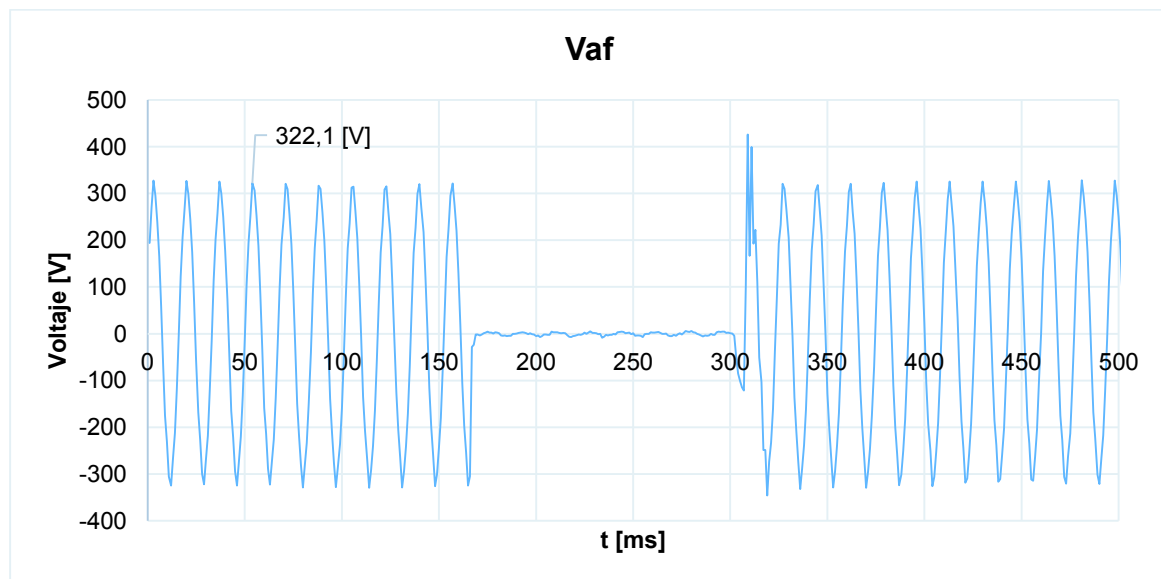
### 3.6.2.2.1 Falla de cortocircuito fase-fase en la mitad de la línea de transmisión

La Figura 3.24. muestra las conexiones e instrumentos de medición que se utilizan en esta prueba de cortocircuito fase-fase en la mitad de la línea.

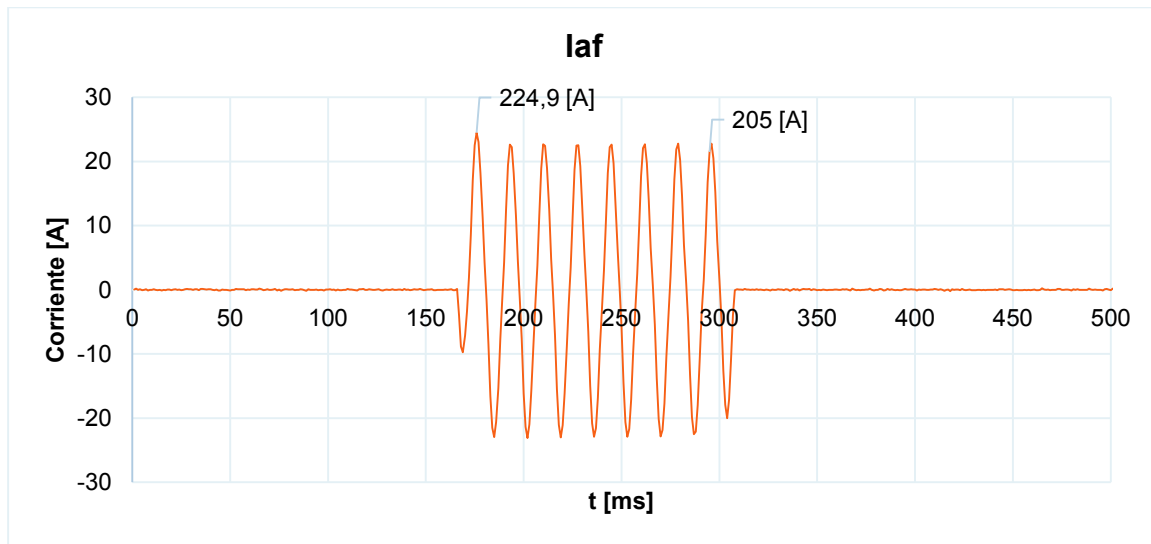


**Figura 3.24.** Esquema circuito falla de cortocircuito fase-fase en la mitad de la línea de transmisión

En la Figura 3.25. y Figura 3.26 se muestran las señales de voltaje y corriente obtenidas en la falla de cortocircuito fase-fase en la mitad de la línea.



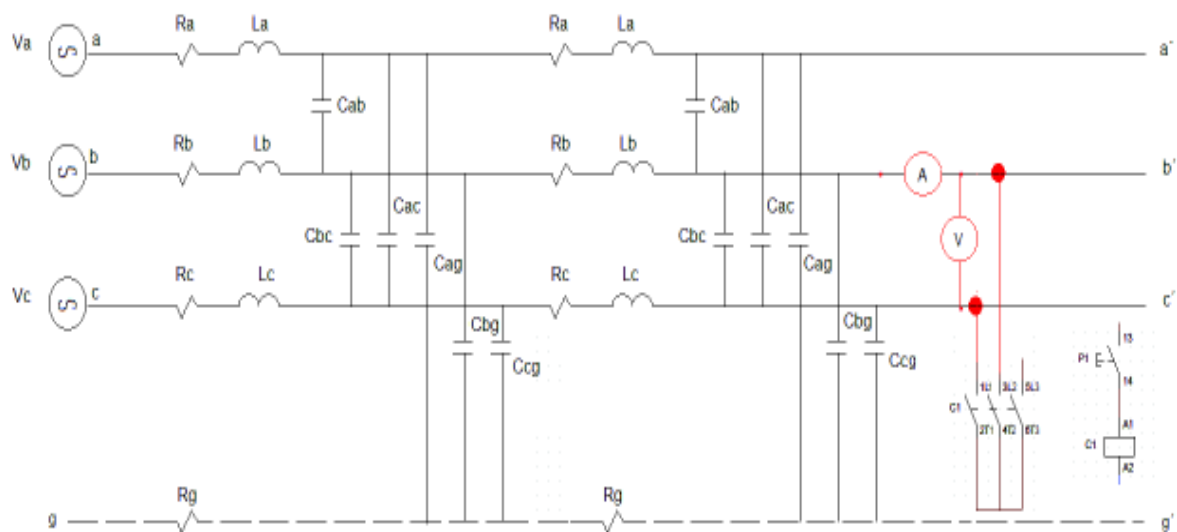
**Figura 3.25.** Voltaje al ocurrir la falla de cortocircuito fase-fase en la mitad de la línea de transmisión



**Figura 3.26.** Corriente de falla de cortocircuito fase-fase en la mitad de la línea de transmisión

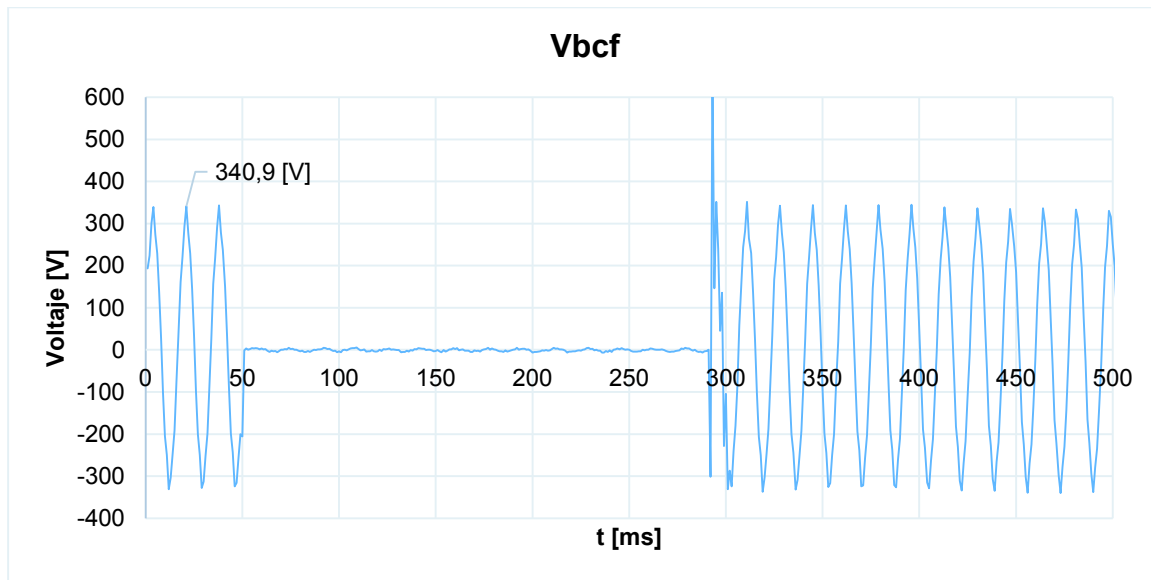
### 3.6.2.2.2 Falla de cortocircuito fase-fase al final de la línea de transmisión

La Figura 3.27. muestra las conexiones e instrumentos de medición que se utilizan en esta prueba de cortocircuito fase-fase al final de la línea.

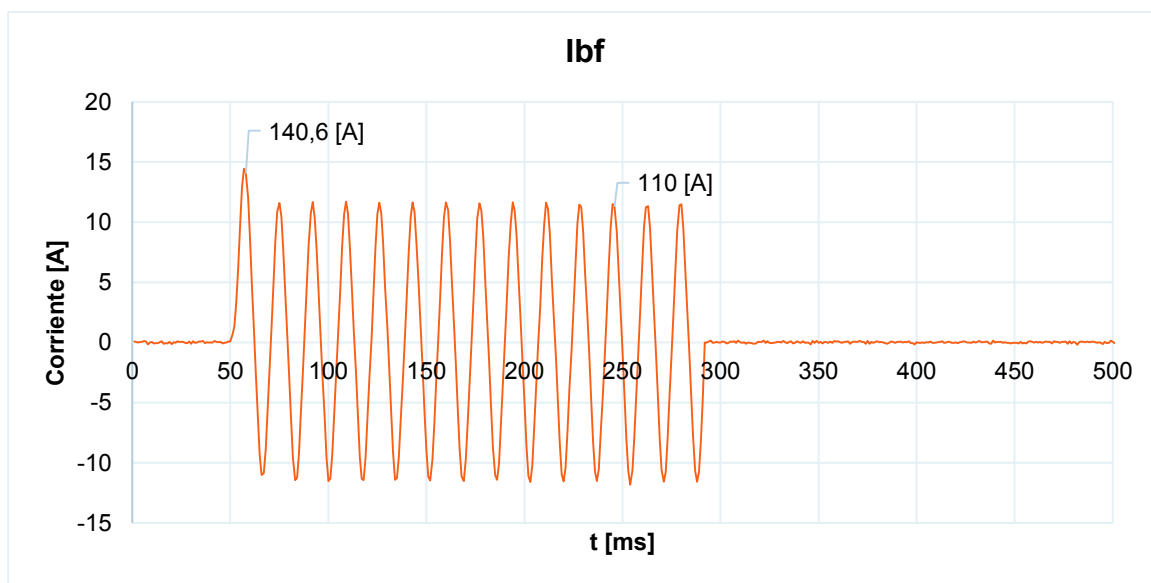


**Figura 3.27.** Esquema circuito falla de cortocircuito fase-fase al final de la línea de transmisión

En la Figura 3.28. y Figura 3.29. se muestran las señales de voltaje y corriente obtenidas en la falla de cortocircuito fase-fase al final de la línea.



**Figura 3.28.** Voltaje al ocurrir la falla de cortocircuito fase-fase al final de la línea de transmisión



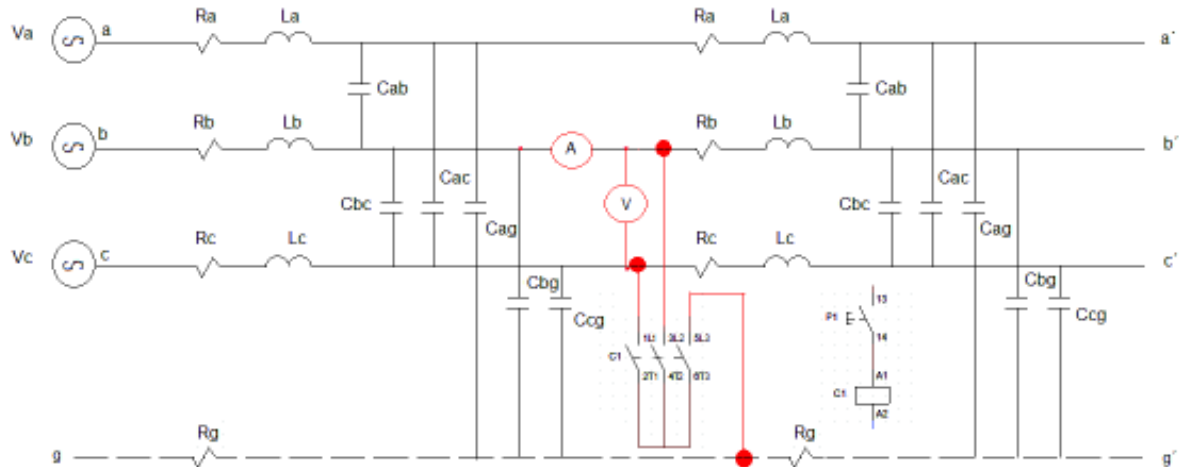
**Figura 3.29.** Corriente de falla de cortocircuito fase-fase al final de la línea de transmisión

### 3.6.2.3 Falla de cortocircuito fase-fase-tierra

Para este estudio, la línea de transmisión a escala es energizada a voltaje nominal y mediante el accionamiento del contactor, cuyos terminales se encuentran conectados en la fase “b”, “c” y tierra, se genera la falla de cortocircuito fase-fase-tierra.

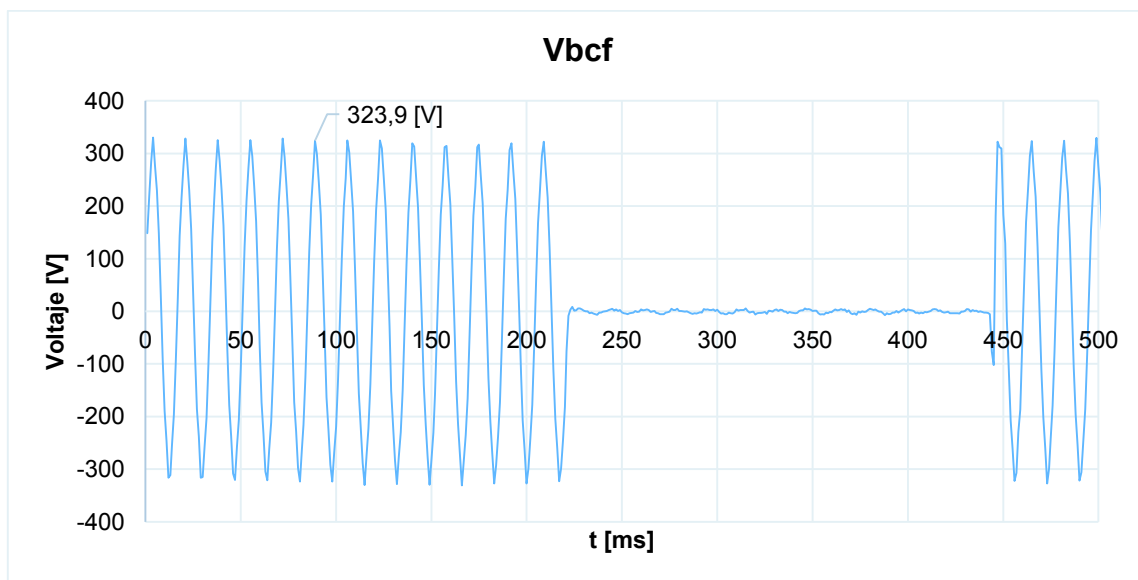
### 3.6.2.3.1 Falla de cortocircuito fase-fase-tierra en la mitad de la línea de transmisión

La Figura 3.30. muestra las conexiones e instrumentos de medición que se utilizan en esta prueba de cortocircuito fase-fase-tierra en la mitad a mitad de la línea.

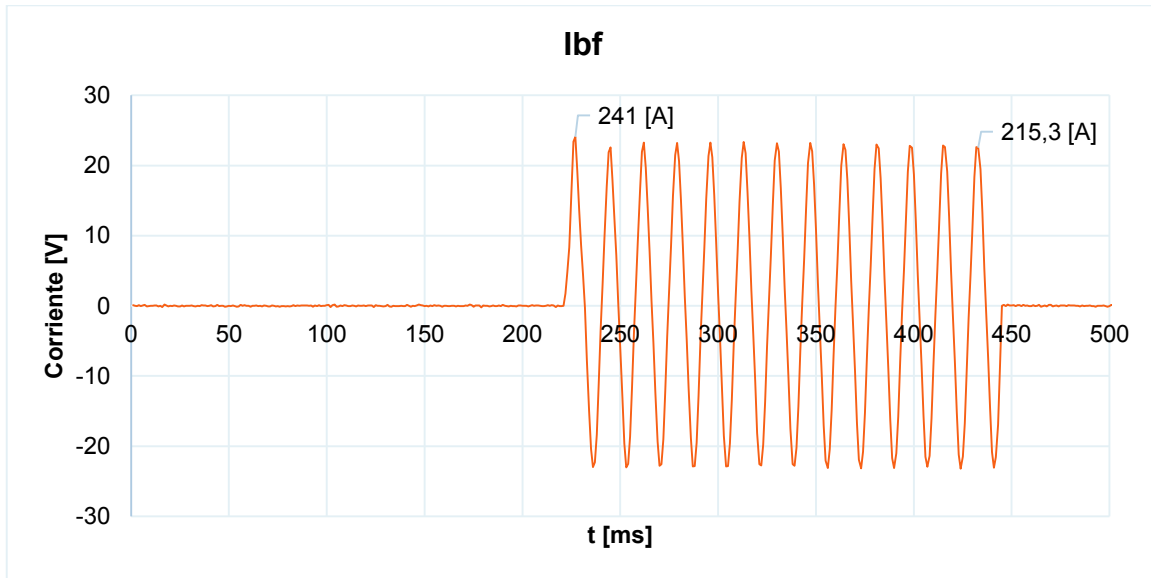


**Figura 3.30.** Esquema circuito falla de cortocircuito fase-fase-tierra en la mitad de la línea de transmisión

En la Figura 3.31. y Figura 3.32. se muestran las señales de voltaje y corriente obtenidas en la falla de cortocircuito fase-fase-tierra en la mitad de la línea.



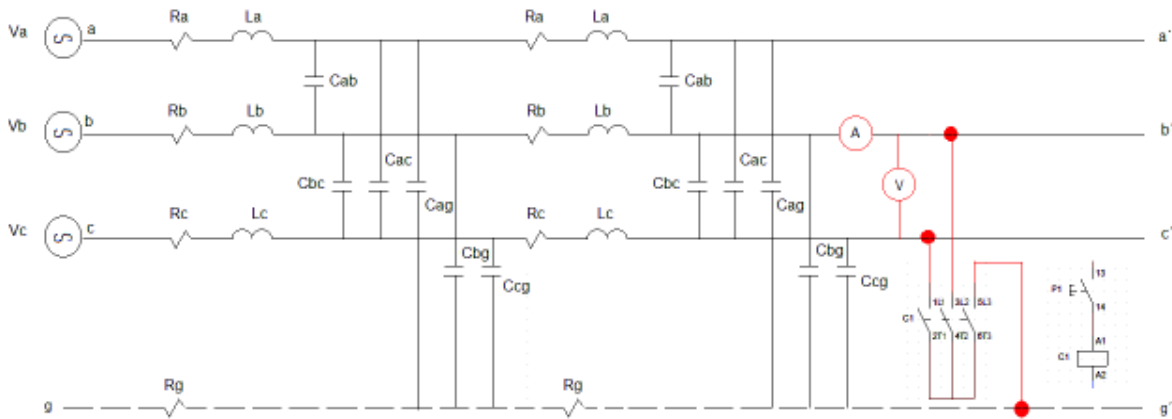
**Figura 3.31.** Voltaje al ocurrir la falla de cortocircuito fase-fase-tierra en la mitad de la línea de transmisión



**Figura 3.32.** Corriente de falla de cortocircuito fase-fase-tierra en la mitad de la línea de transmisión

### 3.6.2.3.2 Falla de cortocircuito fase-fase-tierra al final de la línea de transmisión

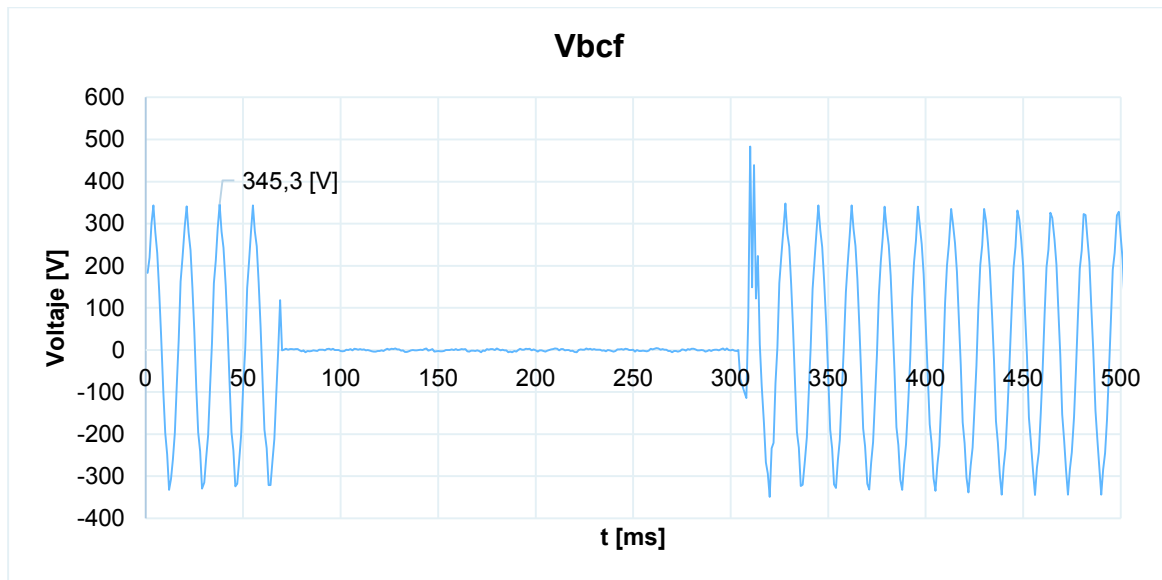
La Figura 3.33. muestra las conexiones e instrumentos de medición que se utilizan en esta prueba de cortocircuito fase-fase-tierra al final de la línea.



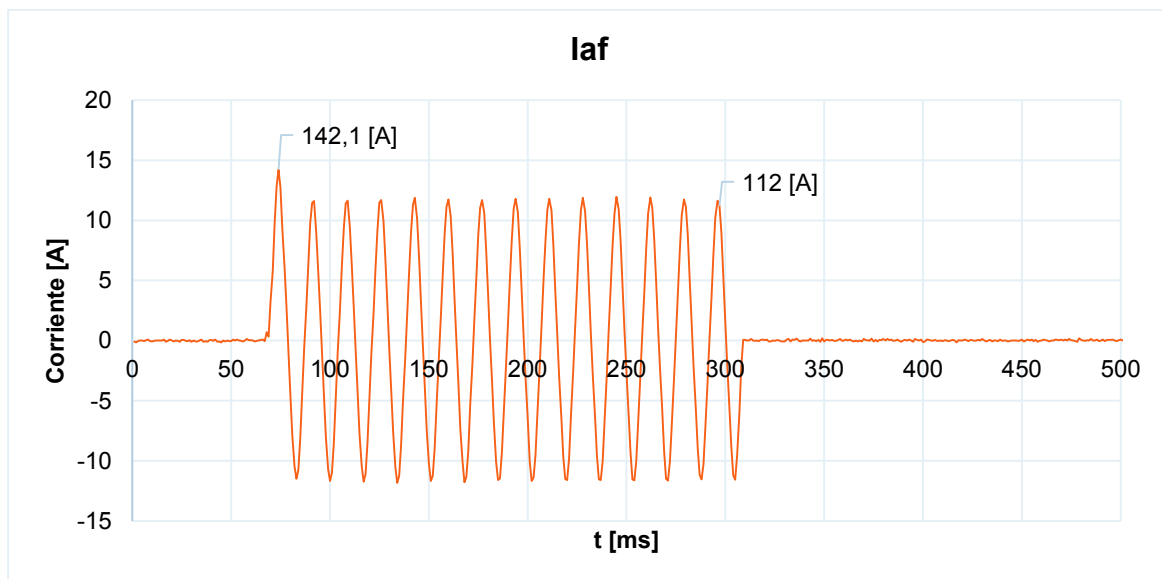
**Figura 3.33.** Esquema circuito falla de cortocircuito fase-fase-tierra al final de la línea de transmisión

En la Figura 3.34. y Figura 3.35. se muestran las señales de voltaje y corriente obtenidas en la falla de cortocircuito bifásico a tierra al final de la línea.





