

CÁLCULO DE LA CONDUCTANCIA Y SUS EFECTOS ASOCIADOS EN LÍNEAS  
DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA AÉREAS.

LIZETH DAYANA URQUIJO REYES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA

2018

CÁLCULO DE LA CONDUCTANCIA Y SUS EFECTOS ASOCIADOS EN LÍNEAS  
DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA AÉREAS

LIZETH DAYANA URQUIJO REYES

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERA  
ELECTRICISTA

DIRECTOR

JULIO CÉSAR CHACÓN VELASCO  
MPE. INGENIERO ELECTRICISTA

CODIRECTOR

ÓSCAR ARNULFO QUIROGA QUIROGA  
Dr. INGENIERO ELECTRICISTA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA

2018

## DEDICATORIA

*A mis padres Yamile Reyes y Manuel Urquijo, por ser siempre el motor de mi existencia y por siempre creer en mí.*

*A mis hermanos Brian y Angie, por inspirarme siempre a ser mejor persona.*

*A mis abuelas Otilia y Natividad Trigos.*

*Y a los que siempre estuvieron para apoyarme en todo momento: Juan Cáceres, Leonel Calderón, Frankyn Gómez, Alexander Valenzuela, Diego Jiménez, Samara Navas, y a todo aquel que de una forma u otra hizo parte de este proceso de aprendizaje.*

*Lizeth D. Urquijo Reyes*

## **AGRADECIMIENTOS**

*A la Universidad Industrial de Santander por brindarme la oportunidad de formarme como profesional.*

*A la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones y a todos mis profesores por las lecciones aprendidas y por brindarme siempre la mejor formación académica.*

*A los profesores Julio César Chacón Velasco y Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga por su apoyo constante, orientación e interés en culminar con éxito este trabajo.*

*A mis compañeros y amigos de la universidad con los compartí siempre gratos momentos y muchas alegrías, en especial a Claudia Pinzón y a Leidy Retamozo por siempre escuchar mis quejas y nunca dejarme reír sola. Y por supuesto agradezco a Ómar Avilán por haber sido parte de este proyecto, sin su ayuda esto no habría sido posible.*

*Lizeth D. Urquijo Reyes*

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	15
1. OBJETIVOS.....	18
1.1. OBJETIVO GENERAL .....	18
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
2. CONCEPTO DE CONDUCTANCIA Y SUS EFECTOS ASOCIADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	19
2.1. CONDUCTANCIA ASOCIADA AL AISLAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS .....	22
2.2. CONCEPTO DE EFECTO CORONA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS DE ALTA TENSIÓN, CARACTERÍSTICAS Y CONSECUENCIAS ASOCIADAS ..	25
2.2.1. Variables que propician la aparición del efecto corona. ....	26
2.2.1.1. Gradiente superficial .....	26
2.2.1.2. Densidad relativa del aire.....	27
2.2.1.3. Defectos e irregularidades en la superficie del conductor.....	28
2.2.2. Consecuencias asociadas al efecto corona.....	28
2.2.2.1. Descarga luminosa. ....	29
2.2.2.2. Ruido audible. ....	29
2.2.2.3. Formación de ozono.. ....	30
2.2.2.4. Radio interferencia.....	30
2.2.2.5. Pérdidas de potencia. ....	31
2.3. CONDUCTANCIA ASOCIADA A LAS PÉRDIDAS CORONA.....	31
3. MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EFECTO CORONA.....	34
3.1. CÁLCULO DEL GRADIENTE SUPERFICIAL DE LOS CONDUCTORES.....	35
3.1.1. Método de las imágenes - Ley de Gauss.....	35

3.1.2. Ecuaciones de Markt y Mengele.....	40
3.1.3. Ecuación de Timascheff.....	41
3.2. ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS CORONA.....	42
3.2.1. Método propuesto por Peterson.....	42
3.2.2. Método propuesto en el Electric Power Research Institute (EPRI).....	47
3.2.3. Método de Electricité de France (EDF).....	52
3.2.3.1. Método para buen tiempo.....	52
3.2.3.2. Método para mal tiempo.....	53
3.3. IMPLEMENTACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PETERSON Y ELECTRICITÉ DE FRANCE (EDF) PARA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS CORONA.....	56
3.3.1. Diagrama de flujo.....	57
3.3.2. Funcionamiento de la herramienta EPC.....	58
3.3.2.1. Consideraciones para la implementación del método de Peterson.....	58
3.3.2.2. Consideraciones para la implementación del método de EDF.....	59
4. MANUAL DE USUARIO.....	61
4.1. DATOS DE ENTRADA.....	61
4.2. DATOS DE SALIDA.....	62
4.3. ACCESO A LA HERRAMIENTA EPC.....	62
4.4. ENTORNO DE TRABAJO.....	64
4.5. RECOMENDACIONES.....	72
5. EJEMPLOS DE ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS CORONA.....	74
6. CONCLUSIONES.....	84
BIBLIOGRAFÍA.....	86
ANEXOS.....	89

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Corriente de fuga medida para un aislador de porcelana. ....	24
Tabla 2. Coeficiente de superficie m. ....	28
Tabla 3. Niveles máximos de radio interferencia aceptados por la IEEE y el CIGRE. .....	31
Tabla 4. Valores propuestos para m. ....	45
Tabla 5. Factor de corrección para pérdidas corona mediante Peterson en mal tiempo. ....	47
Tabla 6. Características del conductor para el Ejemplo 1. ....	75
Tabla 7. Características del conductor para el Ejemplo 3. ....	81
Tabla 8. Conductores ACSR. ....	89
Tabla 9. Conductores ACAR. ....	90

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Representación circuital de una sección de una línea aérea larga.....	19
Figura 2. Efecto corona y fugas de corriente a través de los aisladores. Pérdida de electrones en la superficie de los aisladores y a través del aire. ....	20
Figura 3. Porcentaje de pérdidas de potencia en líneas de transmisión.....	23
Figura 4. Distribución geométrica de conductor en haz. ....	32
Figura 5. Imagen para simular plano de tierra. ....	35
Figura 6. Variación periférica del campo en conductor cableado. ....	39
Figura 7. Separación entre fases $B$ en configuración sencilla y doble circuito para aplicación de la fórmula de Timascheff. ....	42
Figura 8. Función de Peterson para la estimación de pérdidas corona con un valor para $V/V_d$ entre 0,6 y 2,6. ....	46
Figura 9. Función de Peterson para la estimación de pérdidas corona con un valor para $V/V_d$ entre 1 y 19. ....	46
Figura 10. Estructura de un haz de seis conductores.....	49
Figura 11. Pérdidas corona efectivas para un haz de seis conductores con subconductores de diferentes diámetros. ....	50
Figura 12. Factor de corrección que se aplica a las curvas de la Figura 11 para obtener los valores de pérdida corona para diferente número de subconductores con diámetros de 2,33 cm, 4,63 cm y adicionalmente 3,3 cm.....	51
Figura 13. Factor de pérdida de potencia en relación con el gradiente relativo.....	53
Figura 14. Coeficiente de estado de superficie $m$ para diferente intensidad de lluvia. ....	55
Figura 15. Pérdidas corona específicas $Pe$ .....	56
Figura 16. Diagrama de flujo del programa.....	57
Figura 17. Interfaz gráfica para la estimación de pérdidas corona de la herramienta EPC. ....	65
Figura 18. Configuración de la línea del Ejemplo 1.....	74

Figura 19. Aplicación de EPC para el ejemplo 1.....	77
Figura 20. Configuración de la línea del Ejemplo 2.....	78
Figura 21. Aplicación de EPC para el ejemplo 2.....	80
Figura 22. Configuración de la línea para el Ejemplo 3. ....	81
Figura 23. Aplicación de EPC para el ejemplo 3.....	83

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
A. TABLAS DE CONDUCTORES.....	89
B. CÓDIGO EN MATLAB® DE LA HERRAMIENTA EPC.....	92
C. INSTALADOR DE LA HERRAMIENTA EPC.....	92

## RESUMEN

**TITULO:** CÁLCULO DE LA CONDUCTANCIA Y SUS EFECTOS ASOCIADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA AÉREAS\*.  
**AUTOR:** LIZETH DAYANA URQUIJO REYES\*\*  
**PALABRAS CLAVE:** CONDUCTANCIA, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, EFECTO CORONA, PÉRDIDAS DE POTENCIA.

