

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TESIS**

**“MODELADO Y MEDICIÓN DE LOS CAMPOS  
ELECTROMAGNÉTICOS EN UNA LINEA DE TRANSMISIÓN DE  
500kV, UTILIZANDO EL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS”**

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA**

**AUTORES:**

**Bach. CASTRO PINZÁS, César Hugo**

**Bach. FARFÁN SILVERA, Michael**

**Bach. ORIHUELA MORENO, Wilder Edgar**

**Callao, 2021**

**PERÚ**



## **HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO Y APROBACIÓN**

**PRESIDENTE : Dr. Ing. SANTIAGO LINDER RUBIÑOS JIMÉNEZ**

**SECRETARIO : MSc. Ing. ABILIO BERNARDINO CUZCANO RIVAS**

**VOCAL : Mg. Ing. JESSICA ROSARIO MEZA ZAMATA**

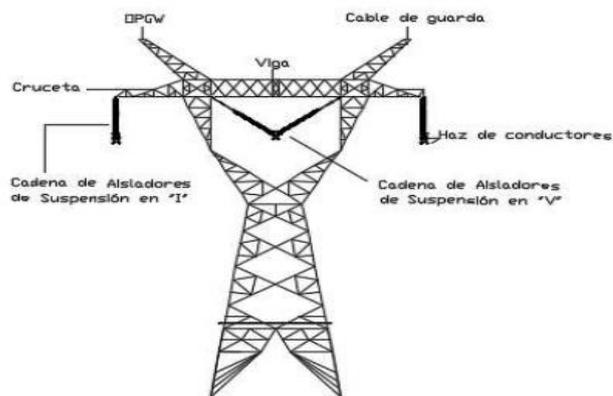
**ASESOR : Mg. Ing. JORGE ELÍAS MOSCOSO SÁNCHEZ**

## INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión de alto voltaje transportan la energía eléctrica a grandes distancias de una manera eficiente y segura desde los centros de generación hacia los centros de consumo. En los últimos años con los avances tecnológicos, la incorporación de grandes cargas al sistema y el cambio de la matriz productiva y energética, el Perú ha tenido un crecimiento tendencial del consumo de energía eléctrica, siendo este un hito para la concesión de la “Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas” que constituye el segundo enlace en 500 kV entre las zonas Centro y Sur del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), por lo que su puesta en servicio permitirá que la energía generada en el Centro sea transferida hacia el Sur, los Tres tramos de línea de transmisión en 500 kV, con una distancia estimada total de 900 km, y una capacidad de 1400 MVA

El sistema de 500 kV está compuesto por la línea de transmisión Horizontal de simple terna, que parten desde la construcción de dos subestaciones nuevas: Mantaro Nueva 500/220 kV y Socabaya Nueva 500/220 kV y la Ampliación de tres subestaciones existentes: Campo Armiño 220 kV, Marcona Nueva 500 kV y Montalvo 500 kV.

Las rutas de las líneas atraviesan zonas de altitudes que varían entre 1392 metros sobre el nivel del mar (msnm) y 2293 msnm en el sector más alto conocido como Colcabamba. Cada una de las fases de la línea de transmisión está constituida por un haz de 4 conductores de aleación de aluminio ACAR 1100 MCM 18/19 y dos cables de guarda, uno de acero y el otro OPGW. Los conductores se sostienen en estructuras metálicas de celosía, auto soportantes, de tipo “cabeza de gato”, configuración horizontal, como se observa en la Figura 1 Las cadenas de aisladores en suspensión son en “V” o “I” en cada una de las fases, y son de porcelana



**Figura 1** Estructura de suspensión tipo “cabeza de gato”

El transporte de la energía eléctrica ocasiona una alteración en el ambiente en la que se originan ciertas perturbaciones debido a los campos eléctricos y magnéticos, esta problemática actualmente causa preocupación sobre posibles afectaciones a la salud. Por esta razón se han desarrollado varios estudios e investigaciones para analizar los posibles efectos que tienen los campos electromagnéticos sobre las personas y el ambiente. Actualmente no existen evidencias científicas de los posibles daños que los campos electromagnéticos pueden ocasionar, sin embargo diferentes compañías han preferido realizar técnicas de diseño que disminuyan la emisión de los campos electromagnéticos en las líneas eléctricas. En nuestro país, en la línea de 500 kV es evidente que la incidencia de los campos electromagnéticos será más intensa, ya que, a mayor nivel de voltaje, mayor intensidad de campos electromagnéticos. Estas consideraciones no son tomadas en cuenta en el diseño, ya que, al ser una línea de transmisión nueva, se espera que los valores estén de acuerdo con los límites establecidos en las normas nacionales e internacionales para campos eléctricos y magnéticos provenientes de fuentes de baja frecuencia (60 Hz). Esto con el fin de asegurar que la exposición humana a los campos electromagnéticos no tenga efectos perjudiciales para la salud.

La intensidad de los campos eléctricos y magnéticos se ve influenciada por las condiciones atmosféricas (presión, temperatura, humedad, altura sobre el nivel del mar) y también por las condiciones propias de la configuración (disposición de la geometría de los conductores, distancia de separación entre subconductores, diámetro de cada conductor, separación entre fases, etc.)

En la actualidad, el desarrollo de programas que utilizan métodos finitos brinda la facilidad de mostrar gráficamente las situaciones relacionadas con los problemas electromagnéticos. Por ejemplo, el programa computacional FEMM (Finite Element Method Magnetics) que en base a métodos finitos permite resolver las ecuaciones diferenciales de Maxwell implícitas en temas de campos eléctricos y magnéticos. Es así como, para diferentes configuraciones geométricas de las estructuras de líneas de transmisión, se pueden obtener valores de campos electromagnéticos bastante aproximados a los reales.

En el Perú no se han realizado estudios de campos electromagnéticos en líneas de extra alto voltaje, por lo que, al no contar con una referencia para la modelación de una línea de transmisión considerando campos eléctricos y magnéticos, se desconoce si la disposición geométrica utilizada en la actualidad es la adecuada en lo referente a la intensidad de campos que éstas producen.

A través de las herramientas computacionales AutoCAD y FEMM, se modelan y se simulan los campos electromagnéticos de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo comparando los resultados de las modelaciones y simulaciones mediante las mediciones en campo obtenido de la base de datos del MEM.

Mediante las simulaciones para diferentes alternativas de geometría de torres de la línea de transmisión se obtienen los valores de campos tanto eléctricos como magnéticos con el fin de proponer una configuración óptima o modificaciones en la configuración actual que reduzcan los valores de estos campos. Todo lo modelado se pone a prueba y se valida con mediciones en campo, observando cómo afectan las diferentes condiciones atmosféricas del medio en la intensidad de los campos electromagnéticos medidos y simulados.

## **I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **1.1 Descripción de la realidad problemática**

En este trabajo de tesis se modelan y simulan los campos electromagnéticos de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo empleando el software FEMM (Finite Element Method Magnetics) basado en el método de elementos finitos, usando dimensiones reales de los planos de las líneas de transmisión. Estos valores obtenidos, se comparan y contrastan con mediciones realizadas en el campo.

Se incluye una parte práctica en la cual se realizan mediciones puntuales de campos electromagnéticos a lo largo de la línea de transmisión Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo.

Una vez validado el modelo se simulan diferentes escenarios donde se varía la altitud, condiciones atmosféricas y factores que afectan tanto a la permitividad eléctrica y permeabilidad magnética del medio. De la misma manera se prueban diferentes configuraciones en las torres de transmisión existentes en el Perú y otras existentes para 500 kV y posibles modificaciones a la geometría actual de ser el caso.

Usando el software PLS-CADD se propone el diseño de la distribución geométrica de la línea de transmisión óptima para este nivel de voltaje, el cual puede reducir la intensidad de los campos eléctricos y magnéticos y ser un aporte para futuros proyectos implementados en el Perú.

### **1.2 Formulación del problema**

#### **1.2.1 Problema general**

- ✓ ¿Es posible Modelar la distribución de los campos electromagnéticos a lo largo de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, mediante la utilización de los métodos de elementos finitos con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics)?

### **1.2.2 Problemas específicos**

- ✓ ¿Es posible Simular los campos electromagnéticos de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, con los datos proporcionados por MEM con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics)?
- ✓ ¿Es posible validar el modelo de simulación del software empleado, mediante las mediciones de campos electromagnéticos realizadas a lo largo del tramo de la línea de transmisión Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo?
- ✓ ¿Es posible Revisar fuentes bibliográficas referentes a la modelación, simulación y medición de campos electromagnéticos en líneas de transmisión de extra alto voltaje?

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo general**

Modelar la distribución de los campos electromagnéticos a lo largo de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, mediante la utilización de los métodos de elementos finitos con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics).

### **1.3.2 Objetivos específicos**

- ✓ Modelar los campos electromagnéticos de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, con los datos proporcionados por MEM con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics).
- ✓ Validar el modelo de simulación del software empleado, mediante las mediciones de campos electromagnéticos realizadas a lo largo del tramo de la línea de transmisión Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo
- ✓ Revisar fuentes bibliográficas referentes a la modelación, simulación y medición de campos electromagnéticos en líneas de transmisión de extra alto voltaje

#### **1.4 Limitantes de la investigación**

El desarrollo del presente trabajo “MODELADO Y MEDICIÓN DE LOS CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS EN UNA LINEA DE TRANSMISIÓN DE 500kV, UTILIZANDO EL MÉTODO DE ELÉMENTOS FINITOS”, presenta las siguientes limitaciones:

- ✓ Falta de registros de los accidentes ocurridos en la construcción de líneas de transmisión por lo que se consiguió dicha información a través de entrevistas con el personal que trabajo en estos proyectos.
- ✓ La información obtenida en la ejecución de estos proyectos es confidencial para las empresas por lo que se toma como referencia la información que se obtuvo en proyectos similares

## II. MARCO TEÓRICO

### 2.1 Antecedentes Internacionales

**Casachagua (2017)** menciona en su tesis titulada “Propuesta de un plan de mantenimiento preventivo basado en el RCM para mejorar la disponibilidad mecánica de la excavadora CAT 336 de la empresa ECOSEM” en la Universidad Nacional del Centro del Perú, siendo un estudio de tipo tecnológico, porque consiste en comparar resultados antes y después de implementar la gestión de mantenimiento. El objetivo general de la investigación fue elaborar un plan de mantenimiento preventivo basado en el RCM para mejorar la disponibilidad mecánica de la excavadora CAT 336 de la empresa ECOSEM SMELTER S.A. Finalmente en la investigación se concluye que se logró la aplicación del RCM superando la disponibilidad mecánica mínima de 81% de las excavadoras CAT 336, también mediante la aplicación del RCM, os ayudo a determinar posibles faltas críticas y mejorar el estudio de criticidad de los equipos cuando se refiere a incrementar la vida útil de las excavadoras.

**Quezada (2014)** presentó la tesis titulada “Plan para la implementación del mantenimiento centrado en la confiabilidad en plantas de tratamientos de agua potable” en la Universidad Estatal del Milagro, siendo un estudio de tipo transversal, descriptiva y explicativa. Teniendo como objetivo general desarrollar un plan de mantenimiento centrado en la Confiabilidad (RCM) para el sistema de dosificación de cloro para la planta de tratamiento de agua potable de la ciudad de Guayaquil, buscando reducir costos por mantenimiento, alargar la vida útil de los equipos y garantizar la confiabilidad de los mismos dentro del entorno operacional actual. Se concluyó que es necesario contar con el apoyo de la dirección de operaciones Técnicas y obras para que la implementación del RCM no solo sea una iniciativa por parte del área de mantenimiento, sino que sea una estrategia de la Organización. También menciona que para la implementación del RCM en el sistema de dosificación de cloro debe considerarse un proceso específico a la vez y no querer aplicarlo en forma simultánea a otros procesos.

**Belli (2018)** en su tesis titulada “Propuesta de gestión de mantenimiento RCM en plantas de energía a gas natural” presentada en la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas en Perú. Con el objetivo de proponer una gestión de mantenimiento a través del RCM en las plantas de energía de gas natural para mayor eficiencia y seguridad. Después de la aplicación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad se llegaron a las siguientes conclusiones, primero que el análisis funcional y matriz de riesgos es fundamental ya que son las herramientas de batalla que usa AMEF e el RCM, durante el análisis de criticidad de los 3 motores de combustión interna se observó que: más del 50% de partes del equipo son críticos, por tanto se debe tener un mayor control de acuerdo al estado de conservación de los mismos así como el stock de repuestos necesarios.

**Jiménez Y Hernández (2017)** realizaron la investigación: “Propuesta de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad en línea piloto en la compañía nacional de chocolates S.A”, en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas de Bogotá. La investigación tuvo como objetivo principal. Finalmente, en la investigación se llegó a las siguientes conclusiones principales, primero que es necesario que se definan intervalos de tiempo para revisar y actualizar el sistema de información SAP, ya que los datos que se encuentran allí no están conforme a la realidad de la organización y por ende no aporta valor a las actividades del área. Adicional es necesario capacitar al personal en el adecuado manejo de la información y que el personal sea involucrado en la creación de bases de datos del ERP. Segundo al determinar la criticidad de los equipos y realizar el análisis de modo y efecto de falla de cada uno de ellos, se facilita la creación de tareas o estrategias de mantenimiento que permitan prevenir o mitigar la ocurrencia de fallas.

**Soto (2016)** realizó la investigación titulada “Mantenimiento basado en la confiabilidad para el mejoramiento de la disponibilidad mecánica de los volquetes FAW en GYM S.A.”, en la Universidad Nacional del Centro del Perú. En la investigación se llegó a las siguientes conclusiones: habiendo aplicado el RCM, se concluye que uno de los problemas principales en los volquetes era el regulador de corriente del alternador, produciendo los cambios de estos en la mayoría de volquetes. También se concluyó en la investigación que con el

mantenimiento diario logramos mantener en buenas condiciones el vehículo y podemos anticiparnos a las fallas evitando la inoperatividad mecánica. Por último, que la presente investigación se consigue mejorar la disponibilidad mecánica de los volquetes Faw CA3256, la disponibilidad mejoró de 90,14% a 92,034.

## **2.2 Antecedentes Nacionales**

La realización de las obras de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas son ejecutas generalmente por empresas contratistas grandes las cuales analizan como controlar la obra y de esta forma determinar que partes de la obra pueden ser tercerizadas y dárselas a empresas medianas o pequeñas. **(Mantilla Sanchez, 2014, pág. 6)**

Por lo general las empresas pequeñas que ven por primera vez este tipo de trabajos y que realizan estos trabajos tercerizados de estas obras no tienen una guía de cómo realizar este tipo de trabajos y no están en armonía con las empresas grandes que las contratan, lo cual genera entorpecimiento en el desarrollo de las actividades, apresuramiento de procesos y desacierto en los criterios que se deben tener con relación a los tiempos de ejecución. **(Mantilla Sanchez, 2014, pág. 6)**

Por eso es importante organizar y evitar los mayores costos que se pueden generar por la demora en la ejecución y puesta en servicio de la instalación. **(Mantilla Sanchez, 2014, pág. 6)**

Si un proyecto es dividido en procesos identificables y medibles, asignando responsables y recursos específicos a cada proceso, será posible realizar un análisis sistemático y riguroso de lo que hacemos y como consecuencia podremos diseñar procesos más eficientes en el manejo de los recursos. **(Valdiviezo Sarmiento, 2010, pág. ix)**

Existen proyectos de investigación de sistemas de gestión integrado que agrupan los sistemas de gestión de calidad, medio ambiente y seguridad y salud laboral, los cuales son utilizados por empresas contratistas que proveen servicio a las concesionarias de líneas de transmisión en el Perú, pero no se hacen esfuerzos en que las empresas sub contratistas trabajen bajo un sistema

de gestión integrado lo que impide el crecimiento de estas y que puedan ser proveedores directos. Este proyecto de investigación se basa en los problemas de gestión de obra que se tuvo en el desarrollo del proyecto “Línea de Transmisión 500 kV Mantaro – Marcona – Socabaya – Montalvo y Subestaciones Asociadas”, comprende la construcción de una línea 918 km que recorre 16 provincias y 52 distritos en los departamentos de Huancavelica, Ayacucho, Ica, Arequipa y Moquegua. **(ISA, 2017)**

Este es uno de los proyectos de transmisión en 500 kV con mayor extensión realizado en Perú, además de ser la línea de transmisión construida a mayor altura en Latinoamérica (más de 4 mil metros sobre el nivel del mar en Ayacucho). Para su construcción se requirieron 1.934 torres y 12 mil kilómetros de cable conductor. **(ISA, 2017)**

Este proyecto de investigación va orientado a el Proyecto "Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y Subestaciones Asociadas" permitirá el reforzamiento del sistema de transmisión en la zona centro del país, así como la evacuación de generación excedente de la zona de Mantaro hacia Lima, prevista de los nuevos proyectos de generación que ingresarán a operar en dicha zona. **(Pro Inversión, 2018)**

También estará orientado hacia el proyecto “Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas” permitirá mayor confiabilidad en el suministro de energía a la región Huánuco, así como a las subestaciones Paragsha (Cerro de Pasco) y Huaricashas y Vizcarra (Ancash). **(Pro Inversión, 2018)**.

## **2.3 Bases Teóricas:**

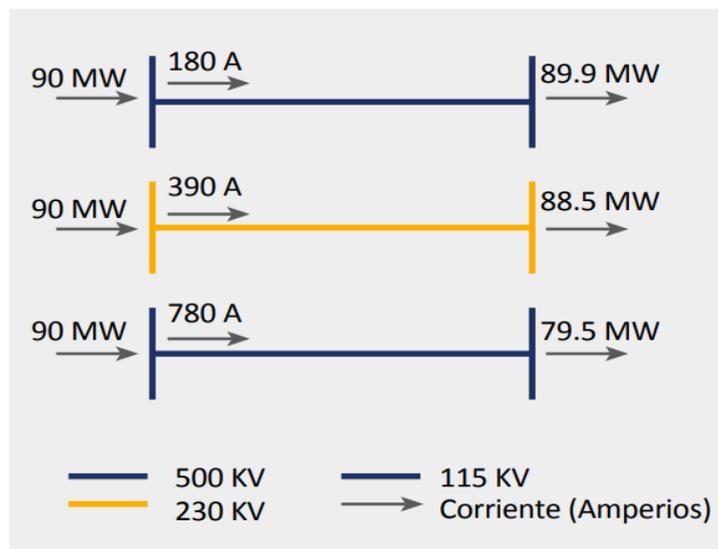
### **2.3.1 TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Según Fayos (2009), explica que la transmisión de energía eléctrica permite llevar la electricidad desde la zona de generación hacia la zona de distribución y posterior mente a los usuarios; Este sistema llamado transmisión tiene como principal componente las líneas de transmisión seguido de las subestaciones de transformación, torres de transmisión y así una serie de elementos.

La transmisión de energía eléctrica tiene la característica de un monopolio natural ya que su economía depende al diseño y capacidad de línea de transmisión; esto indica que mientras más capacidad tenga la línea el costo reducirá; La economía de escala se da gracias a los costos fijos y al aumento de capacidad (niveles de tensión).

Uno de los factores más importantes en la transmisión de energía eléctrica es la eficiencia con la que se puede transmitir es por eso que existen diferentes niveles de tensión lo que indica que mientras el nivel de tensión sea mayor la eficiencia será mejor.

Según Biggar y Hesamzadeb (2014), el motivo por el cual existe la transmisión eléctrica existe en un sistema eléctrico es porque las fuentes de generación se encuentran en zonas alejadas a la zona donde se encuentran a los usuarios, además que resulta más económico transportar la energía eléctrica que construir una central de generación en la misma ciudad.



**Figura 12.** Relación Entre Potencia y Pérdidas.

Fuente: Drew (2004).

El rendimiento energético en cualquier tipo de transmisión de energía eléctrica debe ser proporcional a los gastos de inversión ya que tiene que haber un equilibrio entre estos.

Para obtener el equilibrio entre los gastos de inversión y el rendimiento vamos a analizarlo mediante la potencia perdida que puede tener el sistema.

Los parámetros que ponemos analizar en una línea de transmisión para el costo-rendimiento serán:

- Longitud de línea
- Sección
- Potencia
- Tensión

Podemos definir el rendimiento o eficiencia de la línea de transmisión mediante la siguiente formula:

$$n = \frac{P_u}{P_a} = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_1 + P_p}{P_1} = 1 - \frac{P_p}{P_1} = 1 - P_p$$

Donde:

$P_1$  : Potencia en final de línea

$P_2$  : Potencia en inicio de línea

$P_p$  : Potencia perdida en la línea

$P_p$  : Factor de perdida en transporte, representa la potencia perdida sobre la potencia al iniciar la línea.

Del factor de perdida se puede concluir:

$$P_p = 1 - n \quad \text{Expresando en porcentaje} \quad P_p \% = 100 - n\%$$

Para determinar el factor de pérdidas y rendimiento en los distintos tipos de líneas de transmisión vamos a considerar las pérdidas por efecto joule; este efecto se da por el calentamiento de los conductores exclusivamente cuando es una transmisión en corriente alterna y es que pasa que cuando

la corriente está circulando por estos conductores generan las mayores pérdidas pues entonces este es un parámetro importante para definir qué tipo de líneas de transmisión es más eficiente.