**Figura 3.34.** Voltaje al ocurrir la falla de cortocircuito fase-fase-tierra al final de la línea de transmisión



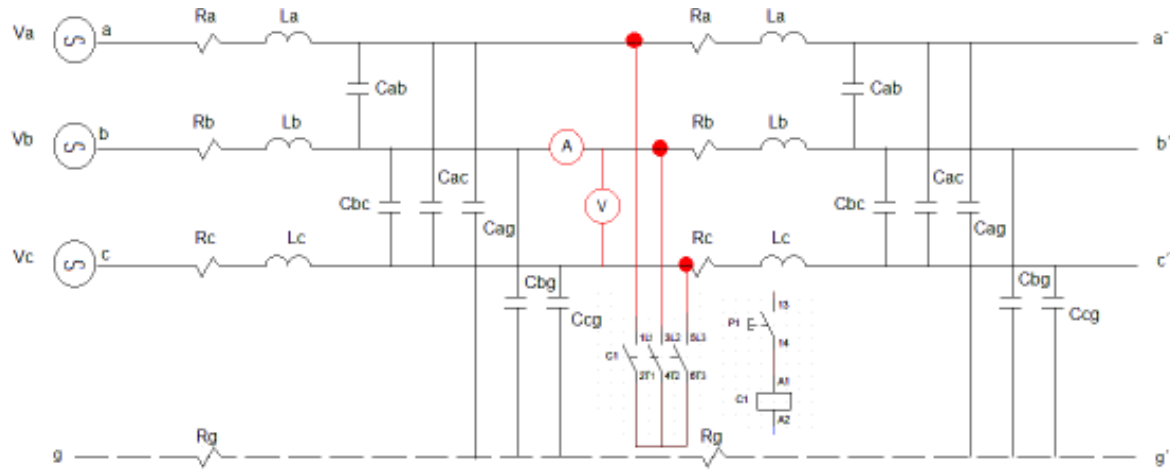
**Figura 3.35.** Corriente de falla de cortocircuito fase-fase-tierra al final de la línea de transmisión

### 3.6.2.4 Falla de cortocircuito trifásica

Para este estudio, la línea de transmisión a escala es energizada a voltaje nominal y mediante el accionamiento del contactor, cuyos terminales se encuentran conectados en la fase “a”, “b” y “c”, se genera la falla de cortocircuito trifásico.

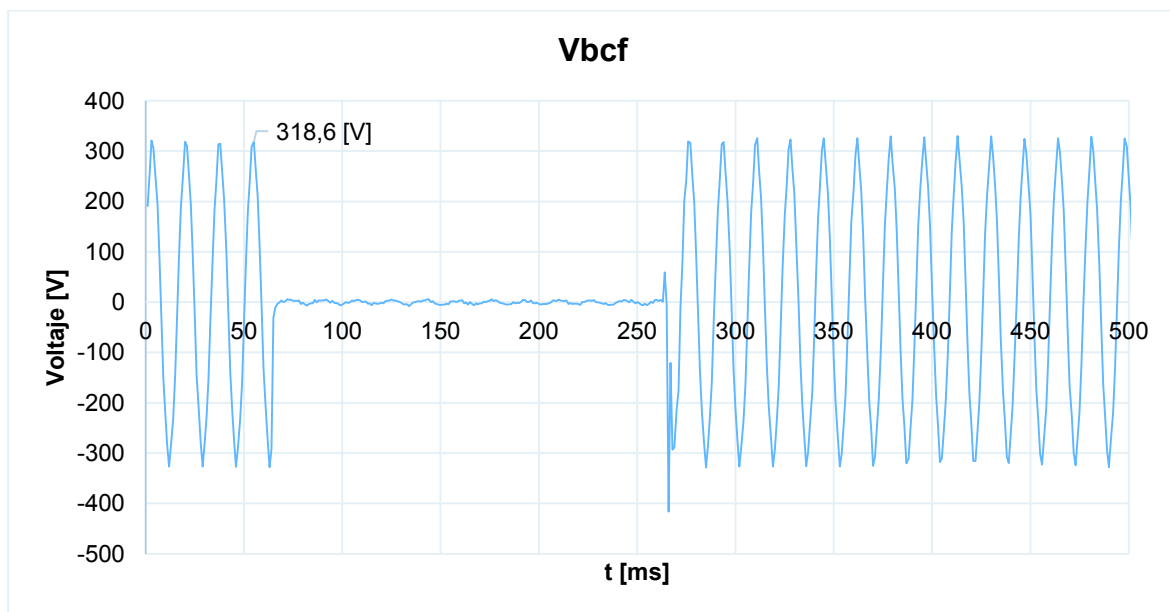
### 3.6.2.4.1 Falla de cortocircuito trifásico en la mitad de la línea de transmisión

La Figura 3.36. muestra las conexiones e instrumentos de medición que se utilizan en esta prueba de cortocircuito trifásico en la mitad de la línea.

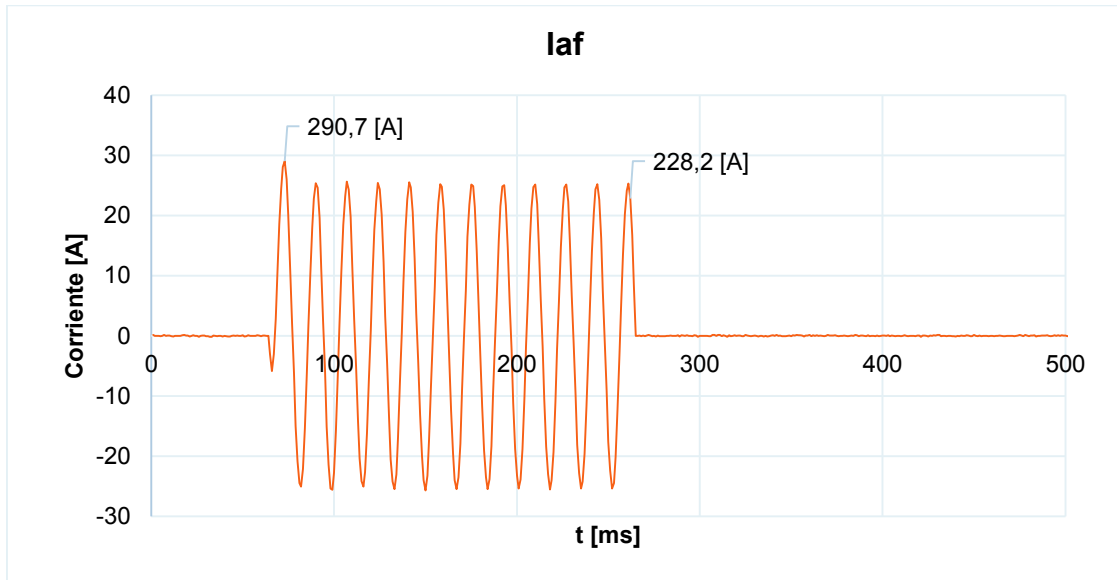


**Figura 3.36.** Esquema circuito falla de cortocircuito trifásico en la mitad de la línea de transmisión

En la Figura 3.37. y Figura 3.38. y se muestran las señales de voltaje y corriente obtenidas en la falla de cortocircuito trifásico en la mitad de la línea.



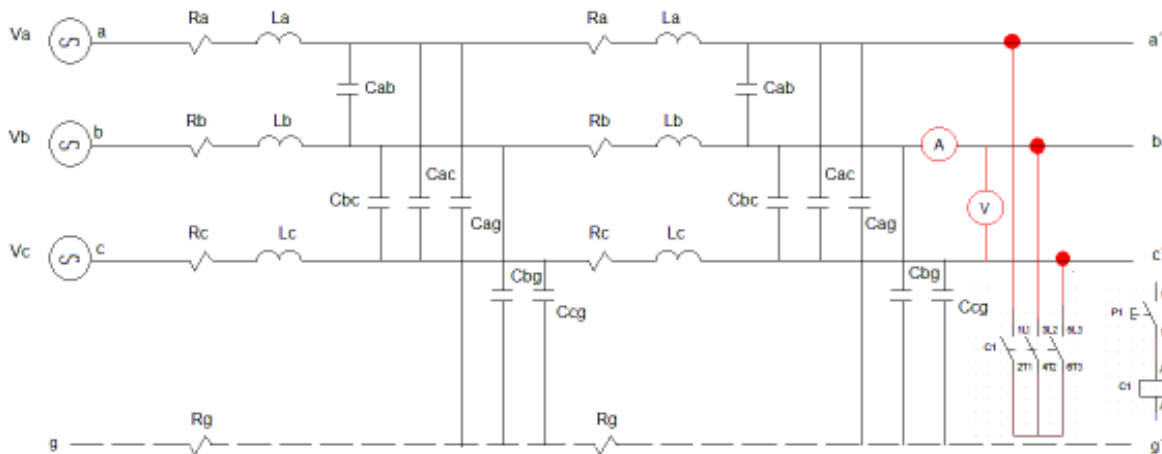
**Figura 3.37.** Voltaje al ocurrir la falla de cortocircuito trifásico en la mitad de la línea de transmisión



**Figura 3.38.** Corriente de falla de cortocircuito trifásico en la mitad de la línea de transmisión

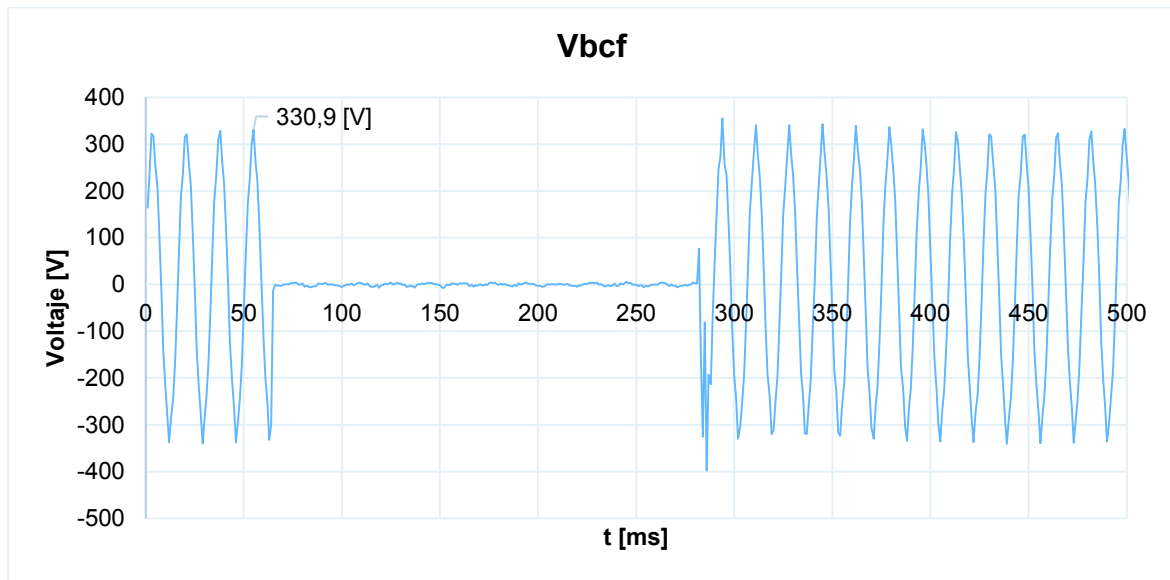
### 3.6.2.4.2 Falla de cortocircuito trifásico al final de la línea de transmisión

La Figura 3.39. muestra las conexiones e instrumentos de medición que se utilizan en esta prueba de cortocircuito trifásico al final de la línea.

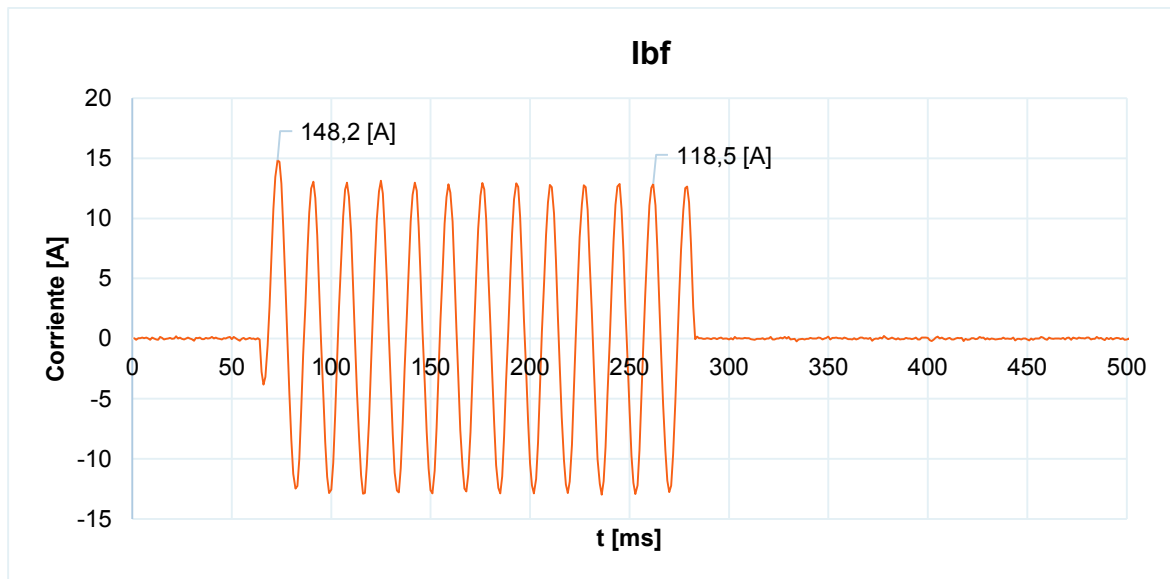


**Figura 3.39.** Esquema circuito falla de cortocircuito trifásico al final de la línea de transmisión

En la Figura 3.40. y Figura 3.41. se muestran las señales de voltaje y corriente obtenidas en la falla de cortocircuito trifásico al final de la línea.



**Figura 3.40.** Voltaje al ocurrir la falla de cortocircuito trifásico al final de la línea de transmisión



**Figura 3.41.** Corriente de falla de cortocircuito trifásico al final de la línea de transmisión

Los datos obtenidos de estas pruebas de fallas de cortocircuito se registran en la Tabla 3.9. Estos resultados en la mitad de la línea reflejan que la corriente pico de falla de cortocircuito más severa es la trifásica con un valor de 290,7 A, la segunda más severa es la corriente de cortocircuito fase-fase-tierra con un valor de 241 A seguida de la corriente de cortocircuito fase-fase con un valor de 224,9 A y, finalmente, la corriente cortocircuito fase-tierra con 150 A. Del mismo modo ocurre con las corrientes pico de falla de cortocircuito al final de la línea de transmisión a escala y se observa que las corrientes de

cortocircuito disminuyen cuando la falla de cortocircuito ocurre lejos del punto de generación.

Para el análisis de la corriente simétrica de cortocircuito, se comparan los valores pico y rms después de 12 ciclos de haber ocurrido la falla de cortocircuito, como se observan en la Tabla 3.9.

**Tabla 3.9.** Resultados de voltaje y corriente registrados cuando ocurren las fallas de cortocircuito en el modelo de la línea de transmisión \*

Resultados	Fallas de cortocircuito en la mitad de la línea		Fallas de cortocircuito al final de la línea	
	Corriente asimétrica [ A ]	Corriente simétrica [ A ]	Corriente asimétrica [ A ]	Corriente simétrica [ A ]
Falla de cortocircuito fase-tierra	150	92,77	76,7	45,04
Falla de cortocircuito fase-fase	224,9	144,96	140,6	77,78
Falla de cortocircuito fase-fase-tierra	241	152,24	142,1	79,20
Falla de cortocircuito trifásico	290,7	161,36	148,2	83,79

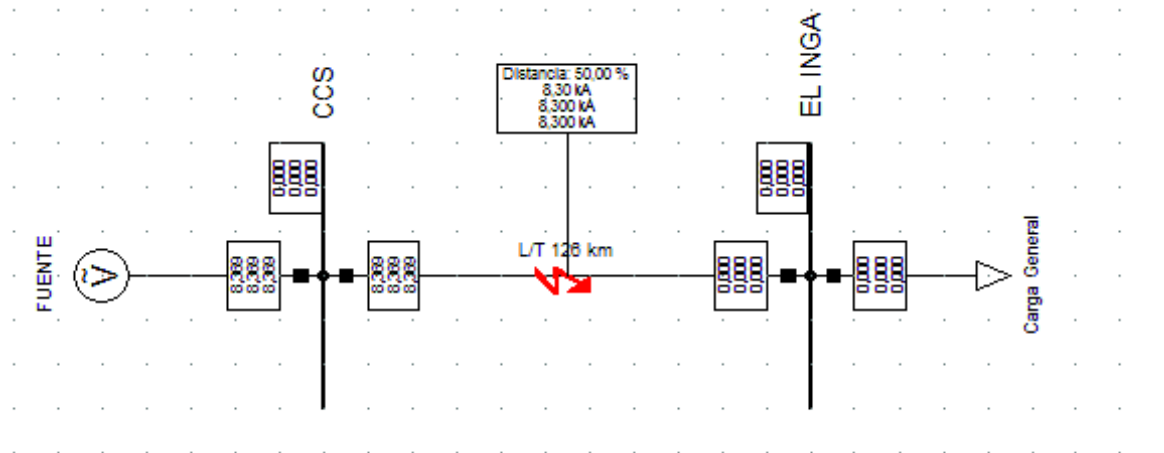
\*: Valores escalados por la relación del transformador de corriente 50:5

Por otro lado, los resultados de la Tabla 3.9. muestran que las corrientes de cortocircuito disminuyen cuando la falla de cortocircuito ocurre lejos del punto de generación. En la Tabla 3.10. se muestran los tiempos de duración de las fallas de cortocircuito, provocadas por la acción manual del contactor de fallas.

**Tabla 3.10.** Tiempos de duración de las fallas de cortocircuito en el modelo a escala de la línea de transmisión

Tiempo de duración	Fallas de cortocircuito en la mitad de la línea	Fallas de cortocircuito al final de la línea
Falla de cortocircuito fase-tierra	239 ms	169 ms
Falla de cortocircuito fase-fase	146 ms	247 ms
Falla de cortocircuito fase-fase-tierra	229 ms	245 ms
Falla de cortocircuito trifásico	205 ms	218 ms

Para afirmar que los resultados de fallas de cortocircuito registrados en el modelo a escala de la línea de transmisión son satisfactorios, se realiza una comparación de resultados con valores obtenidos de la simulación de la línea de transmisión real en el software Power Factory de DigSILENT, efectuados bajo la norma ANSI. La Figura 3.42. muestra el diagrama del sistema eléctrico de potencia para el análisis de la línea de transmisión real bajo condiciones de fallas de cortocircuito.



**Figura 3.42.** Diagrama unifilar de la línea de transmisión real en Power Factory de DigSILENT bajo condiciones de fallas de cortocircuito en la mitad de la línea

Para verificar que el fenómeno de fallas de cortocircuito del modelo se reproduce de manera similar que en la línea de transmisión real, se igualan los valores de corriente en por unidad del modelo con aquellos de la línea de transmisión real, como se muestra a en la Ecuación 3.12.

$$I_{pu \text{ modelo}} = I_{pu \text{ real}}$$

$$\frac{I_{\text{modelo}}}{I_{\text{base modelo}}} = \frac{I_{\text{real}}}{I_{\text{base real}}}$$

$$I_{\text{base modelo}} = \frac{S_{\text{base modelo}}}{\sqrt{3} V_{\text{base modelo}}} = \frac{5 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 220 \text{ V}} = 13,12 \text{ A}$$

$$I_{\text{base real}} = \frac{S_{\text{base real}}}{\sqrt{3} V_{\text{base real}}} = \frac{1000 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 500 \text{ kV}} = 1154,7 \text{ A}$$

$$I_{real} = 88,01 * I_{modelo}$$

**Ecuación 3.12.** Escalamiento de la corriente del modelo a corriente real de la línea de transmisión

La Tabla 3.11. muestra la comparación de los valores escalados obtenidos en el modelo y aquellos de la simulación para la corriente simétrica de falla de cortocircuito.

**Tabla 3.11.** Comparación de corrientes simétricas de fallas de cortocircuito del modelo, simulación y error porcentual

Resultados	Corriente simétrica de cortocircuito en la mitad de la línea [ kA ]			Corriente simétrica de cortocircuito al final de la línea [ kA ]		
	Simulación	Modelo	Error Porcentual %	Simulación	Modelo	Error Porcentual %
Falla de cortocircuito fase-tierra	8,30	8,16	1,68	4,13	3,96	4,29
Falla de cortocircuito fase-fase	12,42	12,75	2,66	6,21	6,84	9,21
Falla de cortocircuito fase-fase-tierra	13,32	13,39	0,53	6,66	6,97	4,45
Falla de cortocircuito trifásico	14,35	14,20	1.05	7,17	7,37	2,71

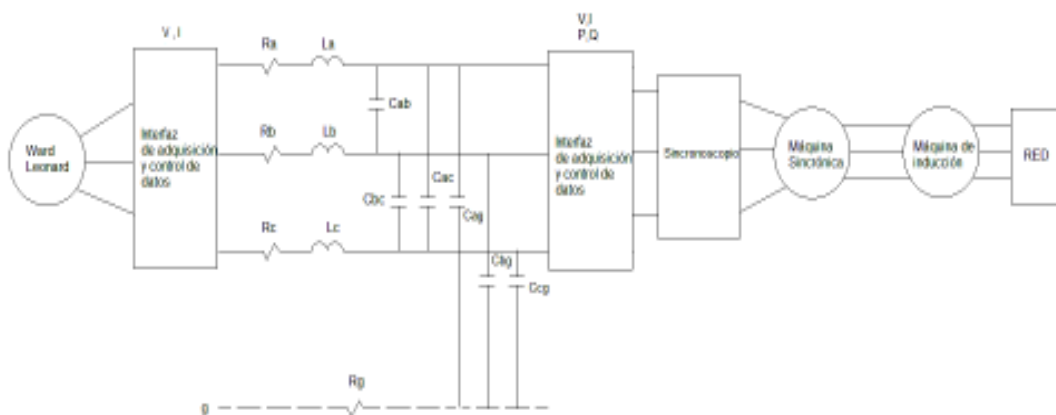
Los resultados obtenidos en el modelo muestran que los fenómenos de fallas de cortocircuito se reproducen satisfactoriamente, ya que se obtienen valores similares a los de la línea real con porcentajes de error menores a 9,21%.

Respecto a las corrientes pico de fallas de cortocircuito, estas no se reproducen de forma similar ya que el pico depende del ángulo de voltaje al que ocurrió la falla de cortocircuito y debido a la corriente subtransitoria que, al ser tan repentina, no logra ser capturada por el equipo ya que en el transcurso del viaje de la corriente hacia el instrumento de medición esta se atenúa y no logra ser registrada por el instrumento de medición.

### 3.7 Estudios de flujos de potencia

El objetivo de un sistema eléctrico de potencia, es satisfacer la potencia demandada, por ello es necesario determinar diferentes magnitudes como son: voltajes y ángulos en las barras, corrientes de línea, potencia activa y reactiva, pérdidas de potencia activa y reactiva, así como las regulaciones y caídas de voltaje en diferentes puntos del sistema. La importancia de los flujos de potencia radica en una evaluación del funcionamiento, control y planificación ante problemas de contingencia del SEP.

Para el estudio de flujos de potencia se usa el modelo a escala de la línea de transmisión, como se ilustra en el esquema de la Figura 3.43.



**Figura 3.43.** Esquema para el estudio de flujos de potencia

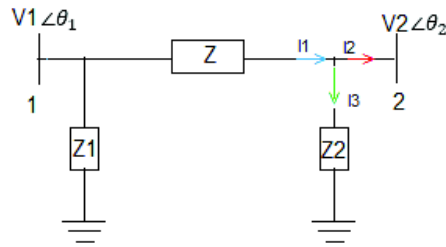
Como generador se tiene el conjunto Ward- Leonard existente en el Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia, y como carga la máquina síncrona acoplada a la máquina de inducción de la mesa N° 4. Del estudio de flujos de potencia en la línea de transmisión se obtiene valores de voltaje, corriente, y potencia en los puntos de envío y recepción, a fin de calcular caídas de voltaje y pérdidas de potencia activa y reactiva del modelo a escala de la línea de transmisión. En el ANEXO IX. se detallan las mediciones registradas en esta prueba.

#### 3.7.1 Pérdidas de potencia activa y reactiva en el modelo a escala de la línea de transmisión a diferentes condiciones de carga

Se utiliza el modelo  $\pi$  para obtener las pérdidas de potencia activa y reactiva del modelo a escala de la línea de transmisión. Se desarrolla el siguiente análisis de flujos de potencia.