**DESCRIPCIÓN:**

En este documento se trata el tema de la conductancia en líneas de transmisión y sus efectos asociados, estos son: las pérdidas de potencia en los aisladores y el efecto corona, se incluyen también las consecuencias que se presentan con la aparición de ésta como la descarga luminosa, el ruido audible, la formación de ozono, la radio interferencia y las pérdidas de potencia; adicionalmente se presentan tres metodologías para la estimación de dichas pérdidas: Metodología propuesta por Peterson, Metodología del Electric Power Research Institute (EPRI) y la Metodología de Electricité de France (EDF), así como tres métodos para el cálculo de los gradientes superficiales máximos de los conductores: Método de las imágenes – Ley de Gauss, Ecuaciones de Markt y Mengele y Ecuación de Timascheff. Finalmente se describirá también el desarrollo de una herramienta computacional realizada en Matlab® cuya finalidad es la de facilitar la estimación de la conductancia y de las pérdidas por corona en buen tiempo y mal tiempo usando dos de las metodologías tratadas: Electricité de France para configuraciones en haz y la de Peterson para configuraciones de un solo conductor por fase, adicionalmente se incluirá un manual de usuario que contiene instrucciones y recomendaciones con el fin de facilitar su uso.

---

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Julio César Chacón Velasco, Ingeniero Electricista, MPE. Codirector: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Ingeniero Electricista, Ph.D.

## ABSTRACT

**TITLE:** CALCULATION OF CONDUCTANCE AND ITS ASSOCIATED EFFECTS ON OVERHEAD POWER TRANSMISSION LINES\*.

**AUTHOR:** LIZETH DAYANA URQUIJO REYES\*\*

**KEYWORDS:** CONDUCTANCE, TRANSMISSION LINES, CORONA EFFECT, POWER LOSSES.

### DESCRIPTION:

In this document, the subject of conductance in transmission lines and its associated effects is dealt with, these are: power losses in insulators due to leakage currents and corona effect, also includes the consequences presented with the appearance of corona as light discharge, audible noise, ozone formation, radio interference and power losses, additionally there are presented three methodologies for estimating such losses: Methodology proposed by Peterson, Methodology proposed on the Electric Power Research Institute (EPRI) and the Methodology proposed by Electricité de France (EDF), three methods for the calculation of the maximum surface gradients on conductors are mentioned, these are: Method of images - Law of Gauss, Equations of Markt and Mengele and Equation of Timascheff. Finally, it will also be described the development of a computational tool made in Matlab® whose purpose is to facilitate the estimation of the values of the conductance and the corona losses in good and bad weather using two of the treated methodologies: Electricité de France for bundle conductors for both simple and doublé configurations and Peterson's methodology for single conductor per phase on simple configurations, in addition will be included an user manual that has instructions and recommendations in order to facilitate its use.

---

\*Degree project

\*\*Faculty of Physico-Mechanical Engineering. School of Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications. Director: Julio César Chacón Velasco, Electrical Engineer, MPE. Codirector: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Electrical Engineer, Ph.D.

## INTRODUCCIÓN

La transmisión de energía eléctrica juega un papel esencial en un sistema eléctrico de potencia. El transporte o transmisión de la energía eléctrica se realiza por medio de líneas de alta y extra alta tensión que en Colombia operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV y recorren grandes distancias. Dadas las características de los componentes constructivos (conductores desnudos y aislamientos) de las líneas de transmisión eléctricas y sus tensiones de operación, se presentan dos fenómenos muy comunes que impactan en la operación de las líneas, estos son: las fugas en los aisladores y el efecto corona. Ambos fenómenos ocasionan pérdidas en la transmisión a las que se les conoce como pérdidas por conductancia o pérdidas transversales y en el caso de corona provocan otros efectos indeseados.

En líneas de transmisión eléctrica aéreas, la conductancia es un parámetro utilizado para modelar las fugas de corriente que se presentan tanto a través de los aisladores que sostienen los conductores como las pérdidas que se registran en el medio aislante que rodea el conductor. La conductancia es un parámetro de difícil estimación y suele ser de valores muy pequeños por lo que usualmente se desprecia en los modelos circuitales de las líneas. No obstante, las pérdidas y otros efectos asociados a la conductancia sí deben estimarse dentro del ejercicio del diseño de una línea de transmisión.

En un escenario de operación en líneas de transmisión, es necesario que los aisladores sean capaces de proporcionar aislamiento eléctrico en caso de presentarse una sobretensión (causada por maniobras o descargas atmosféricas), pero debido a que no existe un material perfectamente aislante, en los aisladores pueden presentarse corrientes de fuga desde el conductor hacia los soportes especialmente en condiciones medioambientales y climáticas adversas. Este efecto ocasiona pérdidas por conductancia del aislamiento, que pueden ser por

conductividad del material o por conductividad superficial y su cálculo, aunque prácticamente despreciable, puede ser tenido en cuenta para determinar las pérdidas reales en diversos puntos de una línea.

Otro fenómeno que se le atribuye a la conductancia es el llamado efecto corona, éste se produce cuando se crea un arco a través del aire entre el conductor y el soporte. Es decir, que en condiciones anormales de funcionamiento de la línea (presencia de sobretensiones) y en condiciones atmosféricas y ambientales diversas como temperatura, presión, humedad, presencia de sales y contaminación, el aire pierde sus características aislantes y los electrones pueden obtener suficiente energía para saltar el conductor ocasionando pérdidas de energía y la aparición de otros efectos asociados como radio interferencia, ruido audible y emisión de ozono, teniendo como consecuencia la reducción de la fiabilidad del aislamiento, degradándolo y causando fallas en el sistema debido a la avería dieléctrica [1] [2]

En este documento se referencian tres métodos desarrollados para la estimación de las pérdidas corona por conductancia del aire en líneas de transmisión y se mencionan sus efectos asociados. El trabajo se dividió en siete secciones, en la primera se hace una introducción al tema a tratar en el documento, se hace mención a su estructura y a algunos aspectos que se tuvieron en cuenta para su elaboración. En la segunda sección se introduce el concepto de la conductancia y su relación con las líneas de transmisión, los dos efectos importantes que son atribuidos a la conductancia: fugas de corriente y el efecto corona y, además, se tratan temas como las consecuencias debidas a la aparición del efecto corona. En la tercera sección se referencian varios métodos para el cálculo del gradiente superficial máximo del conductor, se especifican tres métodos para la estimación de pérdidas de potencia debidas al efecto corona, en esta sección se tratarán la metodología de Peterson, la del Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI por sus siglas en inglés) y la de Electricité de France (EDF), además se describe un aplicativo o herramienta computacional realizada en Matlab® que permite la estimación de la conductancia y

de las pérdidas por corona usando las metodologías de Peterson y de Electricité de France, en la cuarta sección se presenta el manual de usuario para el uso correcto de la herramienta computacional y en la quinta sección se muestran ejemplos de estimación de pérdidas corona con algunos de los métodos mencionados anteriormente. Por último, se presentan las conclusiones, la bibliografía utilizada como guía para la realización del trabajo y los anexos.

Para documentar toda la información sobre la conductancia fue necesario consultar y hacer referencia a los diferentes estudios realizados sobre el tema, además de estudiar diversas fuentes como lo fueron tesis de grado y artículos asociados al tema a tratar, finalmente se realizará un aplicativo para estimar la conductancia y las pérdidas corona; buscando facilitar la apropiación del concepto y su estudio en el diseño de líneas de transmisión. Este trabajo hace parte de un grupo de proyectos que tienen como finalidad la elaboración de un texto propio de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones que trate temas referentes a las líneas de transmisión de energía aéreas.

## **1. OBJETIVOS**

A continuación, se describen los objetivos que componen la propuesta del trabajo a desarrollar.

### **1.1. OBJETIVO GENERAL**

Documentar los modelos más empleados para el cálculo de la conductancia y sus efectos asociados en líneas de transmisión de energía eléctrica aéreas, incluyendo el desarrollo de una herramienta con su implementación.