### 2.12.1 Tipos de Líneas de Transmisión.

#### a) Líneas de Corriente continua.

La línea de transmisión en corriente continua se define de la siguiente forma:

$$P_1 = U_1 \cdot I \quad \text{o} \quad I = \frac{P_1}{U_1}$$

Y por el lado de las pérdidas de efecto joule:

$$P_p = R \cdot I^2 = R \cdot \frac{P_1^2}{U_1^2}$$

Siendo R el parámetro de resistencia que tiene el conductor de la línea; de tal forma que el factor con el cual identificamos las pérdidas de la siguiente forma.

$$P_p = \frac{P_p}{P_1} = \frac{R \cdot \frac{P_1^2}{U_1^2}}{P_1} = R \cdot \frac{P_1}{U_1^2} = 2\rho \cdot \frac{l}{s} \cdot \frac{P_1}{U_1^2}$$

Donde l es el parámetro de longitud de línea por lo que la ecuación fundamental para el transporte de energía eléctrica es la siguiente.

$$P_p = 2\rho \cdot \frac{l}{s} \cdot \frac{P_1}{U_1^2}$$

#### b) Líneas de corriente alterna monofásica

Para este tipo de línea de transmisión, la potencia que tiene la línea estará expresada de la siguiente forma:

$$P_1 = U_1 \cdot I \cdot \cos \varphi_1 \quad ; \quad I = \frac{P_1}{U_1 \cdot \cos \varphi_1}$$

Para hallar la pérdida de potencia por efecto joule se expresa:

$$P_p = R.I^2 = R \frac{P_1^2}{U_1^2 \cdot \cos^2 \varphi_1}$$

El factor de pérdidas será:

$$P_p = \frac{P_p}{P_1} = \frac{R \cdot \frac{P_1^2}{U_1^2 \cdot \cos^2 \varphi_1}}{P_1} = R \cdot \frac{P_1}{U_1^2 \cdot \cos^2 \varphi_1} = \frac{2\rho}{\cos^2 \varphi_1} \cdot \frac{l}{s} \cdot \frac{P_1}{U_1^2}$$

Por lo tanto, obtendremos la formula fundamental para el transporte de energía eléctrica en corriente alterna monofásica.

$$P_p = \frac{2\rho}{\cos^2 \varphi_1} \cdot \frac{l}{s} \cdot \frac{P_1}{U_1^2}$$

### c) Líneas de corriente alterna trifásica.

Este es el clásico tipo de línea de transmisión, la potencia esta expresada:

$$P_1 = \sqrt{3}U_1 \cdot I \cdot \cos \varphi_1 \quad \text{o} \quad I = \frac{P_1}{\sqrt{3}U_1 \cdot \cos \varphi_1}$$

Ahora determinaremos la potencia perdida por efecto joule.

$$P_p = R.I^2 = R \frac{P_1^2}{3U_1^2 \cdot \cos^2 \varphi_1} = \rho \cdot \frac{l}{s} \cdot \frac{P_1^2}{U_1^2 \cdot \cos^2 \varphi_1}$$

Por lo tanto, el factor de pérdida resulta:

$$P_p = k \cdot \frac{l}{s} \cdot \frac{P_1^2}{U_1^2}$$

DONDE:

$k$  : Coeficiente por tipo de línea

$l$  : Longitud de línea

$s$  : Sección de conductor

$P_1$  : Potencia en el inicio de línea

$U_1$  : Tensión en el inicio de línea

El coeficiente k tiene los siguientes valores:

Para líneas de corriente continua:  $k = 2\rho$

Para líneas de corriente alterna monofásica:  $k = \frac{\rho}{\cos^2 \varphi_1}$

Para líneas de corriente trifásica:  $k = \frac{\rho}{\cos^2 \varphi_1}$ ;  $\cos \varphi_1 = 0.7$

Comparando los parámetros que tenemos en los diferentes tipos de líneas eléctricas vamos a poder determinar según el factor de potencia que tipo de línea es la que tiene más ventajas.

- Para un  $\cos \varphi_1 = 1$  la línea más conveniente es la trifásica ya que tiene una relación de 2/1.
- Para un  $\cos \varphi_1 = 0.7$  la línea más conveniente es la línea de corriente continua

Para líneas que tienen  $\cos \varphi_1 = 0.7$  este se irá mejorando el factor de potencia con el método de compensación utilizando así condensadores o compensadores síncronos.

### 2.12.2 Perdidas en una línea de transmisión.

#### a) Perdidas por campo magnético:

Estas pérdidas son causadas gracias a la corriente que viaja por los conductores de las líneas ya que van induciendo campos magnéticos en forma variable naturalmente, Estos campos producidos pueden presentarse como:

- ✓ Efecto pedicular o efecto skin: Es cuando la corriente está circulando por la zona periférica del conductor reduciendo la sección útil causando así un aumento en la resistencia nominal provocando un bajo rendimiento y perdidas por efecto joule.
- ✓ Perdidas por fenómenos de histéresis y corrientes Foucault en los elementos ferromagnéticos y no ferromagnéticos que se encuentran en una línea.

### **b) Pérdidas por campo eléctrico:**

Estas pérdidas son muy comunes en las líneas de alta tensión (M.A.T.) ya que existen los fenómenos de histéresis y efecto corona.

### **c) Pérdida por imperfección en aislamientos.**

Estas pérdidas aparecen cuando hay fugas de corriente por los aislamientos lo que también origina calentamientos.

## **2.3.2 FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Según Peña (2008), explica que las fallas que pueden existir en un sistema de transmisión pueden ser provocadas por el aislamiento, factores climáticos, actos mal intencionados, parámetros de diseños y de construcción, y así más factores q pueden someter a una posible falla en las líneas de transmisión.

### **2.13.1 Causas de fallas en líneas de transmisión.**

#### **1. Fallas Por actos mal intencionados:**

Estas fallas son producidas o causadas por un factor externo como puede ser una explosión en una de las torres de alta tensión lo que provoca una desconexión inmediata del sistema.

#### **2. Fallas Por Factores Climáticos:**

Este es un factor muy importante ya que para el diseño de las líneas de transmisión se tiene en cuenta ya que en ocasiones los **vientos** llegan a ser tan fuertes en una determinada zona que provocan el rozamiento o acercamiento de algunas partes de la línea energizada. Otro factor también son las **descargas eléctricas atmosféricas**; estas trabajan juntamente con otras falencias que ya pueda ir teniendo la línea como el desgaste de aislamiento, falta de mantenimiento a puestas a tierra, pararrayos pues estos son quienes serán causantes de la falla.

En algunos casos las descargas no solo hacen las fallas en las líneas si no también puede ser en los lugares donde hay problemas técnicos como:

- a) **Error de apantallamiento en la línea:** Este error produce que la descarga no llegue a impactar en el cable de guarda si no en alguna fase o conductor sacando de operación la línea o en ocasiones no, esto depende de la corriente del rayo, impedancia de fases, del aislamiento en la línea y del valor de tensión instantánea.
- b) **Resistencia de puesta a tierra de las torres:** Los sistemas a puesta de puesta a tierra están formados con una varilla y contrapesos con el fin que la corriente del rayo pase a tierra de una forma más eficiente. En ocasiones la resistencia de puesta a tierra es tan alta que la sobre tensión se devuelve por la torre y así trata de llegar nuevamente a los conductores provocando así flameos inversos que afectan directamente al aislador.
- c) **Fallas en el aislamiento de la línea:** esto ocurre cuando hay partículas acumuladas en las cadenas de aisladores, perforación en algún aislador o pérdida del aislamiento, esto se da en la línea que están en una zona de mucha contaminación pues por eso se tiene que dar un mantenimiento a los aisladores.

### 3) Otros

Existen otros factores que no son muy repetitivos en las fallas:

- a) **Cruce de conductores:** Esta falla se presenta cuando hay un mal diseño de la línea de transmisión ya que cuando aparecen factores externos como el viento ocasionan un péndulo que puede ocasionar una falla a tierra o entre fases.
- b) **Fuego debajo de la línea:** Esta falla aparece cuando las personas que viven en zonas cercanas a la línea realizan fogatas con el fin de preparar su tierra de cultivo; estas fogatas cambian la densidad y rigidez dieléctrica del aire ocasionando una falla a tierra directamente.
- c) **Falla defecto del equipo:** Este tipo de Fallas son causada por los equipos que presentan problemas en su operación; son problemas poco comunes ya que si un equipo o máquina que trabaje dentro del

sistema de transmisión presenta alguna falla este se saca fuera de operación para ser revisado y arreglado.

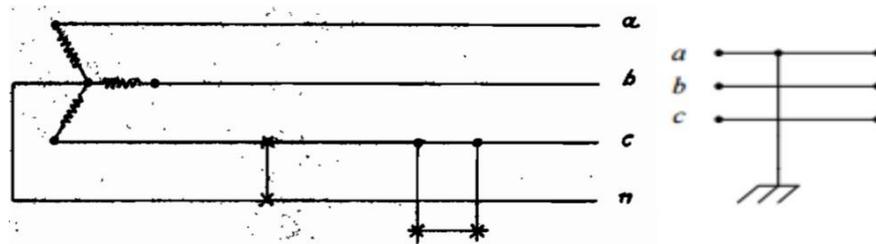
### 2.13.2 Tipos de cortos circuito en líneas de transmisión.

Según Sanches (1967), los cortos circuitos se pueden clasificar depende al tipo de falla que pueda existir y también al tipo de sistema como lo monofásicos, bifásicos y trifásicos siendo así existen las siguientes fallas:

- Falla de fase a tierra.
- Falla de fase a fase.
- Falla dos fases a tierra.
- Falla trifásica a tierra o entre las tres fases. Ahora desarrollaremos cada una de estas fallas:

#### 1 Falla fase a tierra:

Esta falla también es llamada falla **monofásica a tierra** y es cuando un conductor se cortocircuita a tierra o al neutro del sistema produciendo así corrientes comparables a las de corto circuito sino a una corriente a tierra que tiene un orden menor.

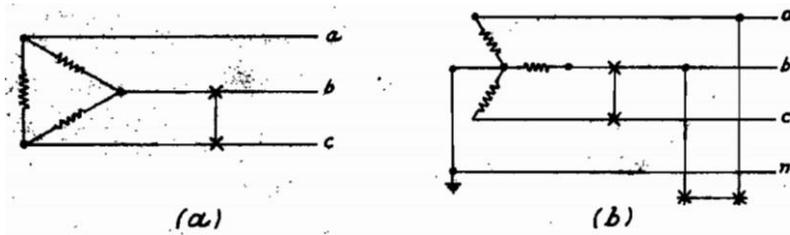


**Figura 13.** Falla de Fase a Tierra.

Fuente: Sanchés (1967).

#### 2 Falla fase a fase:

Esta falla también es llamada **falla línea a línea o entre línea**; ocurre cuando se cortocircuitan ambos conductores de fase; esta falla puede producirse en configuraciones delta o estrella.



**Figura 14.** Fallas de Fase a Fase.

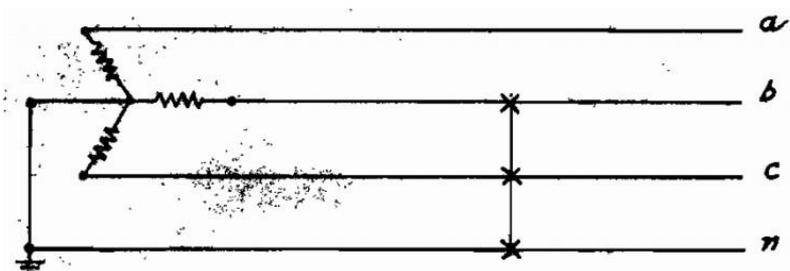
Fuente: Sanchés (1967).

### 3 Falla dos fases a tierra:

Esta falla también es llamada falla bifásica a tierra, ocurre cuando se cortocircuitan dos conductores y tierra uniéndose así al neutro del sistema y creando corrientes circulantes por el neutro del sistema.

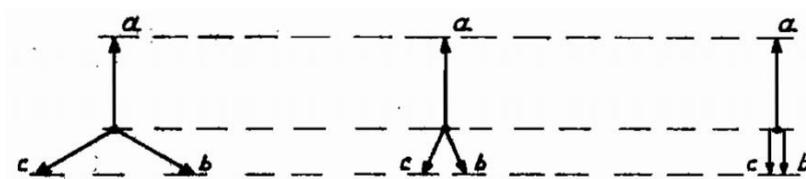
Analizando esta falla y la anterior podemos observar que producen el mismo efecto. En la alimentación de configuración delta de voltajes permanece sin deformación teóricamente puesto que en la práctica no es así y esto es gracias a la impedancia que tiene el generado.

Suponiendo que la fase sin falla es U, la tensión entre V – W tiende a cero conforme vamos acercándonos a la zona de corto circuito mientras que la tensión en la fase U permanece normal invariable.



**Figura 15.** Falla de Dos Fases a Tierra.

Fuente: Sanchés (1967).

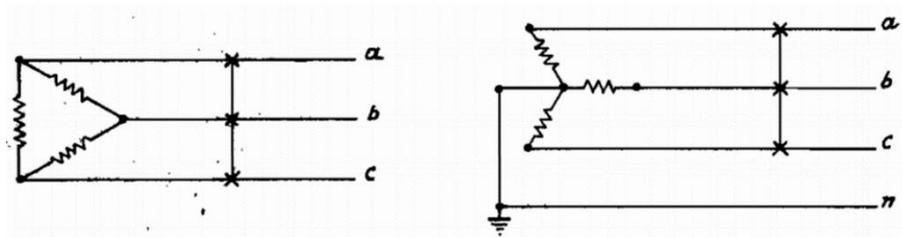


**Figura 16.** Variación de Tensiones en una Falla de Fase a Tierra o de Doble Fase a Tierra.

Fuente: Sanchés (1967).

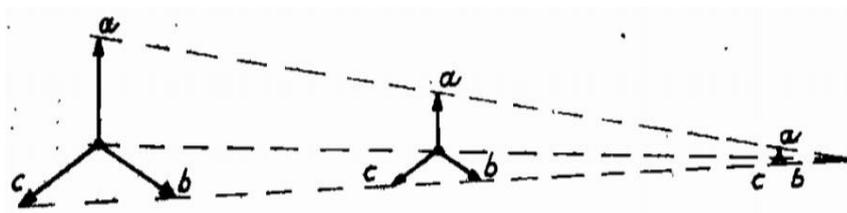
#### 4 Falla trifásica:

Esta es una de las fallas menos frecuentes pues en esta falla influyen las tres fases del sistema, consiste en que las tres fases se cortocircuitan junto con la tierra produciendo así un arco eléctrico causando una variación en el triángulo de tensiones que se aumentan en la zona de alimentación.



**Figura 17.** Fallas Trifásicas.

Fuente: Sanchés (1967).



**Figura 18.** Variación de Tensiones en una Falla Trifásica.

Fuente: Sanchés (1967).

### 2.14 DISEÑO SPT EN TORRES DE TRANSMISION

Según Aguirre & Cespedes (2012), indican que los sistemas eléctricos de potencia están divididos en tres como son la generación, transmisión y distribución pues unas de las partes que tiene mayor riesgo de falla son las líneas de transmisión ya que existen diferentes factores que puedes

hacer que una línea de transmisión falle; Una forma de proteger esta línea es construyendo sistemas de puesta a tierra con el fin de dirigir las corrientes tóxicas hacia un pozo a tierra o tierra, con la finalidad de hacer más robusto el sistema.

#### **2.14.1 Sistema de puesta a tierra en líneas de transmisión:**

El sistema de puesta a tierra está conformado por los pararrayos, electrodos, conductores, etc. que se encuentran conectados con el fin de conectar a tierra las partes cubiertas y otras partes metálicas que están expuestas a descargas o sobretensiones eléctricas.

La unión de la tierra y el circuito eléctrico está dada por un conjunto de electrodos enterrados en un pozo y la línea a tierra.

Las especificaciones mínimas que debe tener un sistema de puesta a tierra deben ser las siguientes características:

- Las mallas deben tener cables en paralelo y perpendicular con un espaciamiento referido a la resistencia del terreno formando así retículas cuadradas.
- Es recomendable que los cables que conforman estas mallas estén colocados a lo largo de los equipos.
- En cada cruce de conductores de la malla deben estar conectados de una forma dura entre sí y estar puesto en una zona adecuada donde se pueda realizar mediciones.

#### **2.14.2 Criterios de Diseño**

Según COES-SINAC (2012), nos explica que para el diseño de puesta a tierra se debe tener en cuenta los siguientes criterios.

##### **a) Criterios generales:**

Para el diseño de puestas a tierra debemos realizar el análisis general del comportamiento de las líneas de transmisión frente a una descarga atmosférica, considerando el aislamiento de los conductores: también debemos tener en cuenta la capacidad del cable de guarda, la resistencia de la estructura.

La resistencia que tiene una línea de transmisión frente a las descargas atmosféricas está relacionada con la impedancia total entre la línea y tierra ya que cuando en ocasiones las resistencias de puestas a tierra son elevadas la descarga eléctrica no se desviaría por lo causaría una falla. Cuando una línea de transmisión pasa por una zona muy transitada ya sea por personas o animales domésticos el diseño de puesta a tierra de la línea de transmisión deberán tener un valor regular de voltajes de toque y de paso.

Según OSINERGMIN (2015), algunos de los criterios para el diseño también son los siguiente:

- Puesta a tierra para la protección de personal: el diseño de puesta a tierra debe de tener en cuenta que las tensiones  $V_p$  y  $V_c$  no sean menores a  $V_p=90v$  y  $V_c=65v$  para un intervalo de tiempo de 0 a 3 segundos. Esto es más riguroso en zonas pobladas.
- Puesta a tierra de servicio: la resistencia debe ser menor a 15 ohm con el fin de la efectiva actuación de los relés.
- Puesta a tierra como protección de la LT a descargas atmosféricas: Los valores deben ser los más económicos posibles, principalmente en la estructura expuestas a la descarga, fallas y alto tránsito peatonal.

#### **b) Configuración de puestas a tierra:**

Aguirre & Céspedes (2012), las configuraciones de sistemas de puesta a tierra dependen de los criterios que se puedan tomar.

- Varillas de puesta a tierra: es una de las configuraciones más económicas y factibles.
- Contrapesos horizontales enterrados: este tipo de configuración tiene una dirección longitudinal al eje puesto en el lugar donde será más conveniente utilizarla; Por lo general se sabe ubicar los contrapesos alrededor de las estructuras con el dónde reducir las tensiones de paso y toque en las zonas de mayor tránsito.

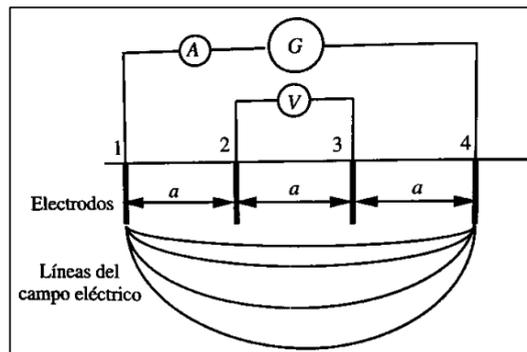
- Configuraciones mixtas con varillas y contrapesos: Esta configuración se usa cuando el valor de la resistencia del terreno no llegue a ser la estimada pues el tipo de contrapesos de tipo pletina de cobre o puestas a tierra capacitivas no llegan a la resistencia esperada ya que las resistividades son muy elevadas.

#### 2.14.4 Parámetros de Cálculo para un Sistema de Puesta a Tierra

##### ➤ Método Wenner

Según Dejo (2019), explica que para determinar la resistividad del terreno vamos a tener en cuenta el método de Wenner ya que es uno de los más precisos y utilizados.

Este método se trata en colocar 4 electrodos con distancias entre cada electrodo de 20 metros continuando con la admisión de corriente en los puntos 1 y 4 creando así un campo eléctrico en el terreno simultáneamente tomamos el valor de la tensión entre los puntos 2 y 3.



**Figura 20.** Método de Wenner.

Fuente: Coordinación de aislamiento en redes de A.T.

Por lo tanto, la resistividad del terreno encontraremos con la siguiente formula:

$$\rho = 2\pi ax \frac{V}{I} = 2\pi axR$$

Donde:

$\rho$  : Resistencia del terreno

$a$  : Distancia entre estacas

$V$  : Tensión obtenida

$I$ : Corriente inyectada de prueba

➤ **Método electrodos o varillas**

Este método generalmente se utiliza cuando se tiene líneas de transmisión en terrenos de baja resistividad por lo que el valor de la resistencia se da por la siguiente expresión.

$$R = \frac{\rho}{2\pi xl} \times \ln\left(\frac{2l}{a}\right)$$

Donde:

$R$  : Resistencia en ohmios ( $\Omega$ )

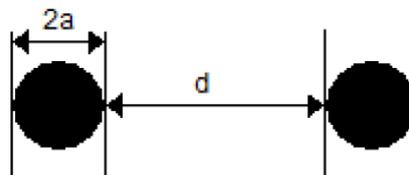
$\rho$  : Resistividad del terreno ( $\Omega - m$ )

$l$  : Longitud de la varilla (m)

$a$  : Radio de la varilla (m)

La resistencia del terreno  $\rho$  se obtiene por las mediciones llegarán a formar una línea constante pues esto se determina con las siguientes formas de medición.

- Dos electrodos en paralelo:



**Figura 21.** Dos Electrodos en Paralelo

Fuente: Aguirre & Céspedes 2012.

Radio equivalente

$$A = \sqrt{axd}$$

Donde:

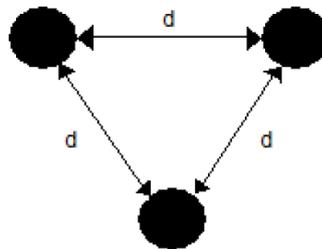
$d$  : Separación entre electrodos

$a$  : radio del electrodo La resistencia al pie de torre

La resistencia de la torre

$$R = \frac{\rho}{2\pi.l} \ln\left(\frac{2l}{a}\right) [\Omega]$$

- Tres electrodos en paralelo:



**Figura 22.** Tres Electrodos en Paralelo.

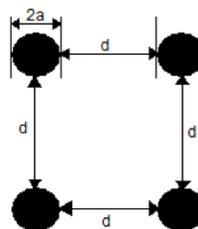
Fuente: Aguirre & Céspedes 2012.

Radio equivalente:  $A = \sqrt[3]{axd^2}$

Resistencia de la torre es:

$$R = \frac{\rho}{2\pi.l} \ln\left(\frac{2l}{a}\right) [\Omega]$$

- Cuatro electrodos en paralelo:



**Figura 23.** Cuatro Electrodos en Paralelo

Fuente: Aguirre & Céspedes 2012.

Radio equivalente:  $A = \sqrt[4]{\sqrt{2}xaxd^2}$

La resistencia de la torre es:  $R = \frac{\rho}{2.\pi.l} \ln\left(\frac{2l}{a}\right) [\Omega]$

### **2.3.3 LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN DE 500KV**

Según Guerra, (2016) expone que esta línea de transmisión de 500kV está dentro de las clases de sistemas de Extra Alta Tensión (EAT) pues tienen la capacidad de transportar una gran cantidad de energía eléctrica a grandes distancias esto conlleva a la disminución de pérdidas por efecto joule.

Para este tipo de líneas de transmisión se prevén un número mayor de conductores por fase, aparte de las diferentes configuraciones que existen respecto a la disposición física de los tipos de conductores que se utilizan en las torres.