- Potencia aparente en la barra de recepción:



$$S_2 = V_2 I_2^*$$

$$S_2 = (V_2 \angle \theta_2) (I_1 - I_3)^*$$

$$S_2 = V_2 \angle \theta_2 \left[ \frac{V_1 \angle \theta_1 - V_2 \angle \theta_2}{r + jx} - \frac{V_2 \angle \theta_2}{r_2 + jx_2} \right]^*$$

$$S_2 = V_2 \angle \theta_2 \left[ \frac{V_1 \angle -\theta_1 - V_2 \angle -\theta_2}{r - jx} - \frac{V_2 \angle -\theta_2}{r_2 - jx_2} \right]$$

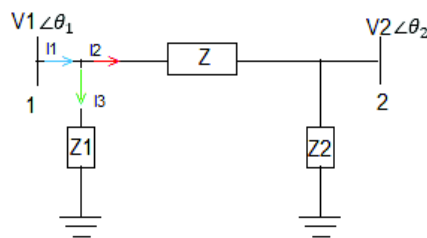
$$S_2 = V_2 [(V_1 \angle \theta_{21} - V_2)(G + jB) - V_2(G_2 + jB_2)]$$

$$S_2 = V_2 [(V_1(\cos \theta_{21} + j \sin \theta_{21}) - V_2)(G + jB) - V_2(G_2 + jB_2)]$$

$$P_2 = V_2 [(V_1 \cos \theta_{21} - V_2)G - V_1 \sin \theta_{21} B - V_2 G_2]$$

$$Q_2 = V_2 [(V_1 \cos \theta_{21} - V_2)B + V_1 \sin \theta_{21} G - V_2 B_2]$$

- Potencia aparente en la barra de envío:



$$S_1 = V_1 I_1^*$$

$$S_1 = V_1 \angle \theta_1 (I_2 + I_3)^*$$

$$S_1 = V_1 \angle \theta_1 \left[ \frac{V_1 \angle \theta_1 - V_2 \angle \theta_2}{r + jx} + \frac{V_1 \angle \theta_1}{r_1 + jx_1} \right]^*$$

$$S_1 = (V_1 \angle \theta_1) \left[ \frac{(V_1 \angle -\theta_1) - (V_2 \angle -\theta_2)}{r - jx} + \frac{V_1 \angle -\theta_1}{r_1 - jx_1} \right]$$

$$S_1 = V_1 \left[ \frac{(V_1 \angle 0) - (V_2 \angle \theta_{12})}{r - jx} + \frac{V_1 \angle 0}{r_1 - jx_1} \right]$$

$$S_1 = V_1 [(V_1 - V_2(\cos \theta_{12} + j \operatorname{sen} \theta_{12}))(G + jB) + (V_1)(G_1 + jB_1)]$$

$$P_1 = V_1 [(V_1 - V_2 \cos \theta_{12})G + V_2 \operatorname{sen} \theta_{12} B + V_1 G_1]$$

$$Q_1 = V_1 [(V_1 - V_2 \cos \theta_{12})B - V_2 \operatorname{sen} \theta_{12} G + V_1 B_1]$$

De manera general, para pérdidas de potencia activa y reactiva en una línea de transmisión se aplica las ecuaciones:

$$P_{pér} = (V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos \theta_{12})G + V_2^2 G_1 + V_1^2 G_2$$

**Ecuación 3.13.** Expresión de pérdidas de potencia activa en una línea de transmisión

$$Q_{pér} = (V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos \theta_{12})B - V_2^2 B_1 + V_1^2 B_2$$

**Ecuación 3.14.** Expresión de pérdidas de potencia reactiva en una línea de transmisión

Para el cálculo de pérdidas de potencia activa y reactiva en la línea de transmisión, se parte del equivalente monofásico del modelo a escala con valores de secuencia positiva de las matrices de impedancia y admitancia de secuencias, como se señala en el numeral 3.3.1

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 1,89708 + j4,74446 & 0 & 0 \\ 0 & 0,06708 + j1,55696 & 0 \\ 0 & 0 & 0,06708 + j1,55696 \end{bmatrix} \Omega$$

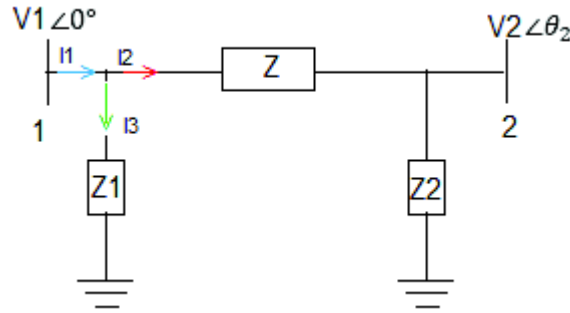
**Ecuación 3.15.** Matriz de impedancias de secuencia obtenida para cada módulo

De la misma manera se realiza para la matriz de admitancia de secuencia:

$$Y_{012} = \begin{bmatrix} j10038,844 & 0 & 0 \\ 0 & j18835,762 & 0 \\ 0 & 0 & j18835,762 \end{bmatrix} \mu S$$

**Ecuación 3.16.** Matriz de admitancias de secuencia obtenida del módulo

Se obtiene un modelo  $\pi$  equivalente como se muestra en la Figura 3.44. con los datos de la obtenidos en las matrices de secuencia.



**Figura 3.44.** Equivalente  $\pi$  del modelo a escala de la línea de transmisión

$$Z = 0,06708 + j1,55696 \ \Omega$$

$$Y_1 = \frac{j18835,762}{2} = j9417,881 \ \mu\text{S}$$

$$Y_2 = \frac{j18835,762}{2} = j9417,881 \ \mu\text{S}$$

Estos valores de impedancia y admitancia son convertidos a valores en por unidad con  $Z_{\text{base}} = 9,68 \ \Omega$  y  $Y_{\text{base}} = 0,1033 \ \text{S}$ , para el modelo a escala de la línea de transmisión.

$$Z_{pu} = 0,00692975 + 0,160842j \ \Omega$$

$$Y_{1pu} = j0,09117 \ \text{S}$$

$$Y_{2pu} = j0,09117 \ \text{S}$$

Luego, se calcula la admitancia para el cálculo del flujo de potencia:

$$G_{pu} = \frac{r}{r^2 + x^2} = 0,237367 ; B_{pu} = \frac{x}{r^2 + x^2} = 6,205723$$

Para los cálculos de pérdidas de potencia activa y reactiva de la línea se toma algunos valores de la tabla del ANEXO IX. Como se muestra en la Tabla 3.12., los voltajes  $V_1$  y  $V_2$  son valores promedio de los voltajes línea a línea para cada caso.

**Tabla 3.12.** Valores de voltajes, potencia activa y reactiva registrados en el modelo a escala de la línea de transmisión

Caso	$V_1$ (promedio) [V]	$V_2$ (promedio) [V]	$P_2$ [W]	$Q_2$ [VAr]	$S_2$ [VA]
1	208,65	208,9	830,2	309,9	886,15464
2	210	212,85	897,6	150,3	910,09662
3	212,9	218,8	914,6	-117,9	922,16786
4	210,55	214,2	937,9	88,27	942,04459
5	210,6	214,65	949,1	59,52	950,96448

6	211,75	217,85	1014	-64,24	1016,0329
7	213,3	220,55	1097	-184,5	1112,407
8	214	223,25	1155	-278,9	1188,1962
9	214,95	229,65	2656	-803,3	2774,8202
10	216,25	234,95	2656	-803,3	2774,8202
11	220,15	240,75	2819	-1318	3111,8941
12	220,65	241,5	2811	-1335	3111,9039

Se trabaja con valores en por unidad para que una vez multiplicadas por sus respectivas bases se obtengan los valores reales tanto para el modelo como para la línea de 500 kV Coca Codo Sinclair – El Inga. La Tabla 3.13. detalla estos valores y el ángulo calculado en el terminal de recepción.

**Tabla 3.13.** Valores de voltajes, potencia activa y reactiva en valores en por unidad del modelo a escala de la línea de transmisión

Caso	V <sub>1</sub> [pu]	V <sub>2</sub> [pu]	P <sub>2</sub> [pu]	Q <sub>2</sub> [pu]	S <sub>2</sub> [pu]	θ <sub>2</sub> [ ° ]
1	0,9484091	0,9495455	0,16604	0,06198	0,1772309	-1,7052624
2	0,9545455	0,9675	0,17952	0,03006	0,1820193	-1,82483684
3	0,9677273	0,9945455	0,18292	-0,02358	0,1844336	-1,81585507
4	0,9570455	0,9736364	0,18758	0,017654	0,1884089	-1,89699246
5	0,9572727	0,9756818	0,18982	0,011904	0,1901929	-1,91895659
6	0,9625	0,9902273	0,2028	-0,012848	0,2032066	-2,02810244
7	0,9695455	1,0025	0,2194	-0,0369	0,2224814	-2,1590185
8	0,9727273	1,0147727	0,231	-0,05578	0,2376392	-2,25583673
9	0,9770455	1,0438636	0,5312	-0,16066	0,554964	-4,97303909
10	0,9829545	1,0679545	0,5312	-0,16066	0,554964	-4,87526666
11	1,0006818	1,0943182	0,5638	-0,2636	0,6223788	-4,97303306
12	1,0029545	1,0977273	0,5622	-0,267	0,6223808	-4,93587315

Una vez que se calcula el valor del ángulo  $\theta_2$ , se realiza el cálculo de las pérdidas de potencia activa y reactiva en el modelo a escala de la línea de transmisión, usando la Ecuación 3.13. y Ecuación 3.14. se obtienen como resultado los valores mostrados en la Tabla 3.14.

**Tabla 3.14.** Resultados de la potencia activa y reactiva en los terminales de envío y recepción en pu

Caso	P <sub>12</sub> [pu]	Q <sub>12</sub> [pu]	S <sub>12</sub> [pu]	P <sub>21</sub> [pu]	Q <sub>21</sub> [pu]	S <sub>21</sub> [pu]
1	0,16615	-0,09258	0,19020	-0,16596	-0,06667	0,17885
2	0,17968	-0,16388	0,24319	-0,17942	0,00233	0,17943
3	0,18321	-0,25068	0,31049	-0,18281	0,08558	0,20185

4	0,18777	-0,18619	0,26444	-0,18746	0,02431	0,18903
5	0,19003	-0,19708	0,27377	-0,18970	0,03535	0,19296
6	0,20312	-0,25438	0,32553	-0,20266	0,09270	0,22285
7	0,21982	-0,28839	0,36261	-0,21923	0,12637	0,25304
8	0,23159	-0,34455	0,41515	-0,23081	0,18486	0,29571
9	0,53408	-0,48933	0,72435	-0,53119	0,37831	0,65214
10	0,53471	-0,60419	0,80682	-0,53119	0,50410	0,73231
11	0,56783	-0,66972	0,87804	-0,56379	0,57482	0,80516
12	0,56626	-0,67873	0,88393	-0,56219	0,58357	0,81032

**Tabla 3.15.** Resultados de las pérdidas de potencia activa y reactiva en por unidad y en valor porcentual del modelo a escala

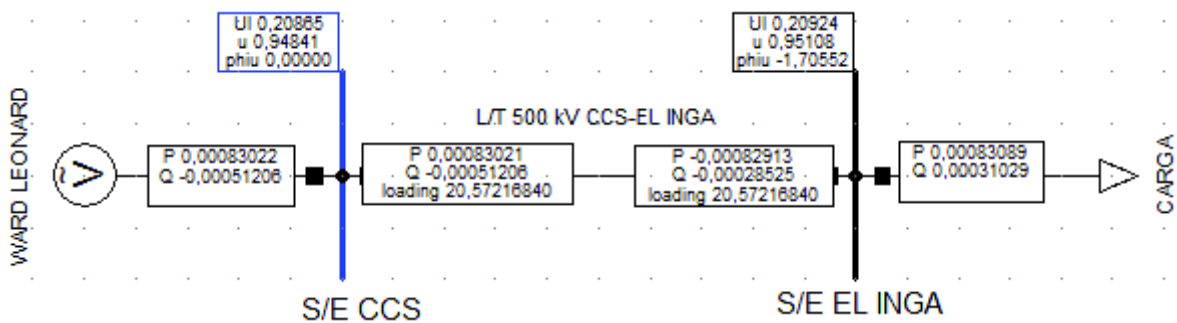
Caso	$P_{pér}$ [pu]	$Q_{pér}$ [pu]	$S_{pér}$ [pu]	$P_{pér}$ [ W ]	$Q_{pér}$ [ VAr ]	$P_{pér}$ %	$Q_{pér}$ %	$S_{pér}$ %
1	0,0002	-0,1592	0,1592	0,95	-796,25	0,019	-15,925	15,925
2	0,0003	-0,1616	0,1616	1,31	-807,78	0,026	-16,156	16,156
3	0,0004	-0,1651	0,1651	2,00	-825,48	0,040	-16,510	16,510
4	0,0003	-0,1619	0,1619	1,54	-809,43	0,031	-16,189	16,189
5	0,0003	-0,1617	0,1617	1,65	-808,66	0,033	-16,173	16,173
6	0,0005	-0,1617	0,1617	2,33	-808,38	0,047	-16,168	16,168
7	0,0006	-0,1620	0,1620	2,93	-810,12	0,059	-16,202	16,203
8	0,0008	-0,1597	0,1597	3,91	-798,42	0,078	-15,968	15,969
9	0,0029	-0,1110	0,1111	14,41	-555,09	0,288	-11,102	11,106
10	0,0035	-0,1001	0,1002	17,59	-500,48	0,352	-10,010	10,016
11	0,0040	-0,0949	0,0950	20,19	-474,50	0,404	-9,490	9,499
12	0,0041	-0,0952	0,0952	20,35	-475,79	0,407	-9,516	9,524

En la Tabla 3.15. se observa que el modelo a escala tiene pérdidas de potencia activa de hasta un 0,407 %, respecto a la potencia activa entregada, cuando la línea está cargada con una potencia aparente de 3111,90 VA. Las pérdidas disminuyen cuando la línea transfiere menor potencia que el valor mencionado debido a la corriente que la carga demanda.

En cuanto a pérdidas de potencia reactiva se tiene un porcentaje negativo de hasta un 15,925% cuando la línea disminuye la entrega de potencia reactiva hacia sus terminales. Sin embargo, para los valores registrados en el modelo a escala la línea se afirma que no hay pérdidas de potencia reactiva, sino que la línea se encuentra entregando potencia reactiva mientras transfiera una potencia menor a su SIL de ahí su signo negativo.

Para el caso del modelo a escala de la línea de transmisión se colocan cargas con valores de potencia de hasta 2819 W, valor que es menor al SIL de 5324 W del modelo, por lo que la línea actúa como un capacitor, esta afirmación se ve reflejada en los signos de las pérdidas de potencia reactiva mostrados en la Tabla 3.15.

Para decir que los resultados registrados y calculados del modelo a escala de la línea de transmisión son satisfactorios, se realiza una comparación de resultados con valores obtenidos de la simulación del sistema eléctrico de potencia a escala en el software Power Factory de DigSILENT. La Figura 3.45. muestra el diagrama del sistema eléctrico de potencia para el análisis de la línea de transmisión a escala bajo condiciones de carga.



**Figura 3.45.** Diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia a escala en Power Factory de DigSILENT

Los datos ingresados en el sistema de potencia a escala son: voltaje de envío para el caso de la fuente alterna, potencia activa y reactiva para el caso de la carga. Estos datos se detallan en la Tabla 3.12. Para la línea de transmisión a escala se ingresan los datos de la matriz de impedancia y susceptancia de secuencia de la Ecuación 3.15. y la Ecuación 3.16. respectivamente con longitud de 126 km.

Los resultados de las magnitudes de voltaje, ángulo de voltaje y pérdidas de potencia activa y reactiva se presentan en la Tabla 3.16.

**Tabla 3.16.** Resultados del voltaje y ángulo de recepción, pérdidas de potencia activa y reactiva en el modelo a escala de la línea de transmisión simulada en Power Factory

Caso	V <sub>1</sub> [V]	θ <sub>1</sub> [°]	V <sub>2</sub> [V]	θ <sub>2</sub> [°]	P <sub>pér</sub> modelo [W]	Q <sub>pér</sub> modelo [VAr]
1	208,65	0	209,2374	-1,705524	1,08	-797,3
2	210	0	211,8363	-1,823642	1,34	-806,9
3	212,9	0	216,8161	-1,814322	1,7	-830,1
4	210,55	0	212,8669	-1,895983	1,5	-809,35

5	210,6	0	213,1361	-1,91796	1,57	-809,16
6	211,75	0	215,2388	-2,027129	1,91	-814,21
7	213,3	0	217,7088	-2,159868	2,36	-820,1
8	214	0	219,1202	-2,257544	2,73	-820,01
9	214,95	0	224,1989	-5,024046	12,58	-616,27
10	216,25	0	225,4726	-4,965916	12,45	-629,99
11	220,15	0	233,0958	-5,043266	15,59	-605,97
12	220,65	0	233,6988	-5,006369	15,56	-611,47

Para comparar los valores registrados en el modelo y los valores simulados, se toma como ejemplo el caso 5 y se nota que los valores de voltaje y ángulo de recepción registrados en el modelo y simulación es de 214,65∠-1,918 V y de 213,13∠-1,917 V, respectivamente. Para el mismo caso, en cuanto a las pérdidas de potencia en la línea se observa que del modelo se tiene 1,65 W y -808,66 VAR y de los valores de la simulación se tiene 1,57 W y -809,16 VAR, por lo que se afirma que el modelo se comporta satisfactoriamente en cuanto a voltajes y pérdidas de potencia activa y reactiva.

### 3.7.2 Caídas de voltaje en la línea de transmisión a escala

La regulación o variación de voltaje en una línea de transmisión, se da cuando existe una variación de voltaje en el extremo receptor, al pasar de una condición en vacío a una condición a plena carga. Para realizar un análisis de caídas de voltaje es necesario evaluar los datos obtenidos de la prueba de flujos de potencia de la Tabla 3.12., y calcular el porcentaje de las caídas de voltaje en el modelo como se muestra en la Tabla 3.17.

**Tabla 3.17.** Resultados de caídas de voltaje en el modelo de la línea de transmisión

Caso	V <sub>1</sub> (promedio) [ V ]	V <sub>2</sub> (promedio) [ V ]	Variación [ % ]
1	208,65	208,90	-0,119
2	210,00	212,85	-1,357
3	212,90	218,80	-2,771
4	210,55	214,20	-1,733
5	210,60	214,65	-1,923
6	211,75	217,85	-2,880
7	213,30	220,55	-3,398
8	214,00	223,25	-4,322
9	214,95	229,65	-6,838
10	216,25	234,95	-8,647
11	220,65	241,50	-9,449
12	220,15	240,75	-9,357

En los datos de la Tabla 3.17., los valores porcentuales de las variaciones de voltaje tienen signo negativo lo que indica que hay un aumento de voltaje en el extremo receptor. Y se muestra que en las pruebas realizadas al modelo a escala de la línea de transmisión no se registran caídas de voltaje, observando que las variaciones de voltaje llegan hasta un valor de -9,357% respecto al voltaje de línea aplicado en el modelo.

En líneas de extra alto voltaje, en donde el voltaje nominal se mantiene en un rango de  $\pm 5\%$ , el valor de variación de voltaje admitido es alrededor del 10%, en toda la longitud de la línea.



## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

- El diseño y construcción del modelo de la línea de transmisión de 500 kV, ubicada entre la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair y la subestación El Inga del Sistema Nacional Interconectado, permite disponer de una representación trifásica a escala con sus parámetros eléctricos serie y paralelo, a ser utilizada en el Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia para estudios de estado estable y transitorio.
- Las matrices de impedancia y admitancia de la línea de transmisión del modelo a escala se definen a partir de las matrices reducidas obtenidas del software Power Factory de DigSILENT de la simulación de la línea Coca Codo Sinclair – El Inga.
- El escalamiento para el modelo de la línea de transmisión se realiza considerando que se tendrán los mismos valores en por unidad que la línea real. Las bases de la línea de transmisión son 500 kV y 1000 MVA en tanto que las del Laboratorio son 220 V y 5 kVA.
- Los parámetros serie de una línea de transmisión trifásica se representan mediante impedancias de bobinas de núcleo de aire, que modelan el acoplamiento magnético que existe entre las fases más impedancias de bobinas de núcleo de hierro, que complementan el valor de la impedancia propia de la línea de transmisión.
- Los parámetros en paralelo de una línea de transmisión trifásica se representan mediante capacitores entre fases y, entre fases y tierra, a través de arreglos de capacitores que modelan el efecto electrostático de una línea de transmisión.
- El valor del SIL de la línea de transmisión de 500 kV es de 968,45 MW, por lo que se toma esta potencia como la base de la línea de transmisión real en tanto que del modelo a escala de la línea de transmisión de 220 V es de 5,324 kW.
- Para la representación del acoplamiento magnético entre fases, se realiza el diseño y construcción de bobinas de núcleo de aire para las fases A, B y C que, de acuerdo a su valor de inductancia, número de vueltas, radio, posicionamiento entre ejes y planos se logra obtener muy aproximadamente el valor de inductancia mutua. Las impedancias de estas bobinas se suman a las impedancias de las bobinas de núcleo de hierro a fin de conseguir el valor de las impedancias propias.

- Las características de las bobinas de núcleo de aire para el diseño y construcción se obtienen es a través del software “INDUCTANCIA\_BOBINAS\_NUCLEO\_AIRE”, que para sus cálculos considera inductancias mutuas de bobinas circulares de sección transversal y el método de filamentos, basado en el espesor de cada bobina.
- La corriente máxima que soporta el modelo a escala de la línea de transmisión determina el calibre del conductor de cobre de las bobinas con núcleo de aire y núcleo de hierro, por lo que se escoge el conductor 10 AWG. La resistencia de los conductores de las bobinas representa aproximadamente el valor de resistencia de los elementos la diagonal principal requerido en la representación matricial de impedancias del modelo a escala de la línea de transmisión. La resistencia común de todas las fases y presente en las impedancias mutuas es modelada con una resistencia de níquelina de  $0,305 \Omega$  colocada en la tierra del modelo de la línea de transmisión.
- Las bobinas de núcleo de hierro compensan el valor de la inductancia propia en cada fase, inicialmente aportada solo por las bobinas de núcleo de aire, además estas bobinas ocupan menor espacio y en consecuencia tienen un menor costo, ya que se puede tener un mismo valor de inductancia con un menor número de vueltas.
- Introducir un entrehierro al núcleo de hierro de las bobinas brinda una característica lineal a la curva de magnetización, por lo que a cualquier voltaje aplicado sobre la bobina se tendrá un mismo valor de inductancia. El diseño de bobinas de núcleo de hierro con un entrehierro permite que los parámetros del modelo de la línea de transmisión permanezcan constantes.
- Los parámetros serie del modelo calculados mediante la prueba de cortocircuito tienen valores de inductancia con porcentajes de error menores a 2,76% respecto a los valores dados en la matriz de impedancias a escala deseada, por lo que se afirma que estos parámetros representan los parámetros de la línea de transmisión.
- Los valores de capacitancia obtenidos en los arreglos en serie y paralelo de capacitores del modelo tienen porcentajes de errores menores al 14,13%, debido a que en el mercado hay capacitores estandarizados. Los arreglos de capacitores se realizan con el fin de conseguir valores de capacitancias cercanos a los valores requeridos en el modelo a escala.

- Debido al efecto Ferranti se tiene un aumento de voltaje de hasta un 2,30% en el extremo receptor respecto al voltaje fase-tierra del extremo emisor. Además, se tiene un aumento de hasta un 2,36% en el extremo receptor, respecto al voltaje de línea del extremo emisor, cuando no existe carga en el extremo de recepción del modelo, en virtud de los capacitores instalados en uno de los extremos de cada uno de los módulos.
- El estudio de fallas de cortocircuito en el modelo a escala de la línea de transmisión se realiza de manera manual a través de un contactor trifásico accionado por un pulsante. Los cortocircuitos son efectuados y analizados en la mitad y al final del modelo de la línea de transmisión. Las formas de ondas de corriente y voltaje se obtienen mediante instrumentación computarizada de la interfaz de adquisición de datos del software LVDAC-EMS del Sistema de Entrenamiento LabVolt Festo Didactic.
- En el estudio de fallas de cortocircuitos a la mitad del modelo a escala, la corriente más severa es la trifásica con un valor de 290,7 A, la segunda más severa es la corriente de cortocircuito fase-fase-tierra con un valor de 241 A seguida de la corriente de cortocircuito fase-fase con un valor de 224,9 A y, finalmente, la corriente cortocircuito fase-tierra con 150 A. Del mismo modo ocurre para las corrientes de falla de cortocircuito al final del modelo la línea. Y se observa que las corrientes de cortocircuito disminuyen cuando la falla de cortocircuito ocurre lejos del punto de generación.
- Los flujos de potencia bajo diferentes condiciones de carga realizadas en el modelo a escala de la línea de transmisión son de valores de potencia de hasta 2819 W valores que son menores al SIL de 5324 W, es decir que la línea se comporta como un capacitor y, en consecuencia, para todos los casos, hay un aumento de voltaje en el extremo de recepción y la línea entrega potencia reactiva al sistema.
- Debido a la baja capacidad del conjunto máquina sincrónica-motor de inducción, únicamente se puede observar el comportamiento de la línea de transmisión entregando potencia reactiva. Es posible apreciar el comportamiento de la línea absorbiendo reactivos cuando se transfiera una potencia mayor al valor SIL del modelo.
- En el modelo a escala se tiene pérdidas de potencia activa de hasta un 0,407 %, respecto a la potencia activa entregada, cuando la línea está cargada con una potencia aparente de 3111,9 VA. Las pérdidas disminuyen cuando la línea

transfiere menor potencia que el valor mencionado debido a la corriente que la carga demanda. En cuanto a pérdidas de potencia reactiva se tiene un porcentaje negativo de hasta un 9,516%, mientras la carga requiera más potencia reactiva entonces la línea dejará de comportarse como un capacitor y en lugar de seguir entregando más potencia reactiva empezará a consumirla, sin embargo para los valores registrados en el modelo a escala se afirma que no hay pérdidas de potencia reactiva sino que la línea se encuentra entregando potencia reactiva mientras transfiera una potencia menor a su SIL, de ahí su signo negativo.

- En el modelo a escala de la línea de transmisión no se registra caídas de voltaje, sino que hay un aumento de voltaje en el extremo receptor de la línea de hasta un 9,357% respecto al voltaje de línea aplicado en el modelo. Esto se justifica debido a la característica que adquiere la línea al transferir una potencia menor a su SIL por lo que se comporta como un capacitor y en consecuencia hay un aumento de voltaje en el extremo de recepción del modelo.

## **4.2 Recomendaciones**

- En la construcción de las bobinas de núcleo de aire y en las bobinas de núcleo de hierro, se recomienda que exista un adecuado aislamiento entre las capas ya que puede ayudar a evitar algún cortocircuito debido al desgaste del barniz dieléctrico y a su vez disponer de un aislamiento que asegure el correcto funcionamiento de las bobinas.
- Para un correcto posicionamiento de las bobinas de núcleo de aire, se recomienda disponer de un lugar donde puedan colocarse y sujetarse correctamente de acuerdo a las dimensiones calculadas en el diseño, para que exista un adecuado acoplamiento magnético entre las bobinas y se logre reflejar los valores calculados.
- Para evitar que en las bobinas de núcleo de aire exista una alteración en el campo magnético que se produce, se recomienda construir una estructura de madera o de otro material que no afecte la dispersión que estas bobinas generan.
- Para las pruebas en estado estable y transitorio, se recomienda usar el sistema Ward- Leonard disponible en el Laboratorio de Máquinas Eléctricas, con el fin de tener una red balanceada, que permita realizar mediciones más precisas.