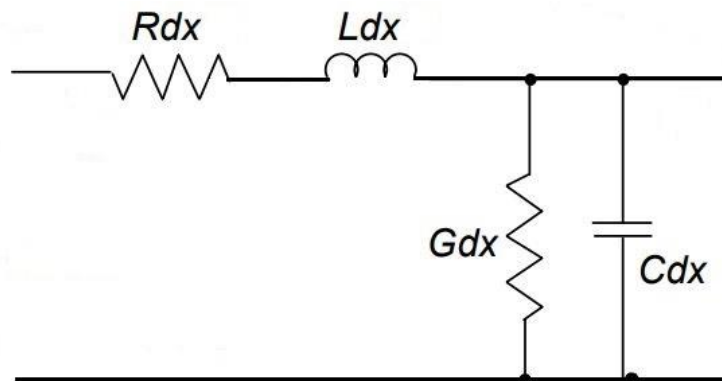
### **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Revisar el concepto de conductancia en el contexto de las líneas de transmisión de energía eléctrica aéreas.
- Describir los modelos usados para determinar la conductancia asociada a las fugas a través del aislamiento de las líneas de transmisión, revisando las consecuencias asociadas.
- Revisar la influencia del fenómeno corona, los métodos para su caracterización y sus consecuencias asociadas.
- Implementar una herramienta computacional para el cálculo de la conductancia y sus efectos asociados en líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica.

## 2. CONCEPTO DE CONDUCTANCIA Y SUS EFECTOS ASOCIADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La conductancia  $G$  es uno de los cuatro parámetros eléctricos básicos de las líneas de transmisión junto con la resistencia ( $R$ ), la inductancia ( $L$ ) y la capacitancia ( $C$ ), estos parámetros describen la línea de forma simplificada y se utilizan para obtener modelos circuitales que permiten determinar su comportamiento eléctrico. En casos en que las líneas aéreas se clasifican como cortas ( $l < 80$  km) y medias ( $80$  km  $< l \leq 250$  km) los efectos ocasionados por la conductancia son tan pequeños que suelen omitirse por completo, sin embargo, al modelar líneas de gran longitud ( $l > 250$  km) se requiere tomar en consideración la totalidad de los parámetros de forma distribuida [3]. Una representación de este modelo distribuido se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Representación circuital de una sección de una línea aérea larga.



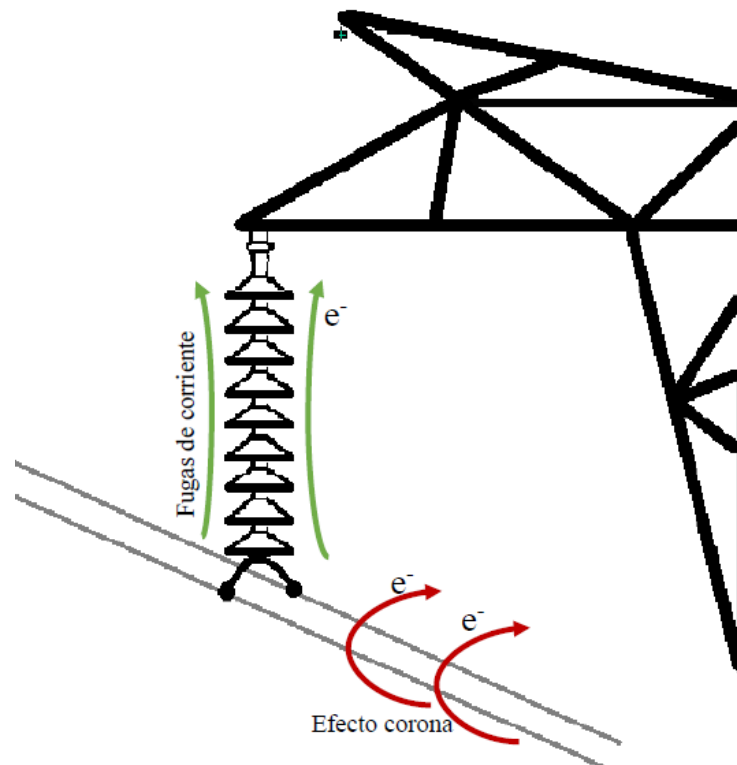
Fuente [3]

Donde  $R_{dx}$ ,  $L_{dx}$ ,  $G_{dx}$  y  $C_{dx}$  representan la resistencia, la inductancia, la conductancia y la capacitancia de una sección de línea de longitud total  $dx$ , es decir

que se toma teóricamente un número infinito de segmentos con el fin de representar estos parámetros en un punto cualquiera de la línea.

En líneas de alta tensión aéreas la conductancia representa dos efectos importantes: fugas de corriente en aisladores y el efecto corona como se muestra en la Figura 2. Esto quiere decir, que  $G$  modela las pérdidas debido a que el aislamiento de las líneas no es perfecto permitiendo la presencia de corrientes entre la línea y el apoyo y las pérdidas externas ocasionadas por la ionización del aire [2] [4]. Sus valores suelen despreciarse debido a que son pequeños en comparación con los otros parámetros, caso contrario en líneas de transmisión subterráneas donde sus valores son más significativos.

Figura 2. Efecto corona y fugas de corriente a través de los aisladores. Pérdida de electrones en la superficie de los aisladores y a través del aire.



Una forma de representar la conductancia sería la siguiente:

$$G = G_f + G_e \quad (1)$$

Donde:

$G_f = \frac{P_f}{V_f^2}$  [S] siendo  $P_f$  las pérdidas en el aislador en kW y  $V_f$  la tensión de fase en kV.

$G_e = \frac{P_c}{V_f^2}$  [S] siendo  $P_c$  las pérdidas por efecto corona en kW y  $V_f$  la tensión de fase en kV.

Éstas pérdidas de energía se producen por distintas causas dependiendo si son líneas aéreas donde:  $G_e$  modela las pérdidas corona y  $G_f$  las pérdidas por corrientes de fuga en los aisladores; o cables aislados, donde:  $G_e$  será responsable de las pérdidas en el dieléctrico y  $G_f$  de las fugas a través del aislamiento.

El valor de  $G$  varía a lo largo de la línea ya que depende de factores medioambientales, el clima y de las irregularidades en la superficie del conductor; como idea de dar una magnitud, se han observado valores del orden de  $G=1*10^{-8}$  S/km en tiempo seco y valores de hasta  $G=30*10^{-8}$  S/km en tiempo húmedo [5].

En Colombia, el reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE en el artículo 22 afirma que toda línea de transmisión debe contar con sus diseños eléctricos y en los requerimientos de estos se contemplan varios ítems relacionados con la conductancia, principalmente con sus efectos asociados, estos son:

- Evaluar efectos corona y sus gradientes superficiales.
- Evaluar los niveles de radio interferencia.
- Nivel de ruido audible.
- Cálculo de pérdidas por efecto corona.

Debido a la difícil estimación de la conductancia, se hará énfasis en sus efectos asociados, en especial el efecto corona, que sí deben estimarse dentro del ejercicio del diseño de una línea de transmisión.