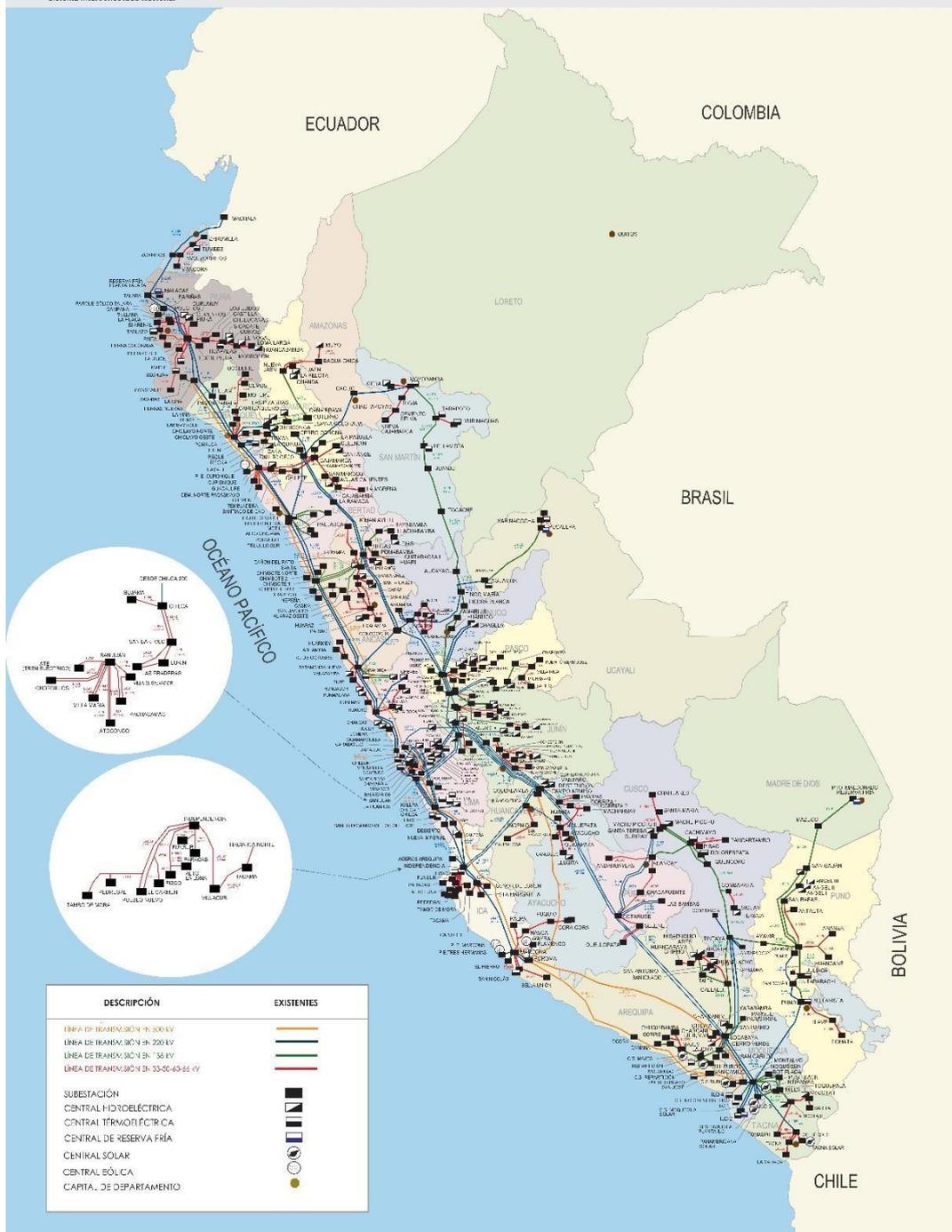
Estos sistemas eléctricos necesariamente tienen centros de transformación de mayor potencia por lo que usualmente se sabe utilizar autotransformadores con el fin de tener mayor confiabilidad en la operación y menor costo de inversión.

Las subestaciones que se diseñan tienen una mayor confiabilidad y soporte para la operación en condiciones normales y adversas por lo que las barras que se usan son de interruptor y medio.

Debido al efecto ferranti se utilizan compensadores de potencia reactiva.

#### **2.15.1 Ubicación de la Línea de Transmisión**

Esta línea de transmisión está ubicada en la costa del Perú desde ILO4 a Montalvo (Moquegua) hasta La niña – Piura.



**Figura 24.** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Fuente: COES-SINAC 2018.

## Resumen hasta el 2019

Esta línea de transmisión con una longitud de 2092 Km tenía una potencia total de 9582 MW.

CC. HH;49,1%; CC:TT:48,4% ; C. Eólicas: 1,5% y Centrales solares: 1,0%

En la generación producía una energía del 44489 GWh ( $\Delta$ : 6,47%)

CC.HH.= 48,4% ; CC.TT. = 47,5%; RER=4,1%

Tenía una máxima demanda de potencia igual a 6275 MW ( $\Delta$ : 9,36%)

Proyección de demanda MEDIANO PLAZO

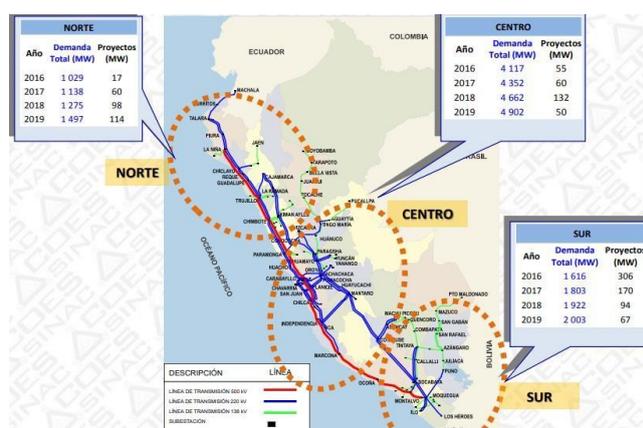
Esta proyección es desde el año 2016 hasta el 2019

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2015	44 486	6,47	6 275	9,4
2016	49 229	10,7	6 762	7,8
2017	54 101	10,5	7 293	7,9
2018	58 812	8,1	7 860	7,8
2019	62 983	7,1	8 403	6,9
<b>PROMEDIO 2016-2019</b>		<b>9,1%</b>		<b>7,6%</b>

**Figura 25.** Proyección de la Demanda 2015-2019.

Fuente: COES-SINAC 2016.

## Estimación de demanda por zonas



**Figura 26.** Estimación de la Demanda por Zonas 2015-2019.

Fuente: Fuente. COES-SINAC 2016

**Proyección de demanda LARGO PLAZO Proyección desde el año 2016 hasta el 2026.**

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2015	44 486	6,47	6 275	9,4
2016	49 229	10,7	6 762	7,8
2017	54 401	10,5	7 293	7,9
2018	58 812	8,1	7 860	7,8
2019	62 983	7,1	8 403	6,9
2020	66 957	6,3	8 883	5,7
2021	70 767	5,7	9 379	5,6
2022	74 160	4,8	9 814	4,7
2023	77 482	4,5	10 183	3,8
2024	80 460	3,8	10 569	3,8
2025	83 255	3,5	10 954	3,6
2026	85 678	2,9	11 295	3,1
<b>PROMEDIO 2016-2026</b>	<b>6,1%</b>		<b>5,5%</b>	

**Figura 27.** Prevención de la Demanda 2015-2026.

Fuente: COES-SINAC 2016.

### 2.16 AMEF: NPR, SOD y SD

La salida de un [AMEF](#) es el “Número Prioritario de Riesgo” también conocido como **NPR**.

El **NPR** es un número que se calcula basándose en la información que se obtiene respecto a:

- Los modos de la falla potenciales.
- Los efectos.
- La capacidad actual del proceso para detectar las fallas antes de que lleguen al cliente.

Se calcula como el producto de tres calificaciones cuantitativas, relacionadas cada una a los efectos, causas y controles:



**Figura 28.** Severidad, Ocurrencia, Detección.

Fuente: COES-SINAC 2016

- **Severidad:** es la estimación de la gravedad del efecto del modo de falla del cliente.
- **Ocurrencia:** es la probabilidad de que una causa específica, resulte en un modo de falla.
- **Detección:** es un valor para clasificar la probabilidad de encontrar la falla antes de que la parte llegue al cliente.

Dentro del alcance del **AMEF** individual, este valor puede tener un rango de 1 a 1,000.

Según el manual de **AMEF** 4ta Edición, **el uso de un umbral para NPR NO se recomienda como una práctica para determinar la necesidad de acciones.** La aplicación del umbral asume que los NPRs son una medida de riesgo relativa (las cuales a menudo no lo son) y que el mejoramiento continuo no se requiere (el cual sí).

El **NPR** no puede ser utilizado como un criterio para definir las prioridades de las acciones a tomar para reducir los riesgos. El ejemplo siguiente ilustra los errores en que se puede incurrir.

En todos los casos siguientes el resultado del NPR = 360.

S	O	D
9	10	4
9	8	5
8	9	5

8	5	9
6	6	10
5	8	9
4	10	9

**Figura 29.** Ejemplo para la Toma de Datos del NPR.

Fuente: Elaboración propia.

### ➤ **Alternativas al NPR**

Existen métodos alternativos para determinar la prioridad de las acciones a tomar.

- **SO (SxO)**

En este enfoque se trataría de reducir la ocurrencia a través de acciones preventivas.

- **SOD, SD**

SOD es la combinación no aritmética de Severidad, Ocurrencia y Detección. SD es la combinación no aritmética de Severidad y Detección.

Ejemplo de SOD

Severidad = 7

Ocurrencia = 3

Detección = 5

SOD = 735

El **SOD** y el **SD** se ordenan de mayor a menor para determinar las prioridades. Las acciones que se toman tienen impacto sobre el **NPR**, el **SD** y el **SOD**.

Hay que observar que esto es una buena forma de seguir la pista de actividades pasadas.

El AMEF debe agrupar las nuevas acciones recomendadas conforme sean identificadas, terminadas y registradas.

## Comparación

En la tabla siguiente se muestran los números de riesgo que pueden obtenerse usando los diferentes enfoques para los mismos números de S, O, D.

S	O	D	NPR	SOD	SD
7	7	3	147	773	73
7	3	7	147	737	77
3	7	7	147	377	37

**Figura 30.** Riesgo del S, O, D.

Fuente: Elaboración propia.

Tanto el **NPR** como **SOD** o **SD** deben usarse en el contexto de cada caso.

### 2.3.1 Campos Eléctricos y Magnéticos

#### 2.3.1.1 Campo Eléctrico

El concepto del campo eléctrico nació de la necesidad de explicar el fenómeno de las fuerzas a distancia entre dos o más partículas por lo que se define al campo como la región espacial donde se presenta una magnitud física y eléctrica. En consecuencia, el campo eléctrico es la fuerza que se manifiesta por medio del rechazo o atracción de cuerpos cargados; brinda una idea de la intensidad de fuerza eléctrica que sufriría una carga ubicada en un sitio determinado.

Se puede decir también que el campo eléctrico es la interacción entre dos objetos cargados eléctricamente, en otras palabras, es el efecto que produce una carga eléctrica en el espacio sobre otra carga eléctrica ubicada en cualquier punto que a su vez experimenta una fuerza, de la misma forma la segunda carga crea el mismo efecto que afecta a la primera.

El origen de un campo eléctrico se da por la presencia de una carga eléctrica la cual produce alteraciones en el espacio donde se encuentra ubicada. Esta carga eléctrica modifica las propiedades físicas del espacio provocando así que el campo eléctrico se produzca.

Matemáticamente el campo eléctrico  $\vec{E}$  se describe como una cantidad vectorial el cual está presente en todo punto del espacio. Se lo puede definir como la fuerza  $\vec{F}$  que actúa sobre una carga de prueba (positiva o negativa) por unidad de carga, ecuación 1.

$$\vec{E} = \frac{\vec{F}}{q_p}$$

La unidad del campo eléctrico según el Sistema Internacional de Unidades está dada en Newtons/Coulomb,  $\frac{N}{C}$  o voltio/metro  $\frac{V}{m}$ .

La fuerza sobre una carga positiva tiene la misma dirección del campo eléctrico mientras que para una carga negativa la dirección es opuesta a la del campo.

### 2.3.2 Fuentes del campo eléctrico

El campo eléctrico se manifiesta debido a cargas puntuales aisladas, cargas no puntuales, cargas distribuidas.

#### ➤ Campo eléctrico debido a carga puntual aislada

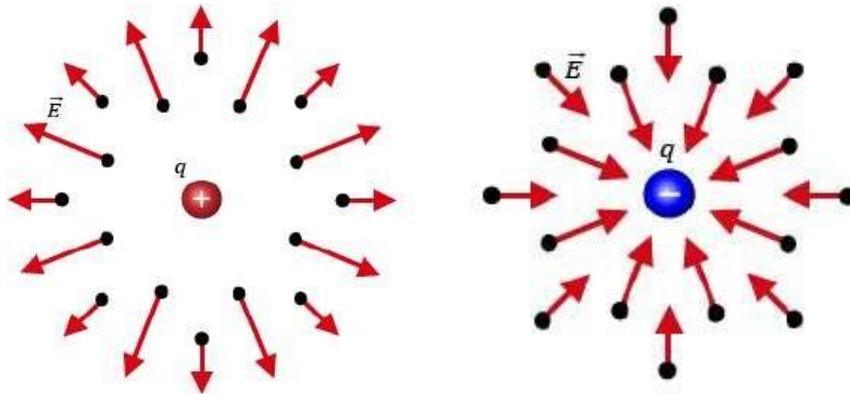
El campo eléctrico alrededor de una carga puntual aislada se calcula por medio de la relación mostrada en la ecuación 1:

$$\vec{E} = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \frac{q}{r^2} \hat{r}_i \quad (1)$$

Donde  $\hat{r}_i$  es el vector unitario que indica la dirección de la recta que une cada carga  $q$ .

La Figura 2 presenta que la dirección del campo eléctrico en una carga

puntual positiva es hacia afuera mientras que la de la carga puntual negativa es hacia dentro.



**Figura 2. Esquema que representa la dirección del campo debido a una carga puntual positiva y una carga puntual negativa**

➤ **Campo eléctrico debido a carga no puntual**

El campo eléctrico proveniente de una carga no puntual se calcula imaginando una distribución de carga que se encuentra subdividida en muchos elementos de carga  $dq$ , (ecuación 2) considerando las diferentes distancias desde el punto del cual se desea calcular el campo.

$$\vec{E} = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \int \frac{dq}{r^2} \hat{r}_i \quad (2)$$

Donde:

$r$  : Distancia entre  $dq$  y la posición de interés.

$\hat{r}_i$  : Vector unitario que indica la dirección de la recta que une cada carga

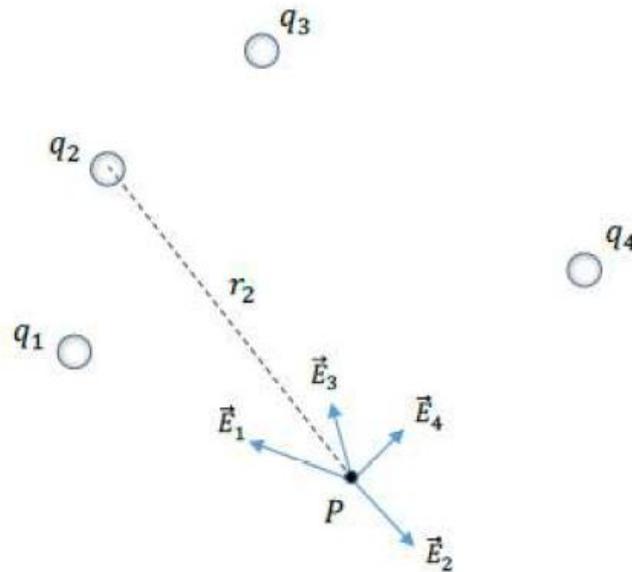
➤ **Campo eléctrico debido a un sistema de carga distribuidas**

Al tener un sistema de cargas distribuidas en el espacio (Figura 6), el campo eléctrico se calcula en base al principio de superposición.

$$\vec{E}_p = \vec{E}_1 + \vec{E}_2 + \dots + \vec{E}_n \quad (3)$$

Siendo así el campo eléctrico es el resultante de una suma vectorial de

los campos eléctricos de cada una de las cargas.

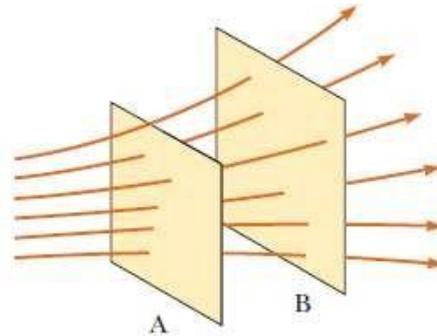


**Figura 3 Campo eléctrico debido a un sistema de cargas puntuales**

### 2.3.3 Líneas del campo eléctrico

Las líneas del campo eléctrico no son objetos materiales, al contrario, son una representación gráfica que describe cualitativamente al campo eléctrico. Relacionan al campo eléctrico con una región en el espacio así:

- ✓ El vector del campo eléctrico  $\vec{E}$  es tangente a la línea del campo eléctrico en cada punto. La dirección que tiene la línea se muestra por medio de la punta de la flecha, es igual al vector del campo eléctrico. La dirección de la línea representa la fuerza sobre la carga positiva que se encuentra en el campo.
- ✓ El número de las líneas por unidad de área que atraviesan una superficie perpendicular a dichas líneas es proporcional a la magnitud del campo eléctrico en dicha región. Por lo que las líneas del campo estarán más juntas donde el campo eléctrico es más intenso y estarán más separadas donde el campo eléctrico sea más débil.



**Figura 4. Líneas del campo eléctrico que atraviesan dos superficies**

Como se observa en la Figura 7 la densidad de las líneas de campo a través de la superficie A es mayor a que la densidad de las líneas de campo de la superficie B debido a que la magnitud del campo eléctrico en A es mayor que en B.

En caso de que las líneas en diferentes ubicaciones apunten a distintas direcciones se tiene un campo no uniforme.

Las líneas de campo empiezan en una carga positiva y terminan en una carga negativa, en caso de haber un exceso en cualquier carga, las líneas empezarán o terminarán en el infinito. El número de líneas es proporcional a la magnitud del campo y a su vez dos líneas de campo no se pueden cruzar entre ellas].

#### **2.3.4 Líneas de Transmisión y Campos Electromagnético**

El voltaje y corriente en los conductores de una línea de transmisión implica la presencia de campos eléctricos y magnéticos alrededor del conductor a frecuencias bajas de 50 Hz o 60 Hz (dependiendo de la región).

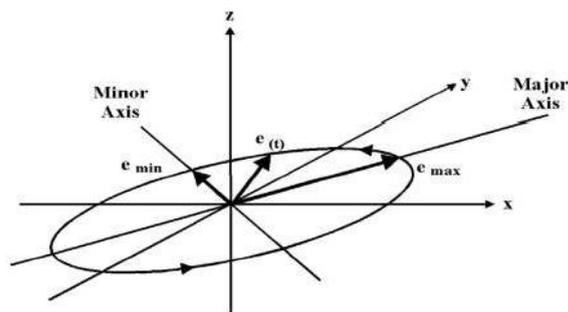
El campo eléctrico puede variar dependiendo de las características de la línea, esto es, número de conductores por fase, diámetro del conductor, número de circuitos, disposición geométrica del conductor, entre otros. Por otro lado, la intensidad del campo magnético dependiendo de la magnitud de corriente que pasa por los conductores.

### 2.3.5 Fuerza del campo eléctrico

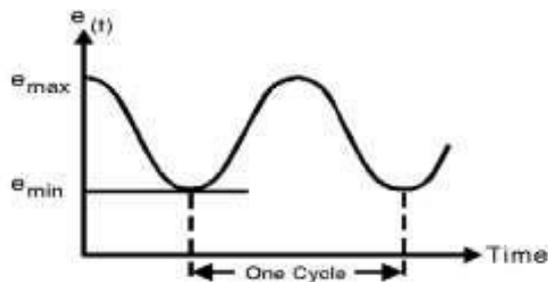
El campo eléctrico es un vector de campo de la fuerza del campo eléctrico definido en el espacio a lo largo de tres ejes perpendiculares. Para campos sinusoidales en estado estable cada eje es un número complejo o fasor cuya magnitud es expresada por su valor RMS y su dirección expresada en coordenadas rectangulares como se indica en la ecuación 4:

$$\vec{E} = \vec{a}_x E_x + \vec{a}_y E_y + \vec{a}_z E_z \quad (4)$$

Una representación general alternativa de la ecuación 4 puede ser expresada como un vector que se mueve en el espacio describiendo una elipse como en la Figura 8(a), cuyo semieje principal representa la magnitud y dirección del valor máximo del campo eléctrico, y el eje menor representa la magnitud y la dirección del campo un cuarto de ciclo después cuando el campo es mínimo como en la Figura 8(b). El campo eléctrico en la dirección perpendicular al plano de la elipse es cero.



5(a)



5(b)

Figura 5. (a) Representación del campo eléctrico describiendo una elipse, (b) variación del campo eléctrico con el tiempo

## 2.4 Flujo de campo Eléctrico

### 2.4.1 Flujo eléctrico

Es una propiedad de cualquier campo vectorial referida a una superficie hipotética la cual puede ser abierta o cerrada

El flujo eléctrico es una magnitud escalar definida por el producto escalar

$$\oint dA = \Phi_E \cdot d\vec{A} \quad (5)$$

Se utiliza el símbolo  $\oint$  para representar una integral sobre una superficie cerrada. Donde:

$\Phi_E$  (phi mayúscula) : Flujo eléctrico.

$\vec{E}$  : Campo eléctrico.

$d\vec{A}$  : Área superficial.

Como se indica en la ecuación 5, la ecuación del flujo eléctrico es una integral de superficie cerrada; esta debe ser evaluada sobre la superficie en cuestión. La superficie cerrada es aquella que divide el espacio en una región exterior y una región interior.

El valor del flujo eléctrico  $\Phi_E$  depende del campo como de la superficie. Es proporcional al número de las líneas del campo eléctrico que penetran en una superficie. Su unidad de medida es newtons por metros al cuadrado entre coulomb

$$N \cdot \frac{m^2}{C}$$

El flujo eléctrico de cualquier superficie cerrada depende de la carga que se encuentra al interior de esta, en caso de que la superficie cerrada no rodee a ninguna carga el valor del flujo es igual a cero.