- En las mediciones para el estudio de Efecto Ferranti en cada módulo se recomienda, energizar desde el extremo receptor para que la corriente que circula por los capacitores solo siga ese camino y no se divida para el circuito de acoplamiento electromagnético y permita que la medición de las capacitancias del modelo electrostático sea más preciso.
- Para el estudio de fallas de cortocircuito en el modelo a escala de la línea de transmisión, se recomienda colocar un transformador de corriente para las mediciones de corrientes en cada tipo de falla, debido a que al realizar el cortocircuito se origina una corriente de gran magnitud que no es posible registrar en los instrumentos de medición utilizados.
- Se recomienda diseñar un equipo de control para la simulación y despeje de fallas de cortocircuitos en el modelo a escala de la línea de transmisión con el fin de simular fallas de cortocircuito a tiempo real, y visualizar la actuación de las protecciones para el despeje de fallas, así como proponer un estudio de dimensionamiento de protecciones.
- Se recomienda realizar estudios de sensibilidad en el modelo a escala de la línea de transmisión con el fin de desarrollar un análisis variacional del flujo de potencia activa y reactiva con respecto a una variación en la magnitud del voltaje y ángulo de envío.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, «Sistema de transmisión 500 kV,» [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.ec/sistema-de-transmision-500-kv/>. [Último acceso: 15 03 2018].
- [2] Sector Electricidad, [En línea]. Available: <http://www.sectorelectricidad.com/12443/introduccion-a-las-lineas-de-transmision-de-energia-electrica/>. [Último acceso: 20 Marzo 2018].
- [3] W. Percca, «"Análisis de Conductores para Líneas de Transmisión",» de *Selección de un Conductor para Líneas de Transmisión de 500 kV*, Lima, Universidad Nacional de Ingeniería, 2013, pp. 12-14.
- [4] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", México: McGraw-Hill, 2002, pp. 131-153.
- [5] M. L. Semblantes, "Diseño de una Torre de Transmisión Eléctrica Autosoportada para una Línea de 69 kV", Quito: EPN, 2010.
- [6] Corporación Nacional de Electricidad, «Diseño Electromecánico Línea de Subtransmisión de 69 kV Quinindé,» [En línea]. Available: <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2016/04/ESTUDIOS-4.pdf>. [Último acceso: 24 Marzo 2018].
- [7] J. A. Chasipanta, Estudio para Repotenciación de la Línea de Transmisión Pucará-Mulaló a 138 kV Utilizando el Conductor más Económico, Quito: EPN, 2011.
- [8] D. P. Kothari y I. J. Nagrath, "Sistemas Eléctricos de Potencia", México: McGraw-Hill, 2008, p. 45.
- [9] C. W. Aguirre Cárdenas, "Estudios Eléctricos de Sistemas de Potencia para la Carrera de Ingeniería Eléctrica utilizando el Software Power Factory 13.1 de DigSILENT", Quito: EPN, 2008, pp. 47-49.
- [10] V. I. García Huertas, «"Modelación de los elementos de un sistema de potencia en forma trifásica y en componentes de fase a,b,c",» de *"Flujo de Potencia Trifásico- Método Desacoplado Rápido"*, Quito, EPN, 1991, pp. 6-13.
- [11] S. Ramirez Castaño, "Redes de distribución, su diseño y construcción", Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 1988.
- [12] CELEC EP - TRANSELECTRIC, «"Sistema de Transmisión de Extra Alta Tensión y Sistemas Asociados",» Quito, 2013.
- [13] CELEC EP - TRANSELECTRIC, «"Especificación técnica del tipo de torre y conductores de la Línea de Transmisión de 500 [kV]",» Quito, 2013.
- [14] P. Kundur, "Power Systema Stability and Control", Toronto: Mc Graw-Hill, 1994.
- [15] J. Duncan Glover, "Power System Analysis & Desing", Stamford: Thomson, 2004.

- [16] C. Péres Vega, «"Líneas de Transmisión",» de "*Sistema de Telecomunicación*", Cantabria, Universidad de Cantabria, 2007, p. 279.
- [17] R. Castellanos, Bustamante, «"Determination of Transmission Limits on Electric Power System",» *Ingeniería Investigación y Tecnología*, vol. XV, nº 2, pp. 272-286, 2013.
- [18] A. Domijan, "Overall Conceptual Development, Planning, and Design Aspects of an Electric Power System Laboratory with an Energy Management System Control Center", Arlington: University of Texas, 1986, pp. 114-124.
- [19] J. C. Enríquez Quelal, "Conceptualización de la Red de Transmisión de 230 kV para un Modelo a Escala del Sistema Nacional Interconectado Reducido", Quito: EPN, 2014.
- [20] F. Grover y E. Rosa, «"Formulas and Tables for the Calculation of Mutual and Self-Inductance",» 1919. [En línea]. Available: [https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/bulletin/08/nbsbulletinv8n1p1\\_A2b.pdf](https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/bulletin/08/nbsbulletinv8n1p1_A2b.pdf).
- [21] S. I. Babic, F. Sirois y C. Akyel, «"Mutual inductance calculation for non-coaxial circular air coil with parallel axes",» 2009. [En línea]. Available: <http://www.jpier.org/PIER/pier91/18.09021907.pdf>. [Último acceso: 16 3 2018].
- [22] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley y S. Umans, «"Magnetic Circuits and Magnetic Materials",» de "*Electric Machinery*", New York, McGraw-Hill, 2003, pp. 11-13.
- [23] W. M. Colonel y T. MCLyman, «"AC Inductor Design",» de "*Transformer and Inductor Design Handbook*", California, Marcel Dekker, 2004, pp. 297-309.

## ANEXOS

### ANEXO I. Datos de las especificaciones de los conductores de fase y cables de guardia de la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair – El Inga.

Tabla A1.1. Datos del conductor de fase







500kV EXTRA HIGH VOLTAGE PROJECT AND ASSOCIATED 230kV LINES of ECUADOR														
CONTRACTOR  神電集團					SUBCONTRACTOR  CCELEC									
Ecuador 500kV Transmission Line Project														
H E I - E C E H V - I - T L C - D W - 0 0 2														
	Name	Date	Design data - Conductor ACAR 1100 MCM											
Prepared		15/9/2013												
Drawn		17/9/2013												
Checked		19/9/2013												
Approved		22/9/2013												
Scale:		Size	A4	CSEPD Reg No:	S	A	0	5	6	6	1	C	RE V	A
Design data - Conductor ACAR 1100 MCM														
ITEM	DESCRIPTION		UNIT	GUARANTEED DATA										
1	Type/code name		-	ACAR 1100MCM										
2	Number and diameter of aluminium wires		-/mm	18/4.379										
3	Number and diameter of aluminium alloy wires		-/mm	19/4.379										
4	Actual aluminium cross-section		mm <sup>2</sup>	271.09										
5	Actual aluminium alloy cross-section		mm <sup>2</sup>	286.15										
6	Actual total cross-section		mm <sup>2</sup>	557										
7	Overall diameter		mm	30.65										
8	Equivalent modulus of elasticity		kg/mm <sup>2</sup>	6403										
9	Thermal Elongation Coefficient		1/°C	23 × 10 <sup>-6</sup>										
10	Standard weight per m		kg/m	1.529										
11	Resistance at +20°C DC		Ω/km	0.0557										
12	Ultimate Tensile Strength(UTS)		kg	12551										
13	Maximum Working Tension(40%UTS)		kg	5020										
14	Every Day Tension(20%UTS)		kg	2510										
15	Standard delivery length per drum		m	2500										
16	Lay for conductor strands													
	- 19 Al alloy wire layer		mm	10-16										
	- 18 Al wire layer		mm	10-14										

Tabla A1.2. Datos del cable de guardia

#### Características Del Conductor De Guardia Acero Galvanizado 3/8"

HILO DE GUARDA TIPO	EHS 3/8"		
Descripción	Símbolo	Unidad	Valor
Constante	J	julios/caloria	4.185
Diametro	d	cm	0.953
Seccion nominal del conductor	A	cm <sup>2</sup>	0.5114
Calor específico	S	calorias/gr °C	0.118
Densidad	De	gr/cm <sup>3</sup>	7.86
Coefficiente de temperatura	α	1/°C	3.50E-03
Temperatura inicial	θ <sub>i</sub>	°C	40
Temperatura final	θ <sub>f</sub>	°C	400
Resistividad	ρ	ohm-cm	1.59E-06
Tiempo de duración del corto	t	s	0.5
Capacidad de corriente	I	A	17,247
Corriente de cortocircuito del sistema	I <sub>c</sub>	A	4,980



Tabla A1.3. Datos del cable de guardia













500kV EXTRA HIGH VOLTAGE PROJECT AND ASSOCIATED 230kV LINES of ECUADOR				CELEC TRANSELEC	
CONTRACTOR  哈电集团		SUBCONTRACTOR  CSEPCI			
Ecuador 500kV Transmission Line Project					
H E I - E C E H V - I - T L C - D W - 0 0 5					
Name		Date			
Prepared		15/9/2013			
Drawn		17/9/2013			
Checked		19/9/2013			
Approved		22/9/2013			
Scale:	-	Size	A4	CSEPCI Reg No:	S A 0 5 6 6 1 C RE V A
Design data - Galvanized Steel 3/8"					
ITEM	DESCRIPTION		UNIT	GUARANTEED DATA	
1	Type/code name		-	Galvanized Steel 3/8"	
2	Actual total cross-section		mm <sup>2</sup>	51.04	
2	Material		-	Steel	
3	Number of threads and diameter of steel wires		-/mm	7/3.048	
4	Diameter of exterior cable		mm	9.14	
8	Guaranteed ultimate breaking load		kg	4899	
5	Equivalent modulus of elasticity		kg/mm <sup>2</sup>	19000	
6	Thermal Elongation Coefficient		1/°C	11.5 × 10 <sup>-6</sup>	
7	Standard weight per m		kg/m	0.404	
9	Standard delivery length per drum		m	2500	

Tabla A1.4. Datos del cable de guardia de fibra óptica

500kV EXTRA HIGH VOLTAGE PROJECT AND ASSOCIATED 230kV LINES of ECUADOR				CELEC TRANSELEC	
CONTRACTOR  哈电集团		SUBCONTRACTOR  CSEPCI			
Ecuador 500kV Transmission Line Project					
H E I - E C E H V - I - T L C - D W - 0 0 3					
Name		Date			
Prepared		15/9/2013			
Drawn		17/9/2013			
Checked		19/9/2013			
Approved		22/9/2013			
Scale:	-	Size	A4	CSEPCI Reg No:	S A 0 5 6 6 1 C RE V B
Design data-OPGW-48B4-90					
ITEM	DESCRIPTION		UNIT	GUARANTEED DATA	
1	Type/code name		-	OPGW-48B4-90	
2	Supporting Cross Section		mm <sup>2</sup>	90.3	
3	Cable Diameter		mm	13.4	
4	Cable Weight		kg/km	509	
5	Rated Tensile Strength (RTS)		kN	69.3	
6	Modulus of Elasticity (E-Modulus)		kN/mm <sup>2</sup>	122.7	
7	Thermal Elongation Coefficient		1/°C	14.4 × 10 <sup>-6</sup>	
8	Permissible Maximum Working Stress (33% RTS)		N/mm <sup>2</sup>	253.3	
9	Everyday Stress(EDS)(17% RTS)		N/mm <sup>2</sup>	130.5	
10	DC Resistance		Ω/km	0.557	
11	Short Time Current ( 1s )		kA	8.3	
12	Short Time Current Capacity I <sup>2</sup> t(20°C~200°C)		kA <sup>2</sup> S	68.4	
13	Minimum Bending Radius Installation		mm	536	
14	Operating		mm	402	
15	Ratio of RTS to Weight		km	13.9	
16	Fiber		-	-	
	-Number		-	48	
	-Material		-	G.655C	

## ANEXO II. Subrutina para la obtención de parámetros eléctricos mediante las matrices de impedancias y admitancias en el software Power Factory de DigSILENT

A continuación, se describe el procedimiento para la obtención de las matrices de impedancias y admitancias de la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair – El Inga. Se inicia el software Power Factory de DigSILENT, y se ingresa con el usuario que en este caso es PARÁMETROS\_LÍNEA\_500\_kV\_CCS\_EL INGA.

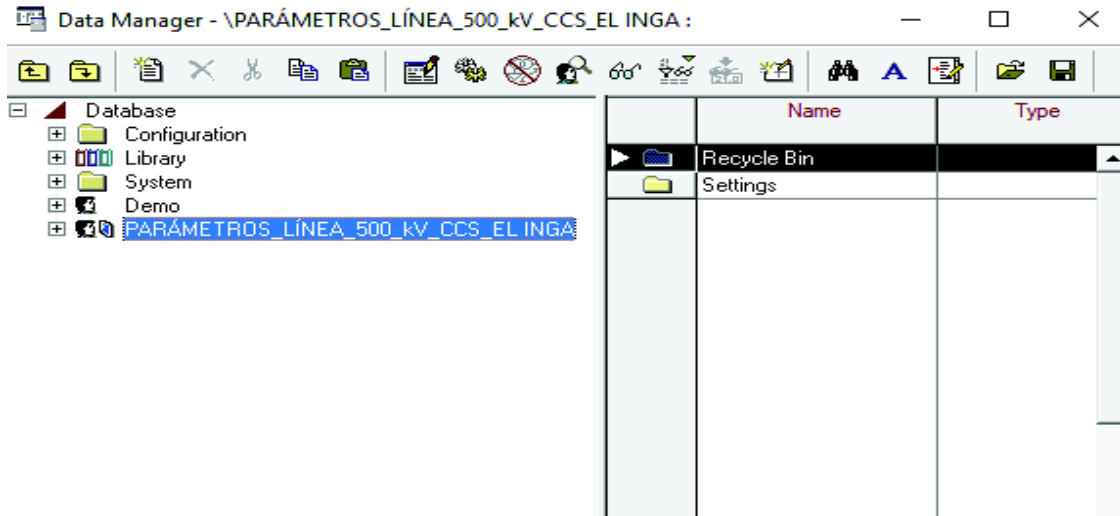


Figura A2.1. Creación de la subrutina para el cálculo de parámetros

Una vez que se ingresa al usuario de DigSILENT entonces se crea un nuevo proyecto, luego se da clic derecho y se selecciona la pestaña “New”, y después la pestaña “Project”.

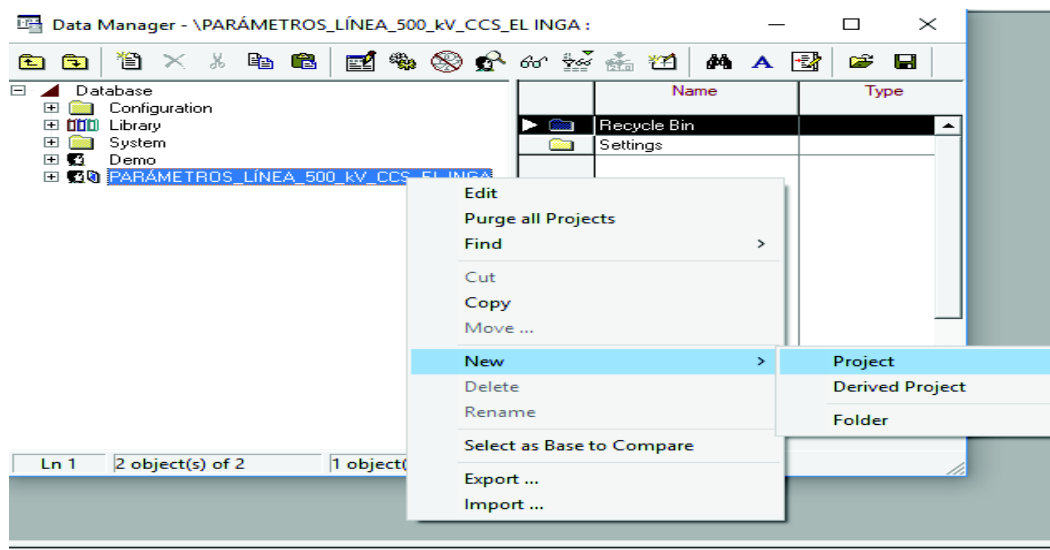
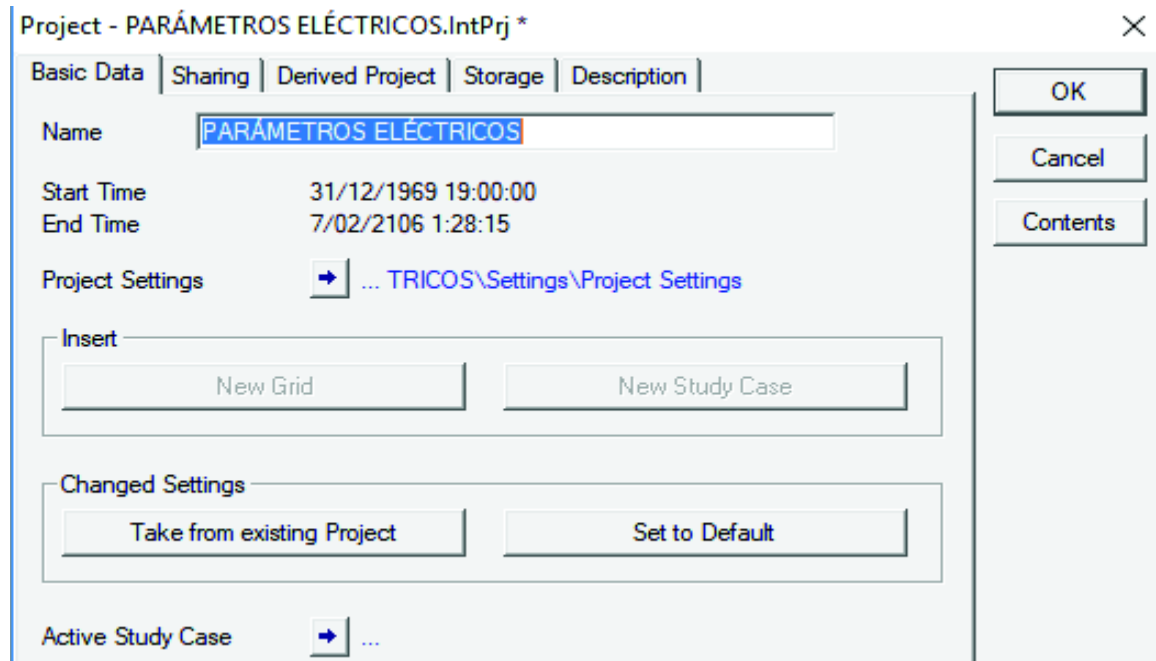


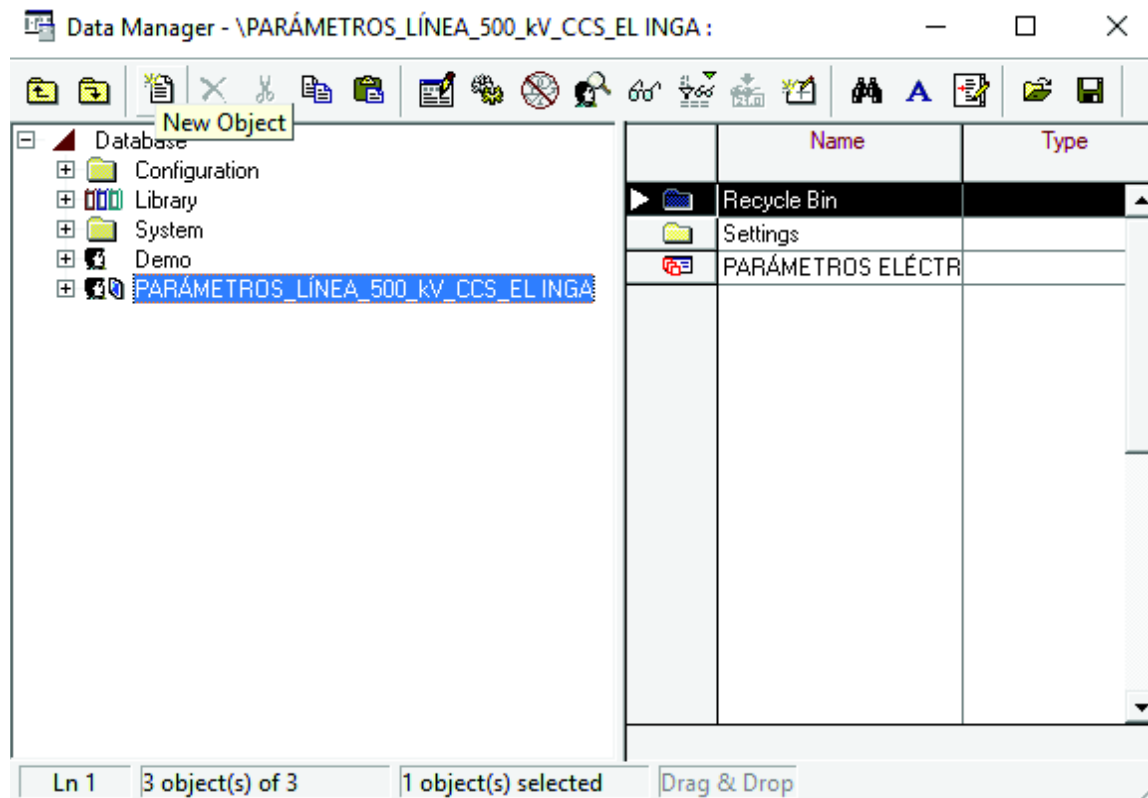
Figura A2.2. Creación del proyecto para el ingreso de datos

Se coloca un nombre al proyecto, en este caso: PARÁMETROS ELÉCTRICOS y se presiona el botón “OK”.



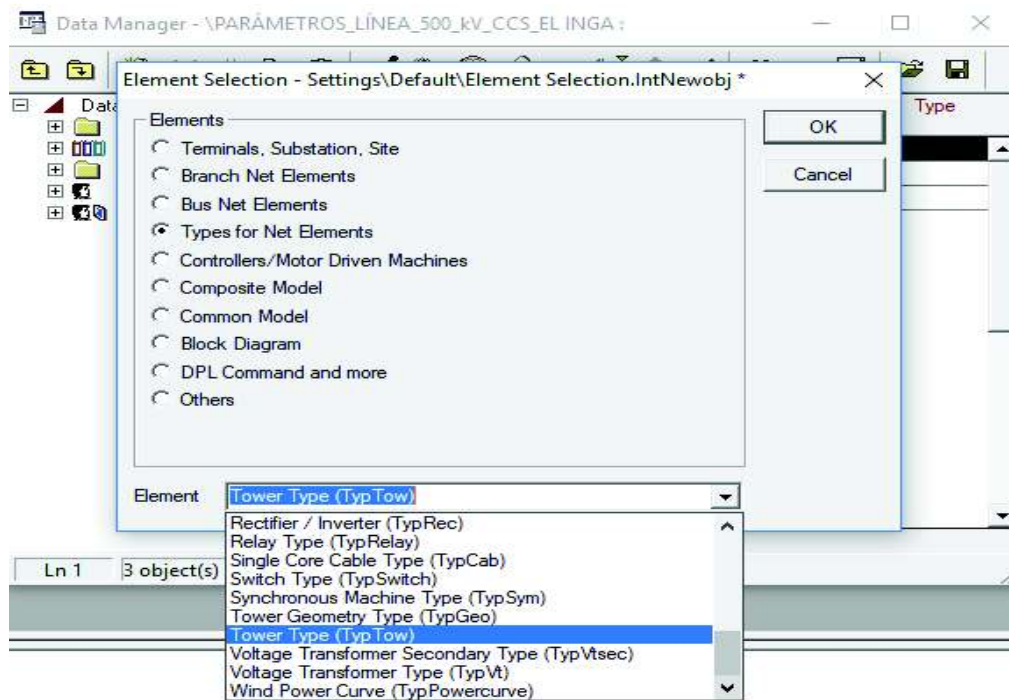
**Figura A2.3.** Identificación del proyecto

Después, se hace clic en la opción “New Object”.



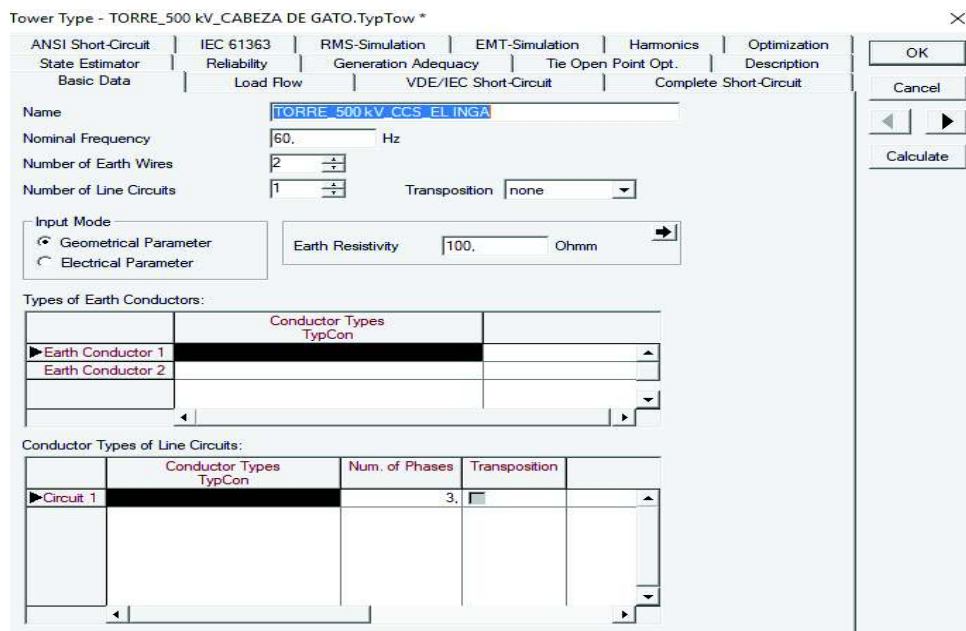
**Figura A2.4.** Creación de la biblioteca para la subrutina

Y se escoge la opción “Type for Net Elements” (Tipos de elementos de red), y luego se escoge la opción “Tower Type” (Tipo de torre).