## **2.1. CONDUCTANCIA ASOCIADA AL AISLAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS**

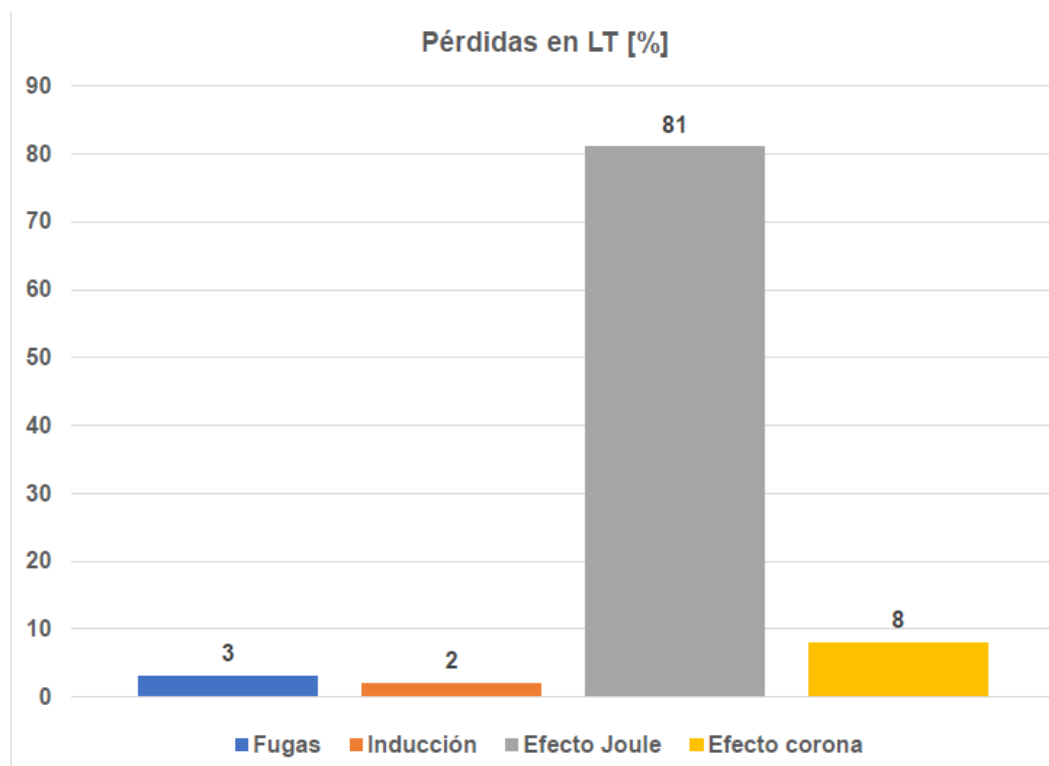
El aislamiento en una línea de transmisión comprende dos elementos importantes: el aire y los aisladores. Éstos últimos cumplen la función mecánica de sostener los conductores y proporcionan separación física entre el conductor y el apoyo que lo soporta con el fin de evitar la derivación de corrientes indeseadas; su tipo, el número de discos, su configuración y las distancias necesarias para un correcto aislamiento son determinadas en el diseño eléctrico de la línea y se debe hacer de tal forma que éste soporte las condiciones de operación normales del sistema y aquellas causadas por factores externos.

Los materiales con los que se fabrican se ven afectados por condiciones climáticas adversas o medioambientales como: lluvia, polvo, suciedad, contaminación del aire, entre otras; lo cual puede causar el paso de corrientes del conductor al apoyo debido al desplazamiento de los electrones por la superficie del aislador o atravesándolo por causa de fallas o imperfecciones del material. Debido a este efecto siempre existirán pérdidas de energía, no obstante, en una línea bien aislada y con tiempo seco, la conductancia es prácticamente nula; sin embargo, su determinación es compleja debido a que depende del número de discos por cadena, su tipo, su posición, el espacio entre fases y tierra, el espacio entre fases y de factores externos que no se pueden controlar como las condiciones del sitio donde se encuentra la línea [2], [5], [6]. En otras palabras, la variabilidad de estas condiciones no solamente presenta un reto para el desarrollo de nuevos materiales, sino que también afecta el desempeño de los aisladores, pues favorecen la formación de capas contaminantes

en su superficie que se volverán conductoras cuando se humedecen por la niebla, lluvia o simplemente por la condensación.

En las líneas de transmisión es usual que las pérdidas por corrientes de fuga sean de valores pequeños en comparación a otro tipo de pérdidas ocasionadas por otros efectos como: el efecto Joule, que son aquellas que se presentan debido al paso de la corriente en los conductores; por inducción, que ocurren debido a los campos electromagnéticos de los conductores y aquellas producidas por el efecto corona, de las cuales se hablará más adelante. Esta comparación porcentual de pérdidas puede observarse en la Figura 3. Generalmente, en líneas aéreas las corrientes de fuga son despreciables, debido a su difícil determinación y a que no afectan en gran medida las caídas de tensión en la línea.

Figura 3. Porcentaje de pérdidas de potencia en líneas de transmisión.



Fuente [7]

La medición de la corriente de fuga para monitorizar el desempeño de aisladores expuestos a la intemperie en ambientes contaminados es una técnica aplicada en líneas de transmisión para minimizar las interrupciones del sistema atribuidas a la contaminación (e.g flameo o ruptura dieléctrica del aire en los alrededores de la superficie aislante). Sin embargo, esta técnica requiere supervisión continua para analizar las condiciones de los aisladores; estos sistemas de monitorización supervisan parámetros básicos como la corriente de fuga crítica a la cual se presenta el flameo, pero además se debe considerar que los perfiles de los aisladores afectan la acumulación de contaminantes, es decir que aquellos que muestran corrientes de fuga más bajas no necesariamente tienen el mejor rendimiento operativo. En resumen, este tipo de técnicas hacen parte de estrategias eficaces para el mantenimiento de las líneas de transmisión, pero no son una solución total al problema de pérdidas por fugas de corriente [8], [9].

Estudios sobre la medición de corriente de fuga se han realizado en condiciones de laboratorio con pruebas realizadas en cámaras de clima artificial; para lograr esto se simulan varias condiciones de conductividad en la superficie de los aisladores como: sequía, aguacero fuerte y lluvia ligera con varias intensidades. Las mediciones de estas corrientes superficiales se han hecho usando registradores cuya sensibilidad es tal que las corrientes se indican solo durante la lluvia, niebla o niebla espesa, cuando la corriente oscila entre 0,1 y 100 mA [8]. Algunos resultados de la magnitud de la corriente de fuga que se han hallado a partir de pruebas realizadas en diferentes tipos de aisladores, variando los valores de la conductividad y de las condiciones climáticas se muestran a continuación en la Tabla 1.

Tabla 1. Corriente de fuga medida para un aislador de porcelana.

Tiempo	Conductividad $\sigma$ [S/m]	Ifuga-promedio [mA]	
		Aislador de porcelana	Aislador de vidrio

<b>Seco</b>	-	0,004	0,0034
<b>Aguacero</b>	0,0097	0,278	0,0088
<b>Lluvia fuerte</b>	0,0498	2,568	0,0114

Fuente [8]

Se consideraron valores de conductividad puesto que esta representa la capacidad propia de un material específico para permitir el paso de la corriente, además de ser necesario el valor de la conductancia éste se podría hallar a partir de la conductividad siempre y cuando se conozca la dimensión del objeto de prueba a través de la relación:  $G = \sigma \frac{A}{l}$  donde  $\sigma$  es la conductividad en S/m, A el área en m<sup>2</sup> y  $l$  la longitud en m.

Aunque no se cuenta con un método simplificado para determinar los valores de la corriente de fuga, las pérdidas de potencia ocasionadas por esta pueden ser expresadas como [8]:

$$P_f = \frac{V_l}{\sqrt{2}} * I_{fuga-m\acute{a}x} \quad [W] \quad (2)$$

Donde:

$V_l$ : tensión máxima de línea en kV. Debido a que en las pruebas hay paso de corriente durante los valores máximos o pico de la tensión.

$I_{fuga-m\acute{a}x}$ : corriente de fuga máxima medida en mA.

## **2.2. CONCEPTO DE EFECTO CORONA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS DE ALTA TENSIÓN, CARACTERÍSTICAS Y CONSECUENCIAS ASOCIADAS**

El efecto corona es el fenómeno asociado a la conductancia que se presenta en líneas de transmisión aéreas de alta tensión cuando la capacidad dieléctrica del aire

se reduce causando que éste se ionice y pierda sus propiedades aislantes, lo que permite que los electrones abandonen el conductor donde circulan.

Éste fenómeno es característico en los sistemas de alta y extra alta tensión y se produce debido a que el campo eléctrico del conductor sobrepasa la rigidez dieléctrica del aire que lo rodea; el valor pico a partir del cual esto ocurre es aproximadamente  $30 \text{ kV}_{\text{pico}}/\text{cm}$  [10]. Sin embargo, alcanzar este valor del gradiente superficial por sí solo no es suficiente para que se presente el efecto corona, su aparición e intensidad dependerá de otros factores como: la tensión de operación de la línea: a mayor tensión de operación mayor será el gradiente eléctrico superficial del conductor por lo tanto mayor efecto corona; irregularidades en la superficie de los conductores; condiciones atmosféricas a las que son sometidos los conductores ya que esto afecta la rigidez dieléctrica del aire y presencia de suciedad, agua o contaminantes como el polvo en la superficie del conductor ya que afectan la continuidad de éste.