Dado el caso de que la carga neta, que se encuentra al interior de la superficie, sea igual a cero, el valor del flujo es igual a cero, ya que el flujo

entrante anula al flujo saliente.

### 2.4.2 Ley de Gauss para el campo eléctrico

La Ley de Gauss es de mucha importancia para estudiar los campos eléctricos ya que describe la relación que existe entre el flujo eléctrico neto a través de una superficie cerrada y la carga encerrada por la superficie.

Al suponer una carga puntual positiva  $q$  que se encuentra ubicada en el centro de una esfera de radio  $r$ , la magnitud del campo eléctrico en todos los puntos de una superficie es igual a la mostrada en la ecuación 6:

$$E = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \frac{q}{r^2} \quad (6)$$

Las líneas de campo se dirigen radialmente hacia afuera siendo así perpendiculares a la superficie en todos sus puntos, como se presenta en la Figura 5. Por lo que, en cada punto de la superficie el vector del campo eléctrico  $\vec{E}$  es paralelo al vector del área  $\Delta\vec{A}_i$ , donde  $\Delta A_i$  representa un elemento de área local, el cual está rodeando al punto en la superficie.

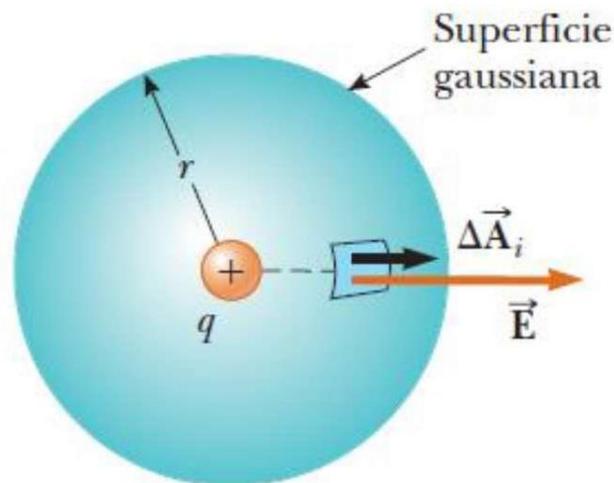


Figura 6. Superficie gaussiana esférica de radio  $r$  que rodea una carga puntual  $q$  Por lo tanto,

$$\vec{E} \cdot \Delta\vec{A}_i = E \Delta A_i \quad (7)$$

Y por la ecuación 5 se determina que la ecuación del flujo neto a través de la superficie gaussiana es igual a la mostrada en la ecuación 8 :

$$= \oint \vec{E} \cdot d\vec{A} = \oint E dA = E \oint dA \quad (8)$$

Donde  $E$  se encuentra fuera de la integral ya que es constante en la superficie. Adicionalmente al considerar la superficie esférica se tiene que  $\oint dA = A = 4\pi r^2$ .

Así pues, el flujo neto a través de la superficie gaussiana es mostrada en la ecuación 9 :

$$\Phi_E = k_e \frac{q}{r^2} (4\pi r^2) = 4\pi k_e q \quad (9)$$

Donde  $k_e = \frac{1}{4\pi\epsilon_0}$ , lo que permite escribir que:

$$= \oint \vec{E} \cdot d\vec{A} = \frac{q}{\epsilon_0} \quad (10)$$

La ecuación 10 establece que el flujo del campo eléctrico a través de una superficie cerrada  $A$  es igual a la carga neta  $q$  contenida dentro de la superficie, dividida por la constante de permitividad eléctrica.

La superficie cerrada que se emplea para determinar el flujo del campo eléctrico debido a una cierta distribución de cargas se denomina superficie gaussiana.

Ahora bien, la ley de Gauss también puede ser representada de forma diferencial en la que considera el valor de la densidad de carga contenida al interior de un volumen  $V$  rodeado por una superficie cerrada.

Utilizando el primer teorema de la divergencia para transformar el flujo del campo eléctrico en una integral de volumen, la ley de Gauss se escribe como la ecuación 11]:

$$\oint \vec{E} \cdot d\vec{A} = \int d^3x \vec{\nabla} \cdot \vec{E} = \frac{1}{\epsilon_0} \int d^3x \rho(x) \quad (11)$$

Como ambos *lados* de la igualdad tienen diferenciales volumétricas, se considera al volumen arbitrario.

La forma diferencial de la ley de Gauss es :

$$\nabla \cdot \mathbf{E} = \frac{\rho}{\epsilon_0} \quad (12)$$

Donde:

$\mathbf{E}$  : Campo eléctrico

$\nabla$  (nabla): Operador matemático muy variable que se aplica a números normales, corrientes, vectores, en este caso en operaciones vectoriales para el cálculo del campo eléctrico .

En la ecuación 12 de la forma diferencial de la ley de Gauss  $\nabla \cdot \mathbf{E}$  significa “divergente” de “E” y brinda información del vector “E”. Esta divergencia del campo vectorial dice donde nacen y mueren las líneas de campo y cómo de intenso es el proceso de nacimiento o muerte de líneas.

Al calcular la divergencia de  $\nabla \cdot \mathbf{E}$  pueden suceder tres cosas:

- Si  $\nabla \cdot \mathbf{E} = 0, \rho = 0$  , significa que ninguna línea nace ni muere en ninguna parte, es decir toda línea que entra en el entorno de un punto, sale otra vez de él, así mismo toda línea que sale entró antes por ahí mismo, en otras palabras, al no haber carga en el entorno del punto las líneas de campo que entran salen otra vez como si nada.
- Si  $\nabla \cdot \mathbf{E} > 0, \rho > 0$  , si la divergencia es positiva, esto significa que en el entorno minúsculo alrededor del punto “nacen” líneas de campo, cuanto más grande es el número positivo, más líneas “nacen” por lo tanto el flujo saliente del punto es más intenso. En otras palabras, al ser divergencia positiva salen más líneas de las que entran.

La letra griega  $\rho$  , representa la densidad de carga eléctrica que a su vez es una medida de cuanta carga eléctrica ya sea positiva o negativa se encuentra alrededor del punto. A mayor  $\rho$  más carga eléctrica se encuentra alrededor del punto.

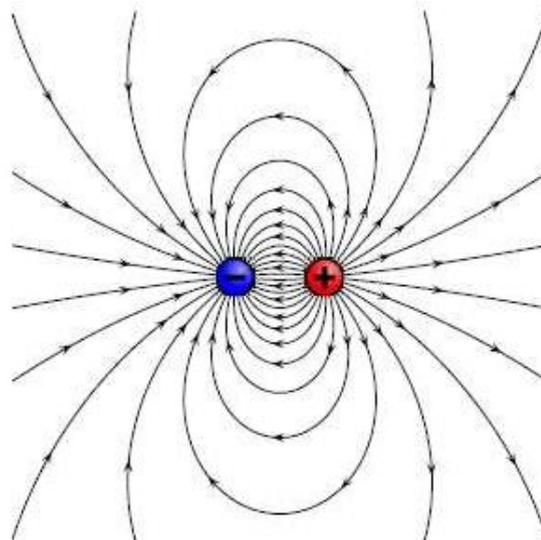
La letra griega  $\epsilon_0$  es la constante eléctrica o permitividad eléctrica del vacío. Es una constante física que según el Sistema Internacional de Unidades tiene el valor  $8,85 \times 10^{-12} \left[ \frac{A^2 s^4}{kg m^3} \right]$  de

La constante eléctrica es la relación numérica entre la carga y la fuerza eléctrica, este valor no varía jamás, es una constante universal.

En resumen, la ecuación 12 tiene solo dos factores variables que son la densidad de la carga eléctrica y la divergencia del campo eléctrico.

Manipulando la ecuación 12 matemáticamente se obtienen las líneas del campo eléctrico conociendo así donde nacen y mueren, observando cuando van cambiando en el espacio y cuantas aparecen y desaparecen.

El campo decrece proporcionalmente al cuadrado de la distancia, el comportamiento de las líneas de campo aplicando la ecuación en un protón y un electrón es mostrada en la Figura 6:



**Figura 7. Líneas de un campo de un dipolo eléctrico a ecuación**

La ecuación 12 es la ley de Gauss para el campo eléctrico, la misma que forma parte de las ecuaciones de Maxwell.

Esta ecuación señala que las cargas eléctricas son los lugares donde

nacen y mueren las líneas del campo eléctrico, nacen en cargas positivas y mueren en cargas negativas.

### **2.4.3 Campo Magnético**

El campo magnético no es más que la representación matemática que describe la cantidad de fuerza ejercida en una carga en movimiento. Esta representación permite describir la distribución de una fuerza magnética en el espacio dentro y fuera de algo magnético. Todas las fuentes del campo magnético son bipolares por naturaleza, poseen un polo norte y un polo sur (positivo y negativo).

Al existir una fuente de energía, habrá a su alrededor un campo magnético, que describe cómo actúan estas fuerzas magnéticas. El campo magnético es una magnitud vectorial que posee módulo y dirección. Cada vector apunta la dirección en la que lo haría una brújula y su magnitud depende de la fuerza magnética a la que se encuentra sometido.

La intensidad de campo magnético  $H$ , además se define como un vector de campo de la densidad de flujo magnético  $B$ . Tanto  $H$  como  $B$  se relacionan mediante  $\mu$ , (ecuación 13), que no es más que la permeabilidad magnética del aire.

$$B = \mu H \quad (13)$$

### **2.4.4 Fuentes del campo magnético**

Un campo magnético se puede generar por medio de una carga puntual o conjunto de cargas en movimiento (corriente eléctrica) o por la cercanía de un imán.

#### **2.4.4.1 Campo magnético proveniente de un imán**

Un imán es un material capaz de producir un campo magnético exterior y atraer a elementos o partículas ferromagnéticas. Estos campos son creados naturalmente por un imán o por un metal magnetizado que son consecuencia del movimiento de los electrones alrededor del núcleo atómico de dicho elemento y además sobre su propio eje, en un giro conocido en la física como spin .

Como se observa en la Figura 7, el polo norte del imán tiende a alinearse con el campo magnético, de modo que una aguja de brújula suspendida girará hasta alinearse con el campo magnético.

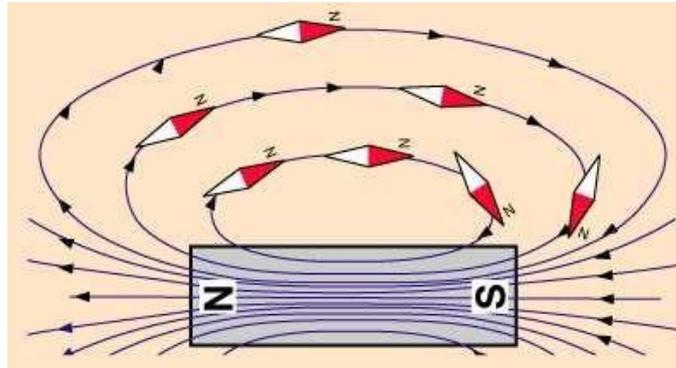


Figura 8. Campo magnético de un imán

#### 2.4.4.2 Campo magnético generado por una carga puntual en movimiento

Si una carga  $q$  se mueve con una velocidad  $\vec{v}$ , como se observa en la Figura 8, crea un campo magnético en todo el espacio.

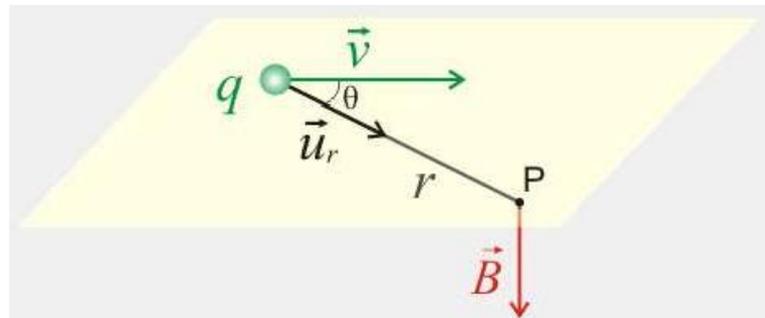


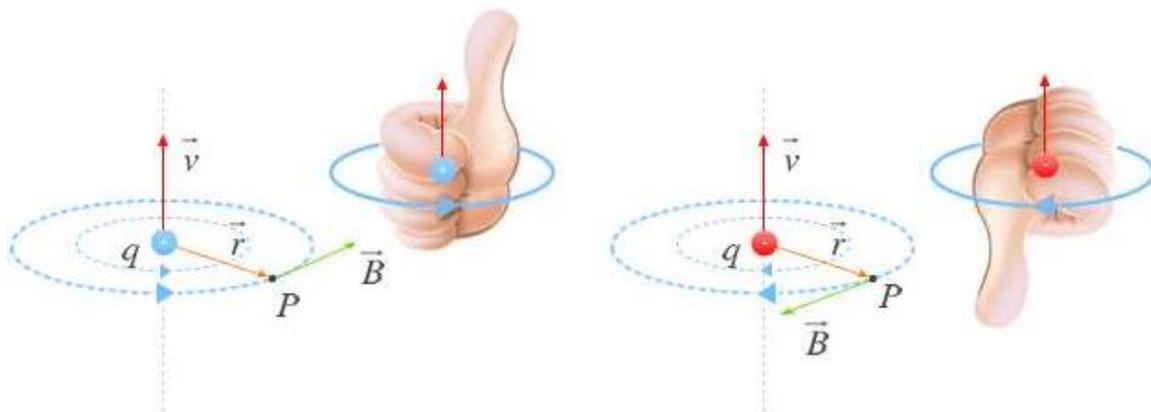
Figura 9. Descripción de una carga en el espacio]

Este campo se calcula mediante la siguiente expresión de la ecuación .14:

$$\vec{B} = \frac{\mu_0}{4\pi} \frac{q\vec{v} \times \vec{u}_r}{r^2} \quad (.14)$$

$$B = \frac{\mu}{4\pi} \frac{q.v.\sin(\vec{v} \times \vec{r})}{r^2} \quad (15)$$

Mientras que la dirección y sentido viene dado por la regla de la mano derecha



**Figura 10. Ley de la mano derecha**

En la Figura 13 se puede observar que cuando la carga  $q$  es positiva la orientación del dedo pulgar es en el mismo sentido que el vector velocidad mientras que si la carga  $q$  es negativa va en sentido contrario. Es decir, los dedos de la mano derecha apuntan en dirección del campo cuando el pulgar apunte a la dirección de la corriente. El campo magnético en la dirección del movimiento es nulo, ya que en este caso los vectores son paralelos y su producto vectorial es cero.

## **2.5 Definición de términos Básicos**

### III. HIPÓTESIS Y VARIABLES

#### 3.1 Hipótesis

##### 3.1.1 Hipótesis general

- ✓ **Hi:** Es posible modelar la distribución de los campos electromagnéticos a lo largo de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, mediante la utilización de los métodos de elementos finitos con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics).
  
- ✓ **Ho:** No es posible modelar la distribución de los campos electromagnéticos a lo largo de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, mediante la utilización de los métodos de elementos finitos con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics).

##### 3.1.2 Hipótesis específicas

- ✓ Es posible modelar los campos electromagnéticos de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, con los datos proporcionados **por** MEM con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics).
- ✓ Es posible Validar el modelo de simulación del software **empleado**, mediante las mediciones de campos electromagnéticos realizadas a lo largo del tramo de la línea de transmisión Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo
- ✓ Es posible revisar fuentes bibliográficas referentes a la modelación, **simulación** y medición de campos electromagnéticos en líneas de transmisión de extra alto voltaje.

#### **IV. DISEÑO METODOLÓGICO**

Se detallan las características de los elementos de las estructuras a modelar de la línea de transmisión Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, se describe el procedimiento a seguir para realizar las diferentes simulaciones de los campos eléctricos y magnéticos empleando el software FEMM y a su vez se presenta el método aplicado que, según las normas se debe seguir para medir los campos electromagnéticos a lo largo de la línea de transmisión. Las mediciones obtenidas en campo serán comparadas con los valores obtenidos en la simulación con el fin de validar el modelo y tener valores cercanos a los reales. En base al modelo validado se observará si al cambiar diferentes parámetros como condiciones atmosféricas, radio del conductor o geometría de los conductores, los valores de campos eléctricos y magnéticos varían, obteniéndose así una configuración óptima que reduce dichos valores.

##### **4.1 Tipo y diseño de investigación**

Por la naturaleza de esta investigación corresponde a la del tipo: Investigación Científica Aplicada-Transversal, además es Experimental-Tecnológica.

###### **a) Tipo de Investigación**

Según el objeto de estudio la presente Investigación es aplicada ya que utiliza los conocimientos en la práctica, para aplicarlos, en la mayoría de las veces, en provecho de la sociedad.

Según la fuente de información es Investigación Mixta, la cual participa de la naturaleza de la investigación de campo y de la investigación documental.

El nivel de la investigación es Descriptivo-Explicativa. Es Descriptiva por cuanto tiene la capacidad de seleccionar las características fundamentales del objeto de estudio, con una descripción detallada de sus partes y es Explicativa en la medida que se analizan las causas y efectos de las relaciones entre las distintas variables.

## **b) Diseño de Investigación**

La presente investigación desarrolla un diseño Descriptivo ya que el estudio en general busca determinar el grado de relación entre los variables objetos de estudio, en las muestras analizadas

### **4.2 Método de investigación.**

Método Hipotético- Deductivo

### **4.3 Población y muestra**

#### **4.3.1 Determinación de la Población**

Está conformado por todas las líneas de transmisión de 500 kV que forman parte del SEIN del Perú y pertenecientes a los sistemas de potencia de los países de América, Europa, Asia, África y Oceanía.

#### **4.3.2 Determinación de la Muestra**

La población y muestra del presente estudio es una línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo.

### **4.4 Lugar del estudio**

Universidad Nacional del Callao / Línea de Transmisión Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500kV.

### **4.5 Técnicas e instrumentos para la recolección de la información**

Para poder medir tanto los campos eléctricos como magnéticos, es necesario seguir procedimientos de tal manera que los valores medidos no sean erróneos. Hay normas internacionales que citan métodos adecuados para medir estos campos como es la norma IEEE Std. 644-1994 Standard Procedures for Measurement of Power Frequency Electric and Magnetic Fields From AC Power Lines.

#### **4.6 Análisis y procedimientos de datos**

Según la norma IEEE Std. 644-1994, la medición de intensidad de campos eléctricos se debe realizar a una altura de 1 metro sobre el nivel del suelo considerando el mismo procedimiento para la medición del campo magnético.

#### **INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA**

Una cámara termográfica define una imagen como fotografía de la temperatura de la radiación. Las cámaras producen una imagen con colores que interpretan el diseño térmico con facilidad. Una imagen producida por una cámara infrarroja es llamada termografía o termograma.

La termografía es el proceso por el cual se detecta el calor emitido por los elementos de las instalaciones de las redes eléctricas. Éste permite determinar los puntos con alta, media y baja emisión de calor, para que con esos datos se elabora un informe sobre el estado actual de los mismos y proceder a desarrollar un mantenimiento preventivo.

La cámara termográfica visualiza como fotografía la temperatura de la radiación y miden la temperatura de cualquier objeto o superficie de la imagen y producen una imagen con colores que interpretan el diseño térmico con facilidad.



**Figura 31.** IC-083: Cámara Térmica.

Fuente: PROMAX Electrónica.



**Figura 32.**Imagen Térmica con Detección de Falla.

Fuente. PROMAX Electrónica.

En líneas de transmisión esta técnica permite detectar, sin contacto físico cualquier falla que se manifieste en un cambio de la temperatura sobre la base de medir los niveles de radiación dentro del espectro infrarrojo.

En general, una falla electromecánica antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor. Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, pero, por lo general y dependiendo del objeto, la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones. La radiación emitida en la porción infrarroja del espectro electromagnético desde la superficie del objeto, lo traduce convirtiendo estas mediciones en señales eléctricas. Los ojos humanos no son sensibles a la radiación infrarroja emitida por un objeto, pero las cámaras termográficas, o de termovisión, son capaces de medir la energía con sensores infrarrojos.

En resumen, se puede determinar la temperatura de la superficie a distancia, en tiempo real y sin contacto.

### **3.3.1 Ventajas**

- ✓ Procedimiento que permite identificar con precisión el elemento disfuncional y/o defectuoso, en contraste de la pirometría que es una medida de temperatura de un punto.
- ✓ Técnica que se aplica a diversos equipos y maquinarias eléctricas: cables, bornes de transformadores, transformadores de intensidad, interruptores y piezas de conexión, etc.
- ✓ Se aplica en procesos preventivos, de seguimiento y de mantenimiento de defectos en tiempo “cuasi real”, y poder cuantificar la gravedad del defecto y sobre cargas.
- ✓ Programar las necesidades de mantenimiento en el momento más oportuno (que puede ir desde el simple seguimiento a una limitación de carga o a una intervención inmediata antes de que el defecto pueda producir efectos graves en la instalación).
- ✓ El procedimiento termográfico proporciona la reducción de riesgos para los operadores, aminora acontecimientos fortuitos para mantenimiento y su menor costo.
- ✓ La inspección termográfica se aplica con los equipos y maquinarias en marcha sin necesidad de detener el proceso ya que la inspección se realiza a distancia sin contacto físico con el elemento en condiciones normales de funcionamiento.

### **3.1.2 Desventajas**

- ✓ En caso de que el defecto no se manifieste externamente por incremento de la temperatura, hay una capacidad limitada para la identificación de defectos internos.
- ✓ El estado de carga del elemento bajo análisis puede influir en la determinación de las anomalías.
- ✓ Las afectaciones solares en los elementos de inspección enmascaran o confunde defectos: Los reflejos solares.

### **3.1.3. Proceso de Inspección Termográfica**

Una de las primeras manifestaciones de un problema en algún punto y elemento de la línea de transmisión es la generación de calor anormal (que se presenta como alta temperatura), con gran precisión se diagnostica la causa del problema y aplicar las acciones proceso o el componente de éste, utilizando la cámara de termovisión infrarroja, y al detectar una temperatura anormal se graba la imagen en la memoria digital de la cámara y se analiza con el software de análisis.