**Figura A2.5.** Selección de la estructura

Una vez realizado el procedimiento anterior, se especifica los datos de la torre y del tipo de conductores de fase, así como los de guardia.



**Figura A2.6.** Interfaz para el ingreso de datos de los tipos de conductores de fase y de guardia.

Para la especificación de los conductores de guardia y el de fase, se debe hacer doble clic en cada pestaña “Conductor Types TypCon”, y se debe seleccionar la opción “nuevo objeto”, en donde se ingresa cada una de las especificaciones de los conductores.

Conductor Type - ...pe Library\CABLE\_GUARDA\_ACERO\_GALVANIZADO.TypCon

ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics  
 Optimization | State Estimator | Reliability  
 Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description  
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit

Name: CABLE\_GUARDA\_ACERO\_GALVANIZADO

Nominal Voltage: 500. kV

Nominal Current: 0.0172473 kA

Number of Subconductors: 1

Conductor Model  
 Solid Conductor  
 Tubular Conductor

(Sub-)Conductor  
 DC-Resistance (20°C): 3.9815 Ohm/km  
 GMR (Equivalent Radius): 3.707 mm  
 Outer Diameter: 9.144 mm

Skin effect

**Figura A2.7.** Ingreso de datos de especificación del cable de guardia de acero galvanizado

Conductor Type - Equipment Type Library\CABLE\_GUARDA\_OPGW.TypCon

ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics  
 Optimization | State Estimator | Reliability  
 Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description  
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit

Name: CABLE\_GUARDA\_OPGW

Nominal Voltage: 500. kV

Nominal Current: 8 kA

Number of Subconductors: 1

Conductor Model  
 Solid Conductor  
 Tubular Conductor

(Sub-)Conductor  
 DC-Resistance (20°C): 0.557 Ohm/km  
 GMR (Equivalent Radius): 6.6198 mm  
 Outer Diameter: 13.4 mm

Skin effect

**Figura A2.8.** Ingreso de datos de especificación del cable de guardia OPGW

Conductor Type - ...t Type Library\CONDUCTOR\_FASE\_ACAR\_110\_MCM.TypCon

ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics  
 Optimization | State Estimator | Reliability  
 Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description  
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit

OK  
Cancel

Name: CONDUCTOR\_FASE\_ACAR\_110\_MCM

Nominal Voltage: 500, kV

Nominal Current: 1,052 kA

Number of Subconductors: 4

Bundle Spacing: 0,457 m

Conductor Model:  
 Solid Conductor  
 Tubular Conductor

(Sub-)Conductor:  
 DC-Resistance (20°C): 0,0556 Ohm/km  
 GMR (Equivalent Radius): 13,95 mm  
 Outer Diameter: 30,66 mm

Skin effect

**Figura A2.9.** Ingreso de datos de especificación del conductor de fase

Se ingresan las coordenadas de la disposición geométrica de los conductores.

Tower Type - Library\TORRE\_500.TypTow

ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization  
 State Estimator | Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description  
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit

OK  
Cancel  
Calculate

Coordinate of Earth Conductors [m]:

	X	Y
▶ Earth Conductor 1	-9,06	52,5
Earth Conductor 2	9,06	52,5

Coordinate of Line Circuits [m]:

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
▶ Circuit 1	-11,48	0,	11,48	41,55	41,55	41,55

**Figura A2.10.** Ingreso de las coordenadas de la disposición geométrica de los conductores de fase y de los cables de guardia

Y finalmente, se calculan los parámetro eléctricos dando clic en “Calculate” y el programa muestra las matrices de: impedancia natural, impedancia reducida e impedancia simétrica y de admitancia reducida y admitancia simétrica.

Las matrices de interés en este trabajo son: matriz de impedancia reducida y matriz de admitancia reducida.

```
DIgSI/info - Reduced Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
DIgSI/info - Circuits (phases A,B,C...) follow in same order as the input.
DIgSI/info - Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]

    9.64569e-002   8.46573e-002   8.40500e-002
    5.49070e-001   2.38421e-001   1.83005e-001

    8.46573e-002   1.01730e-001   8.77913e-002
    2.38421e-001   5.31309e-001   2.25347e-001

    8.40500e-002   8.77913e-002   1.02408e-001
    1.83005e-001   2.25347e-001   5.23671e-001
```

**Figura A2.11.** Matriz reducida de impedancias

```
DIgSI/info - Reduced Admittance Matrix (G+jB) [uS/km]
DIgSI/info - Circuits (phases A,B,C...) follow in same order as the input.
DIgSI/info - Rows follow G,B, G,B... in [uS/km]

    0.00000e+000   0.00000e+000   0.00000e+000
    4.20659e+000  -1.01454e+000  -3.69416e-001

    0.00000e+000   0.00000e+000   0.00000e+000
   -1.01454e+000   4.45651e+000  -1.01149e+000

    0.00000e+000   0.00000e+000   0.00000e+000
   -3.69416e-001  -1.01149e+000   4.21274e+000
```

**Figura A2.12.** Matriz reducida de admitancias

### **ANEXO III. Valores de impedancia característica y Cargabilidad de impedancia característica SIL (Surge Impedance Loading) para líneas aéreas típicas de 60 Hz**

Se muestran valores típicos de impedancia características y SIL para líneas de transmisión a diferentes voltajes nominales [15]

**Figura A3.1.** Valores generales de  $Z_c$  y de SIL para líneas de transmisión

<b>Vnominal [ kV ]</b>	<b><math>Z_c</math> [ <math>\Omega</math> ]</b>	<b>SIL = <math>V_{nominal}^2/Z_c</math> [ MVA ]</b>
69	366-400	12-13
138	366-405	47-52
230	365-395	134-145
345	280-366	325-425
500	233-294	850-1075
765	254-266	2200-2300



## ANEXO IV. Resultados del diseño y posicionamiento de las bobinas de núcleo de aire, mediante el software “INDUCTANCIAS\_BOBINA\_NUCLEO\_AIRE” [19]

Para el diseño y posicionamiento de las bobinas de núcleo, se hace uso del software “INDUCTANCIA\_BOBINA\_NUCLEO\_AIRE”, elaborado con el fin de realizar un diseño de un modelo a escala de diferentes líneas de transmisión que simulan un sistema de potencia a escala para el sistema de 230 kV del S.N.I.

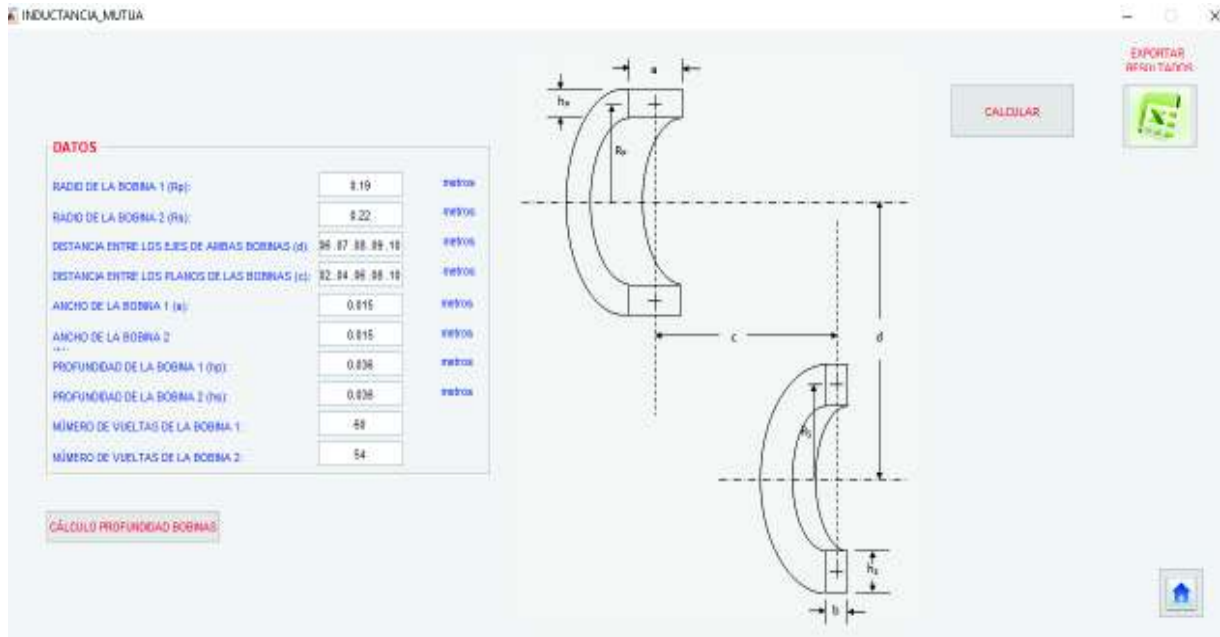
Entonces se ingresa a la interfaz del programa como se muestra a continuación:



**Figura A4.1.** Interfaz programa “INDUCTANCIA\_BOBINA\_NÚCLEO\_AIRE”

Una vez que se ingresa a la interfaz del programa se ingresa inicialmente a la pestaña de “INDUCTANCIA MUTUA” en donde se determinará aleatoriamente los valores que se muestran en la figura para el cálculo de la inductancia mutua entre dos bobinas. El caso presentado a continuación es para el diseño de la bobina de la fase A y C.

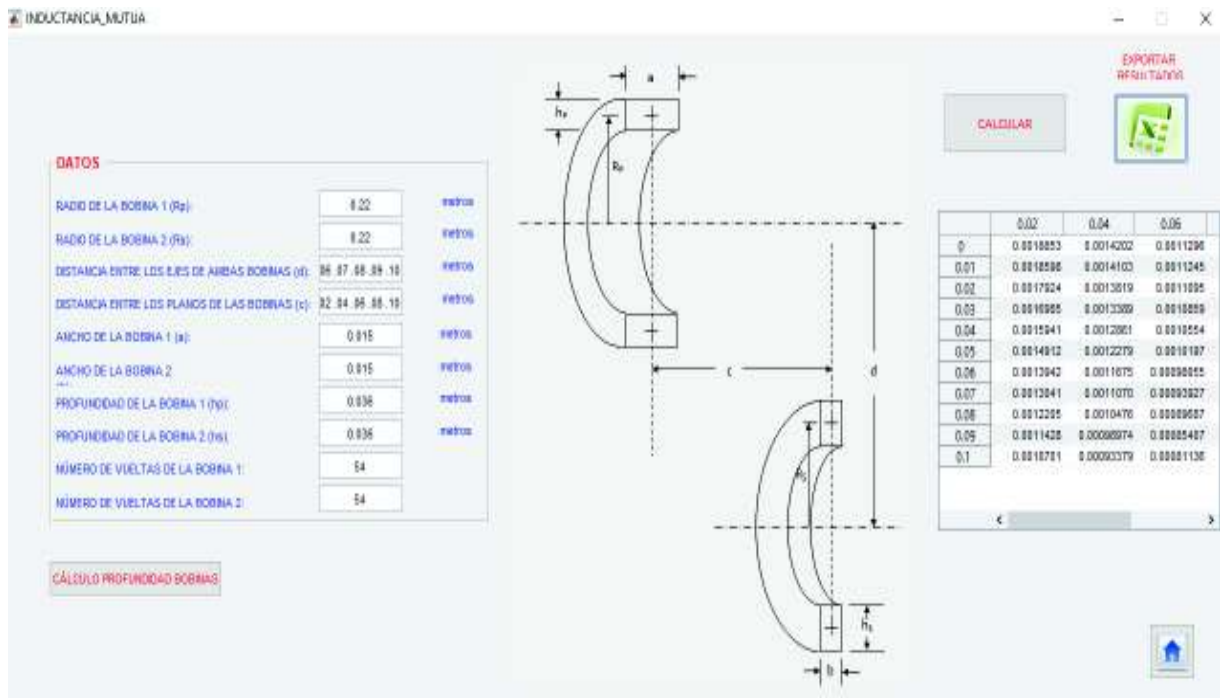
Por lo tanto, se tiene que:



**Figura A4.2.** Ingreso de valores para el cálculo de la inductancia mutua

Con valores ingresados que se muestran se obtiene el valor de inductancia mutua deseada. Estas condiciones satisfacen el valor de inductancia mutua de las fases B y C que se desea obtener.

Ahora para la inductancia mutua entre las fases A y B, se tiene lo siguiente:



**Figura A4.3.** Ingreso de valores para el cálculo de la inductancia mutua

Para poder observar de mejor manera los valores de las inductancias mutuas que satisfacen a los valores fuera de la diagonal de la matriz de impedancias del modelo a escala de la línea de transmisión se procede a dar clic en la pestaña que dice “EXPORTAR RESULTADOS”, en donde se obtiene un archivo Excel que se muestra en forma clara los valores de inductancia mutua, distancia entre ejes y planos de las bobinas de núcleo de aire de cada fase.

Por lo tanto, se tiene que:

**Tabla A4.1.** Valores obtenidos de inductancia mutua entre las fases A y B

DISTANCIA ENTRE EJES[ m ]	VALORES DE INDUCTANCIA MUTUA PARA LA FASE A Y B				
	DISTANCIA ENTRE PLANOS [ m ]				
	0,02	0,04	0,06	0,08	0,1
0	0,0018853	0,0014202	0,0011296	0,0009255	0,00077261
0,01	0,0018598	0,0014103	0,0011245	0,0009224	0,000770548
0,02	0,0017924	0,0013819	0,0011095	0,0009133	0,000764439
0,03	0,0016985	0,0013389	0,0010859	0,0008986	0,000754503
0,04	0,0015941	0,0012861	0,0010554	0,0008791	0,000741081
0,05	0,0014912	0,0012279	0,0010197	0,0008556	0,000724586
0,06	0,0013942	0,0011675	0,0009805	0,0008288	0,000705471
0,07	0,0013041	0,001107	0,0009393	0,0007997	0,00068419
0,08	0,0012205	0,0010476	0,0008969	0,0007688	0,000661171
0,09	0,0011428	0,0009897	0,0008541	0,0007368	0,0006368
0,1	0,0010701	0,0009338	0,0008114	0,0007041	0,000611412

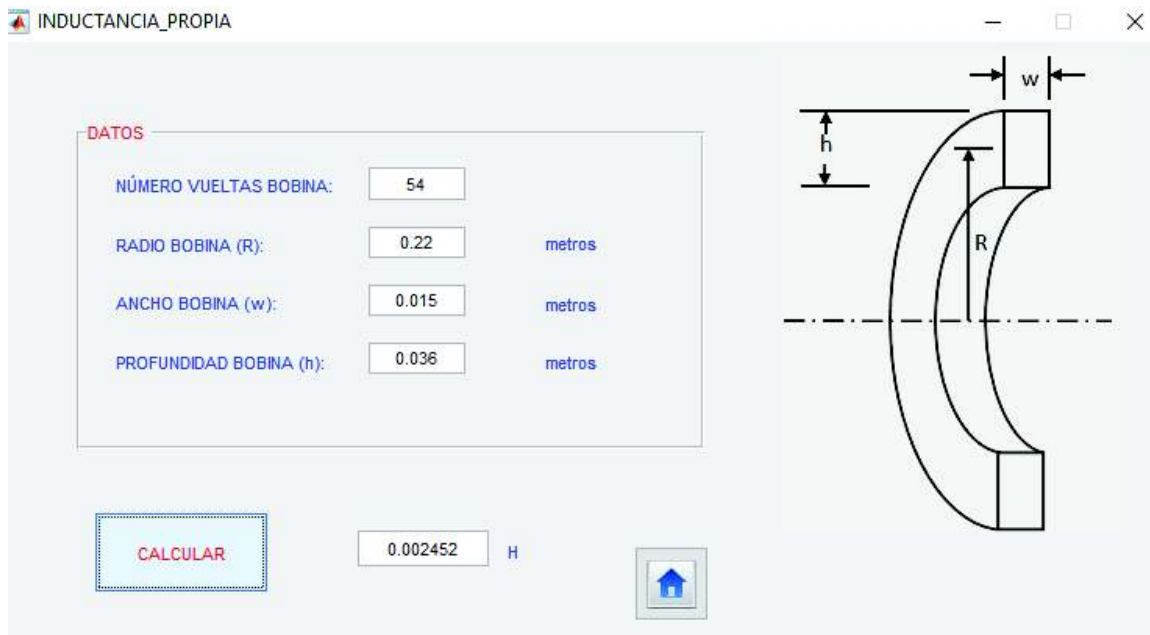
**Tabla A4.2.** Valores obtenidos de inductancia mutua entre las fases B y C

DISTANCIA ENTRE EJES[ m ]	VALORES DE INDUCTANCIA MUTUA PARA LA FASE B Y C				
	DISTANCIA ENTRE PLANOS [ m ]				
	0,02	0,04	0,06	0,08	0,1
0	0,001544035	0,0012606	0,001034	0,0008576	0,000718761
0,01	0,001542793	0,0012568	0,0010308	0,0008552	0,000717039
0,02	0,001535958	0,001245	0,0010214	0,0008483	0,000711904
0,03	0,001515994	0,0012242	0,0010058	0,0008369	0,00070346
0,04	0,001476508	0,0011942	0,0009842	0,0008212	0,000691876
0,05	0,001418056	0,0011554	0,0009571	0,0008017	0,000677384
0,06	0,001346296	0,0011097	0,0009254	0,0007788	0,000660265
0,07	0,001268286	0,001059	0,0008901	0,000753	0,000640839
0,08	0,001189852	0,0010057	0,000852	0,0007248	0,000619444
0,09	0,001113783	0,0009514	0,0008122	0,0006949	0,000596418
0,1	0,001041021	0,0008972	0,0007714	0,0006637	0,000572085

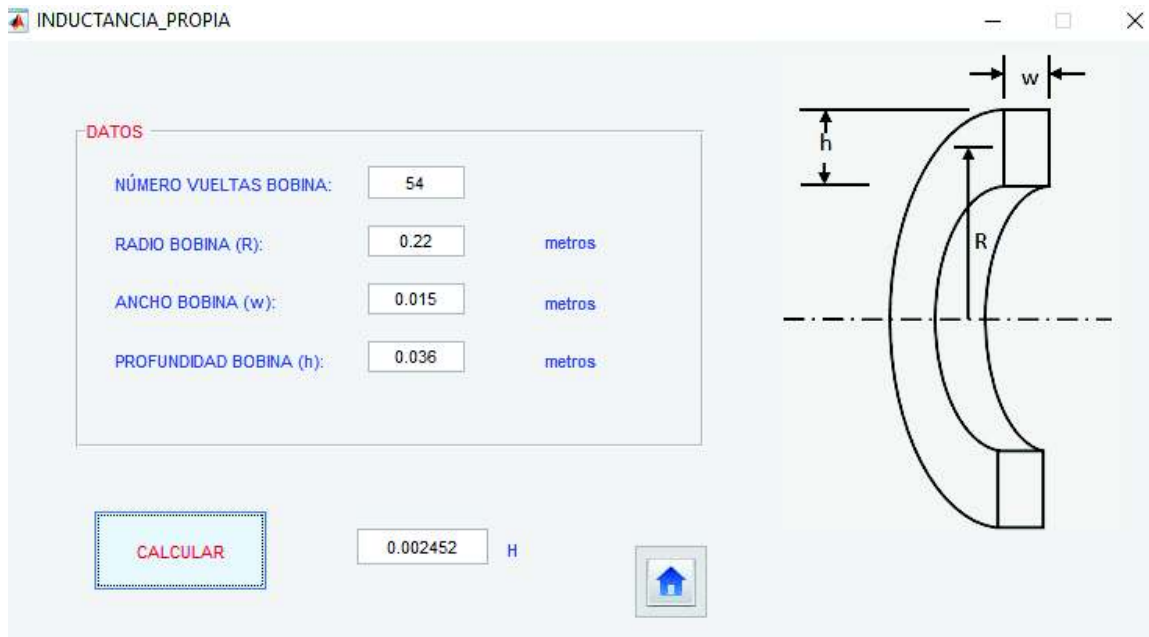
**Tabla A4.3.** Valores obtenidos de inductancia mutua entre las fases C y A

DISTANCIA ENTRE EJES [ m ]	VALORES DE INDUCTANCIA MUTUA PARA LA FASE C Y A				
	DISTANCIA ENTRE PLANOS [ m ]				
	0,02	0,04	0,06	0,08	0,1
0	0,001544	0,0012606	0,001034	0,0008576	0,000718761
0,01	0,0015428	0,0012568	0,0010308	0,0008552	0,000717039
0,02	0,001536	0,001245	0,0010214	0,0008483	0,000711904
0,03	0,001516	0,0012242	0,0010058	0,0008369	0,00070346
0,04	0,0014765	0,0011942	0,0009842	0,0008212	0,000691876
0,05	0,0014181	0,0011554	0,0009571	0,0008017	0,000677384
0,06	0,0013463	0,0011097	0,0009254	0,0007788	0,000660265
0,07	0,0012683	0,001059	0,0008901	0,000753	0,000640839
0,08	0,0011899	0,0010057	0,000852	0,0007248	0,000619444
0,09	0,0011138	0,0009514	0,0008122	0,0006949	0,000596418
0,1	0,001041	0,0008972	0,0007714	0,0006637	0,000572085

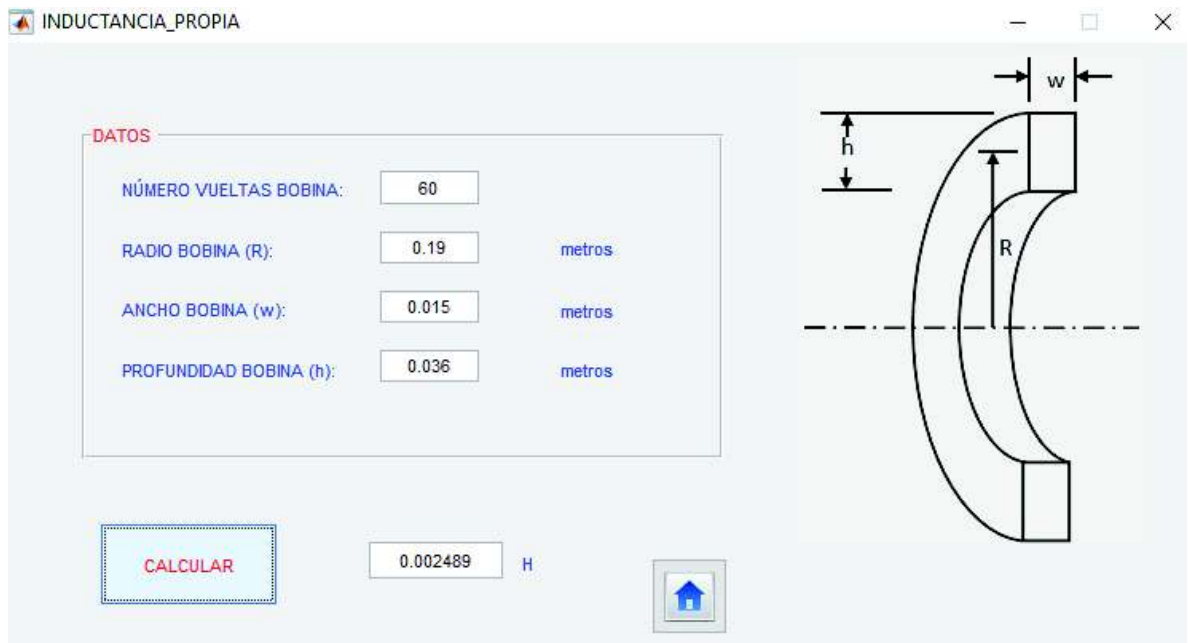
Una vez obtenidos los valores de inductancias mutuas que forman parte del modelo electromagnético, se procede al cálculo y especificación de las inductancias propias.