**2.2.1. Variables que propician la aparición del efecto corona.** Las principales variables que influyen en la aparición del efecto corona son:

**2.2.1.1. Gradiente superficial.** Es el valor de la intensidad del campo en la superficie del conductor y se denomina gradiente crítico al gradiente superficial necesario para iniciar la ionización y alcanzar la aparición de corona. Según Frank William Peek, para un conductor cilíndrico este gradiente es función del gradiente disruptivo del aire y del radio del conductor y viene dado por:

$$E_c = g_o \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{r}} \right) \text{ [kV}_{\text{pico}}/\text{cm}] \quad (3)$$

Donde:

$g_o$ : gradiente crítico disruptivo del aire hallado experimentalmente, cuyo valor es constante y se aproxima a 30 kV<sub>pico</sub>/cm [11].

$r$ : radio del conductor en cm.

Un gradiente superficial con el valor exacto del gradiente crítico disruptivo no es suficiente para desencadenar el efecto corona, para que esto ocurra el valor de  $E_c$  debe superar el valor de  $g_o$ .

**2.2.1.2. Densidad relativa del aire.** La rigidez dieléctrica del aire se ve afectada si la densidad del aire varía por causa del cambio de temperatura y de presión. Al aumentar la temperatura, se disminuye la ruptura dieléctrica del aire, lo que favorece la aparición del efecto corona y por el contrario al aumentar la presión mayor será la ruptura dieléctrica del aire, dificultando la aparición del fenómeno. La densidad relativa del aire en función de la temperatura y la presión, viene dada por [12], [13]:

$$\delta = \frac{0,393P}{273 + T} \quad (4)$$

Donde:

$P$ : presión del aire en mm-Hg.

$T$ : temperatura del aire en °C.

Mediante la fórmula de Halley se puede obtener la presión atmosférica en función de la altura sobre el nivel del mar [14]:

$$P = \frac{760}{10^{\left(\frac{y}{18336}\right)}} \quad (5)$$

Con  $y$ : altura sobre el nivel del mar en m.

**2.2.1.3. Defectos e irregularidades en la superficie del conductor.** Debido a que los conductores reales no son perfectamente lisos y su superficie no es pulida, el gradiente real es mayor que el calculado. Por lo tanto, se debe considerar un factor de corrección “*m*” llamado coeficiente de superficie para el gradiente crítico el cual se estima por la Tabla 2.

Tabla 2. Coeficiente de superficie *m*.

<b><i>m</i>, coeficiente superficial</b>	
<b>1,00</b>	Conductor ideal (liso)
<b>0,95</b>	Conductor limpio (cableado nuevo)
<b>0,70-0,80</b>	Conductor envejecido (áspero)
<b>0,5-0,70</b>	Conductor tratado deficientemente
<b>Menor a 0,60</b>	Conductor bajo lluvia (nuevo o envejecido)

Fuente [15]

Entonces teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado el valor del gradiente crítico corregido por la densidad del aire y el estado de la superficie del conductor viene dado por:

$$E_c = g_o \delta m \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta r}} \right) [kV_{pico}/cm] \quad (6)$$

**2.2.2. Consecuencias asociadas al efecto corona.** Los principales efectos ocasionados por la aparición de corona asociados a la operación de líneas de transmisión de alta tensión son: descarga luminosa, ruido audible, formación de ozono, radio interferencias y por supuesto pérdidas de potencia.

**2.2.2.1. Descarga luminosa.** El medio aislante más común usado para el transporte de energía eléctrica mediante conductores aéreos en líneas de transmisión es el aire, éste provee no solo el aislamiento entre conductores sino también entre los conductores y tierra. La descarga luminosa ocurre como consecuencia de la ionización del aire, este proceso se puede presentar cuando la energía aplicada a una molécula es suficiente para excitarla de tal forma que los electrones orbitales más externos de estas sean empujados a un estado de energía superior; estos emiten fotones al regresar a su estado de energía original y estos son absorbidos por otras moléculas de aire, sin embargo, algunos logran escapar ocasionando la manifestación visual típica del efecto corona. Esta descarga luminosa que aparece debido a los procesos que llevan al efecto corona es la que le da su nombre al fenómeno [16].

**2.2.2.2. Ruido audible.** Éste fenómeno presente debido al efecto corona hace parte de los criterios mínimos de diseño que se deben contemplar para las líneas de transmisión ya que la selección de los conductores debe hacerse de tal manera que cumplan con los niveles de emisión de ruido permisibles, para el caso de Colombia, en la Resolución 0627 del 7 de abril de 2006 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Cada descarga corona produce ruido y estas se presentan en mayor medida gracias a condiciones de mal clima, siendo este entonces un factor importante para la aparición del ruido audible; no obstante, este también puede presentarse en condiciones de clima seco, aunque con menor intensidad. El ruido audible generado por una línea de transmisión es función de factores como [17]:

- Gradiente superficial de los conductores.
- Número de subconductores por haz.
- Diámetro del conductor.
- Condiciones atmosféricas.
- La distancia lateral desde los conductores de la línea hasta el punto donde se evalúa el nivel del ruido.

**2.2.2.3. Formación de ozono.** La emisión de ozono es otra manifestación del efecto corona y es uno de los componentes que afectan la calidad del aire y favorecen a la contaminación ambiental, es por esto por lo que en 1970 debido al rápido crecimiento de las líneas de transmisión de corriente alterna en altas tensiones se aumentó la preocupación sobre la emisión de ozono por parte del efecto corona en dichas líneas. No obstante estudios realizados en laboratorios y medidas llevadas a cabo en las zonas cercanas a las líneas dieron como resultado que estas no contribuyen significativamente a los niveles de ozono que afectan al ambiente. Aunque la determinación de la emisión de los niveles de ozono no hace parte de los criterios principales para el diseño de las líneas, sí es un elemento que debe considerarse en los estudios de impacto ambiental [16].

En Colombia, los sistemas de vigilancia de la calidad del aire, se encargan de verificar los niveles de ozono y otros contaminantes se encuentren dentro de los límites establecidos en la Resolución No. 0610 del 24 de marzo de 2010 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, en la cual se sugieren valores máximos permisibles de concentración de ozono de  $80 \mu\text{g}/\text{m}^3$  y  $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$  para tiempos de exposición de 8 horas y 1 hora, respectivamente [18].

**2.2.2.4. Radio interferencia.** La radio interferencia es otra de las consecuencias presentes debido al efecto corona y se hace más notoria a medida que se aumenta el nivel de tensión de las líneas de transmisión. Es el fenómeno que causa efectos negativos o desfavorables que perturban las emisiones inalámbricas o de telecomunicaciones. Sus valores deben calcularse ya que son parte de los criterios mínimos que deben cumplirse para el diseño de líneas de transmisión.

Para el caso de Colombia los conductores deben seleccionarse de tal manera que cumplan con los niveles máximos de radio interferencia establecidos en la

Resolución CREG 098-2000 por la cual se modifica el Anexo CC1 del código de conexión como se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Niveles máximos de radio interferencia aceptados por la IEEE y el CIGRE.

<b>Zona</b>	<b>Nivel</b>
<b>Rural</b>	22 dB a 80 m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo.
<b>Urbana</b>	22 dB a 40 m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo.

Fuente [19]

**2.2.2.5. Pérdidas de potencia.** Otra de las consecuencias del efecto corona que hace parte de los criterios para el diseño de líneas de transmisión, según el RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas) son las pérdidas por corona. Estas se dan debido a que para ser posible cada manifestación del efecto corona, es necesario un suministro de energía que es proporcionado por el sistema al cual pertenece la línea, ocasionando que se vea afectada la eficiencia de éste. Para estimar las pérdidas por corona, existen varios métodos que son en su mayoría empíricos pues su estimación exacta se dificulta debido a la gran cantidad de variables que las afectan, estas dependen de las diferentes condiciones a las que se ve sometida la línea como los factores eléctricos, atmosféricos y aquellos relacionados con los conductores. En el siguiente capítulo se mencionarán más detalladamente algunos de estos métodos.