La inspección termográfica nos permite identificar de forma rápida y segura, los puntos calientes, los cuales indican las diferentes anomalías típicas tales como:

- ✓ Contactos flojos, corrosión o suciedad.
- ✓ Componentes defectuosos o mal dimensionados.
- ✓ Pérdidas de calor o frío por defecto del aislamiento térmico o refractario.
- ✓ Malas conexiones, cortocircuitos, sobrecargas, desbalance de fases, instalaciones deficientes.

Esto puede traer ventajas tales como:

- ✓ Reducción de interrupciones costosos en el proceso no programados (emergencias)
- ✓ Localización e identificación de problemas rápida y eficientemente, sin interrumpir los procesos.
- ✓ Reducción en el mantenimiento preventivo (tiempos) y efectividad al ejecutarlos.
- ✓ Identificación de problemas potenciales y mayor tiempo de vida de los equipos.

#### **3.1.3.1 Procesos de detección de Anomalías:**

Se dio con las siguientes etapas:

- **Barrido termográfico: Equipo o cámara de termovisión infrarroja.**
  - Inspección visual.

- Se obtuvo el porcentaje de carga que se encuentra en el sistema. Debe ser superior a un 40%.
- Medición de la temperatura de referencia, enfocado hacia el cielo despejado.
- Ajuste de la temperatura con el porcentaje (%) de la carga nominal.
- La observación termográfica de los puntos fue contrastada realizando un barrido en varias direcciones, con el objeto de evitar dejar puntos sin inspeccionar.
- Uso de binoculares como herramienta adicional para detectar fallas de deterioro físico o químico de los equipos.
- Análisis de los equipos desde un punto termográfico y realizar las observaciones pertinentes del estado sin intervenir para adecuarlos.
- Inspección del conductor principalmente, las grapas de retención y los puntos de conexión.
- Inspección en cada torre las cadenas de aisladores, los puentes, y los herrajes.

➤ **Elaboración de Resultados**

Conforme al análisis determinado por el software de la cámara se determinó:

- Termograma en formato de colores (2,3 o 4 colores).
- Fotografía de la máquina y/o equipo en inspección.
- Evaluación y diagnóstico de la falla.
- Evaluación distributiva de la temperatura.
- Histograma de distribución de temperatura.
- Análisis isotérmico.
- Acciones correctivas a la falla.
- Determinar el nivel de gravedad de la falla detectada.
- Grado de severidad.

**Tabla 2.**

*Criticidad del Punto Caliente.*

N°	Grado de Severidad	Rangos de Temperatura (D T)
1	Condición tolerable o incipiente	0 - 5 °C
2	Condición ligeramente severa	5 – 15 °C
3	Condición severa	15 – 25 °C
4	<b>Condición crítica</b>	<b>25 – 35 °C</b>

Fuente. Compañía ENGIE Energía Perú S.A.

➤ **Normas de Seguridad**

El personal encargado del procedimiento mantiene todos los equipos objeto de la observación visual y termográfica con carga suficiente para su operatividad. Debe tener en cuenta lo siguiente:

- Sistema AT: Inspeccionar sin excepción todos los implementos de seguridad personal, como son botas dieléctricas, casco, guantes, y ropa de trabajo apropiada para las condiciones de un sistema de AT.
- Mantener las distancias mínimas de seguridad.
- En condiciones de lluvia se suspende el procedimiento en caso de estar en proceso, y no se realiza la inspección termográfica en condiciones de lluvia. Se suspende, hasta que se presenten las condiciones meteorológicas adecuadas.
- Durante la inspección termográfica, el termografista irá acompañado de un técnico asistente de operaciones, para salvaguardar que no vayan a incurrir en actos de alto riesgos.

### **3.1.4 Porqué se Genera un Punto Caliente**

Analizamos e identificamos los puntos calientes:

#### **3.1.4.1 Conexión oxidada, corroída o floja**

El 95% de fallas se dan en los orígenes de puntos calientes en un sistema eléctrico, esto se traduce en el aumento de la resistencia de contacto entre dos elementos, generando alta temperatura la cual es liberada por el conductor adyacente y el aire.

En este caso el Termograma muestra el área caliente en el punto de conexión y también una disminución gradual de la temperatura a medida que aumenta la distancia desde el punto de conexión.

#### **3.1.4.2 Sobrecargas**

Según la Ley de Joule, un incremento en la carga ocasiona que se incremente la diferencia de temperatura (Ley de Joule).

#### **3.1.4.3. Fase Abierta**

Las discontinuidades de tamaño, forma, material, o capacidad de transporte de corriente son consideradas también como posibles puntos calientes.

En la inspección termográfica este tipo de comportamientos de fase abierta se reconocerán fácilmente, ya que esta fase no tendrá imagen térmica.

#### **3.1.4.4 Desbalance del sistema eléctrico**

El calor generado por las tres fases debe ser uniforme.

### **3.1.5 Identificación de Puntos Calientes**

Al realizar la inspección técnica de los equipos se analizará la distribución térmica, identificando si se presentan variaciones notables o no, así como la uniformidad térmica sobre la misma a lo largo del equipo. Si en los equipos inspeccionados se detecta alguna anomalía térmica, se realizará un barrido más detallado, desde diversos ángulos utilizando la escala de grises y de colores, determinando si se presenta alguna diferencia entre los dos tipos de termogramas.

Se debe identificar el origen del punto caliente certero, y que no sea ocasionado por una fuente externa (radiación incidente del sol o de otra fuente térmica sobre el lente de la cámara).

Si se tiene la seguridad de existir la anomalía térmica, se evalúa la gravedad a través de la variación de la temperatura.

Es factible identificar la presencia de variaciones de temperatura al comparar la distribución térmica a través de equipos similares de otras fases, que según los criterios establecidos determinaran la magnitud de la anomalía térmica.

### **3.2 INSPECCIÓN EFECTO CORONA**

El Efecto Corona se produce por la ionización del gas alrededor de las instalaciones de líneas de transmisión y distribución de alto voltaje. Generalmente se dan cuando la gradiente es superior a 30kV/cm en el aire. Al tener un fuerte campo eléctrico alrededor de las líneas aéreas, las moléculas de aire se ionizan ganando o perdiendo un electrón libre pasando a ser cargas eléctricas no neutras. Por lo que estas partículas ionizadas se mueven alrededor de la fuente eléctrica de manera constante. El efecto corona surge cuando el campo eléctrico excede de cierto valor y estas partículas comienzan a colisionar entre ellas disipándose gran cantidad de energía. De este modo, las zonas alrededor de los conductores o los herrajes se vuelven conductivas debido al efecto corona causando fallos y los consecuentes cortes de tensión.



**Figura 33.** Efecto Corona.

Fuente. ENGIE Energía Perú S.A.

### **3.2.1 Ventajas**

- ✓ La inspección del Efecto Corona es un procedimiento a las Inspecciones Preventivas.
- ✓ Localiza los puntos vulnerables del aislamiento de los sistemas eléctricos.
- ✓ Detectar problemas de instalación o mal diseño en instalaciones de media y alta tensión.
- ✓ Detectar componentes en etapas tempranas de degradación. Esto reduce los costos de mantenimiento debido a paros no programados.
- ✓ El área alrededor del conductor se vuelve conductora debido a la formación de corona. Se crea un diámetro más grande virtual del conductor. A medida que el diámetro aumenta, la tensión electrostática entre los conductores disminuye.
- ✓ El Efecto Corona reduce la sobretensión creadas por maniobra o descargas atmosféricas. Cuanto mayor es el voltaje aplicado mayor es la corona creada, por eso cuando una sobretensión ocurre se forma la corona y esta va a absorber la energía adicional mediante la creación de resplandor violeta, ruido y chispas.

### **3.2.2 Desventajas**

- ✓ Condiciones climáticas.
- ✓ Se reduce la eficiencia de transmisión.
- ✓ El ozono creado por esta causa efecto de corrosión en los conductores.
- ✓ Debido a la caída de tensión se produce un efecto corona no sinusoidal a través de la línea. Esto puede causar interferencia inductiva con líneas de comunicación vecinas.

### **3.2.3 Proceso de Inspección de Efecto Corona**

- ✓ Seguridad industrial: Antes de iniciar la inspección eléctrica, asegurar en repasar y cumplir con todos los procedimientos de seguridad en el proceso y regido por la empresa.
- ✓ Escaneo con los equipos eléctricos con el Ultraprobe porque los sonidos detectados ayudan a localizar exactamente de donde viene a emisión de una manera rápida y eficiente.
- ✓ Si por seguridad no es permitido acercarse a un equipo se utiliza módulos de detección de larga distancia.
- ✓ Para el diagnóstico más acertado, se utiliza el software de análisis espectral que ayuda a identificar patrones de sonido relacionados a las emisiones eléctricas a través de las pantallas FFT y Serie de Tiempo.

### **3.2.4 Porqué se Genera una Concentración de Fotones**

Los defectos usualmente detectados son:

- ✓ Degradación de los aisladores en líneas aéreas de M.T. y A.T.
- ✓ Campanas cortocircuitadas: reducen la distancia de aislamiento entre los dos extremos de la cadena de aisladores.
- ✓ Daños físicos en los componentes de A.T.: conductores (hilos abiertos), tornillería, herrajes, etc.
- ✓ Interferencias de radio: el arco generado provoca ondas electromagnéticas que interfieren en la comunicación entre equipos de radio.
- ✓ Índices de una instalación inadecuada: distancia insuficiente entre fases, mala conexión a tierra, conexiones flojas, etc.
- ✓ Indicación de un lavado no efectivo: uno de los principales factores que provoca la aparición del efecto corona, especialmente en los aisladores, es la existencia de contaminación en su superficie.

### **3.2.5 Identificación de Concentraciones de Fotones**

En presencia de un fuerte campo eléctrico externo, las moléculas que componen el aire tienden a ionizarse, es decir, a perder o ganar un electrón libre transformándose en cargas eléctricas no neutras. Luego, las partículas ionizadas y los electrones libres son repelidos o atraídos por el campo eléctrico según sea su polaridad.

Cuando el campo eléctrico externo es alterno, entonces las moléculas ionizadas y los portadores libres se acercan y alejan de la fuente del campo eléctrico continuamente. Este movimiento de iones y cargas es más energético cuanto mayor sea la magnitud y la frecuencia del campo eléctrico.

Si la magnitud del campo eléctrico supera un cierto valor, entonces el movimiento de las cargas produce choques entre ellas en donde se disipa una cantidad de energía tal que se producen recombinaciones químicas entre las moléculas involucradas. Este proceso químico libera al espacio nuevas moléculas, y la recombinación e ionización de algunas de estas produce la liberación de fotones los cuales producen el efecto visible que se conoce como Efecto Corona.

La [espectrometría de absorción](#) se basa en la absorción de fotones por una o más sustancias presentes en una y la promoción subsiguiente del electrón (o electrones) desde un nivel de energía a otro en esa sustancia. La longitud de onda en la cual el fotón incidente se absorbe es determinada por la diferencia en los niveles de energía disponibles de las diferentes sustancias presentes en la muestra. Esta es la selectividad de la espectrometría de absorbancia, la capacidad de generar fuentes de fotones (luz) que son absorbidas sólo por algunos componentes en una muestra.

### **3.3 DETECCIÓN DE DESCARGAS PARCIALES**

Las descargas parciales son una rotura de la rigidez dieléctrica en algún punto o del aislamiento localizado, nacen cuando una imperfección aparece en el material aislante, los cuales son minúsculos arcos eléctricos

que se forma entre dos electrodos, son de naturaleza parcial y transitoria, con tiempo de duración muy corto y de baja tensión.

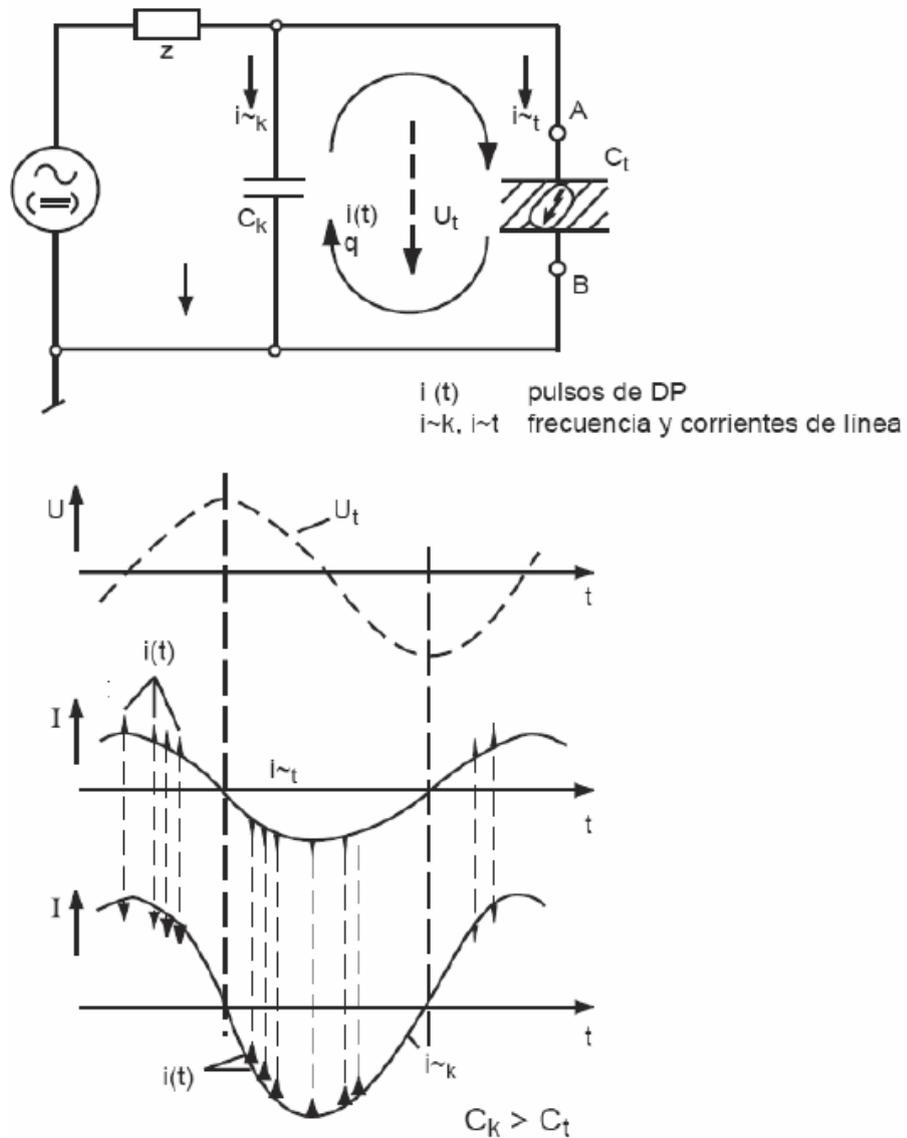
Medir el nivel de descargas parciales tiene como objetivo determinar la vida útil probable de los elementos y/o equipos de alta tensión respecto a su aislamiento. Si las descargas se hacen frecuentes, el deterioro será severo y dependerá de la naturaleza del material, la geometría, la localización y el tipo de defecto, así como de la intensidad, la frecuencia de repetición y la clase de descarga. Si las descargas parciales no se eliminan a tiempo, se dañará progresivamente el aislamiento de manera severa y con el tiempo el equipo en cuestión fallará antes de su periodo de vida útil previsto.

Las técnicas actuales de medición de las descargas parciales aportan datos cualitativos muy útiles sobre el estado de los aislamientos, que permiten la detección anticipada de eventuales fallos o puntos débiles, a la vez no proporcionan parámetros cuantitativos de la vida útil esperada. Un adecuado control y/o vigilancia del estado de un aislamiento, se da al repetir la medición del nivel de descargas parciales periódicamente, siendo esta periodicidad de acuerdo con los resultados de la comparación y/o análisis de los valores obtenidos.

La norma UNE-21313, rige las normas generales en lo que se refiere a la medida de las descargas parciales (DP). Donde hay dos sistemas generales para la detección y medida de las DP:

- ✓ El método eléctrico, que consiste en evaluar la llamada 'carga aparente' o amplitud de la descarga, expresada en coulomb (normalmente en pico coulomb).

- ✓ El método no eléctrico que consiste en la captación y evaluación de las ondas de presión (básicamente en el dominio de los ultrasonidos) producidos por las DP.



**Figura 34.** Detección de Cargas Parciales. Circuito de Prueba para DP y gráfica de corrientes de desplazamiento y de DP.

Fuente. ENGIE Energía Perú S.A.

### 3.3.1 Método Eléctrico

Si se produce una DP en una cavidad de una parte de la energía que había en la cavidad se disipa en forma de carga eléctrica 'q'.

A esos efectos la cavidad puede considerarse un condensador.

Es imposible medir el valor de la carga 'q' que se pone en juego con la DP, se vio por conveniente definir un valor que pueda medirse y que sea una imagen lo suficientemente buena de la energía disipada por la DP en el seno del dieléctrico.

Este valor se llama carga aparente 'q' y se considera dimensionalmente como una cantidad de electricidad. La norma lo define de la forma siguiente:

La carga aparente 'q' de una descarga parcial es la carga que, si se inyectara instantáneamente entre los bornes del objeto a ensayar, cambiaría momentáneamente la tensión entre los mencionados bornes, en la misma medida que cuando se produce una descarga parcial. El valor absoluto 'q' de la carga aparente se llama habitualmente amplitud de la descarga (Coulomb: Pico Coulombs).

La carga aparente no es igual al valor de la carga transferida efectivamente a través de la cavidad en el interior del dieléctrico donde se ha producido la DP pero se utiliza por ser un valor observable en los bornes del objeto ensayado y que es función del valor de la carga efectiva de la DP. Se trata por consiguiente de un valor que es posible medir.

Como se muestra en la Figura 34 los equipos de medida de descargas parciales se componen básicamente de:

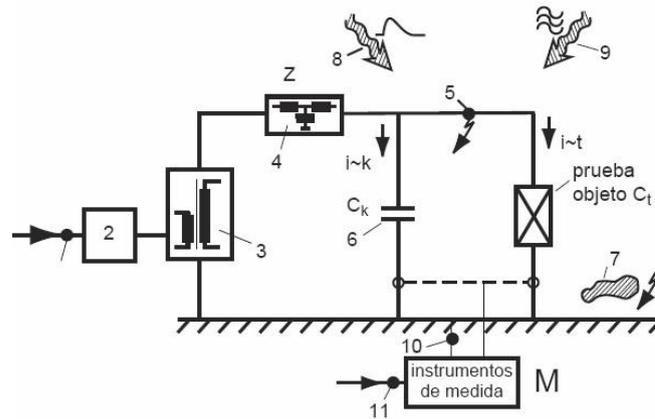
- ✓ Condensador "Ct": Fuente o generador de la tensión alterna a aplicar al objeto que se ensaya.
- ✓ Es un transformador de salida en alta tensión. El objeto que se prueba se comporta como un condensador 'Ct' con una capacidad que dependerá de entre qué puntos se le aplica la tensión.
- ✓ Condensador "Ck" que se conecta en paralelo con el objeto de que se ensaya. Es un condensador de alta tensión, libre de descargas parciales. Su capacidad ha de ser mayor que la del objeto a ensayar. Se llama condensador de unión o de acoplamiento.

- ✓ Impedancia de medida 'Zm' conectada en serie con el condensador de unión 'Ck' o bien en serie con el objeto a ensayar (condensador 'Ct'),
- ✓ Instrumento de medida; o equipo de instrumentos de medida 'M', conectados a los bornes de la impedancia de medida que se comporta por lo tanto como un shunt de medida. Lo que mide realmente el equipo de instrumentos 'M' son las corrientes ocasionadas por las DP.

Por lo que son impulsos de corriente como se ve en la Figura 34, que se superponen a la onda sinusoidal de la corriente capacitiva que circula por el objeto a analizar (condensador 'Ct') cuando se le aplica la tensión alterna de prueba. Estos impulsos de corriente debidos a las DP tienen valores de cresta proporcionales a los valores de 'q' (carga aparente) y por lo tanto pueden calibrarse en picoCoulombs.

Pueden visualizarse en la pantalla de un osciloscopio y así medir su amplitud, hallar su secuencia temporal y su correlación con el valor de la tensión alterna de prueba que se ha aplicado. Normalmente, este osciloscopio, que forma parte del equipo instrumentos de medida 'M', visualiza los impulsos sobre una base de tiempo elíptica (sincronizada con la tensión alterna de ensayo). Este equipo de instrumentos 'M' puede medir también:

- El valor de la mayor de las descargas que se producen en un cierto intervalo de tiempo, del orden de algunos periodos, en escala calibrada en picoCoulombs,
- La medición de la frecuencia de repetición de las descargas (número de descargas por unidad de tiempo), en función de la carga aparente 'q',
- El valor medio 'I' de la corriente de las descargas,
- El valor medio cuadrático 'D' de las descargas,
- Además d|e indicar de forma digital o analógica del valor de la carga aparente 'q' que ha visualizado el osciloscopio.



- 1 y 11. Red de alimentación
- 2. Divisor o regulador de Tensión
- 3. Fuente de Alta Tensión
- 4. Filtro de la fuente de Alta Tensión
- 5. Cables de interconexión y electrodos
- 6. Condensador de acoplamiento
- 7. Objetos metálicos varios cercanos al lugar
- 8. Interferencias de impulsos
- 9. Ondas electromagnéticas de radiodifusión
- 10. Corrientes parásitas en el sistema de tierra

**Figura 35.** Circuito de Medida de DP con Fuentes de Interferencia Típicas.

Fuente: ENGIE Energía Perú S.A.

En la Figura 35 anexa se representan las fuentes típicas de interferencias que afectan a los equipos de medida de DP.

La norma UNE-21313 clasifica las interferencias en:

- a) Perturbaciones en principio independientes de la tensión aplicada al objeto a ensayar. Son básicamente las de procedencia exterior al equipo ensayado.
- b) Perturbaciones ligadas a la fuente de la tensión de prueba. Son básicamente las que tienen su origen en el propio equipo de ensayo y generalmente crecen con el aumento de la tensión de ensayo.

Por lo tanto, es preciso:

- ✓ Detectar las perturbaciones, diferenciándolas de las DP.
- ✓ Determinar su valor equivalente a una DP (medir el valor de la carga aparente 'q') que tendrían si fueran realmente DP, eliminarlas

totalmente o en la mayor parte posible, sin que esta eliminación afecte a la medición correcta de las DP.