**Figura A4.4.** Ingreso de valores para el cálculo de la inductancia propia para la fase A



**Figura A4.5.** Ingreso de valores para el cálculo de la inductancia propia para la fase B



**Figura A4.6.** Ingreso de valores para el cálculo de la inductancia propia para la fase C

**Tabla A4.4.** Especificaciones de las bobinas para las fases a, b y c

<b>BOBINAS DE NÚCLEO DE AIRE</b>			
<b>DATOS</b>	<b>FASE A</b>	<b>FASE B</b>	<b>FASE C</b>
<b>NÚMERO DE VUELTAS</b>	54	54	60
<b>RADIO [ m ]</b>	0,22	0,22	0,19
<b>ANCHO BOBINA [ m ]</b>	0,015	0,015	0,015
<b>PROFUNDIDAD BOBINA [ m ]</b>	0,036	0,036	0,036
<b>NÚMERO DE CAPAS</b>	9	9	10

**ANEXO V. Valores de inductancias propia y mutua de las bobinas de núcleo de aire en serie con las bobinas de núcleo de hierro cuando circulan por ellas corrientes diferentes a la corriente máxima; así como el porcentaje de error de estas mediciones respecto a los valores deseados expresados en la matriz a escala de inductancias de la Ecuación 2.6.**

**Tabla A5.1.** Valores de inductancias propias y mutuas de la fase a del módulo 1

FASE "A" - MÓDULO 1															
Impedancia Propia										Impedancias Mutuas					
Datos Registrados			Datos Calculados				Datos Registrados			Datos Calculados					
Van	Ia	Pa	Zaa	Raa	XLaa	Laa	Vbb' ind	Vcc' ind	Ia	Rg	XLab	Lab	XLac	Lac	
[V]	[A]	[W]	[ohm]	[ohm]	[ohm]	[H]	[V]	[V]	[A]	[ohm]	[ohm]	[H]	[ohm]	[H]	
2,006	1,403	0,739	1,4298	0,3754	1,3796	3,659E-03	0,834	0,685	1,403	0,305	0,59444	1,577E-03	0,48824	1,295E-03	
4,081	2,849	3,016	1,4324	0,3716	1,3834	3,669E-03	1,677	1,334	2,849	0,305	0,58863	1,561E-03	0,46823	1,242E-03	
6,106	4,266	6,737	1,4313	0,3702	1,3826	3,667E-03	2,508	1,97	4,266	0,305	0,5879	1,559E-03	0,46179	1,225E-03	
8,136	5,701	11,87	1,4271	0,3652	1,3796	3,659E-03	3,352	2,627	5,701	0,305	0,58797	1,560E-03	0,4608	1,222E-03	
10,01	7,04	17,84	1,4219	0,36	1,3756	3,649E-03	4,133	3,237	7,04	0,305	0,58707	1,557E-03	0,4598	1,220E-03	
12,47	8,812	27,58	1,4151	0,3552	1,3698	3,633E-03	5,172	4,036	8,812	0,305	0,58693	1,557E-03	0,45801	1,215E-03	
14,04	10,013	35,37	1,4022	0,3528	1,3571	3,600E-03	5,857	4,569	10,013	0,305	0,58494	1,552E-03	0,45631	1,210E-03	
16,69	11,93	49,58	1,399	0,3484	1,3549	3,594E-03	7,003	5,445	11,93	0,305	0,58701	1,557E-03	0,45641	1,211E-03	
17,58	12,58	55,04	1,3975	0,3478	1,3535	3,590E-03	7,393	5,745	12,58	0,305	0,58768	1,559E-03	0,45668	1,211E-03	
18,27	13,11	59,61	1,3936	0,3468	1,3497	3,580E-03	7,681	5,975	13,11	0,305	0,58589	1,554E-03	0,45576	1,209E-03	
20,38	14,67	74,51	1,3892	0,3462	1,3454	3,569E-03	8,614	6,695	14,67	0,305	0,58718	1,558E-03	0,45637	1,211E-03	
22,06	15,95	87,62	1,3831	0,3444	1,3395	3,553E-03	9,353	7,264	15,95	0,305	0,58639	1,555E-03	0,45542	1,208E-03	

Tabla A5.2. Valores de inductancias propias y mutuas de la fase b del módulo 1

FASE "B" - MÓDULO 1																	
Impedancia Propia									Impedancias Mutuas								
Datos Registrados			Datos Calculados						Datos Registrados			Datos Calculados					
Vbn	Ib	Pb	Zbb'	Rbb'	XLbb'	Lbb'	Vaa' ind	Vcc' ind	Ib	Rg	XLba	Lba	XLbc	Lbc			
[V]	[A]	[W]	[ohm]	[ohm]	[ohm]	[H]	[V]	[V]	[A]	[ohm]	[ohm]	[H]	[ohm]	[H]			
2,02	1,467	0,802	1,37696	0,37266	1,32557	3,516E-03	0,874	0,876	1,467	0,305	0,59577	1,580E-03	0,59714	1,584E-03			
2,041	1,486	0,79	1,37349	0,35776	1,32607	3,517E-03	0,886	0,889	1,486	0,305	0,59623	1,582E-03	0,59825	1,587E-03			
4,002	2,913	3,088	1,37384	0,36391	1,32477	3,514E-03	1,722	1,681	2,913	0,305	0,59114	1,568E-03	0,57707	1,531E-03			
6,026	4,391	6,962	1,37235	0,36108	1,324	3,512E-03	2,589	2,521	4,391	0,305	0,58962	1,564E-03	0,57413	1,523E-03			
8,16	5,955	12,75	1,37028	0,35954	1,32227	3,507E-03	3,498	3,392	5,955	0,305	0,58741	1,558E-03	0,56961	1,511E-03			
10,14	7,417	19,5	1,36713	0,35447	1,32038	3,502E-03	4,36	4,225	7,417	0,305	0,58784	1,559E-03	0,56964	1,511E-03			
12,01	8,839	27,46	1,35875	0,35147	1,31251	3,481E-03	5,193	5,021	8,839	0,305	0,58751	1,558E-03	0,56805	1,507E-03			
14,01	10,36	37,43	1,35232	0,34874	1,30658	3,466E-03	6,086	5,878	10,36	0,305	0,58745	1,558E-03	0,56737	1,505E-03			
16,25	12,09	50,52	1,34409	0,34563	1,29889	3,445E-03	7,093	6,845	12,09	0,305	0,58668	1,556E-03	0,56617	1,502E-03			
17,62	13,14	59,71	1,34094	0,34582	1,29558	3,437E-03	7,714	7,443	13,14	0,305	0,58706	1,557E-03	0,56644	1,502E-03			
20,18	15,12	78,47	1,33466	0,34324	1,28976	3,421E-03	8,879	8,563	15,12	0,305	0,58724	1,558E-03	0,56634	1,502E-03			
22	16,54	93,62	1,33011	0,34221	1,28533	3,409E-03	9,715	9,372	16,54	0,305	0,58736	1,558E-03	0,56663	1,503E-03			

Tabla A5.3. Valores de inductancias propias y mutuas de la fase c del módulo 1

FASE "C" - MÓDULO 1																			
Impedancia Propia										Impedancias Mutuas									
Datos Registrados					Datos Calculados					Datos Registrados					Datos Calculados				
Vcn	Ic	Pc	Zcc'	Rcc'	XLcc'	Lcc'	Vaa' ind	Vbb' ind	Ic	Rg	XLca	Lca	XLcb	Lcb					
[V]	[A]	[W]	[ohm]	[ohm]	[ohm]	[H]	[V]	[V]	[A]	[ohm]	[ohm]	[H]	[ohm]	[H]					
2,05	1,526	0,818	1,34338	0,35127	1,29664	3,439E-03	0,7	0,907	1,526	0,305	0,45872	1,217E-03	0,59436	1,577E-03					
4,69	3,482	4,257	1,34693	0,35111	1,30036	3,449E-03	1,596	2,004	3,482	0,305	0,45836	1,216E-03	0,57553	1,527E-03					
4,055	3,009	3,195	1,34762	0,35288	1,3006	3,450E-03	1,38	1,742	3,009	0,305	0,45862	1,217E-03	0,57893	1,536E-03					
6,014	4,466	7,035	1,34662	0,35272	1,2996	3,447E-03	2,041	2,565	4,466	0,305	0,45701	1,212E-03	0,57434	1,523E-03					
8,068	6,002	12,53	1,34422	0,34782	1,29844	3,444E-03	2,742	3,438	6,002	0,305	0,45685	1,212E-03	0,57281	1,519E-03					
10,21	7,614	19,93	1,34095	0,34378	1,29613	3,438E-03	3,477	4,35	7,614	0,305	0,45666	1,211E-03	0,57132	1,515E-03					
12,01	9,004	27,61	1,33385	0,34056	1,28964	3,421E-03	4,098	5,136	9,004	0,305	0,45513	1,207E-03	0,57041	1,513E-03					
14,12	10,64	38,19	1,32707	0,33734	1,28348	3,404E-03	4,851	6,048	10,64	0,305	0,45592	1,209E-03	0,56842	1,508E-03					
16,09	12,19	49,75	1,31993	0,3348	1,27677	3,387E-03	5,543	6,913	12,19	0,305	0,45472	1,206E-03	0,5671	1,504E-03					
17,3	13,12	57,78	1,3186	0,33567	1,27516	3,382E-03	5,973	7,45	13,12	0,305	0,45526	1,208E-03	0,56784	1,506E-03					
18,18	13,83	63,61	1,31453	0,33257	1,27177	3,373E-03	6,299	7,845	13,83	0,305	0,45546	1,208E-03	0,56725	1,505E-03					
20,07	15,3	77,56	1,31176	0,33133	1,26923	3,367E-03	6,973	8,691	15,3	0,305	0,45575	1,209E-03	0,56804	1,507E-03					
21,31	16,29	87,88	1,30816	0,33117	1,26555	3,357E-03	7,412	9,236	16,29	0,305	0,455	1,207E-03	0,56697	1,504E-03					
22,39	17,16	97,32	1,30478	0,3305	1,26223	3,348E-03	7,809	9,725	17,16	0,305	0,45507	1,207E-03	0,56672	1,503E-03					



Tabla A5.4. Valores de inductancias propias y mutuas de la fase a del módulo 2

FASE "A" - MÓDULO 2															
Impedancia Propia										Impedancias Mutuas					
Datos Registrados		Datos Calculados				Datos Registrados				Datos Calculados					
Van	Ia	Pa	Zaa	Raa	XLaa	Laa	Vbb' ind	Vcc' ind	Ia	Rg	XLab	Lab	XLac	Lac	
[V]	[A]	[W]	[ohm]	[ohm]	[ohm]	[H]	[V]	[V]	[A]	[ohm]	[ohm]	[H]	[ohm]	[H]	
2,084	1,486	0,805	1,4024	0,3646	1,3542	3,592E-03	0,885	0,716	1,486	0,305	0,59556	1,580E-03	0,48183	1,278E-03	
4	2,856	2,941	1,4006	0,3606	1,3534	3,590E-03	1,693	1,316	2,856	0,305	0,59279	1,572E-03	0,46078	1,222E-03	
6,023	4,284	6,559	1,4059	0,3574	1,3597	3,607E-03	2,532	1,949	4,284	0,305	0,59104	1,568E-03	0,45495	1,207E-03	
8,012	5,704	11,6	1,4046	0,3565	1,3586	3,604E-03	3,366	2,584	5,704	0,305	0,59011	1,565E-03	0,45302	1,202E-03	
10,11	7,215	18,46	1,4012	0,3546	1,3556	3,596E-03	4,249	3,259	7,215	0,305	0,58891	1,562E-03	0,4517	1,198E-03	
12,03	8,603	25,91	1,3983	0,3501	1,3538	3,591E-03	5,068	3,884	8,603	0,305	0,5891	1,563E-03	0,45147	1,198E-03	
14,03	10,08	35,21	1,3919	0,3465	1,348	3,576E-03	5,931	4,536	10,08	0,305	0,58839	1,561E-03	0,45	1,194E-03	
16,3	11,75	47,52	1,3872	0,3442	1,3439	3,565E-03	6,923	5,282	11,75	0,305	0,58919	1,563E-03	0,44953	1,192E-03	
18,23	13,19	59,56	1,3821	0,3423	1,339	3,552E-03	7,767	5,926	13,19	0,305	0,58886	1,562E-03	0,44928	1,192E-03	
18,36	13,28	60,43	1,3825	0,3427	1,3394	3,553E-03	7,825	5,966	13,28	0,305	0,58923	1,563E-03	0,44925	1,192E-03	
20,09	14,59	72,57	1,377	0,3409	1,3341	3,539E-03	8,592	6,546	14,59	0,305	0,5889	1,562E-03	0,44866	1,190E-03	
22,55	16,43	91,62	1,3725	0,3394	1,3299	3,527E-03	9,678	7,364	16,43	0,305	0,58904	1,562E-03	0,4482	1,189E-03	

Tabla A5.5. Valores de inductancias propias y mutuas de la fase b del módulo 2

FASE "B" - MÓDULO 2																			
Impedancia Propia										Impedancias Mutuas									
Datos Registrados					Datos Calculados					Datos Registrados					Datos Calculados				
Vbn	Ib	Pb	Zbb'	Rbb'	XLbb'	Lbb'	Vaa' ind	Vcc' ind	Ib	Rg	XLba	Lba	XLbc	Lbc					
[V]	[A]	[W]	[ohm]	[ohm]	[ohm]	[H]	[V]	[V]	[A]	[ohm]	[ohm]	[H]	[ohm]	[H]					
2,041	1,486	0,79	1,37349	0,35776	1,32607	3,517E-03	0,886	0,889	1,486	0,305	0,59623	1,582E-03	0,59825	1,587E-03					
4,002	2,901	2,992	1,37952	0,35552	1,33293	3,536E-03	1,716	1,682	2,901	0,305	0,59152	1,569E-03	0,5798	1,538E-03					
6,123	4,437	6,954	1,37999	0,35323	1,33401	3,538E-03	2,621	2,552	4,437	0,305	0,59071	1,567E-03	0,57516	1,526E-03					
8,125	5,898	12,21	1,37759	0,351	1,33212	3,533E-03	3,483	3,381	5,898	0,305	0,59054	1,566E-03	0,57325	1,521E-03					
10,14	7,392	18,91	1,37175	0,34607	1,32738	3,521E-03	4,363	4,227	7,392	0,305	0,59023	1,566E-03	0,57183	1,517E-03					
12,26	9,033	27,95	1,35725	0,34255	1,31331	3,484E-03	5,307	5,16	9,033	0,305	0,58751	1,558E-03	0,57124	1,515E-03					
14,04	10,33	36,28	1,35915	0,33999	1,31594	3,491E-03	6,092	5,893	10,33	0,305	0,58974	1,564E-03	0,57047	1,513E-03					
16	11,83	47,17	1,35249	0,33705	1,30982	3,474E-03	6,976	6,735	11,83	0,305	0,58969	1,564E-03	0,56932	1,510E-03					
17,85	13,23	58,57	1,34921	0,33462	1,30705	3,467E-03	7,809	7,545	13,23	0,305	0,59025	1,566E-03	0,57029	1,513E-03					
20	14,91	74,36	1,34138	0,33449	1,29901	3,446E-03	8,796	8,496	14,91	0,305	0,58994	1,565E-03	0,56982	1,511E-03					
22,03	16,48	90,47	1,33677	0,33311	1,2946	3,434E-03	9,713	9,373	16,48	0,305	0,58938	1,563E-03	0,56875	1,509E-03					
24,25	18,06	108,2	1,34275	0,33174	1,30112	3,451E-03	10,73	10,35	18,06	0,305	0,59413	1,576E-03	0,57309	1,520E-03					

Tabla A5.6. Valores de inductancias propias y mutuas de la fase c del módulo 2

FASE "C" - MÓDULO 2																			
Impedancia Propia										Impedancias Mutuas									
Datos Registrados					Datos Calculados					Datos Registrados					Datos Calculados				
Vcn	Ic	Pc	Zcc'	Rcc'	XLcc'	Lcc'	Vaa' ind	Vbb' ind	Ic	Rg	XLca	Lca	XLcb	Lcb					
[V]	[A]	[W]	[ohm]	[ohm]	[ohm]	[H]	[V]	[V]	[A]	[ohm]	[ohm]	[H]	[ohm]	[H]					
2,154	1,592	0,892	1,35302	0,35195	1,30644	3,465E-03	0,731	0,942	1,592	0,305	0,45917	1,218E-03	0,59171	1,570E-03					
4,032	2,976	3,097	1,35484	0,34968	1,30893	3,472E-03	1,343	1,73	2,976	0,305	0,45128	1,197E-03	0,58132	1,542E-03					
6,046	4,467	6,877	1,35348	0,34464	1,30887	3,472E-03	2,008	2,572	4,467	0,305	0,44952	1,192E-03	0,57578	1,527E-03					
8,183	6,056	12,54	1,35122	0,34192	1,30725	3,467E-03	2,724	3,474	6,056	0,305	0,4498	1,193E-03	0,57365	1,522E-03					
10,17	7,547	19,36	1,34756	0,3399	1,30398	3,459E-03	3,386	4,322	7,547	0,305	0,44866	1,190E-03	0,57268	1,519E-03					
12,27	9,132	27,94	1,34363	0,33504	1,30118	3,451E-03	4,097	5,231	9,132	0,305	0,44864	1,190E-03	0,57282	1,519E-03					
14,06	10,52	36,92	1,3365	0,3336	1,2942	3,433E-03	4,722	6,014	10,52	0,305	0,44886	1,191E-03	0,57167	1,516E-03					
16,5	12,24	49,42	1,34804	0,32987	1,30706	3,467E-03	5,56	6,995	12,24	0,305	0,45425	1,205E-03	0,57149	1,516E-03					
17,78	13,42	59,13	1,32489	0,32832	1,28356	3,405E-03	6,009	7,649	13,42	0,305	0,44776	1,188E-03	0,56997	1,512E-03					
17,61	13,28	57,97	1,32605	0,32871	1,28467	3,408E-03	5,952	7,575	13,28	0,305	0,44819	1,189E-03	0,57041	1,513E-03					
17,49	13,19	57,21	1,326	0,32884	1,28458	3,407E-03	5,912	7,52	13,19	0,305	0,44822	1,189E-03	0,57013	1,512E-03					
18,41	13,9	63,58	1,32446	0,32907	1,28293	3,403E-03	6,231	7,923	13,9	0,305	0,44827	1,189E-03	0,57	1,512E-03					
20,17	15,28	76,67	1,32003	0,32838	1,27853	3,391E-03	6,85	8,711	15,28	0,305	0,4483	1,189E-03	0,57009	1,512E-03					
22,4	17,04	95,25	1,31455	0,32804	1,27297	3,377E-03	7,63	9,692	17,04	0,305	0,44777	1,188E-03	0,56878	1,509E-03					

**Tabla A5.7.** Valores de inductancias propias y mutuas de la fase a del modelo a escala de la línea de transmisión

<b>FASE "A" - MODELO A ESCALA</b>																												
<b>Impedancia Propia</b>										<b>Impedancias Mutuas</b>																		
<b>Datos Registrados</b>					<b>Datos Calculados</b>					<b>Datos Registrados</b>					<b>Datos Calculados</b>													
Van	Ia	Pa	Zaa	Raa	XLaa	Laa	Vbb' ind	Vcc' ind	Ia	Rg	XLab	Lab	XLac	Lac	[V]	[A]	[W]	[ohm]	[H]	[V]	[A]	[ohm]	[H]	[ohm]	[H]	[ohm]	[H]	
2,103	0,76	0,432	2,76711	0,74792	2,66411	0,007067	0,892	0,729	0,76	0,61	1,1736842	0,0031132	0,9592105	0,002544														
4,166	1,495	1,663	2,78662	0,74406	2,68545	0,007123	1,746	1,372	1,495	0,61	1,167893	0,0030979	0,9177258	0,002434														
6,205	2,214	3,559	2,80262	0,72606	2,70694	0,00718	2,584	2,015	2,214	0,61	1,1671183	0,0030958	0,9101174	0,002414														
8,313	2,869	5,941	2,89753	0,72177	2,80619	0,007443	3,343	2,586	2,869	0,61	1,1652144	0,0030908	0,9013594	0,002391														
10,42	3,7	9,93	2,81622	0,72535	2,7212	0,007218	4,317	3,338	3,7	0,61	1,1667568	0,0030948	0,9021622	0,002393														
12,07	4,292	13,24	2,81221	0,71873	2,71881	0,007212	5,001	3,857	4,292	0,61	1,1651911	0,0030907	0,8986486	0,002384														
14,08	4,999	17,93	2,81656	0,71749	2,72364	0,007225	5,828	4,493	4,999	0,61	1,1658,332	0,0030924	0,8987798	0,002384														
16,06	5,702	23,23	2,81656	0,71449	2,72443	0,007227	6,65	5,127	5,702	0,61	1,1662575	0,0030935	0,8991582	0,002385														
18,29	6,498	30,1	2,81471	0,71286	2,72294	0,007223	7,577	5,837	6,498	0,61	1,1660511	0,003093	0,8982764	0,002383														
20,48	7,287	37,59	2,81048	0,7079	2,71987	0,007215	8,499	6,539	7,287	0,61	1,1663236	0,0030937	0,8973514	0,00238														
22,45	8	45,07	2,80625	0,70422	2,71645	0,007205	9,328	7,17	8	0,61	1,166	0,0030928	0,89625	0,002377														
24,32	8,69	52,98	2,79862	0,70157	2,70926	0,007186	10,13	7,778	8,69	0,61	1,1657077	0,0030921	0,8950518	0,002374														
26,22	9,384	61,52	2,79412	0,69862	2,70537	0,007176	10,94	8,408	9,384	0,61	1,1658142	0,0030923	0,8959932	0,002377														
28,1	10,07	70,46	2,79047	0,69484	2,70257	0,007169	11,74	9,014	10,07	0,61	1,1658391	0,0030924	0,8951341	0,002374														
30,09	10,8	80,88	2,78611	0,69342	2,69844	0,007158	12,59	9,664	10,8	0,61	1,1657407	0,0030922	0,8948148	0,002374														
32,08	11,55	92,07	2,77749	0,69017	2,69037	0,007136	13,46	10,33	11,55	0,61	1,165368	0,0030912	0,8943723	0,002372														
34,29	12,36	105,1	2,77427	0,68796	2,68762	0,007129	14,43	11,05	12,36	0,61	1,1674757	0,0030968	0,8940129	0,002371														
36,14	13,06	117,1	2,76723	0,68655	2,68071	0,007111	15,22	11,67	13,06	0,61	1,1653905	0,0030912	0,8935681	0,00237														
36,76	13,3	121,7	2,76391	0,688	2,67691	0,007101	15,5	11,89	13,3	0,61	1,1654135	0,0030913	0,893985	0,002371														

36,2	13,08	116,7	2,76758	0,68211	2,68221	0,007115	15,25	11,7	13,08	0,61	1,1659021	0,0030926	0,8944954	0,002373
36,45	13,17	119,6	2,76765	0,68954	2,68038	0,00711	15,36	11,78	13,17	0,61	1,166287	0,0030936	0,8944571	0,002373
38,13	13,8	131,2	2,76304	0,68893	2,67578	0,007098	16,09	12,34	13,8	0,61	1,165942	0,0030927	0,8942029	0,002372
40,56	14,71	148,6	2,75731	0,68674	2,67042	0,007083	17,17	13,16	14,71	0,61	1,1672332	0,0030961	0,8946295	0,002373
42,33	15,38	161,9	2,75228	0,68444	2,66581	0,007071	17,93	13,75	15,38	0,61	1,1657997	0,0030923	0,8940182	0,002371
44,14	16,04	176,3	2,75187	0,68524	2,66519	0,007069	18,72	14,36	16,04	0,61	1,1670823	0,0030957	0,8952618	0,002375
46,28	16,86	194,2	2,74496	0,68318	2,65858	0,007052	19,67	15,08	16,86	0,61	1,1666667	0,0030946	0,8944247	0,002372

**Tabla A5.8.** Valores de inductancias propias y mutuas de la fase b del modelo a escala de la línea de transmisión

<b>FASE "B" - MODELO A ESCALA</b>														
<b>Impedancia Propia</b>										<b>Impedancias Mutuas</b>				
<b>Datos Registrados</b>		<b>Datos Calculados</b>					<b>Datos Registrados</b>			<b>Datos Calculados</b>				
Vbn	Ib	Pb	Zbb'	Rbb'	XLbb'	Lbb'	Vaa' ind	Vcc' ind	Ib	Rg	XLba	Lba	XLbc	Lbc
[V]	[A]	[W]	[ohm]	[ohm]	[ohm]	[H]	[V]	[V]	[A]	[ohm]	[ohm]	[H]	[ohm]	[H]
2,116	0,786	0,462	2,69211	0,74782	2,58616	0,00686	0,918	0,92	0,786	0,61	1,16793893	0,003098	1,17048346	0,003105
4,196	1,549	1,74	2,70884	0,72518	2,60997	0,006923	1,806	1,778	1,549	0,61	1,16591349	0,003093	1,14783731	0,003045
6,196	2,283	3,738	2,71397	0,71718	2,6175	0,006943	2,66	2,594	2,283	0,61	1,1651336	0,003091	1,13622427	0,003014
8,361	3,067	6,758	2,72612	0,71844	2,62974	0,006975	3,571	3,481	3,067	0,61	1,16432996	0,003088	1,13498533	0,003011
10,41	3,81	10,36	2,73228	0,71369	2,63743	0,006996	4,445	4,311	3,81	0,61	1,16666667	0,003095	1,13149606	0,003001
11,78	4,309	13,18	2,73381	0,70984	2,64005	0,007003	5,03	4,873	4,309	0,61	1,16732421	0,003096	1,13088884	0,003
12,5	4,54	14,64	2,7533	0,71028	2,66011	0,007056	5,336	5,167	4,54	0,61	1,1753304	0,003118	1,13810573	0,003019
14,61	5,346	20,24	2,73288	0,70819	2,63953	0,007001	6,236	6,045	5,346	0,61	1,16647961	0,003094	1,13075196	0,002999
16,3	5,964	25,12	2,73307	0,70623	2,64024	0,007003	6,961	6,738	5,964	0,61	1,16716968	0,003096	1,12977867	0,002997
18,37	6,729	31,86	2,72997	0,70363	2,63774	0,006997	7,844	7,595	6,729	0,61	1,1657007	0,003092	1,12869669	0,002994
20,34	7,473	39,08	2,7218	0,69978	2,6303	0,006977	8,704	8,427	7,473	0,61	1,16472635	0,003089	1,12765957	0,002991