### **2.3. CONDUCTANCIA ASOCIADA A LAS PÉRDIDAS CORONA**

Para estimar el valor de la conductancia debida a las pérdidas corona por km y por fase se tiene la siguiente expresión [2]:

$$G_{fase-km} = \frac{P_c}{V_f^2} * 10^{-3} \text{ [S/km]} \quad (7)$$

Donde:

$P_c$ : pérdidas corona en kW.

$V_f$ : tensión de fase crítica disruptiva en kV.

$$V_f = 84mr m_t \delta \log\left(\frac{D_m}{r_{eq}}\right) \text{ [kV]} \quad (8)$$

Con:

$m$ : coeficiente superficial del conductor.

$r$ : radio del conductor en cm.

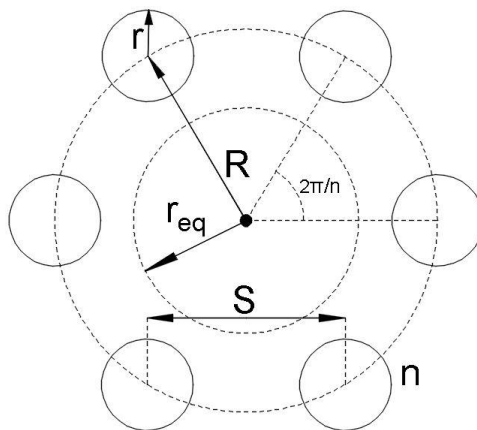
$\delta$ : densidad relativa del aire.

$m_t$ : coeficiente medioambiental, que para aire seco es igual a 1 y en condiciones de humedad o contaminación es 0.8.

$D_m$ : distancia media geométrica entre fases en cm.

$r_{eq}$ : radio equivalente en cm. Para configuraciones con un solo conductor por fase es igual al radio del conductor.

Figura 4. Distribución geométrica de conductor en haz.



Siendo:

$$r_{eq} = \sqrt[n]{nrR^{n-1}} \quad (9)$$

Donde:

$n$ : número de subconductores en el haz.

$r$ : radio del subconductor en cm.

$S$ : distancia entre subconductores consecutivos en cm.

$R$ : radio del haz de conductores en cm.

Con  $R$  como:

$$R = \frac{S}{2 \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)} \quad (10)$$

Finalmente, la conductancia total viene dada por:

$$G_{total} = G_{fase-km} * longitud * \#fases \quad [S] \quad (11)$$

Donde la longitud está expresada en km.

### 3. MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EFECTO CORONA

Parte de los problemas por pérdidas en el transporte de energía eléctrica a través de líneas de transmisión se deben a las pérdidas por corona, éste fue uno de los primeros fenómenos observados en las líneas de alta tensión y desempeñaron un papel importante hasta el día de hoy en la selección del conductor, haciendo así evidente su importancia económica.

Algunos estudios experimentales para determinar estas pérdidas fueron llevados a cabo por diferentes investigadores, entre ellos Frank William Peek, quien obtuvo una de las primeras fórmulas empíricas para las pérdidas corona en conductores secos y limpios. Estas pérdidas empiezan a producirse desde el momento en que la tensión crítica disruptiva que es la tensión que deben vencer los electrones para iniciar su paso a través del aire y abandonar el material conductor es sobrepasada. Durante sus primeras investigaciones, F. W. Peek [10] encontró que la relación entre la fuerza aparente del aire y el radio del conductor podía expresarse como se muestra en la ecuación (3). Aunque F. W. Peek no solamente determinó una fórmula para el gradiente superficial, sino que también una expresión para las pérdidas corona, la comparación de sus resultados con datos experimentales ha mostrado que esta no aplica para tensiones cercanas a la aparición de corona para la cuales operan normalmente las líneas de transmisión en la práctica [16]. Es por esto por lo que se ha decidido mencionar específicamente tres métodos para la estimación de pérdidas por efecto corona sin estudiar la metodología propuesta por F. W. Peek.

Con el fin de garantizar que no habrá riesgo de aparición del efecto corona, se halla el gradiente superficial máximo  $E_m$  del conductor o del haz y en condiciones

de buen tiempo, este debe estar por debajo del 30% del gradiente crítico corona  $E_c$  calculado con la fórmula de Peek.

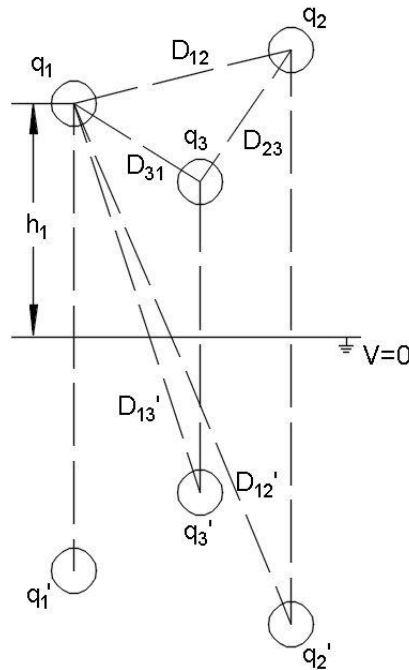
$$E_m < 30\%E_c \quad (12)$$

### 3.1. CÁLCULO DEL GRADIENTE SUPERFICIAL DE LOS CONDUCTORES

Para obtener el valor del gradiente superficial de los conductores se han desarrollado varias metodologías, dentro de las cuales se describen a continuación algunas.

**3.1.1. Método de las imágenes - Ley de Gauss.** Éste método permite encontrar las cargas de un sistema de conductores reemplazando el plano de tierra por la imagen del conductor respecto al suelo como se muestra en la *Figura 5*.

Figura 5. Imagen para simular plano de tierra.



Fuente [15]

Para calcular el campo eléctrico producido en la superficie de los conductores, se deben conocer las cargas equivalentes por unidad de longitud de los conductores [15], [17], [20].

La expresión matricial (13) entrega las cargas en los conductores:

$$[Q] = [c][V] \quad (13)$$

Donde:

[ $Q$ ]: vector de cargas.

[ $c$ ]: matriz de coeficientes de capacitancia.

[ $V$ ]: vector de tensiones.

Con:

$$[V] = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \frac{V}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 \angle 0^\circ \\ 1 \angle 120^\circ \\ 1 \angle -120^\circ \end{bmatrix} \quad (14)$$

Donde  $V$  es la tensión de línea del sistema en kV.

La matriz de coeficientes de capacitancia se puede determinar por medio de la matriz de coeficientes de potencial o de Maxwell [ $P$ ], que se obtiene al aplicar directamente el método de las imágenes. Se definen los coeficientes de potencial propio del conductor  $i$  ( $P_{ii}$ ) y mutuo entre conductores  $i$  y  $j$  ( $P_{ij}$ ) como:

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{2h_i}{r_i}\right) \quad (15)$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{D'_{ij}}{D_{ij}}\right) \quad (16)$$

Donde:

$i$ : 1, 2, 3, ...n conductores.

$D_{ij}$ : distancia de la fase  $i$  a la fase  $j$ .

$D'_{ij}$ : distancia entre la fase  $i$  y la imagen de la fase  $j$ .

$h_i$ : altura del conductor desde el plano de la tierra.

$r_i$ : radio del conductor  $i$  (para configuraciones en haz,  $r_i$  corresponderá al radio equivalente del haz  $r_{eq}$  como se muestra en (9).

Invirtiendo la matriz  $[P]$  se obtiene la matriz de coeficientes  $[c]$ :

$$[c] = [P]^{-1} = \begin{bmatrix} c_{11} & c_{12} & c_{13} \\ c_{21} & c_{22} & c_{23} \\ c_{31} & c_{32} & c_{33} \end{bmatrix} \quad (17)$$

Con lo cual se halla  $[Q]$  de acuerdo con (13).

Finalmente, de la ley de Gauss se obtiene la intensidad del campo máxima:

$$E_{mi} = \frac{q_i}{(2\pi\epsilon_0 r_i)} \quad (18)$$

El gradiente superficial máximo será el valor más alto que se obtiene del vector  $E_{mi}$ .