Para un adecuado control del estado de un aislamiento, es necesario repetir la medida de las DP en intervalos de tiempo a fin de comparar los valores obtenidos con los de medidas anteriores. En muchas ocasiones se trataría de hacer una medida en el lugar de la instalación (medida 'in situ'). Ahora bien, en la práctica, en muchos casos esta medida 'in situ' es difícil o imposible de realizar.

El ensayo en la planta se hará dentro de un recinto blindado, que permite obtener resultados más precisos, ya que se trata de un ensayo en alta tensión.

En varias oportunidades se presentan problemas de espacio para colocar el equipo de medida en el lugar donde está instalado el equipo a probar, sea por las dimensiones del condensador de acoplamiento 'Ck' y/o de la fuente de tensión o bien por las distancias eléctricas necesarias a las otras partes de la instalación, ya que se trata de un ensayo en alta tensión.

En las medidas 'in situ', disminuyen la precisión por las interferencias de diversas procedencias, siendo mejor realizarla dentro de un recinto blindado. Frente a estos inconvenientes se da el procedimiento de evaluación del nivel de DP llamado procedimiento no eléctrico.

### **3.3.2 Método no Eléctrico**

El método no eléctrico consiste en captar las ondas de presión y evaluar su 'energía relativa' que es proporcional a la energía de la DP que las ha originado.

Con el concepto de carga aparente, la energía relativa no es igual a la energía realmente liberada por la DP pero si proporcional, por lo que es aplicable para medir el nivel de DP. La energía relativa se expresa en valor adimensional (sin unidad de la física). Son medidas arbitrarias enteras llamadas 'pulsos' (o 'counts' en inglés).

En este método de medida se presentan problemas de interferencias. El sensor de la onda ultrasónica generada por la DP capta también otras ondas de frecuencia, distintas a la DP que distorsionan la medida. Una

descarga parcial (DP) se caracteriza por tener una liberación muy brusca de energía (pulsación) que se desplaza por medio de la red, en forma de una onda de presión. El espectro de frecuencias de esta onda, va desde la frecuencia audible hasta algunos MHz (ultrasonidos).

Al difundirse por el medio, esta onda tiene una atenuación que depende de la naturaleza del medio y de la frecuencia.

Si es en aire el medio donde se ha producido la DP (caso de efecto corona en líneas) las frecuencias audibles se propagan mejor (se atenúan menos) que las frecuencias superiores. Si el medio donde se ha producido la DP es un sólido, un líquido o una combinación de los dos, las frecuencias superiores se atenúan menos (se propagan mejor) que las frecuencias más bajas.

Con el fin de diferenciar y minimizar estos 'ruidos' ajenos a la onda de DP, el equipo filtra las frecuencias ajenas a la banda de frecuencia donde haya mayor acumulación de energía. Así, aun no eliminando totalmente los ruidos, la relación de amplitudes 'señal DP/ruido' es mucho más elevada.

La energía detectada por el captador depende de los siguientes factores:

- ✓ La amplitud de onda para una DP de intensidad determinada, la amplitud de la onda que llega al captador está en función del recorrido de la descarga y de la disminución de la onda hasta llegar al sensor, que a la vez depende del medio de propagación y de la distancia entre el lugar de la DP y el sensor.
- ✓ Duración de la señal. La energía está en función de la intensidad de la señal y además del tiempo de duración.
- ✓ Frecuencia de aparición de la señal. Mayor frecuencia significa mayor energía,
- ✓ Nivel de amplificación (dB) de la señal.

Los valores medidos de la energía relativa no son considerados en un sentido absoluto.

En este método (basado en la medida de la carga aparente 'q'), se da la comparación de los valores obtenidos con las anteriores medidas. Por lo que se determina la evolución temporal o tendencia.

Ventajas del método de medida no eléctrico de las DP en pulsos de energía relativa:

- Medida en el lugar de la instalación
- Localizar la zona o zonas del equipo donde se producen las DP. Esta ventaja está nombrada en la norma UNE-21313 (apartado 3.4.1).

Se coloca el captador en diferentes puntos del equipo a evaluar y se van haciendo medidas, con el mismo nivel de amplificación de la señal.

Con la comparación entre los valores obtenidos en los diversos puntos se puede obtener un diagnóstico que nos permite tomar decisiones de mantenimiento apropiadas.

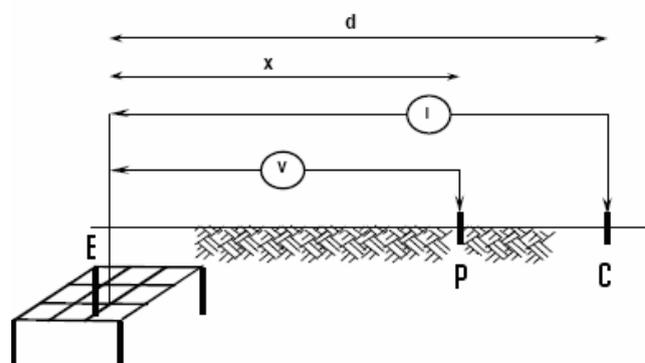
### 3.4 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La medición de resistencia de puesta a tierra se realiza antes de poner en funcionamiento el sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. La técnica de caída de potencial, cuya disposición de montaje para medición se muestra en la Figura 36 es uno de los métodos de medición.

En donde:

**d**: Distancia de posición del electrodo auxiliar de corriente, siendo 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81).

**X**: Distancia del electrodo auxiliar de tensión. RPT Resistencia de puesta a tierra en ohmios, calculada como  $V/I$ .



**Figura 36.** Esquema de Medición de Resistencia de Puesta a Tierra.

Fuente: Elaboración propia.

Método de la caída de potencial, es el método más usado para medir la resistencia de puesta a tierra, La técnica consiste en pasar corriente entre el electrodo o sistema de puesta a tierra a medir y un electrodo de corriente auxiliar cerca y medir el voltaje con la ayuda de un electrodo auxiliar (P) como muestra la Figura 36. Para minimizar la influencia entre electrodos, el electrodo de corriente se coloca generalmente a una sustancial distancia del sistema de puesta a tierra. Típicamente ésta distancia superior a la dimensión más grande del sistema de puesta a tierra bajo estudio.

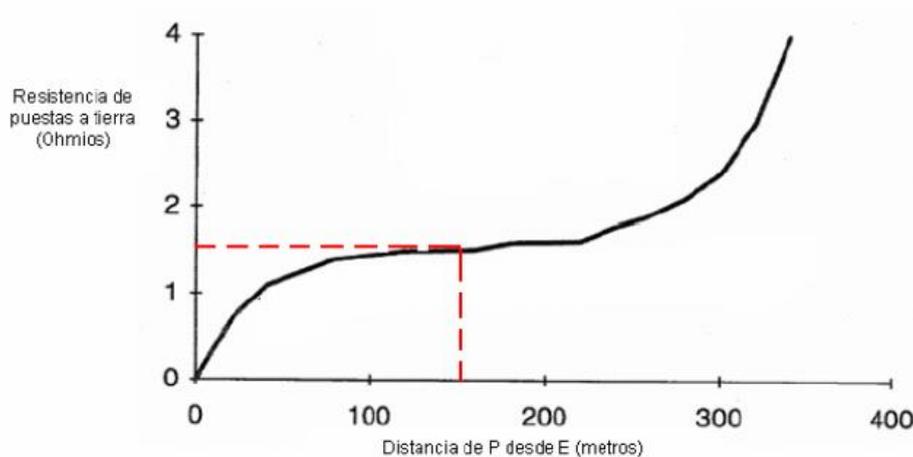
El valor de resistencia de puesta a tierra al aplicar este método es cuando la posición del electrodo auxiliar de tensión se encuentra al 61,8 % de la distancia del electrodo auxiliar de corriente. Distancia en la posición teóricamente correcta para medir la resistencia exacta del electrodo para un suelo de resistividad homogéneo.

La ubicación del electrodo de voltaje es muy importante para medir la resistencia de un sistema de puesta a tierra: Libre de cualquier influencia del sistema de puesta tierra bajo medida y del electrodo auxiliar de corriente. Para verificar si el electrodo de voltaje esta fuera de la zona de influencia de los electrodos es obtener varias lecturas de resistencias moviendo el electrodo de voltaje en varios puntos entre el sistema de puesta a tierra y el electrodo de corriente. Dos o tres lecturas constantes y consecutivas pueden asumirse como representativas del valor de resistencia verdadera.

La Figura 37. Gráfica típica de resistencia contra distancia del electrodo de voltaje (P). La curva muestra como la resistencia es cercana a cero cuando

(P) se acerca al sistema de puesta a tierra y se aproxima al infinito hacia la localización del electrodo de corriente (C). El punto de inflexión en la

curva corresponderá a la resistencia de puesta a tierra del sistema bajo estudio.



**Figura 37.** Resistencia de Puesta a Tierra Versus Distancia.

Fuente: Elaboración propia.

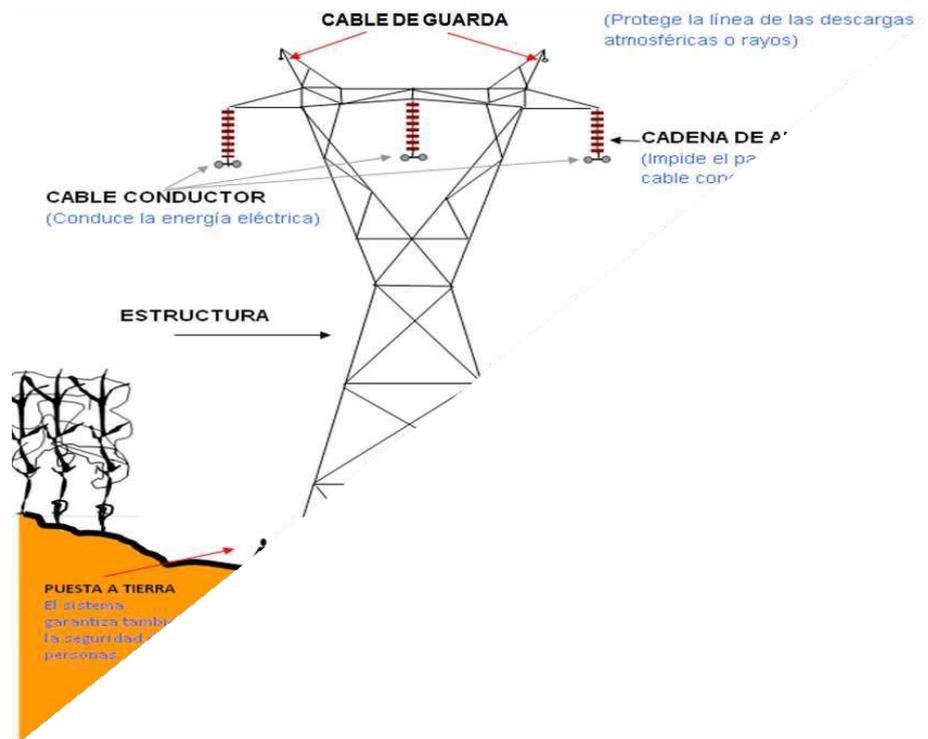
### 3.5 INSPECCIÓN VISUAL

Es un control y registro que se hace torre por torre de la línea de transmisión para determinar:

- La condición de las bases de anclaje y el terreno alrededor de las torres.
- La condición de las conexiones de puesta a tierra.
- La condición de la estructura en su totalidad.
- La condición de las cadenas de aisladores.
- La condición de los conductores, separadores, grapas, empalmes, amortiguadores y conexiones terminales.
- La condición del cable de guarda, incluyendo todos sus elementos en el punto de anclaje a la torre.

La inspección consiste en evaluar minuciosamente toda la línea y sus elementos. En cada estructura se observa el estado de la conexión a tierra y se observa a distancia el conductor, los aisladores, los herrajes y el cable de guarda. El conductor y el cable de guarda son observados a lo largo de cada vano.

Para poder verificar y corroborar en cierto grado el estado de todos los elementos involucrados en la revisión, es necesario conocer al detalle toda la línea de transmisión (planos de detalle de las estructuras, fundaciones, herrajes, conductores, así como los planos de ruta y del perfil topográfico).



**Figura 38.** Esquema tipo de Partes y Materiales de una Torre de L.T.

Fuente: ENGIE Energía Perú S.A.

### 3.5.1 Criterios de Evaluación del Terreno

Las bases de concreto y el terreno forman parte fundamental para la estabilidad de las torres (Fig. 38).

Las cimentaciones para líneas de transmisión pueden estar sometidas a cargas de compresión o de extracción. En las torres en ángulo, siempre tendrán una o más de sus cimentaciones trabajando a extracción. Al diseñar las bases de concreto para una torre de transmisión, el factor decisivo, resulta ser la carga de extracción, y la consideración

fundamental para evitar este efecto de extracción, es la resistencia del terreno sobre la parrilla; esta resistencia está íntimamente relacionada con el movimiento de la base cimentada.

De ahí que la alteración superficial del terreno, tanto por erosión del mismo, como por alteración de sus propiedades, pueden ser causa de la pérdida de estabilidad de la fundación de la torre.

Las principales causas de alteración del terreno pueden ser:

- Suelos dispersivos
- Falla de talud ante eventos sísmicos.
- Erosión del terreno.

La evaluación del terreno por parte del personal encargado de la inspección determina el estado de éste como bueno, regular, malo o crítico, de acuerdo con el nivel de afectación que tengan sobre la estabilidad, la cimentación de la torre y la erosión alrededor de la misma.

### **3.5.2 Criterios de Evaluación de las Estructuras**

La evaluación de las torres se enfoca fundamentalmente en los elementos y tornillos dañados en la estructura, a partir del conocimiento del comportamiento estructural de la torre y las zonas donde se encuentra la mayor dinámica, por lo tanto, en una torre con determinado número de tornillos evaluados de regular, con elementos que unen elementos redundantes se evalúa de regular, mientras que si otra torre con un menor número de tornillos evaluados de regular pero con uniones más esforzadas desde el punto de vista mecánico será evaluada de mal. En cuanto al estado de las estructuras se puede considerar como:

- ✓ **Regular**, cuando comienza la pérdida del galvanizado, con manchas de oxidación con aparición de burbujas.
- ✓ **Malo**, pérdida del galvanizado y surgimiento de las escamas y la expansión de la sección, donde al eliminar las escamas el elemento ha perdido parte de su sección.
- ✓ **Crítico**, cuando el elemento tenga una pérdida del espesor, mayor al 50 %, hasta la pérdida casi completa del elemento.

Inspección realizada por personal capacitado en el manejo de una planilla diseñada específicamente para tal fin. Este personal recorre toda la estructura revisando, en forma visual y táctil en algunos casos (existencia de desprendimiento de material por corrosión, miembros flojos o faltantes, etcétera).

### **3.5.3 Criterios para Evaluación del Estado de los Aisladores**

Las secciones y cadenas de aisladores en una línea de transmisión determinan de forma directa en la operación confiable de un sistema eléctrico de potencia, estos aisladores soportan esfuerzos eléctricos y mecánicos ocasionados por descargas eléctricas, sobre tensiones, cambios bruscos de temperatura, vibraciones, etc.

Al evaluar los aisladores se debe garantizar la buena distribución de tensión en la cadena de aisladores y garantizar la no presencia del efecto corona, ya que este fenómeno produce la aparición de un agente corrosivo como también pérdidas de energía.

El elemento aislante se puede considerar como:

- ✓ **Regular**, cuando producto de descargas superficiales, se observan sobre el material aislante líneas de fugas estrechas y continuas. el material aislante líneas de fugas estrechas y discontinuas.
- ✓ **Malo**, cuando producto de descargas superficiales, se observan sobre el material aislante líneas de fugas estrechas y continuas.
- ✓ **Crítico**, existen tres criterios:
  - Cuando se producen descargas superficiales, se observan sobre el material aislante líneas de fugas anchas y continuas.
  - En el caso de aisladores de porcelana: Rotura o agrietamiento en la superficie aislante.
  - En el caso de aisladores de vidrio, cuando se observa carencia de la parte aislante.

### **3.5.4 Revisión de los Conductores y Accesorios**

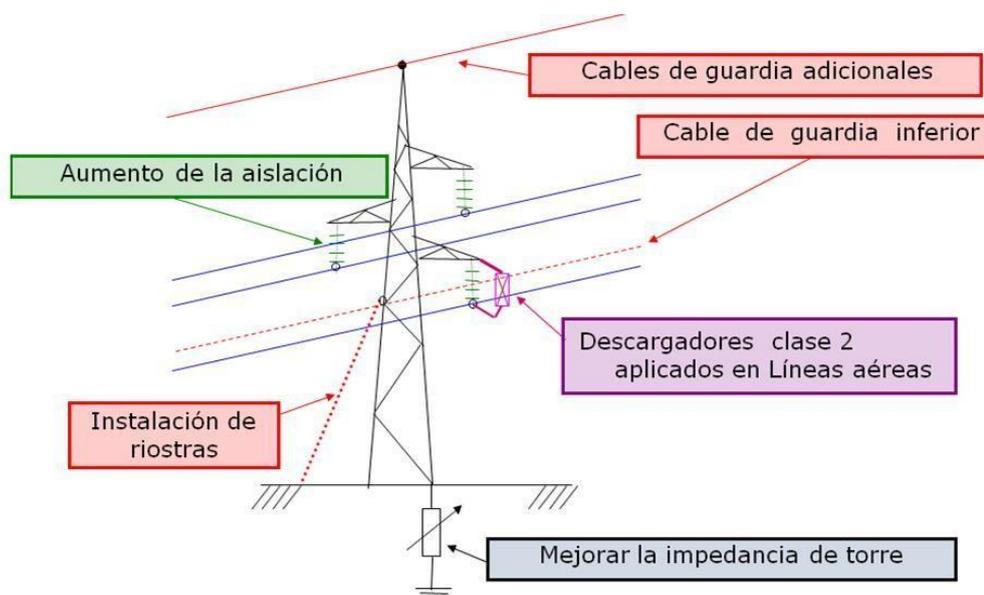
El procedimiento de revisión es similar al utilizado en la inspección de la cadena de aisladores, además de utilizar en algunos casos el uso de

binoculares para verificar con mayor precisión la condición de todos los componentes en la red.

### 3.5.5 Revisión del Cable de Guarda, incluyendo todos sus elementos en el Punto de Anclaje a la Torre.

Los cables de guarda se encuentran ubicados en la parte más elevada de la torre y extremos distales. El encargado de revisar las líneas debe subir a ese lugar teniendo como precaución no aproximarse a una distancia menor a 60 cm.

Desde esa posición se puede observar con claridad y seguridad todas las partes componentes del cable de guarda y debe verificar el estado en que se encuentran.



**Figura 39.** Cables de Guarda y Elementos en el Punto de Anclaje de la Torre.

Fuente: IPESA S.A.C.

## Instrumentos de medición

Existen diferentes instrumentos que permiten medir campos electromagnéticos y campos eléctricos y magnéticos por separado a diferentes frecuencias, en este caso, se consideran instrumentos para medición de campos electromagnéticos en líneas de transmisión a 60 Hz. Para el presente estudio se utilizan los instrumentos de medida de campos eléctricos y magnéticos SPECTRAN NF-5035 y Survey Meter HI-3604 los cuales son medidores de cuerpo libre (Free Body Meter) y de uno, dos o tres ejes, según la opción seleccionada. Las características técnicas de cada uno de los equipos se detallan en la Tabla 4 y Tabla 5, respectivamente.

**Tabla 1. Especificaciones equipo de medición SPECTRAN NF-5035**

<b>SPECTRAN NF 5035</b>	
<b>Specifications base unit</b>	
Frequency Range (min)	1 Hz
Frequency Range (max)	30 MHz
Electric Field [V/m] (min) (typical)	0.1 V/m
Electric Field [V/m] (max) (typical)	5000 V/m
Magnetic Field [Tesla] (min) (typical)	1 pT
Magnetic Field [Tesla] (max) (typical)	500 uT
Magnetic Field [Gauss] (min) (typical)	10 nG
Magnetic Field [Gauss] (max) (typical)	5 G
Analog input [V] (min) typical	200 nV
Analog input [V] (max) typical	2 V
RBW (resolution bandwidth) min	0.3 Hz
RBW (resolution bandwidth) max	1 MHz
Demodulator	AM/FM
Units (additional unitis via PC software)	V, V/m, T, G, A/m
Detector	RMS/MinMax
Internal Datalogger (size)	64K
FFT resolution (points)	1024
Lowest Sample Time	10 mS
Accuracy (typical)	3%



Figura 11. SPECTRAN NF-5035

Tabla 2. Especificaciones equipo de medición Survey Meter HI-3604 [35]

MODEL HI-3604 Survey Meter	
Electric Specifications	
Frequency Range (nominal)	30-2000 Hz
Frequency Response (typical)	<b>Magnetic Field:</b> +0,5, -2,0 dB (30-1000 Hz) -2,0, -6,0 dB (1000-2000 Hz) <b>Electric Field:</b> +0,5,-2,5 dB (39-2000 Hz)
Dynamic Range	<b>Electric:</b> 1 V/m-200 kV/m <b>Magnetic:</b> 0.2 mG -20 G
Response	True RMS
Logging	On-Board, 112 Readings (max)
Sensitivity	<b>Electric fields:</b> 1 V/m-199 kV/m <b>Magnetic field:</b> 0.1 mG-20 G



Figura 12. Survey Meter HI-3604

Por otro lado, se utiliza el equipo Hybrid-Powered Environmental Quality Meter 850068 que permite tomar medidas de temperatura y humedad relativa del aire. Las características de este equipo se presentan en la Tabla 5, y el equipo se observa en la Figura 22.

Tabla 3. Especificaciones equipo Hybrid-Powered Environmental Quality Meter 850068

Medición	Unidad	Rango	Resolución	Precisión
Temperatura ambiente	°C	0 a 50 °C	0.1 °C	±1.2 °C
	°F	32 a 122 °F	0.1 °F	±2.5 °F
Humedad relativa	%RH	10 a 95% RH	0.1% RH	<70% RH ±4% RH ≥70% RH ±(4% reading ± 1.2% RH)
Velocidad del viento	m/s	0.4 a 25.0 m/s	0.1 m/s	≤20 m/s ±3% F.S.
	km/h	1.4 a 90 km/h	0.1 km/h	>20 m/s ±4% F.S.