22,56	8,301	47,93	2,71774	0,69558	2,62722	0,006969	9,687	9,358	8,301	0,61	1,16696784	0,003095	1,12733406	0,00299
24,48	9,034	56,56	2,70976	0,69303	2,61964	0,006949	10,53	10,18	9,034	0,61	1,16559663	0,003092	1,12685411	0,002989
25,58	9,449	61,66	2,70716	0,69061	2,61759	0,006943	11,02	10,65	9,449	0,61	1,16626098	0,003094	1,1271034	0,00299
26,24	9,695	64,87	2,70655	0,69016	2,61708	0,006942	11,31	10,93	9,695	0,61	1,16658071	0,003094	1,12738525	0,00299
28,17	10,43	74,84	2,70086	0,68796	2,61177	0,006928	12,17	11,76	10,43	0,61	1,16682646	0,003095	1,12751678	0,002991
30,01	11,15	84,91	2,69148	0,68298	2,60338	0,006906	13,12	12,55	11,15	0,61	1,17668161	0,003121	1,12556054	0,002986
32,3	12,02	98,43	2,68719	0,68127	2,59939	0,006895	14,02	13,54	12,02	0,61	1,16638935	0,003094	1,12645591	0,002988
34,39	12,83	111,8	2,68044	0,67919	2,59296	0,006878	14,97	14,46	12,83	0,61	1,16679657	0,003095	1,12704599	0,00299
35,58	13,28	119,9	2,67922	0,67987	2,59152	0,006874	15,5	14,96	13,28	0,61	1,16716867	0,003096	1,12650602	0,002988
35,28	13,17	117,8	2,67882	0,67916	2,59129	0,006873	15,36	14,84	13,17	0,61	1,16628702	0,003094	1,12680334	0,002989
36,78	13,74	128,2	2,67686	0,67907	2,58929	0,006868	16,03	15,48	13,74	0,61	1,16666667	0,003095	1,12663755	0,002988
38,51	14,42	141	2,6706	0,67809	2,58307	0,006852	16,83	16,24	14,42	0,61	1,16712899	0,003096	1,12621359	0,002987
40,37	15,14	155,1	2,66645	0,67664	2,57916	0,006841	17,66	17,06	15,14	0,61	1,1664465	0,003094	1,12681638	0,002989
42,14	15,83	169,4	2,66203	0,67601	2,57477	0,00683	18,45	17,82	15,83	0,61	1,16550853	0,003092	1,12571068	0,002986
44,52	16,77	186	2,65474	0,66137	2,57104	0,00682	19,55	18,88	16,77	0,61	1,16577221	0,003092	1,12581992	0,002986

**Tabla A5.9.** Valores de inductancias propias y mutuas de la fase c del modelo a escala de la línea de transmisión

FASE "C" - MODELO A ESCALA														
Impedancia Propia							Impedancias Mutuas							
Datos Registrados		Datos Calculados					Datos Registrados				Datos Calculados			
Vcn [V]	Ic [A]	Pc [W]	Zcc' [ohm]	Rcc' [ohm]	XLcc' [ohm]	Lcc' [H]	Vaa' ind [V]	Vbb' ind [V]	Ic [A]	Rg [ohm]	XLca [ohm]	Lca [H]	XLcb [ohm]	Lcb [H]
2,065	0,779	0,443	2,65083	0,73001	2,54833	0,00676	0,707	0,909	0,779	0,61	0,90757	0,00241	1,16688	0,0031
3,362	1,582	1,754	2,12516	0,70084	2,00627	0,005322	1,14	1,817	1,582	0,61	0,72061	0,00191	1,14855	0,00305

4,185	1,57	1,718	2,66561	0,69699	2,57287	0,006825	1,414	1,805	1,57	0,61	0,90064	0,00239	1,14968	0,00305
6,006	2,245	3,529	2,67528	0,70019	2,58202	0,006849	2,017	2,563	2,245	0,61	0,89844	0,00238	1,14165	0,00303
7,998	2,985	6,167	2,6794	0,69213	2,58846	0,006866	2,68	3,397	2,985	0,61	0,89782	0,00238	1,13802	0,00302
8,102	3,024	6,379	2,67923	0,69757	2,58683	0,006862	2,718	3,446	3,024	0,61	0,89881	0,00238	1,13955	0,00302
10,4	3,872	10,39	2,68595	0,69302	2,59501	0,006883	3,468	4,393	3,872	0,61	0,89566	0,00238	1,13456	0,00301
12,02	4,471	13,8	2,68844	0,69035	2,59829	0,006892	4,007	5,07	4,471	0,61	0,89622	0,00238	1,13397	0,00301
14,19	5,287	19,28	2,68394	0,68974	2,5938	0,00688	4,739	5,988	5,287	0,61	0,89635	0,00238	1,13259	0,003
16,19	6,03	24,99	2,68491	0,68728	2,59545	0,006884	5,407	6,824	6,03	0,61	0,89668	0,00238	1,13167	0,003
18,35	6,839	31,97	268,314	0,68353	2,59462	0,006882	6,127	7,728	6,839	0,61	0,89589	0,00238	1,12999	0,003
20,11	7,504	38,26	2,6799	0,67945	2,59234	0,006876	6,717	8,487	7,504	0,61	0,89512	0,00237	1,131	0,003
22,44	8,393	47,65	2,67366	0,67644	2,58667	0,006861	7,512	9,484	8,393	0,61	0,89503	0,00237	1,12999	0,003
24,21	9,025	54,93	2,68255	0,6744	2,59639	0,006887	8,126	10,19	9,025	0,61	0,90039	0,00239	1,12909	0,00299
26,19	9,841	64,91	2,66131	0,67024	2,57553	0,006832	8,805	11,1	9,841	0,61	0,89473	0,00237	1,12793	0,00299
28,08	10,57	74,71	2,65658	0,6687	2,57104	0,00682	9,463	11,93	10,57	0,61	0,89527	0,00237	1,12867	0,00299
30,11	11,36	85,77	2,65053	0,66463	2,56585	0,006806	10,17	12,81	11,36	0,61	0,89525	0,00237	1,12764	0,00299
32,01	12,09	97,03	2,64764	0,66382	2,56307	0,006799	10,83	13,64	12,09	0,61	0,89578	0,00238	1,12821	0,00299
34	12,86	109,6	2,64386	0,66272	2,55945	0,006789	11,53	14,53	12,86	0,61	0,89658	0,00238	1,12986	0,003
34,98	13,1	113,7	2,67023	0,66255	2,58673	0,006861	11,86	14,8	13,1	0,61	0,90534	0,0024	1,12977	0,003
36,16	13,71	124,4	2,63749	0,66183	2,5531	0,006772	12,28	15,47	13,71	0,61	0,8957	0,00238	1,12837	0,00299
38,52	14,64	141,6	2,63115	0,66066	2,54685	0,006756	13,11	16,51	14,64	0,61	0,89549	0,00238	1,12773	0,00299
40,49	15,43	156,7	2,62411	0,65817	2,54023	0,006738	13,8	17,38	15,43	0,61	0,89436	0,00237	1,12638	0,00299
42,28	16,12	171	2,62283	0,65806	2,53893	0,006735	14,43	18,18	16,12	0,61	0,89516	0,00237	1,12779	0,00299
44,11	16,84	186,3	2,61936	0,65694	2,53564	0,006726	15,07	18,98	16,84	0,61	0,89489	0,00237	1,12708	0,00299

**Tabla A5.10.** Porcentajes de error de la inductancia propia y mutuas de la fase a para el módulo 1.

<b>PORCENTAJES DE ERROR DE LA INDUCTANCIA PROPIA Y MUTUAS DE LA FASE "A" MÓDULO 1</b>					
<b>Laa [ H ]</b>		<b>Lab [ H ]</b>		<b>Lac [ H ]</b>	
<b>Teórico</b>	<b>3,553E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>1,543E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>1,184E-03</b>
<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>
3,659E-03	3,00%	1,577E-03	2,21%	1,295E-03	9,37%
3,669E-03	3,29%	1,561E-03	1,21%	1,242E-03	4,89%
3,667E-03	3,23%	1,559E-03	1,08%	1,225E-03	3,44%
3,659E-03	3,00%	1,560E-03	1,10%	1,222E-03	3,22%
3,649E-03	2,70%	1,557E-03	0,94%	1,220E-03	3,00%
3,633E-03	2,27%	1,557E-03	0,92%	1,215E-03	2,60%
3,600E-03	1,32%	1,552E-03	0,58%	1,210E-03	2,22%
3,594E-03	1,16%	1,557E-03	0,93%	1,211E-03	2,24%
3,590E-03	1,05%	1,559E-03	1,05%	1,211E-03	2,30%
3,580E-03	0,77%	1,554E-03	0,74%	1,209E-03	2,09%
3,569E-03	0,45%	1,558E-03	0,96%	1,211E-03	2,23%
3,553E-03	0,01%	1,555E-03	0,83%	1,208E-03	2,02%

**Tabla A5.11.** Porcentajes de error de la inductancia propia y mutuas de la fase b para el módulo 1.

<b>PORCENTAJES DE ERROR DE LA INDUCTANCIA PROPIA Y MUTUAS DE LA FASE "B" MÓDULO 1</b>					
<b>Lbb [ H ]</b>		<b>Lba [ H ]</b>		<b>Lbc [ H ]</b>	
<b>Teórico</b>	<b>3,438E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>1,543E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>1,458E-03</b>
<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>
5,408E-03	57,32%	4,340E-03	181,36%	5,891E-03	304,00%
3,516E-03	2,28%	1,580E-03	2,44%	1,584E-03	8,63%
3,514E-03	2,22%	1,568E-03	1,64%	1,531E-03	4,98%
3,512E-03	2,16%	1,564E-03	1,38%	1,523E-03	4,44%
3,507E-03	2,02%	1,558E-03	1,00%	1,511E-03	3,62%
3,502E-03	1,88%	1,559E-03	1,07%	1,511E-03	3,63%
3,481E-03	1,27%	1,558E-03	1,02%	1,507E-03	3,34%
3,466E-03	0,81%	1,558E-03	1,01%	1,505E-03	3,21%
3,445E-03	0,22%	1,556E-03	0,87%	1,502E-03	3,00%
3,437E-03	0,04%	1,557E-03	0,94%	1,502E-03	3,04%
3,421E-03	0,49%	1,558E-03	0,97%	1,502E-03	3,03%
3,409E-03	0,83%	1,558E-03	0,99%	1,503E-03	3,08%



**Tabla A5.12.** Porcentajes de error de la inductancia propia y mutuas de la fase c para el módulo 1.

<b>PORCENTAJES DE ERROR DE LA INDUCTANCIA PROPIA Y MUTUAS DE LA FASE "C" MÓDULO 1</b>					
<b>Lcc [ H ]</b>		<b>Lca [ H ]</b>		<b>Lcb [ H ]</b>	
<b>Teórico</b>	<b>3,388E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>1,184E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>1,458E-03</b>
<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>
3,439E-03	1,50%	1,217E-03	2,76%	1,577E-03	8,12%
3,449E-03	1,80%	1,216E-03	2,68%	1,527E-03	4,70%
3,450E-03	1,81%	1,217E-03	2,73%	1,536E-03	5,32%
3,447E-03	1,74%	1,212E-03	2,37%	1,523E-03	4,48%
3,444E-03	1,65%	1,212E-03	2,34%	1,519E-03	4,20%
3,438E-03	1,46%	1,211E-03	2,29%	1,515E-03	3,93%
3,421E-03	0,96%	1,207E-03	1,95%	1,513E-03	3,77%
3,404E-03	0,47%	1,209E-03	2,13%	1,508E-03	3,41%
3,387E-03	0,05%	1,206E-03	1,86%	1,504E-03	3,17%
3,373E-03	0,44%	1,208E-03	2,03%	1,505E-03	3,19%
3,367E-03	0,64%	1,209E-03	2,09%	1,507E-03	3,34%
3,357E-03	0,93%	1,207E-03	1,92%	1,504E-03	3,14%
3,348E-03	1,19%	1,207E-03	1,94%	1,503E-03	3,10%
3,382E-03	0,18%	1,208E-03	1,98%	1,506E-03	3,30%

**Tabla A5.13.** Porcentajes de error de la inductancia propia y mutuas de la fase a para el módulo 2.

<b>PORCENTAJES DE ERROR DE LA INDUCTANCIA PROPIA Y MUTUAS DE LA FASE "A" MÓDULO 2</b>					
<b>Laa [ H ]</b>		<b>Lab [ H ]</b>		<b>Lac [ H ]</b>	
<b>Teórico</b>	<b>3,553E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>1,543-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>1,184E-03</b>
<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>
3,592E-03	1,11%	1,580E-03	2,40%	1,278E-03	7,93%
3,590E-03	1,04%	1,572E-03	1,92%	1,222E-03	3,22%
3,607E-03	1,52%	1,568E-03	1,62%	1,207E-03	1,91%
3,604E-03	1,44%	1,565E-03	1,46%	1,202E-03	1,48%
3,596E-03	1,21%	1,562E-03	1,26%	1,198E-03	1,18%
3,591E-03	1,08%	1,563E-03	1,29%	1,198E-03	1,13%
3,576E-03	0,65%	1,561E-03	1,17%	1,194E-03	0,80%
3,565E-03	0,33%	1,563E-03	1,31%	1,192E-03	0,70%
3,553E-03	0,00%	1,563E-03	1,31%	1,192E-03	0,63%
3,552E-03	0,03%	1,562E-03	1,25%	1,192E-03	0,64%
3,539E-03	0,39%	1,562E-03	1,26%	1,190E-03	0,50%
3,527E-03	0,71%	1,562E-03	1,28%	1,189E-03	0,40%

**Tabla A5.14.** Porcentajes de error de la inductancia propia y mutuas de la fase b para el módulo 2.

<b>PORCENTAJES DE ERROR DE LA INDUCTANCIA PROPIA Y MUTUAS DE LA FASE "B" MÓDULO 2</b>					
<b>Lbb [ H ]</b>		<b>Lba [ H ]</b>		<b>Lbc [ H ]</b>	
<b>Teórico</b>	<b>3,438E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>1,543E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>1,458E-03</b>
<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>
3,517E-03	2,32%	1,582E-03	2,52%	1,587E-03	8,83%
3,536E-03	2,84%	1,569E-03	1,71%	1,538E-03	5,48%
3,538E-03	2,93%	1,567E-03	1,57%	1,526E-03	4,63%
3,533E-03	2,78%	1,566E-03	1,54%	1,521E-03	4,28%
3,521E-03	2,42%	1,566E-03	1,49%	1,517E-03	4,03%
3,484E-03	1,33%	1,558E-03	1,02%	1,515E-03	3,92%
3,491E-03	1,53%	1,564E-03	1,40%	1,513E-03	3,78%
3,474E-03	1,06%	1,564E-03	1,39%	1,510E-03	3,57%
3,467E-03	0,85%	1,566E-03	1,49%	1,513E-03	3,75%
3,461E-03	0,68%	1,565E-03	1,42%	1,512E-03	3,67%
3,446E-03	0,23%	1,565E-03	1,43%	1,511E-03	3,66%
3,434E-03	0,11%	1,563E-03	1,34%	1,509E-03	3,47%
3,451E-03	0,39%	1,576E-03	2,16%	1,520E-03	4,25%

**Tabla A5.15.** Porcentajes de error de la inductancia propia y mutuas de la fase c para el módulo 2.

<b>PORCENTAJES DE ERROR DE LA INDUCTANCIA PROPIA Y MUTUAS DE LA FASE "C" MÓDULO 2</b>					
<b>Lcc [ H ]</b>		<b>Lca [ H ]</b>		<b>Lcb [ H ]</b>	
<b>Teórico</b>	<b>3,388E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>1,184E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>1,458E-03</b>
<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>
3,465E-03	2,27%	1,218E-03	2,86%	1,570E-03	7,64%
3,472E-03	2,47%	1,197E-03	1,09%	1,542E-03	5,75%
3,472E-03	2,46%	1,192E-03	0,70%	1,527E-03	4,74%
3,467E-03	2,33%	1,193E-03	0,76%	1,522E-03	4,36%
3,459E-03	2,08%	1,190E-03	0,50%	1,519E-03	4,18%
3,451E-03	1,86%	1,190E-03	0,50%	1,519E-03	4,21%
3,433E-03	1,31%	1,191E-03	0,55%	1,516E-03	4,00%
3,467E-03	2,32%	1,205E-03	1,75%	1,516E-03	3,96%
3,405E-03	0,48%	1,188E-03	0,30%	1,512E-03	3,69%
3,408E-03	0,57%	1,189E-03	0,40%	1,513E-03	3,77%
3,407E-03	0,56%	1,189E-03	0,40%	1,512E-03	3,72%
3,403E-03	0,43%	1,189E-03	0,42%	1,512E-03	3,69%
3,391E-03	0,09%	1,189E-03	0,42%	1,512E-03	3,71%
3,377E-03	0,35%	1,188E-03	0,30%	1,509E-03	3,47%

**Tabla A5.16.** Porcentajes de error de la inductancia propia y mutuas de la fase a del modelo a escala de la línea de transmisión

<b>PORCENTAJES DE ERROR DE LA INDUCTANCIA PROPIA Y MUTUAS DE LA FASE "A" OBTENIDAS EN EL MODELO A ESCALA</b>					
<b>Laa [ H ]</b>		<b>Lab [ H ]</b>		<b>Lac [ H ]</b>	
<b>Teórico</b>	<b>7,105E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>3,085E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>2,368E-03</b>
<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>
7,067E-03	0,55%	3,113E-03	0,90%	2,544E-03	7,43%
7,123E-03	0,25%	3,098E-03	0,40%	2,434E-03	2,79%
7,180E-03	1,05%	3,096E-03	0,34%	2,414E-03	1,94%
7,443E-03	4,76%	3,091E-03	0,17%	2,391E-03	0,96%
7,218E-03	1,58%	3,095E-03	0,31%	2,393E-03	1,05%
7,212E-03	1,50%	3,091E-03	0,17%	2,384E-03	0,65%
7,225E-03	1,68%	3,092E-03	0,23%	2,384E-03	0,67%
7,227E-03	1,70%	3,094E-03	0,26%	2,385E-03	0,71%
7,223E-03	1,65%	3,093E-03	0,25%	2,383E-03	0,61%
7,215E-03	1,53%	3,094E-03	0,27%	2,380E-03	0,51%
7,205E-03	1,41%	3,093E-03	0,24%	2,377E-03	0,38%
7,186E-03	1,14%	3,092E-03	0,22%	2,374E-03	0,25%
7,176E-03	0,99%	3,092E-03	0,23%	2,377E-03	0,35%
7,169E-03	0,89%	3,092E-03	0,23%	2,374E-03	0,26%
7,158E-03	0,73%	3,092E-03	0,22%	2,374E-03	0,22%
7,136E-03	0,43%	3,091E-03	0,19%	2,372E-03	0,17%
7,129E-03	0,33%	3,097E-03	0,37%	2,371E-03	0,13%
7,111E-03	0,07%	3,091E-03	0,19%	2,370E-03	0,08%
7,101E-03	0,07%	3,091E-03	0,19%	2,371E-03	0,13%
7,115E-03	0,13%	3,093E-03	0,23%	2,373E-03	0,19%
7,110E-03	0,06%	3,094E-03	0,27%	2,373E-03	0,18%
7,098E-03	0,11%	3,093E-03	0,24%	2,372E-03	0,15%
7,083E-03	0,31%	3,096E-03	0,35%	2,373E-03	0,20%
7,071E-03	0,48%	3,092E-03	0,22%	2,371E-03	0,13%
7,069E-03	0,51%	3,096E-03	0,33%	2,375E-03	0,27%
7,052E-03	0,75%	3,095E-03	0,30%	2,372E-03	0,18%

**Tabla A5.17.** Porcentajes de error de la inductancia propia y mutuas de la fase b del modelo a escala de la línea de transmisión

<b>PORCENTAJES DE ERROR DE LA INDUCTANCIA PROPIA Y MUTUAS DE LA FASE "B" OBTENIDAS EN EL MODELO A ESCALA</b>					
<b>Lbb [ H ]</b>		<b>Lba [ H ]</b>		<b>Lbc [ H ]</b>	
<b>Teórico:</b>	<b>6,876E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>3,085E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>2,916E-03</b>
<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>
6,860E-03	0,23%	3,098E-03	0,41%	3,105E-03	6,47%
6,923E-03	0,69%	3,093E-03	0,23%	3,045E-03	4,41%
6,943E-03	0,98%	3,091E-03	0,17%	3,014E-03	3,35%
6,975E-03	1,45%	3,088E-03	0,10%	3,011E-03	3,24%
6,996E-03	1,75%	3,095E-03	0,30%	3,001E-03	2,92%
7,003E-03	1,85%	3,096E-03	0,36%	3,000E-03	2,86%
7,056E-03	2,62%	3,118E-03	1,04%	3,019E-03	3,52%
7,001E-03	1,83%	3,094E-03	0,28%	2,999E-03	2,85%
7,003E-03	1,86%	3,096E-03	0,34%	2,997E-03	2,76%
6,997E-03	1,76%	3,092E-03	0,22%	2,994E-03	2,66%
6,977E-03	1,47%	3,089E-03	0,13%	2,991E-03	2,57%
6,969E-03	1,35%	3,095E-03	0,32%	2,990E-03	2,54%
6,949E-03	1,06%	3,092E-03	0,21%	2,989E-03	2,50%
6,943E-03	0,98%	3,094E-03	0,26%	2,990E-03	2,52%
6,942E-03	0,96%	3,094E-03	0,29%	2,990E-03	2,55%
6,928E-03	0,76%	3,095E-03	0,31%	2,991E-03	2,56%
6,906E-03	0,43%	3,121E-03	1,16%	2,986E-03	2,38%
6,895E-03	0,28%	3,094E-03	0,28%	2,988E-03	2,46%
6,878E-03	0,03%	3,095E-03	0,31%	2,990E-03	2,51%
6,874E-03	0,02%	3,096E-03	0,34%	2,988E-03	2,47%
6,873E-03	0,03%	3,094E-03	0,27%	2,989E-03	2,49%
6,868E-03	0,11%	3,095E-03	0,30%	2,988E-03	2,48%
6,852E-03	0,35%	3,096E-03	0,34%	2,987E-03	2,44%
6,841E-03	0,50%	3,094E-03	0,28%	2,989E-03	2,49%
6,830E-03	0,67%	3,092E-03	0,20%	2,986E-03	2,39%
6,820E-03	0,81%	3,092E-03	0,22%	2,986E-03	2,40%

**Tabla A5.18.** Porcentajes de error de la inductancia propia y mutuas de la fase c del modelo a escala de la línea de transmisión

<b>PORCENTAJES DE ERROR DE LA INDUCTANCIA PROPIA Y MUTUAS DE LA FASE "C" OBTENIDAS EN EL MODELO A ESCALA</b>					
<b>Lcc [ H ]</b>		<b>Lca [ H ]</b>		<b>Lcb [ H ]</b>	
<b>Teórico</b>	<b>6,777E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>2,368E-03</b>	<b>Teórico</b>	<b>2,9162E-03</b>
<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>	<b>Experimental</b>	<b>% Error</b>
6,760E-03	0,25%	2,407E-03	1,65%	3,095E-03	6,14%
5,322E-03	21,47%	1,911E-03	19,29%	3,047E-03	4,47%
6,825E-03	0,71%	2,389E-03	0,87%	3,050E-03	4,57%
6,849E-03	1,06%	2,383E-03	0,63%	3,028E-03	3,84%
6,866E-03	1,32%	2,381E-03	0,56%	3,019E-03	3,51%
6,862E-03	1,25%	2,384E-03	0,67%	3,023E-03	3,65%
6,883E-03	1,57%	2,376E-03	0,32%	3,009E-03	3,20%
6,892E-03	1,70%	2,377E-03	0,38%	3,008E-03	3,14%
6,880E-03	1,52%	2,378E-03	0,39%	3,004E-03	3,02%
6,884E-03	1,59%	2,378E-03	0,43%	3,002E-03	2,94%
6,882E-03	1,56%	2,376E-03	0,34%	2,997E-03	2,78%
6,876E-03	1,47%	2,374E-03	0,26%	3,000E-03	2,87%
6,861E-03	1,25%	2,374E-03	0,25%	2,997E-03	2,78%
6,887E-03	1,63%	2,388E-03	0,85%	2,995E-03	2,70%
6,832E-03	0,81%	2,373E-03	0,21%	2,992E-03	2,59%
6,820E-03	0,63%	2,375E-03	0,27%	2,994E-03	2,66%
6,806E-03	0,43%	2,375E-03	0,27%	2,991E-03	2,57%
6,799E-03	0,32%	2,376E-03	0,33%	2,993E-03	2,62%
6,789E-03	0,18%	2,378E-03	0,42%	2,997E-03	2,77%
6,861E-03	1,25%	2,401E-03	1,40%	2,997E-03	2,76%
6,772E-03	0,07%	2,376E-03	0,32%	2,993E-03	2,63%
6,756E-03	0,31%	2,375E-03	0,30%	2,991E-03	2,58%
6,738E-03	0,57%	2,372E-03	0,17%	2,988E-03	2,45%
6,735E-03	0,62%	2,374E-03	0,26%	2,991E-03	2,58%
6,726E-03	0,75%	2,374E-03	0,23%	2,990E-03	2,52%

**ANEXO VI. Valores de capacitancia y porcentajes de error obtenidos en el modelo a escala de la línea de transmisión**

**Tabla A6.1.** Valores de capacitancia medidos para el módulo 1

<b>CAPACITANCIA MÓDULO 1</b>			
<b>Fase "A"</b>			
<b>Datos Registrados</b>		<b>Datos Calculados</b>	
<b>Van [ V ]</b>	<b>Lan [ A ]</b>	<b>Bcan [ S ]</b>	<b>Can [ F ]</b>
124,4	0,926	0,00744	19,745E-06
<b>Fase "B"</b>			
<b>Datos Registrados</b>		<b>Datos Calculados</b>	
<b>Vbn [ V ]</b>	<b>lbn [ A ]</b>	<b>Bcbn [ S ]</b>	<b>Cbn [ F ]</b>
124,3	0,972	0,00782	20,742E-06
<b>Fase "C"</b>			
<b>Datos Registrados</b>		<b>Datos Calculados</b>	
<b>Vcn [ V ]</b>	<b>lbn [ A ]</b>	<b>Bccn [ S ]</b>	<b>Ccn [ F ]</b>
124,5	0,924	0,00742169	19,686E-06

**Tabla A6.2.** Porcentajes de error de la capacitancia medida para el módulo 1

<b>PORCENTAJE DE ERROR DE LA CAPACITANCIA DEL MÓDULO 1</b>			
<b>Capacitancia [ F ]</b>	<b>Teórico</b>	<b>Experimental</b>	<b>%Error</b>
<b>Can</b>	18,155E-05	19,745E-05	8,76%
<b>Cbn</b>	19,234E-05	20,742E-05	7,84%
<b>Ccn</b>	18,181E-05	19,686E-05	8,28%

**Tabla A6.3.** Valores de capacitancia medidos para el módulo 2

<b>CAPACITANCIA MÓDULO 2</b>			
<b>Fase "A"</b>			
<b>Datos Registrados</b>		<b>Datos Calculados</b>	
<b>Van [ V ]</b>	<b>Lan [ A ]</b>	<b>Bcan [ S ]</b>	<b>Can [ F ]</b>
124,4	0,935	0,00752	19,937E-06
<b>Fase "B"</b>			
<b>Datos Registrados</b>		<b>Datos Calculados</b>	
<b>Vbn [ V ]</b>	<b>lbn [ A ]</b>	<b>Bcbn [ S ]</b>	<b>Cbn [ F ]</b>
124,4	0,987	0,00793	21,045E-06
<b>Fase "C"</b>			
<b>Datos Registrados</b>		<b>Datos Calculados</b>	
<b>Vcn [ V ]</b>	<b>lbn [ A ]</b>	<b>Bccn [ S ]</b>	<b>Ccn [ F ]</b>
124,5	0,932	0,00749	19,857E-06

**Tabla A6.4.** Porcentajes de error de la capacitancia medida para el módulo 2

<b>PORCENTAJE DE ERROR DE LA CAPACITANCIA DEL MÓDULO 2</b>			
<b>Capacitancia [ F ]</b>	<b>Teórico</b>	<b>Experimental</b>	<b>%Error</b>
<b>Caa</b>	18,155E-05	19,937E-05	9,81%
<b>Cbb</b>	19,234E-05	21,045E-05	9,42%
<b>Ccc</b>	18,181E-05	19,857E-05	9,21%

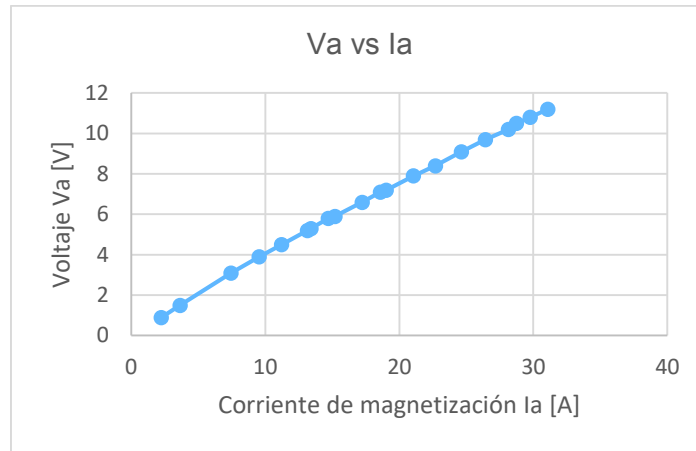
**Tabla A6.5.** Valores de capacitancia medidos para el modelo a escala de la línea de transmisión.