El agrupamiento de conductores es una técnica común utilizada por los diseñadores de líneas de transmisión para controlar ciertos parámetros de desempeño, especialmente para líneas de alta tensión. El uso de un haz de conductores aumenta el tamaño efectivo de la fase de una línea de transmisión sin tener que usar un solo conductor más grande [16].

Para el caso particular de conductores en haz, cada subconductor tiene su propio gradiente superficial individual que varía en su periferia con la siguiente relación [15], [16]:

$$E(\alpha) = E_{sub} \left[ 1 + \frac{2(n-1)^r}{S} \sin\left(\frac{\pi}{n}\right) \cos(\alpha) \right] \quad [kV_{rms}/cm] \quad (19)$$

Donde:

$\alpha$ : ángulo que determina la posición del campo en un punto.

$E_{sub}$ : gradiente promedio en la superficie del subconductor.

$$E_{sub} = \frac{V_f}{nr \ln\left(\frac{D_m}{r_{eq}}\right)} \quad (20)$$

Donde:

$V_f$ : tensión de servicio fase-neutro en  $kV_{rms}$ .

$D_m$ : distancia media geométrica en cm.

El gradiente máximo  $E_{Msub}$  en la superficie del subconductor se halla evaluando  $E(\alpha)$  con  $\alpha = 0$ .

$$E_{Msub} = E_{sub} \left[ 1 + \frac{2(n-1)^r}{S} \sin\left(\frac{\pi}{n}\right) \right] \quad (21)$$

Finalmente el gradiente superficial promedio máximo  $E_{max}$  del haz viene dado por:

$$E_{max} = E_{Msub} \left( 1 + \frac{r}{R} \right) \quad (22)$$

Donde:

$r$ : radio del subconductor en cm.

$R$ : radio del haz de conductores en cm.

Para un conductor cableado existe una expresión en función del gradiente superficial promedio máximo  $E_{max}$  y el ángulo sobre la periferia del conductor:

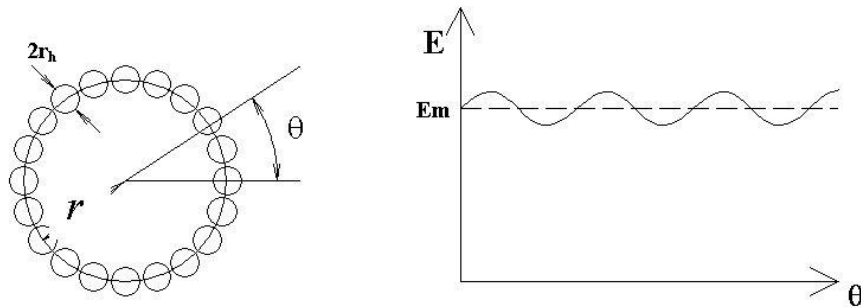
$$E(\theta) = E_{max} \left[ 1 + \frac{r_h}{r} \cos(\theta) \right] \quad (23)$$

Donde:

$r_h$ : radio de la hebra.

$r$ : radio medio del conductor.

Figura 6. Variación periférica del campo en conductor cableado.



Fuente [15]

De esto se obtiene el campo superficial máximo del haz:

$$E_m = E_{max} \left[ 1 + \frac{r_h}{r} \right] \quad (24)$$

Donde:

$r_h$ : radio de la hebra.

$r$ : radio medio del conductor.

**3.1.2. Ecuaciones de Markt y Mengele.** Estas ecuaciones son aplicables para líneas trifásicas con configuración horizontal y permiten encontrar el gradiente máximo superficial tanto para la fase central como para las fases exteriores sin el uso de herramientas computacionales. Para hallar el gradiente superficial máximo en las fases exteriores se puede usar la siguiente ecuación [17], [20]:

$$E_{om} = \frac{\left[1 + (n - 1) \frac{r}{R}\right] V}{nr \ln \left[ \frac{1}{r_{eq}} \frac{2h}{\left[ \left\{1 + \left(\frac{2h}{B}\right)^2\right\} \left\{1 + \left(\frac{h}{B}\right)^2\right\} \right]^{\frac{1}{4}}} \right]} \quad [kV/cm] \quad (25)$$

Para la fase central:

$$E_{om} = \frac{\left[1 + (n - 1) \frac{r}{R}\right] V}{nr \ln \left[ \frac{1}{r_{eq}} \frac{2h}{\left\{1 + \left(\frac{2h}{B}\right)^2\right\}^{\frac{1}{2}}} \right]} \quad [kV/cm] \quad (26)$$

Donde:

$n$ : número de subconductores en el haz.

$V$ : tensión de fase en kV.

$B$ : separación entre fases en m.

$h$ : altura del conductor desde el plano de la tierra en m.

$r$ : radio del conductor en cm.

$R$ : radio del haz de conductores en cm.

$r_{eq}$ : radio equivalente del haz en cm.

**3.1.3. Ecuación de Timascheff.** La ecuación de Timascheff aplica esencialmente para líneas con conductores en haz y su principal ventaja es que no necesita de herramientas computacionales para su aplicación y se considera que da resultados suficientemente precisos al ser comparada con métodos más exactos. Éste método tiene en cuenta la presencia de la tierra y reemplaza el haz por un solo conductor equivalente con su mismo gradiente superficial máximo [20], [21]. Para hallar el gradiente superficial máximo se tiene:

$$E_{max} = \frac{V_l}{\sqrt{3} \left[ \frac{nS}{\left(\frac{S}{r}\right) + 2(n-1) \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)} \right] \ln\left(\frac{Y}{r_{eq}}\right)} \quad [kV/cm] \quad (27)$$

Donde:

$V_l$ : tensión de línea en kV.

$S$ : separación entre subconductores en cm.

$n$ : número de subconductores en el haz.

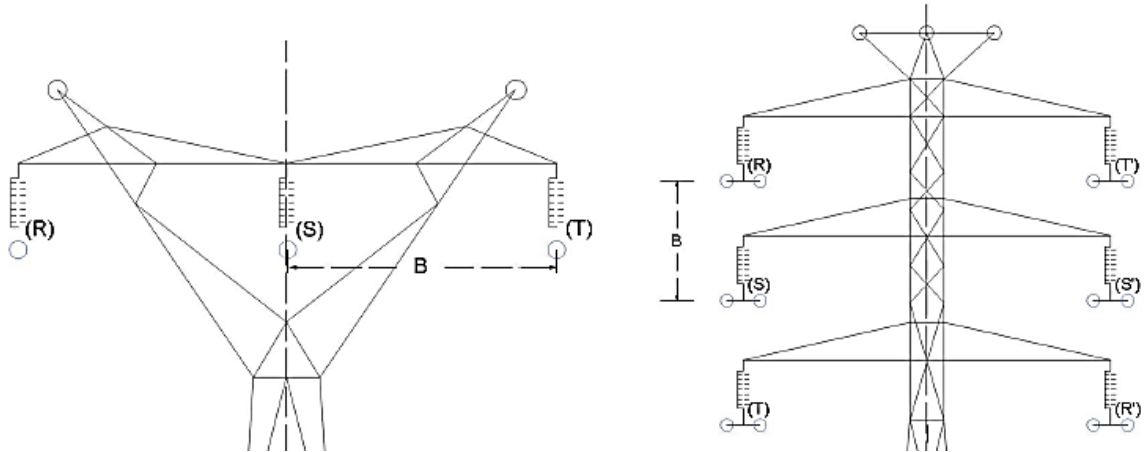
$r_{eq}$ : radio equivalente del haz (9).

$Y$ : espaciamiento efectivo entre fases que con buenas aproximaciones se tiene:

- Para una configuración vertical doble circuito, es la separación entre fases  $B$  en cm.
- Para configuraciones horizontales o en delta, es la separación entre una fase y la fase central, dividida por  $\sqrt[3]{2}$ :

$$Y = \frac{B}{\sqrt[3]{2}} \quad (28)$$

Figura 7. Separación entre fases  $B$  en configuración sencilla y doble circuito para aplicación de la fórmula de Timascheff.



### 3.2. ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS CORONA

Para la estimación de las pérdidas corona existen diversos métodos [17], de ellos los más mencionados en la literatura son los propuestos por Peterson, Electric Power Research Institute (EPRI) y Electricité de France (EDF) los cuales se ampliarán a continuación.