Figura 13. Hybrid-Powered Environmental Quality Meter 850068

Una vez que se han simulado los campos eléctricos y magnéticos en el software FEMM, se contrastan estos valores con las mediciones realizadas a lo largo de la línea de transmisión en las estructuras escogidas de tal manera que se puedan ajustar los parámetros del modelo a fin de que los valores simulados se acerquen a la realidad. Se manejan varios escenarios en los cuales se varía la altitud con respecto al nivel del mar, observando si este aspecto influye en la intensidad de los campos electromagnéticos emitidos por una línea de transmisión.

Conocida la presión atmosférica del aire, así como la temperatura ambiente, se calcula el gradiente crítico disruptivo del aire con el fin de establecer el voltaje de inicio de corona y el gradiente superficial del conductor, ya que un menor valor del campo eléctrico en la superficie del conductor disminuye el efecto corona. Tras determinar la configuración de línea de transmisión que mejor se ajuste en la reducción de campos electromagnéticos, se calculan las pérdidas por efecto corona en cada una de las estructuras analizadas y se determina si efectivamente, el nuevo diseño, reduce las pérdidas por efecto corona comparado con la configuración actual.

## **V. RESULTADOS**

En este trabajo de tesis se detallan los resultados obtenidos una vez medidos los campos eléctricos y magnéticos en las diferentes estructuras seleccionadas que conforman la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo. Con los datos obtenidos en la medición se validaron las simulaciones realizadas en el software FEMM. Luego se realizaron simulaciones para diferentes casos de estudio y diferentes escenarios. En base a esto, utilizando el software PLS-CADD, se muestra la configuración óptima que reduce los valores de campos electromagnéticos.

## Medición de campos electromagnéticos bajo la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo

La medición de los campos electromagnéticos se realizó de acuerdo con los procedimientos presentados en las Normas Internacionales en la sección 2.3 con el fin de obtener valores reales. Se mide el perfil longitudinal de la línea de transmisión tomando la mayor cantidad de puntos equidistantes posibles, de esta manera se cubre tanto el vano de adelante y el vano de atrás de la estructura escogida. Una vez obtenidos los valores máximos del campo eléctrico y magnético longitudinalmente se mide el perfil lateral de la línea de transmisión cubriendo el ancho de la franja de servidumbre que para el caso de la línea de 500 mil voltios es 30 metros a cada lado. Así mismo para poder validar las simulaciones realizadas se mide el perfil lateral tomando como referencia el centro de la torre. La medición es realizada a 1 metro sobre el nivel del suelo.

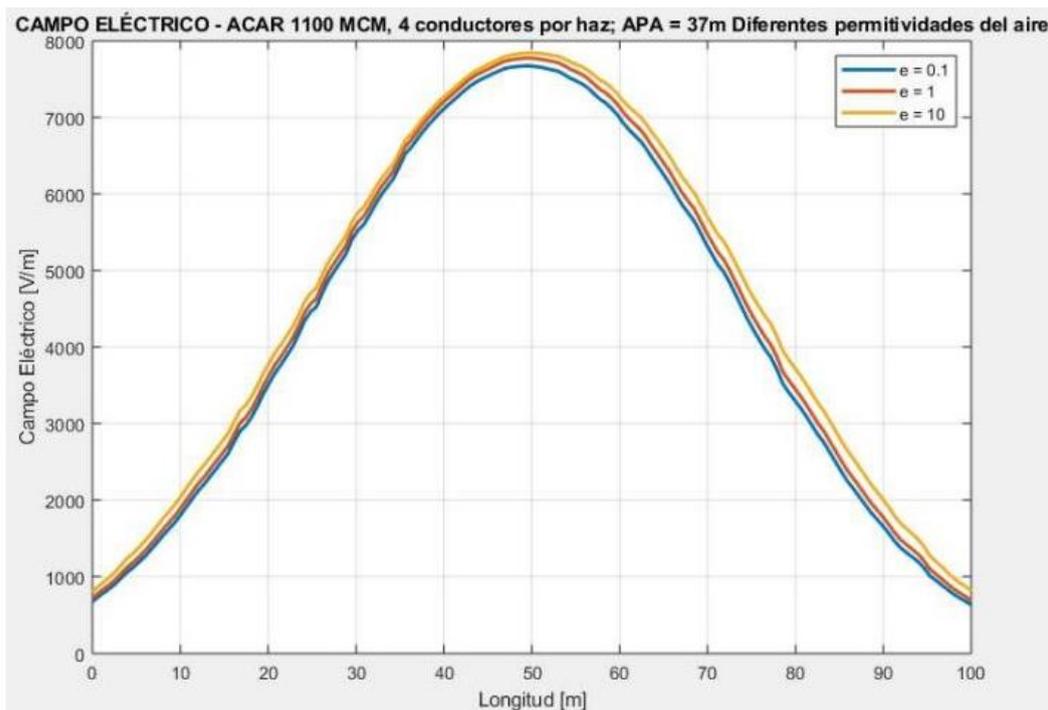
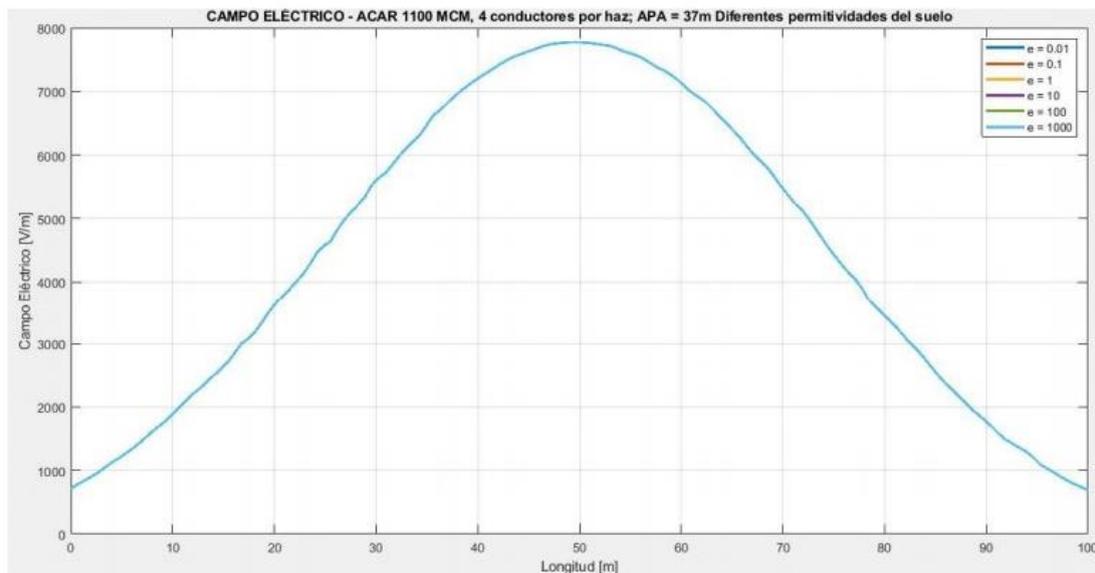


Figura 3.11. Campo eléctrico con diferentes permitividades de aire; altura de los conductores respecto al suelo = 31.5 m

Para realizar las mediciones se consideró el procedimiento recomendado por la IEEE, ya que al medir el campo eléctrico el equipo de medición en este caso, Survey Meter HI-3604 debe estar a 1 metro sobre el nivel del suelo y alejado a cualquier objeto o persona a una distancia de al menos 2.5 metros, ya que la cercanía a estos va a afectar en los valores obtenidos, causando errores en las mediciones. Mientras que, para medir el campo magnético, no existe problema alguno ya que el valor del campo no es sensible a las variaciones de la altura o presencia de objetos y personas.



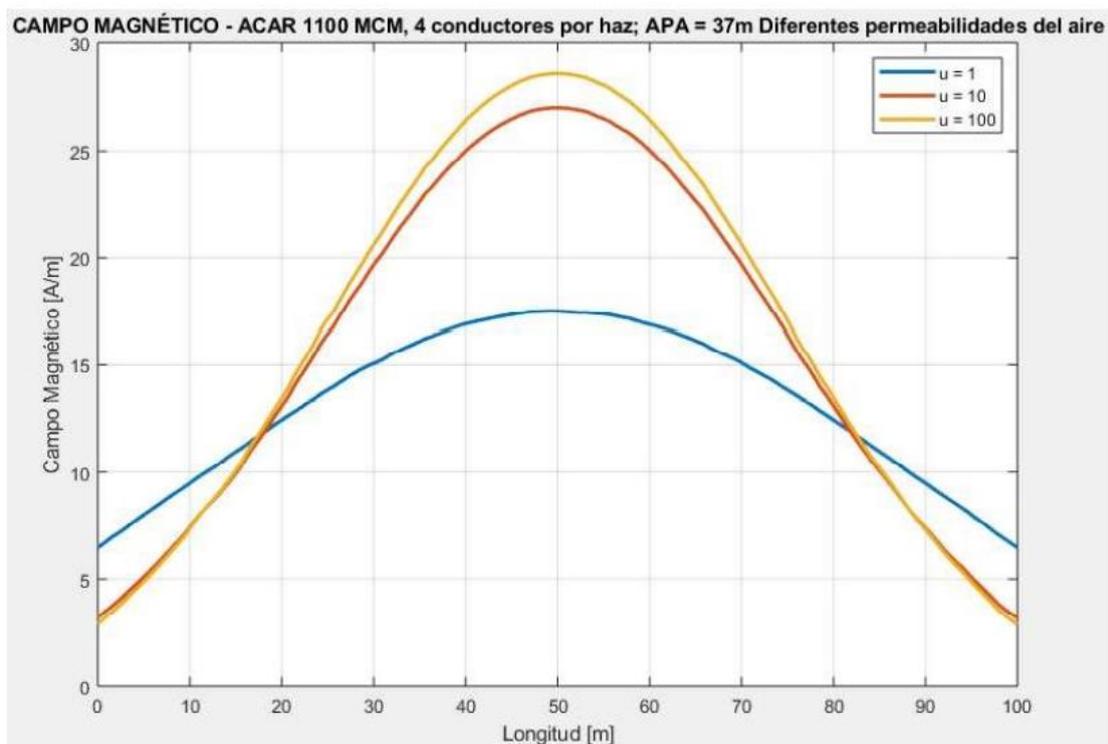
**Figura 3.13. Campo eléctrico con diferentes permitividades de suelo, la altura del conductor al suelo es 31.5 metros**

Los valores medidos deben estar dentro de los límites establecidos en las normas nacionales e internacionales para campos eléctricos y magnéticos provenientes de fuentes de baja frecuencia (60 Hz) . En la Tabla 7 se presentan los valores límites de exposición para campo eléctrico y magnético a un metro sobre el nivel del suelo.

**Tabla 4. Niveles de referencia para la exposición a campos eléctricos y magnéticos de 60 Hz**

Tipo de exposición	Intensidad del campo Eléctrico (E) (V/m)	Intensidad del campo Magnético (H) (A/m)	Densidad de Flujo Magnético (B) (Microteslas)
Público en General	4167	6 7	83
Personal Ocupacionalmente expuesto	8333	3 3 3	417

Las mediciones realizadas fueron hechas en tres escenarios, los cuales cuentan con diferentes condiciones atmosféricas, altitud sobre el nivel del mar, vegetación, tipo de suelo y planimetría.

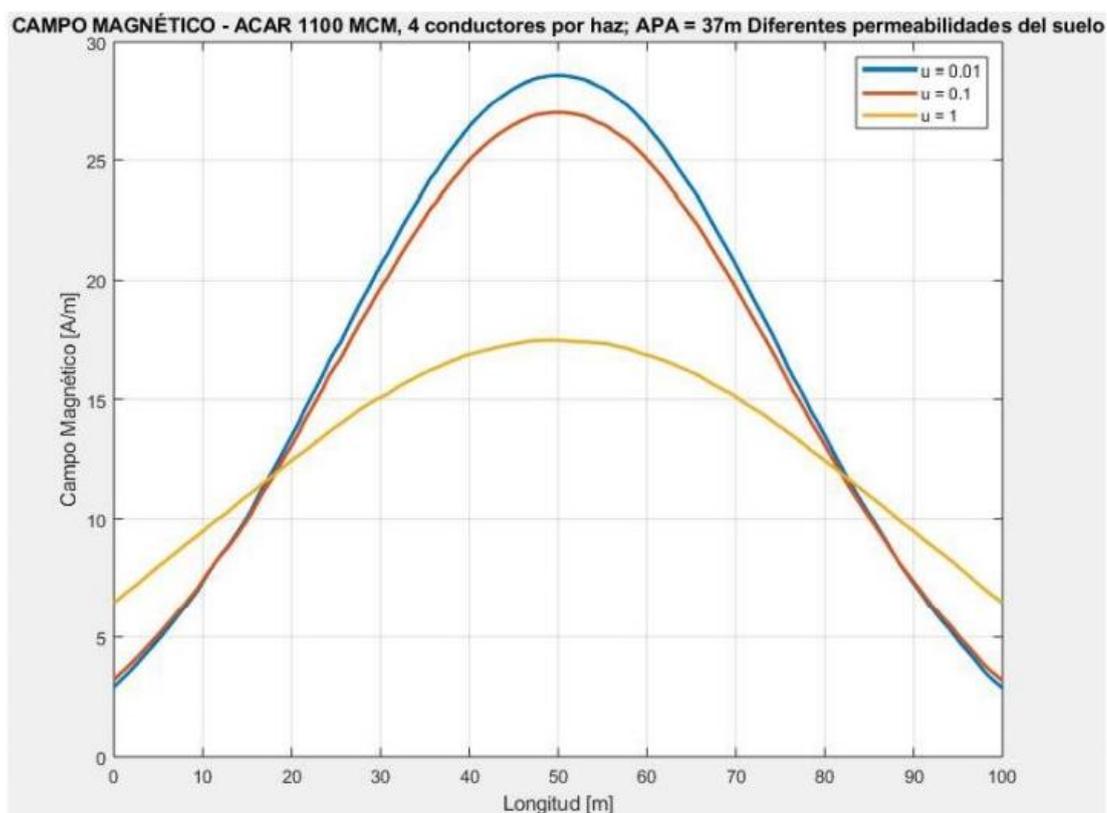


**Figura 3.15. Campo magnético con diferentes permeabilidades del aire; altura de los conductores respecto al suelo = 31.5 m**

Para realizar las respectivas simulaciones se consideró el voltaje y corriente en ese instante. Para el caso de estudio Montalvo, circuito B, se conocen los valores de voltaje de barra y corriente para el instante en el que se midieron los valores de campos electromagnéticos. Este reporte se presenta en la Tabla 11.

**Tabla 5. Resumen Post-Operativo Días de Medición**

Resumen Post-Operativo Diario			
Estructura	Día de medición	Voltaje (kV)	Potencia (MVA)
254X	27/8/2019	515.257	405.275
	28/8/2019	513.291	360.906
229Y	30/8/2019	490.399	428.391
56Z	16/9/2019	500.000	414.472
	17/9/2019	500.000	419.568



**Figura 3.17. Campo magnético con diferentes permeabilidades del suelo; altura de los conductores respecto al suelo = 31.5 m**

## VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A fin de poder validar la simulación, se redujo la diferencia entre los valores simulados y medidos obteniendo un máximo del 7%. Una vez que no se haya sobrepasado este error, se pueden tomar los parámetros de la simulación como fijos, a fin de ser utilizados en futuras simulaciones. La Tabla 12, Tabla 13 y Tabla 14 presentan los datos de los campos eléctricos y magnéticos medidos y obtenidos mediante la simulación.

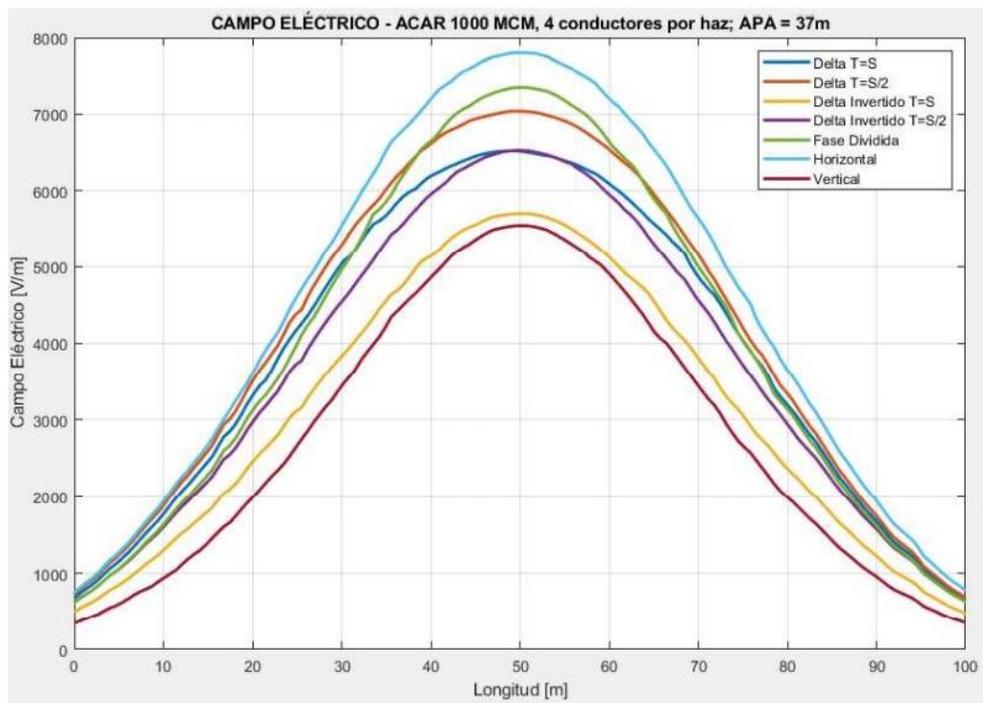
**Tabla 6 Resultados del campo eléctrico medidos y simulados de la estructura 254X**

<b>CAMPO ELÉCTRICO</b>				
<b>Perfil Longitudinal</b>				
<b>Vano adelante</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	E [kV/m] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
0	Dentro de la torre	0.1731	0.180358	4.19
1	5	3.7146	3.84	3.29
2	10	3.58535	3.79	5.66
3	15	2.92425	2.85	2.42
4	20	2.72626	2.80	2.58
5	25	2.67547	2.81	5.10
6	30	2.13762	2.09	2.06
7	35	1.98801	2.12	6.53
8	40	1.95445	2.06	5.59
9	45	1.35278	1.44	6.63
10	50	1.3506	1.41	4.11
11	60	0.93152	0.92	1.53
12	70	0.55821	0.57	2.44
13	80	0.49477	0.51	3.52
14	90	0.28832	0.277848	3.63
15	100	0.35263	0.373109	5.81
16	110	0.21973	0.21	5.77
17	120	0.19725	0.20	0.28
18	130	0.15942	0.17	5.45
19	140	0.10136	0.10	5.38

<b>Vano atrás</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	E [kV/m] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
0	Dentro de la torre	0.172214	0.180358	4.73
1	5	2.68541	2.85	6.08
2	10	3.75285	4.01	6.96
3	15	3.86284	4.02	4.17
4	20	3.87641	4.10	5.65
5	25	3.77412	4.02	6.44
6	30	2.65432	2.71	2.17
7	35	1.31263	1.27445	2.91
8	40	1.35642	1.28	5.98
9	45	1.37136	1.28613	6.21
10	50	1.32782	1.27	4.32
11	60	1.0221	0.96	6.50
12	70	0.43623	0.41	6.35
13	80	0.38928	0.41	6.56
14	90	0.36425	0.39	6.38
15	100	0.25478	0.24	4.96
16	110	0.23621	0.25	3.88
17	120	0.14838	0.16	4.96
18	130	0.11025	0.11	2.85
19	140	0.10124	0.11	6.78
20	150	0.09615	0.10	3.90
<b>DENTRO DE LA TORRE</b>				
<b>Lado izquierdo Campo Eléctrico</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	E [kV/m] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
1	10	4.69	4.439	5.35
2	20	4.8	4.891	1.90
3	30	2.79	2.848	2.08
<b>Lado derecho Campo Eléctrico</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	E [kV/m] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
1	10	3.812	4.069	6.74
2	20	2.321	2.251	3.02
3	30	1.71	1.605	6.14

Lado izquierdo Campo Magnético				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	B [uT] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
1	10	9.5725	9.91	3.50
2	20	7.65125	7.94	3.78
3	30	6.655	6.82	2.42

Lado derecho Campo Magnético				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	B [uT] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
1	10	11.12	11.80	6.12
2	20	7.15625	7.38	3.07
3	30	5.3425	5.63	5.45



**Figura 3.27. Campo Eléctrico con diferentes configuraciones de conductores utilizando ACAR 1000 MCM**

**Tabla 7. Resultados del campo eléctrico medidos y simulados de la estructura 229Y**

<b>CAMPO ELÉCTRICO</b>				
<b>Perfil Longitudinal</b>				
<b>Vano adelante</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	E [kV/m] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
0	Dentro de la torre	0.059	0.06	5.16
1	5	0.082	0.08	2.19
2	10	1.36	1.34	1.28
3	15	2.65	2.68	1.22
4	20	2.29	2.40	4.78
8	40	0.458	0.43	6.04
9	50	0.246	0.23	5.29
10	55	0.133	0.12	6.26
11	60	0.121	0.13	4.97
12	80	0.045	0.05	1.47
14	100	0.02856	0.03	2.19
15	110	0.05625	0.06	4.79
16	125	0.0788	0.08	5.94
<b>Vano atrás</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	E [kV/m] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
0	Dentro de la torre	0.059	0.06	5.16
1	5	0.066	0.06	5.99
2	10	1.829	1.95	6.56
3	15	1.819	1.87	2.67
4	20	1.31	1.24	4.96
5	25	1.097	1.10	0.44
6	30	0.98	0.94	4.18
8	40	0.41	0.39	6.02
10	50	0.369	0.34	6.55
11	60	0.28	0.29	5.32
12	70	0.19	0.18	4.81
13	80	0.089	0.09	6.36
14	90	0.079	0.08	5.65
15	95	0.047	0.05	5.73
<b>DENTRO DE LA TORRE</b>				