<b>CAPACITANCIA DEL MODELO A ESCALA</b>			
<b>Fase "A"</b>			
<b>Datos Registrados</b>		<b>Datos Calculados</b>	
<b>Van [ V ]</b>	<b>Lan [ A ]</b>	<b>Bcag [ S ]</b>	<b>Cag [ F ]</b>
124,3	1,942	0,01562	41,442E-06
<b>Fase "B"</b>			
<b>Datos Registrados</b>		<b>Datos Calculados</b>	
<b>Vbn [ V ]</b>	<b>lbn [ A ]</b>	<b>Bcbg [ S ]</b>	<b>Cbg [ F ]</b>
123,9	2,04	0,01646	43,673E-06
<b>Fase "C"</b>			
<b>Datos Registrados</b>		<b>Datos Calculados</b>	
<b>Vcn [ V ]</b>	<b>lbn [ A ]</b>	<b>Bccg [ S ]</b>	<b>Ccg [ F ]</b>
123,8	1,934	0,01562	41,438E-06

**Tabla A6.6.** Porcentajes de error de la capacitancia medida para el modelo a escala de la línea de transmisión

<b>PORCENTAJE DE ERROR DE LA CAPACITANCIA DEL MODELO A ESCALA</b>			
<b>Capacitancia [ F ]</b>	<b>Teórico</b>	<b>Experimental</b>	<b>%Error</b>
<b>Caa</b>	36,310E-06	41,442E-05	14,13%
<b>Cbb</b>	38,467E-06	43,673E-05	13,53%
<b>Ccc</b>	36,363E-06	41,438E-05	13,96%

**ANEXO VII. Datos obtenidos de la bobina de núcleo hierro de la fase “a” para la gráfica de la curva de magnetización**



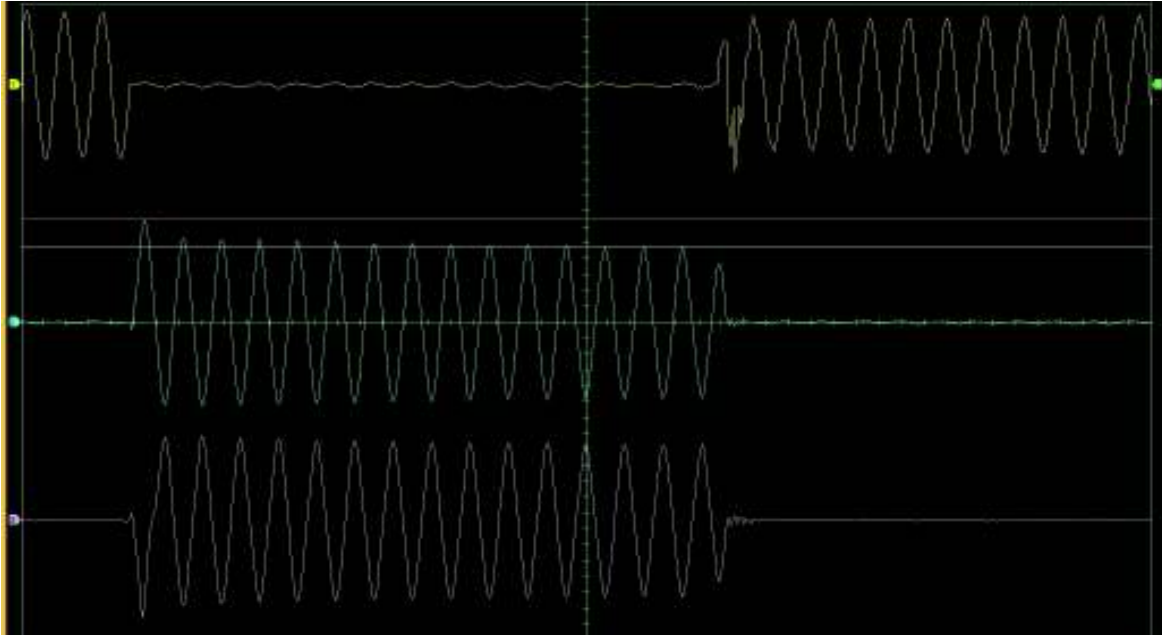
**Figura A7.1.** Curva de magnetización de las bobinas de núcleo de hierro

**Tabla A7.1.** Datos de voltaje y corriente para la gráfica de la curva de magnetización de las bobinas de núcleo de hierro

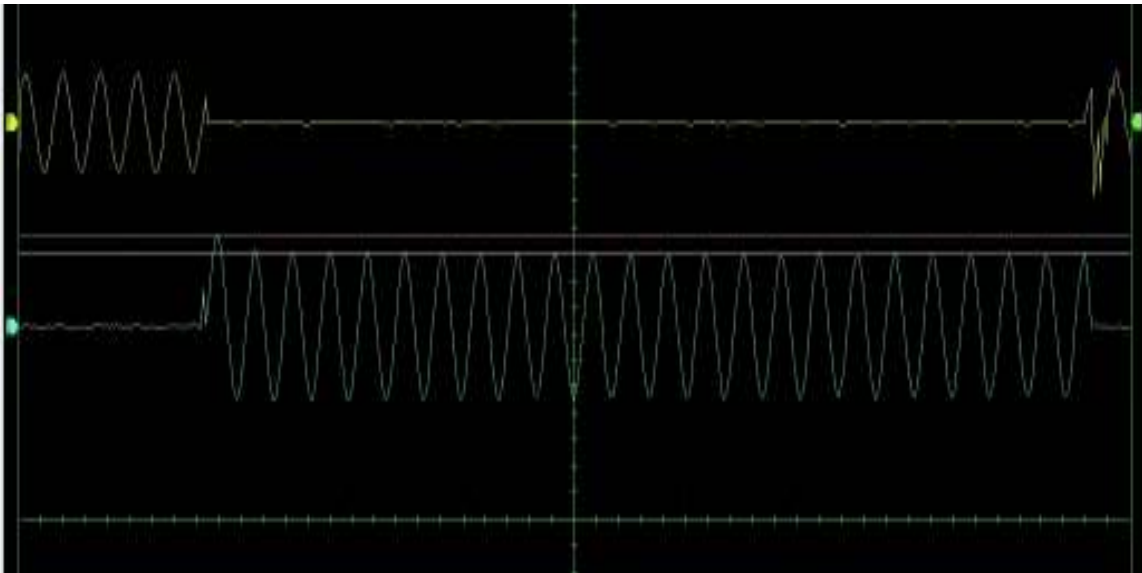
<b>Bobina de núcleo de hierro Fase “A”</b>			
<b>Datos</b>		<b>Medición Registrada</b>	
<b>La</b>	<b>Za</b>	<b>Ia</b>	<b>Va</b>
<b>H</b>	<b>ohm</b>	<b>A</b>	<b>V</b>
1,06E-03	0,4	2,25	0,9
1,09E-03	0,4109589	3,65	1,5
1,10E-03	0,41610738	7,45	3,1
1,08E-03	0,40880503	9,54	3,9
1,06E-03	0,40106952	11,22	4,5
1,05E-03	0,39513678	13,16	5,2
1,05E-03	0,39522744	13,41	5,3
1,05E-03	0,39455782	14,7	5,8
1,03E-03	0,38815789	15,2	5,9
1,02E-03	0,38305281	17,23	6,6
1,01E-03	0,38172043	18,6	7,1
1,00E-03	0,37834997	19,03	7,2
9,95E-04	0,37511871	21,06	7,9
9,82E-04	0,37004405	22,7	8,4
9,79E-04	0,36916836	24,65	9,1
9,73E-04	0,36686838	26,44	9,7
9,61E-04	0,36247335	28,14	10,2
9,69E-04	0,36521739	28,75	10,5



**ANEXO VIII. Señales de voltaje y corriente resultantes de las fallas de cortocircuito en el modelo a escala de la línea de transmisión**



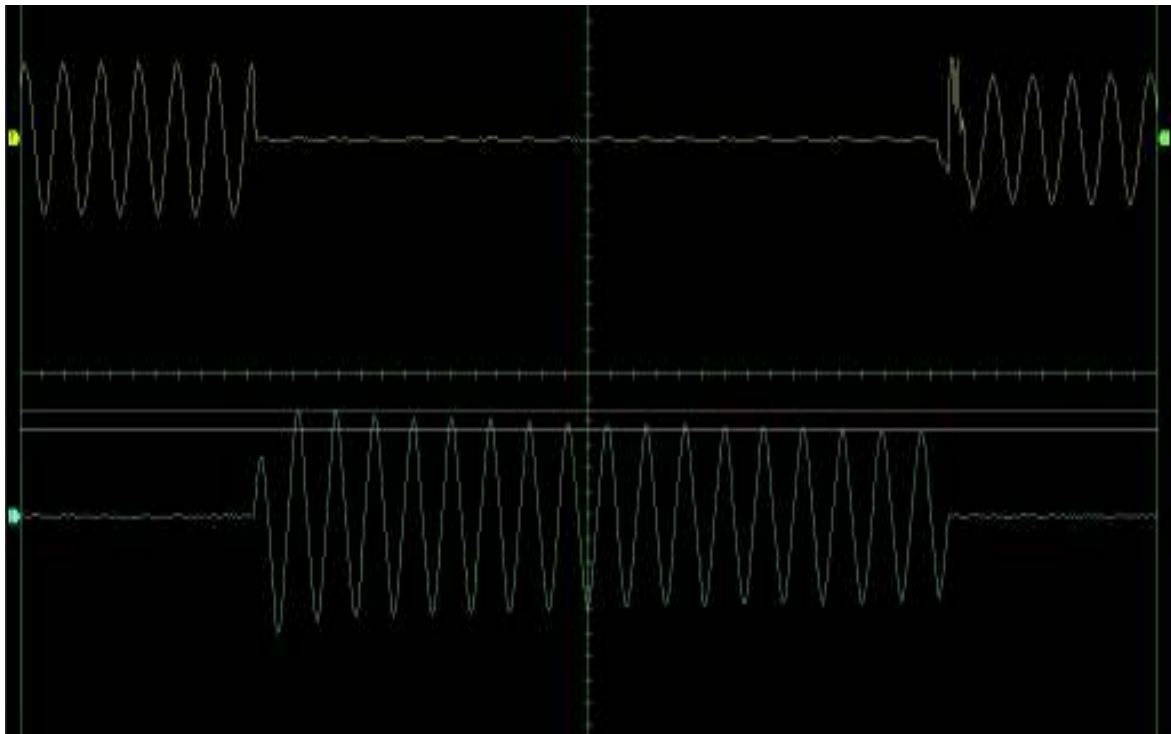
**Figura A8.1.** Señales de voltaje y corriente de la falla de cortocircuito fase-tierra en la mitad de la línea



**Figura A8.2.** Señales de voltaje y corriente en la falla de cortocircuito fase-tierra al final de la línea



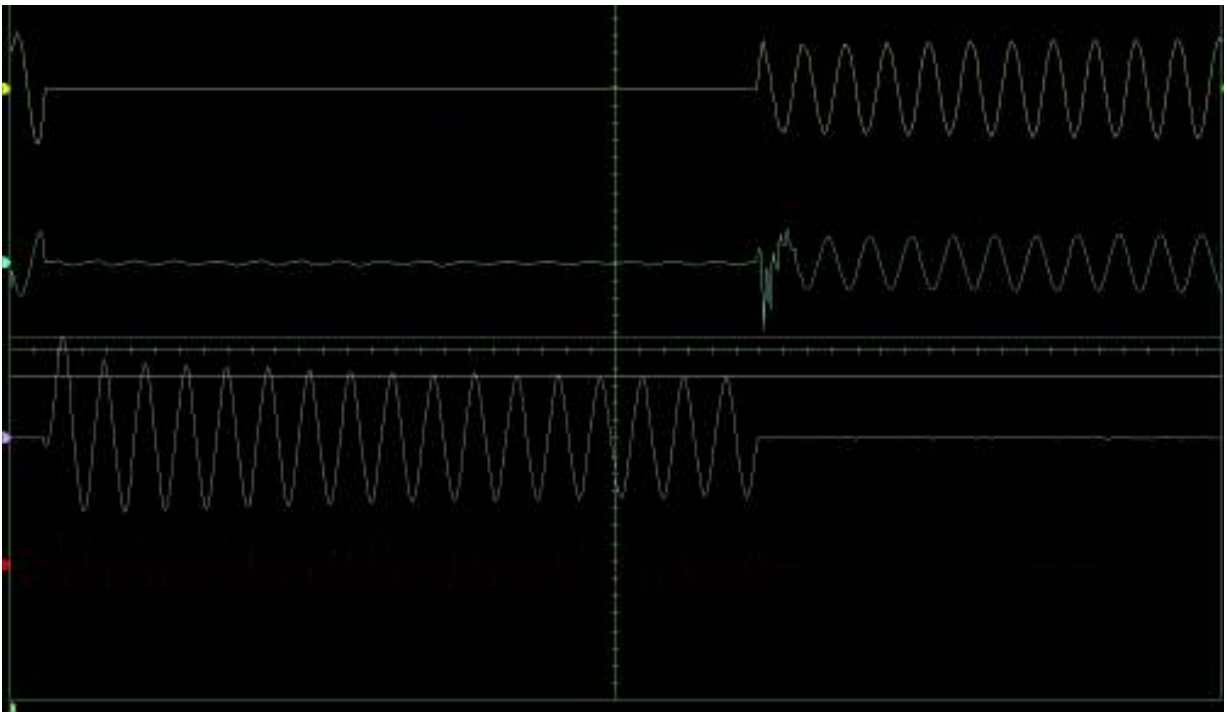
**Figura A8.3.** Señales de voltaje y corriente de la falla de cortocircuito fase-fase en la mitad de la línea



**Figura A8.4.** Señales de voltaje y corriente de la falla de cortocircuito fase-fase al final de la línea



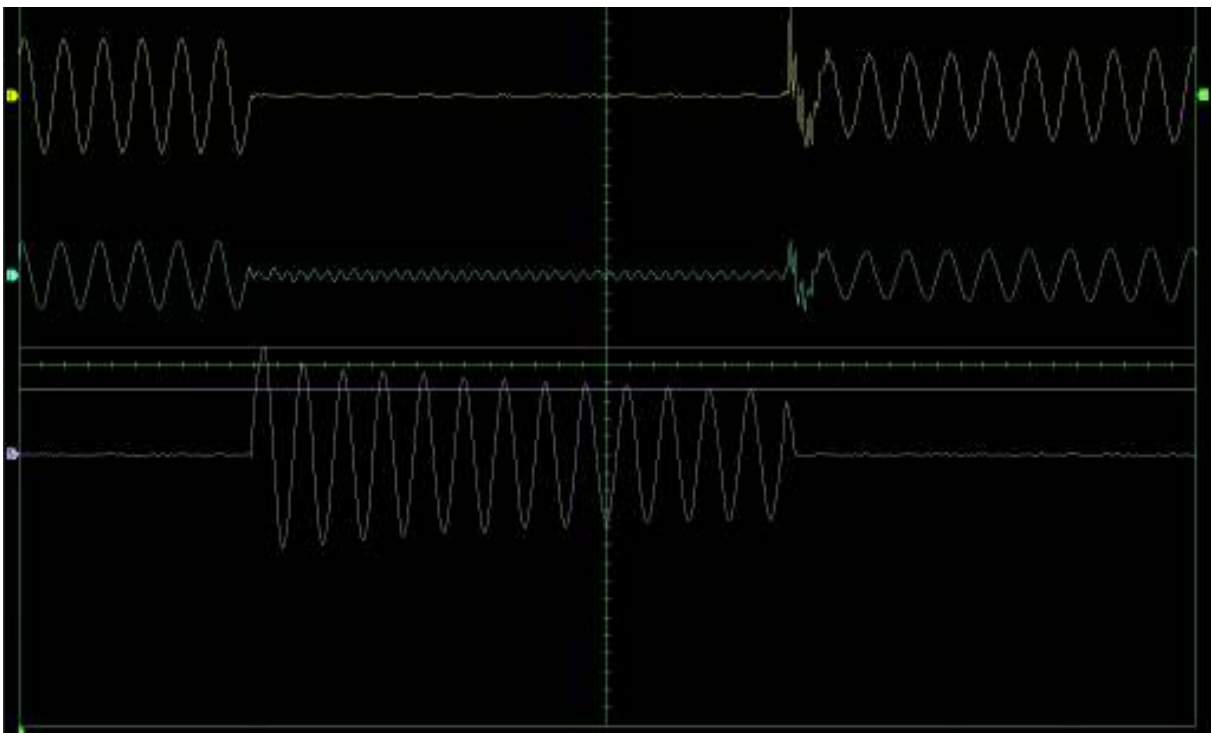
**Figura A8.5.** Señales de voltaje y corriente de la falla de cortocircuito fase-fase-tierra en la mitad de la línea



**Figura A8.6.** Señales de voltaje y corriente de la falla de cortocircuito fase-fase-tierra al final de la línea



**Figura A8.7.** Señales de voltaje y corriente de la falla de cortocircuito trifásico a mitad de la línea



**Figura A8.8.** Señales de voltaje y corriente de la falla de cortocircuito trifásico al final de la línea

## ANEXO IX. Estudio de flujos de potencia

Tabla A9.1. Mediciones para el estudio de flujos de potencia en el modelo a escala de la línea de transmisión

E1	E2	E3	E4	I1	I2	I3	I4	P	Q	S
214,3	215	210,7	210,5	4,441	4,493	5,492	5,841	949,1	59,52	1686
213,9	214,5	210,7	210,4	4,409	4,45	5,413	5,752	937,9	88,27	1668
212,6	213,1	210,2	209,8	4,287	4,318	5,176	5,518	897,6	150,3	1609
212,3	212,7	210,1	209,8	3,963	3,981	4,761	5,098	815,6	192,6	1481
210,5	211,1	209,9	209,4	4,209	4,234	4,872	5,234	848	253,9	1564
209,8	210,5	209,3	208,6	4,165	4,186	4,805	5,241	833	261,2	1543
208,7	209,1	208,8	208,5	4,251	4,271	4,776	5,174	830,2	309,9	1567
197,8	197,9	204,3	203,3	4,79	4,832	4,315	4,726	638,8	698,1	1679
195,9	196	203,7	202,6	4,957	4,998	4,354	4,746	613,7	753,3	1724
217,5	218,2	211,9	211,6	4,606	4,758	5,93	6,287	1014	-64,24	1807
217,8	219,8	212,9	212,9	4,211	4,285	5,605	5,937	914,6	-117,9	1639
220,2	220,9	213,2	213,4	5,047	5,132	6,436	6,703	1097	-184,5	1934
222,9	223,6	214,2	213,8	5,376	5,497	6,904	7,209	1155	-278,9	2119
223	223,7	214,1	214,1	5,348	5,469	6,884	7,245	1153	-299,1	2127
223,5	224,3	214,4	214,3	5,439	5,56	7,002	7,354	1170	-327,1	2169
225,9	226,7	215,3	215,3	5,705	5,845	7,38	7,734	1211	-438,1	2303
227,8	228,6	216	216,5	885	6,051	7,636	8,011	1231	-529,1	2400
228,9	229,7	216,3	216,5	6,073	6,248	7,861	8,231	1263	-578,5	2489
231,4	232,2	217,3	217,6	6,464	6,647	8,33	8,621	1319	-703,6	2681
233,5	234,3	218,2	218,2	6,7	6,903	8,636	9,047	1352	-796,9	2820
235,5	236,2	218,8	219,1	7,007	7,225	8,985	9,371	1383	-895,9	2959
239,8	240,5	220,5	220,8	7,798	8,066	9,884	10,3	1482	-1139	3364
241,5	242,1	221,2	221,4	7,955	8,243	10,06	10,48	1485	-1208	3447
244,5	245,2	222,4	222,9	8,607	8,92	10,78	11,23	1579	-1390	3795
248,7	249,3	224	224,4	9,425	9,786	11,67	12,13	1689	-1624	4232
206	207,1	205,6	205,1	8,263	8,533	9,33	9,93	1768	227,6	3218
213,2	214,6	209,3	208,7	10,55	10,9	11,49	12,14	2249	-46,77	4070
217,8	219,2	211,3	210,5	10,89	11,25	11,99	12,64	2359	-237,3	4289
229	230,3	215,3	214,6	12	12,13	13,6	14,32	2656	-803,3	5030
234,3	235,6	217,9	214,6	12,37	12,85	13,98	14,32	2656	-803,3	5030
240,2	241,3	220,4	219,9	12,96	13,49	14,73	15,48	2819	-1318	5652
241	242	220,9	220,4	12,91	13,43	14,7	15,43	2811	-1335	5647
244,5	245,6	222,3	221,8	13,34	13,89	15,21	15,97	2881	-1528	5924
201,1	203,6	203,3	201,6	16,57	17,16	17,26	18,17	3332	102,6	6058
197,3	199,9	201,9	200,1	16,61	17,19	17,2	18,1	3266	253,1	5956
190,3	192,8	199	197,2	16,87	17,47	17,29	18,21	3170	495,2	5836
187,2	189,8	197,6	197,2	16,83	17,42	17,17	18,21	3170	495,2	5836
187,2	189,8	197,6	195,8	16,83	17,42	17,17	18,09	3092	596,1	5727
183,1	185,8	196,1	194,1	16,95	17,55	17,21	18,12	3015	724,5	5642

**ANEXO X. Representación física del modelo a escala de la línea de transmisión de 500 kV Coca Codo Sinclair – El Inga.**



**Tabla A10.1.** Modelo a escala de la línea de transmisión



**Tabla A10.2.** Modelo a escala de la línea de transmisión



**Tabla A10.3.** Circuito de control para el estudio de fallas de cortocircuito incorporado en el módulo 2

## 5. ORDEN DE EMPASTADO



**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**  
"CAMPUS POLITÉCNICO JOSÉ RUBÉN ORELLANA RICAURTE"

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **ORDEN DE EMPASTADO**

*De acuerdo con lo estipulado en el Art. 27 del Instructivo para la Implementación de la Unidad de Titulación en las Carreras y Programas Vigentes de la Escuela Politécnica Nacional, aprobado por Consejo Politécnico en sesión extraordinaria del 29 de abril de 2015 y por delegación del Decano, una vez verificado el cumplimiento de formato de presentación establecido, se autoriza la impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación presentado por:*

**MARÍA CAROLINA RAMOS CHÁVEZ**

*Fecha de autorización: 29 de mayo de 2018*



Paola P.





**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**  
"CAMPUS POLITÉCNICO JOSÉ RUBÉN ORELLANA RICAURTE"

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **ORDEN DE EMPASTADO**

*De acuerdo con lo estipulado en el Art. 27 del Instructivo para la Implementación de la Unidad de Titulación en las Carreras y Programas Vigentes de la Escuela Politécnica Nacional, aprobado por Consejo Politécnico en sesión extraordinaria del 29 de abril de 2015 y por delegación del Decano, una vez verificada el cumplimiento de formato de presentación establecido, se autoriza la impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación presentado por:*

**SARA RAQUEL TUPIZA TUPIZA**

*Fecha de autorización: 29 de mayo de 2018*



Firma P