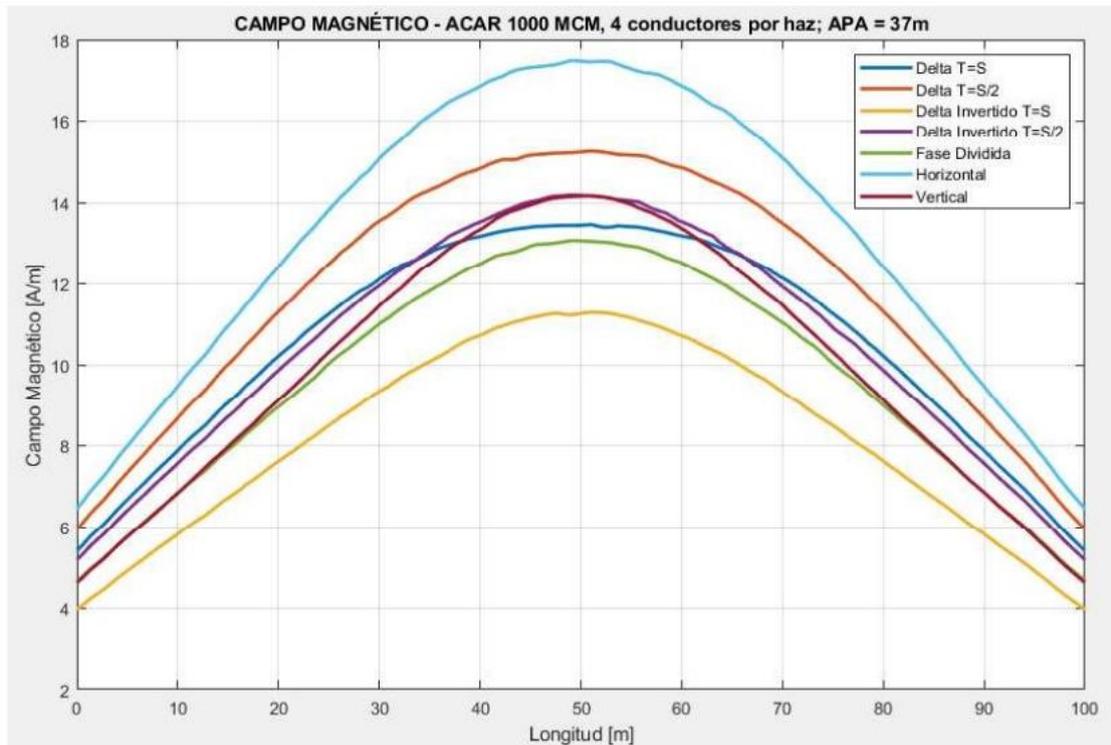
<b>Lado izquierdo Campo Eléctrico</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	E [kV/m] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
1	10	1.373	1.45	5.28
2	20	1.597	1.71	6.98
3	30	1.179	1.25	6.28
<b>Lado derecho Campo Eléctrico</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	E [kV/m] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
1	10	1.101	1.03	6.54
2	20	3.594	3.78	5.22
3	30	1.671	1.56	6.70
<b>Lado izquierdo Campo Magnético</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	B [uT] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
1	10	9.7225	10.40	6.98
2	20	4.51375	4.25	5.91
3	30	1.865	1.97	5.43
<b>Lado derecho Campo Magnético</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	B [uT] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
1	10	12.70625	13.518	6.39
2	20	9.498	10.155775	6.93
3	30	4.0165	4.295125	6.94

**Tabla 8. Resultados del campo eléctrico medidos y simulados de la estructura 56Z**

<b>CAMPO ELÉCTRICO</b>				
<b>Perfil Longitudinal</b>				
<b>Vano adelante</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	E [kV/m] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
0	Dentro de la torre	0.00000288	0.000003	4.17
1	5	0.00000209	0.000002	4.31
2	10	0.57825	0.618476	6.96
3	15	1.26358	1.339790	6.03
4	88	0.30385	0.287382	5.42
5	206	0.0462	0.043063	6.79
6	226	0.03374	0.031430	6.85
7	246	0.025215	0.024079	4.51
8	266	0.019234	0.017996	6.43
9	276	0.019187	0.017944	6.48
10	281	0.01426	0.015220	6.73
11	291	0.014945	0.015887	6.30
12	301	0.012742	0.013375	4.97
13	311	0.010263	0.010958	6.77
14	316	0.009413	0.010036	6.62
<b>Vano atrás</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	E [kV/m] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
0	Dentro de la torre	0.00000288	0.000003	4.17
1	5	0.00000213	0.000002	6.10
2	101	0.1508	0.155021	2.80
3	105	0.144843	0.154935	6.97
4	233	0.1458	0.136143	6.62
5	243	0.133674	0.140251	4.92
6	253	0.14315	0.152293	6.39
7	263	0.15632	0.165217	5.69
8	273	0.169753	0.179874	5.96
9	283	0.187287	0.196345	4.84
10	293	0.186689	0.199599	6.92
11	303	0.191634	0.199653	4.18
12	313	0.21952	0.230840	5.16
13	323	0.26952	0.282061	4.65

14	333	0.30874	0.329555	6.74
15	343	0.40127	0.386085	3.78
16	353	0.41074	0.388887	5.32
17	358	0.41517	0.388880	6.33
18	403	0.73295	0.782323	6.74
19	410	0.829	0.880083	6.16
20	422	1.11	1.047060	5.67
21	442	0.96714	1.033730	6.89
22	834	0.01098	0.010220	6.92
<b>DENTRO DE LA TORRE</b>				
<b>Lado izquierdo Campo Eléctrico</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	E [kV/m] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
1	5	0.02852	0.0277689	2.63
2	10	0.21853	0.231538	5.95
3	15	0.31418	0.302889	3.59
4	20	0.66536	0.624359	6.16
5	25	1.48052	1.51343	2.22
6	30	1.35812	1.38086	1.67
<b>Lado derecho Campo Eléctrico</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	E [kV/m] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
1	5	0.003679	0.00387277	5.27
2	10	1.45236	1.37116	5.59
3	15	1.18982	1.27271	6.97
4	20	0.57179	0.611131	6.88
<b>Lado izquierdo Campo Magnético</b>				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	B [uT] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
1	5	0.595	0.5657875	4.91
2	10	9.9975	10.6965125	6.99
3	15	7.7475	8.2554	6.56
4	20	7.6825	8.21855	6.98
5	25	8.98125	8.519	5.15
6	30	7.83125	8.151525	4.09

Lado derecho Campo Magnético				
Ubicación del punto de medición	Distancia recorrida del vano [m]	B [uT] a 1 metro de altura		%Error
		Medido	Simulado	
1	5	0.67625	0.6420575	5.06
2	10	9.57	10.153525	6.10
3	15	7.905	8.3068	5.08
4	20	6.36125	6.787325	6.70



**Figura 3.28. Campo Magnético con diferentes configuraciones de conductores utilizando ACAR 1000 MCM**

## CONCLUSIONES

- Si bien es cierto, las simulaciones permiten obtener valores aproximados a la realidad, la medición en el campo ayudó a contrastar los valores simulados y medidos. En este caso, se utilizó una tolerancia de hasta el 7% ya que en las simulaciones el parámetro ajustable es la permitividad y permeabilidad del aire y suelo que son valores aproximados a la unidad a condiciones estándar de presión y temperatura. Por otro lado, al medir en el lugar donde se encuentran las líneas de transmisión se tienen diferentes temperaturas, presión del aire, densidad del aire, que tienen influencia directa en los campos electromagnéticos.
- Factores como la altitud sobre el nivel del mar, la configuración geométrica de los conductores, la distancia entre fases, el número de subconductores por haz, la altura desde el nivel del suelo al conductor produce una variación en los valores del campo eléctrico y magnético bajo una línea de transmisión. Un adecuado diseño involucra tomar en cuenta estos aspectos de tal manera que los valores de los campos eléctricos y magnéticos se encuentren dentro de los límites de exposición establecidos en las normas relacionadas.
- En las estructuras 56Z y 229Y los valores de campos eléctricos y magnéticos a 1 metro sobre el nivel del suelo se encuentran dentro de los valores establecidos en la norma IEEE Std. 644-1994. Sin embargo, para la estructura 254X el valor medido es de 4800 V/m el cual excede el valor de campo eléctrico dado por la norma que es de 4167 V/m. En este caso, dicho valor está fuera de los límites puesto que la altura del punto de amarre APA de los conductores es de 24 metros sobre el nivel del suelo, mientras que el APA de las estructuras 56Z y 229Y son de 35 y 37 metros, respectivamente. Por otro lado, el campo magnético en las tres estructuras analizadas se encuentra dentro del límite establecido por la norma que es de 67 A/m.
- Al medir la diferencia de potencial existente entre los conductores y el suelo, se obtiene que, en la estructura 56Z que se encuentra a menor

altitud sobre el nivel del mar, el campo eléctrico es menor con un valor de 218.53 V/m, mientras que, la estructura 229Y que se encuentra a mayor altitud tiene un valor de campo eléctrico de 1373 V/m, comparados a 10 metros del centro de la torre, transversalmente, lado izquierdo. Esto viene relacionado con la permitividad del aire que es inversamente proporcional a la altitud sobre el nivel del mar, mientras que es directamente proporcional a la temperatura y a la presión. La densidad del aire aumenta con la presión y disminuye con la temperatura. Así mismo, la densidad del aire disminuye con la altitud. La densidad relativa del aire que rodea la estructura 56Z es de 0.839 mientras que la densidad relativa del aire que rodea la estructura 229Y es de 0.637.

- Las diferentes configuraciones simuladas de la línea de transmisión demuestran que, para una reducción en el valor del campo eléctrico y magnético, la disposición geométrica más adecuada es el arreglo de fases de manera vertical. El campo magnético al depender principalmente de la corriente que circula por el conductor no es un factor que decide al momento de seleccionar una configuración adecuada; caso contrario ocurre con el campo eléctrico que al depender del voltaje de la línea de transmisión puede reducirse según la disposición geométrica de fases utilizada.
- Al variar 4 su conductores en el haz con calibre ACAR 1000 MCM, 1100 MCM, 1200 MCM con la configuración horizontal se tiene que, para el calibre ACAR 1100 MCM, los valores del campo eléctrico son más bajos; mientras que para el campo magnético el calibre 1000 MCM es el que menor valor del campo magnético presenta.
- Cambiando el número de subconductores del haz en una configuración horizontal con calibre 1100 MCM se tiene que a menor número de subconductores el campo eléctrico es menor. En este caso, para  $n = 3$  el campo eléctrico disminuye en 5.8%, mientras que para  $n = 5$  el campo eléctrico aumenta en 10%, comparados con  $n = 4$ . Lo mismo ocurre para el campo magnético, con 3 subconductores en el haz el campo magnético disminuye, mientras que para  $n = 5$  el campo magnético aumenta. Sin

embargo, las variaciones respecto a  $n = 4$  no sobrepasan el 1%.

- Las líneas más compactas presentan un menor campo eléctrico a nivel del suelo. En la configuración horizontal si la distancia entre fases aumenta, el campo eléctrico aumenta. Por otro lado, si la distancia entre las fases aumenta, el campo magnético disminuye bajo las fases mientras que aumenta en los extremos de la franja de servidumbre.
- Al variar el número de subconductores en el haz considerando diferentes calibres de conductores según la corriente máxima que pasa por cada uno de ellos, se tiene que mientras menor sea el número de subconductores en el haz el campo eléctrico es menor. Por otro lado, a mayor número de subconductores en el haz el campo magnético es menor. Para este caso, las simulaciones fueron realizadas para 3, 4 y 5 subconductores en el haz con calibres ACAR 800 MCM, 1100 MCM y 1700 MCM, respectivamente.
- El efecto corona provoca pérdidas en las líneas de transmisión, por lo que al momento de diseñarlas se deben considerar todos los parámetros necesarios para que el efecto corona sea mínimo, la configuración propuesta de 3 subconductores por haz con calibre ACAR 1700 MCM, al disminuir los valores de campos electromagnéticos, disminuye también las pérdidas por efecto corona en la línea, reduciendo en 133.759 kW/km-fase comparada con la configuración actual.

## RECOMENDACIONES

- Para futuros diseños de líneas de transmisión de extra alto voltaje se sugiere implementar una configuración vertical con 3 subconductores por haz, calibre ACAR 1700 MCM 42/19 que permite obtener los valores de campo electromagnético más bajos.
- Para realizar una correcta medición se deben seguir los procedimientos establecidos en la norma IEEE Std. 644-1994. En este caso, para el campo eléctrico el equipo empleado para la medición debe estar a un metro sobre el nivel del suelo y al menos 2.5 metros distantes de la persona que realiza la medición, de esta manera el valor del campo eléctrico no se ve perturbado por la presencia de alguna carga. Por otro lado, el campo magnético al depender netamente de la corriente que circula por el conductor no se ve afectada por la presencia o cercanía del suelo, personas u objeto; no obstante, ningún material ferromagnético debe estar cerca al instrumento de medida porque podría causar errores en la medición.
- La operación de una línea de transmisión de alto voltaje provoca interferencias electromagnéticas. Esto es, existe una inducción de voltaje y corriente en superficies conductoras. A consecuencia de esto, puede existir corrosión y deterioro en tuberías metálicas que comparten el mismo derecho de vía de la línea de transmisión. Por esta razón, para futuros diseños se recomienda realizar un estudio previo para que voltajes y corrientes inducidas estén dentro de los límites establecidos en normas nacionales e internacionales y de no ser el caso reducirlos para mitigar la afectación que ocasionan.
- Como trabajo complementario al presente se sugiere realizar un análisis técnico económico de la implementación de la configuración óptima propuesta, ya que al tener un calibre de subconductor mayor implica más peso del conductor lo que se traduce, probablemente, en estructuras más robustas y altas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Arnold, M. (1989). Teoría de Sistemas, Nuevo Paradigmas: Enfoque de Niklas Luhmann. Revista Paraguaya de Sociología , 51-72. – CIA. (1992). A guide to Hazard and Operability Studies. Chemical Industries Asociación, London, UK.
2. Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. En G. Enríquez Harper, Elementos de diseño de subestaciones eléctricas (pág. 597). México: Limusa. – Enríquez Harper, G. Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica. En G. Enríquez Harper, Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica. México: Limusa.
3. es.wikipedi.org. (s.f.). Recuperado el 08 de febrero de 2011, de [http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema\\_el%C3%A9ctrico\\_de\\_potencia](http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_el%C3%A9ctrico_de_potencia) – Evolución de la transportación en la Ciudad de México. (1989). Metro metrópoli México, 17. México, D.F.: Instituto de Investigaciones Económicas.
4. FLUKE. (10 de 12 de 2010). [www.fluke.com](http://www.fluke.com). Recuperado el 10 de 12 de 2010, de [www.fluke.ep](http://www.fluke.ep). – General Systems Theory. (1968).
5. Google. (2011). Ubicación Geográfica de la Subestación Eléctrica de Potencia. México DF: Elaboración Propia. – Johannsen, O. (1975). Introducción a la Teoría General de Sistemas. Chile: Universidad de Chile. – STC-metro. (2011). Información Técnica delSTC metro 2011. México DF: STC metro. – Teoría General de Sistemas. (12 de Julio de 2007)
6. Mantilla Sanchez, R. S. (2014). ADAPTACIÓN DE EMPRESAS SUBCONTRATISTAS EN LA CONSTRUCCION CIVIL DE SUB ESTACIONES ELECTRICAS Y LINEAS DE TRANSMISION. Para optar el Título Profesional de: INGENIERO CIVIL. UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA, Lima.
7. ISA. (17 de noviembre de 2017). Inauguración en Perú la línea de transmisión construida a mayor altura en Latinoamérica. Obtenido de Sala de Prensa: <http://www.isa.co/es/sala-de-prensa/sala-de-prensa/isa-inaugur%C3%B3-enper%C3%BA-la-l%C3%ADnea-de-transmisi%C3%B3n-construida-a-mayoraltura->

enlatinoam%C3%A9rica.aspx#:~:text=El%20proyecto%20%E2%80%9C  
L%C3%

ADnea%20de%20Transmisi%C3%B3n%20500%20kV%20Manta

8. Valdiviezo Sarmiento, H. (2010). "APLICACIÓN DEL PLANEAMIENTO Y CONTROL DE COSTOS POR PROCESOS EN LA OBRA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60KV CHACAPUENTE – EXPLORADOR". PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA. UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CENTRO DEL PERÚ, Huancayo
9. Pro Inversión. (30 de Enero de 2018). "Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y Subestaciones Asociadas" y "Enlace 500 kV Nueva Yanango- Nueva Huanuco y Subestaciones Asociadas". Obtenido de Agencia de Promocion de la Inversión Privada - Perú: <https://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=8411>
10. QUEZADA, M., (2014), Plan para la implementación del mantenimiento centrado en la confiabilidad en plantas de tratamientos de agua potable, Ecuador: Universidad Estatal del Milagro.
11. JIMÉNEZ, E., & Hernández, M., (2017): Propuesta de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad en línea piloto en la compañía nacional de chocolates S.A., Bogotá: Universidad Distrital Francisco José de CALDAS.
12. Casachagua, C., (2017), Propuesta de un plan de mantenimiento preventivo basado en el RCM para mejorar la disponibilidad mecánica de la excavadora CAT 336 de la empresa ECOSEM, Huancayo, Perú: Universidad Nacional del Centro del Perú.
13. BELLI, O., (2018), Propuesta de gestión de mantenimiento RCM en plantas de energía a gas natural, Lima, Perú: Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas.
14. SOTO, J., (2016), "Mantenimiento basado en la confiabilidad para el mejoramiento de la disponibilidad mecánica de los volquetes FAW en GYM S.A., Huancayo, Perú: Universidad Nacional del Centro del Perú
15. CAPELLA, R., (2000) Publicación Técnica Schneider Electric PT 069. Edición: noviembre 2000

16. COES-SINAC. (2012). Línea de Transmisión en 220Kv Puno-JuliacaAzángaro y Subestaciones. Puno: Pepsa Tecslt.
17. CORREA J.; (1995); Mantenimiento de líneas energizadas de alta y extra alta tensión, Universidad Nacional Sede Bogotá
18. CORREA J.; (1995); Mantenimiento de líneas energizadas de alta y extra alta tensión, Universidad Nacional Sede Bogotá
19. CORREA J.; (1995); Mantenimiento de líneas energizadas de alta y extra alta tensión, Universidad Nacional Sede Bogotá
20. ISO 13381-1; 2015; Condition monitoring and diagnostics of machines – Prognostics
21. ISO 13381-1; 2015; Condition monitoring and diagnostics of machines – Prognostics
22. MAWLE P., DHOMANE A., & BURADE G.; (2016). EHVAC transmisión lines maintenance techniques in Indian perspective
23. MAWLE P., DHOMANE A., & BURADE G.; (2016). EHVAC transmission lines maintenance techniques in Indian perspective
24. MAWLE P., DHOMANE A., & BURADE G.; (2016). EHVAC transmission lines maintenance techniques in Indian perspective
25. OSINERGMIN. (2015). Obtenido de <http://www.osinergminorienta.gob.pe/documents/54705/339840/capitulo+6.Pd>
26. OSINERGMIN. (2015). Obtenido de <http://www.osinergminorienta.gob.pe/documents/54705/339840/capitulo+6.Pd>
27. OSINERGMIN. (2015). Obtenido de <http://www.osinergminorienta.gob.pe/documents/54705/339840/capitulo+6.Pd>
28. OSINERGMIN. (2015). Obtenido de <http://www.osinergminorienta.gob.pe/documents/54705/339840/capitulo+6.Pd>
29. OSINERGMIN. (2015). Obtenido de <http://www.osinergminorienta.gob.pe/documents/54705/339840/capitulo+6.Pd>

30. TORRES, A., Aislamiento en líneas de transmisión a altas tensiones, aislamiento efecto corona radio-interferencia. Universidad de los andes, Bogota.

# ANEXOS

## ANEXO I

### MATRIZ DE CONSISTENCIA

“MODELADO Y MEDICIÓN DE LOS CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS EN UNA LINEA DE TRANSMISIÓN DE 500kV, UTILIZANDO EL MÉTODO DE ELÉMENTOS FINITOS”

<b>PROBLEMAS</b>	<b>OBJETIVOS</b>	<b>HIPÓTESIS</b>
<b>PROBLEMA GENERAL</b>	<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>HIPÓTESIS GENERAL</b>
¿Es posible Modelar la distribución de los campos electromagnéticos a lo largo de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, mediante la utilización de los métodos de elementos finitos con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics)?	Modelar la distribución de los campos electromagnéticos a lo largo de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, mediante la utilización de los métodos de elementos finitos con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics)	<p>Hi: Es posible modelar la distribución de los campos electromagnéticos a lo largo de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, mediante la utilización de los métodos de elementos finitos con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics).</p> <p>H0: No es posible modelar la distribución de los campos electromagnéticos a lo largo de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, mediante la utilización de los métodos de elementos finitos con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics).</p>

<b>PROBLEMAS ESPECIFICOS</b>	<b>OBJETIVOS ESPECIFICOS</b>	<b>HIPOTESIS ESPECIFICA</b>
<p>✓ ¿Es posible Simular los campos electromagnéticos de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, con los datos proporcionados por MEM con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics)?</p> <p>✓ ¿Es posible validar el modelo de simulación del software empleado, mediante las mediciones de campos electromagnéticos realizadas a lo largo del tramo de la línea de transmisión Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo?</p> <p>✓ ¿Es posible Revisar fuentes bibliográficas referentes a la modelación, simulación y medición de campos electromagnéticos en líneas de transmisión de extra alto voltaje?</p>	<p>✓ Simular los campos electromagnéticos de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, con los datos proporcionados por MEM con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics)</p> <p>✓ validar el modelo de simulación del software empleado, mediante las mediciones de campos electromagnéticos realizadas a lo largo del tramo de la línea de transmisión Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo</p> <p>✓ ¿Revisar fuentes bibliográficas referentes a la modelación, simulación y medición de campos electromagnéticos en líneas de transmisión de extra alto voltaje?</p>	<p>✓ Si es posible modelar los campos electromagnéticos de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, con los datos proporcionados por MEM con el uso del software FEMM (Finite Element Method Magnetics).</p> <p>✓ Si posible Validar el modelo de simulación del software empleado, mediante las mediciones de campos electromagnéticos realizadas a lo largo del tramo de la línea de transmisión Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo</p> <p>✓ Si es posible revisar fuentes bibliográficas referentes a la modelación, simulación y medición de campos electromagnéticos en líneas de transmisión de extra alto voltaje.</p>