**3.2.1. Método propuesto por Peterson.** En 1933 S. Peterson presentó una fórmula empírica para determinar las pérdidas por corona, combinando las consideraciones teóricas y experimentales de los factores de corrección que tienen en cuenta las condiciones de la superficie del conductor [15], [16], [22].

$$P_{peterson} = \frac{20,95 * 10^{-6}}{\left[ \log \left( \frac{D}{r_{eq}} \right) \right]^2} f V^2 \varphi \quad (29)$$

Donde:

$f$ : la frecuencia del sistema en Hz.

$V$ : tensión de servicio fase-neutro en  $kV_{rms}$ .

$D$ : distancia entre fases en cm.

$r_{eq}$ : radio equivalente en cm. Para configuraciones con un solo conductor por fase es igual al radio del conductor.

$\varphi$ : constante empírica de Peterson.

Estudios han mostrado que los resultados obtenidos con esta fórmula concordaban con los datos provenientes de mediciones experimentales. Éste método es bastante útil para estimar las pérdidas corona en condiciones de buen clima.

Para llevar a cabo el procedimiento propuesto por Peterson, en primer lugar, se calcula la tensión característica  $V_d$ . Para obtener el factor  $\varphi$  se utilizan las Figura 8 y Figura 9 y además es necesario conocer la razón  $V/V_d$  (es decir la razón entre tensión por fase de servicio y la tensión característica de la línea). Finalmente, estos valores se aplican en (29).

Para calcular  $V_d$  se tienen en cuenta tres casos importantes, según las características del conductor:

1. Conductores redondos de superficie lisa y limpia:

$$V_d = 48,6m\delta^{\frac{2}{3}}r \log_{10} \left( \frac{D}{r} \right) \quad (30)$$

Donde:

$r$ : radio del conductor en cm.

$D$ : distancia entre fases en cm.

$\delta$ : densidad relativa del aire.

$V_d$ : tensión característica de la línea por fase en  $kV_{rms}$ .

2. Conductores de varios hilos con 12 o más hebras en la capa exterior:

$$V_d = 48,6m\delta^{\frac{2}{3}} \frac{\left[ \log_{10} \frac{D}{cR_h} + (n_h - 1) \log_{10} \frac{D}{r - cR_h} \right]}{\frac{1}{cR_h} + \frac{n_h - 1}{2(r - cR_h)}} \quad (31)$$

Con:

$$c = 1 - \frac{\sin\left(\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h}\right)}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h}} \quad (32)$$

Donde:

$n_h$ : número de hebras de la capa exterior.

$R_h$ : radio de las hebras de la capa exterior en cm.

$r$ : radio medio del conductor en cm.

3. Conductores con seis hebras en la capa exterior:

$$V_d = 35,47m\delta^{\frac{2}{3}} \left( \log_{10} \left( \frac{D}{r} \right) + 0,0677 \right) \quad (33)$$

Un estudio reveló que el valor más práctico a utilizar para la variación de la densidad del aire era el de  $\delta^{\frac{2}{3}}$ , es por esto que en base a pruebas empíricas y verificaciones adicionales se decidió utilizar este valor para la estimación de los valores de  $E_d$  además se llegó a la conclusión que es recomendable usar la temperatura del conductor en lugar de la temperatura del aire para los cálculos [16].

Para todos los casos,  $m$  es el coeficiente de corrección de superficie del conductor, cuyos valores propuestos se muestran en la Tabla 4.

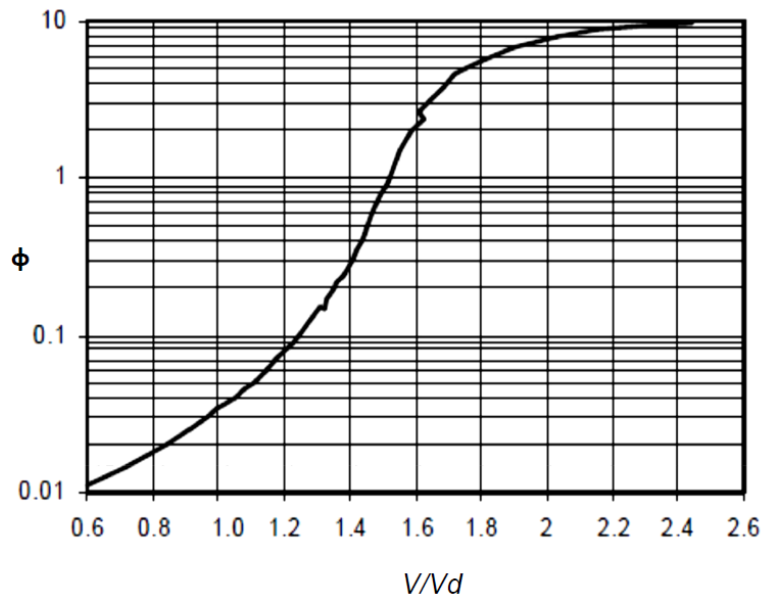
Tabla 4. Valores propuestos para  $m$ .

<b>Coefficiente superficial <math>m</math></b>	
<b>0,87-0,90</b>	Para condiciones comunes
<b>0,67-0,74</b>	Para conductores no lavados
<b>0,912-0,93</b>	Para conductores lavados con un disolvente de grasas
<b>0,885</b>	Escobillados con una escobilla de alambre
<b>1,000</b>	Pulido
<b>0,72-0,75</b>	Conductores arrastrados y sucios con polvo
<b>0,945</b>	Después de 5 meses expuestos a la acción atmosférica
<b>0,92</b>	Sometido a la acción atmosférica, humedad baja del día
<b>0,78</b>	Ídem, pero de noche

Fuente [15], [22]

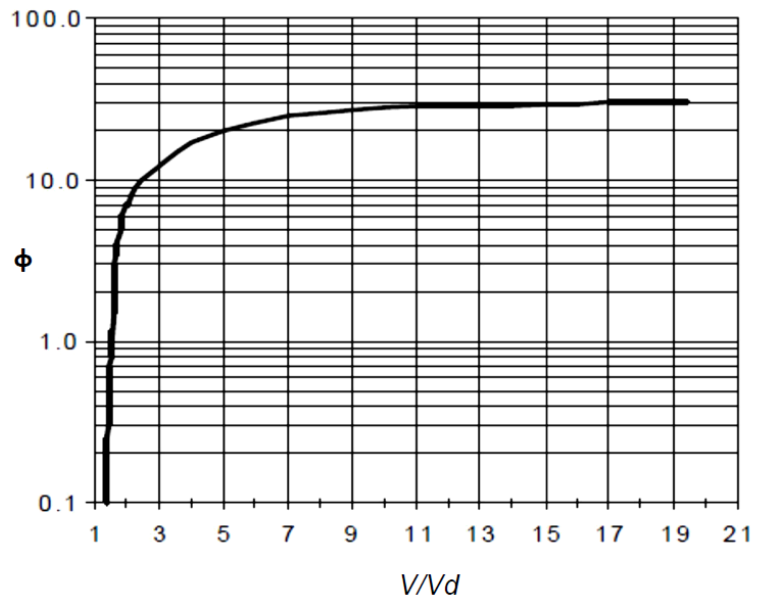
Una vez obtenido el valor de  $V_d$  se calcula la razón  $V/V_d$  y usando las curvas mostradas en la Figura 8 y la Figura 9 se determina el valor de la constante  $\varphi$ .

Figura 8. Función de Peterson para la estimación de pérdidas corona con un valor para  $V/V_d$  entre 0,6 y 2,6.



Fuente [15]

Figura 9. Función de Peterson para la estimación de pérdidas corona con un valor para  $V/V_d$  entre 1 y 19.



Fuente [15]

Determinando el valor de  $\varphi$ , se calculan entonces las pérdidas por corona para buen tiempo, utilizando (29).

Para determinar las pérdidas en mal tiempo con Peterson, se considera el efecto de diversas condiciones atmosféricas desfavorables utilizando un factor de corrección  $e$ :

Tabla 5. Factor de corrección para pérdidas corona mediante Peterson en mal tiempo.

Clima	Factor $e$
Bueno	1,0
Nublado	2,0
Niebla	4,0
Lluvia	16,0

Fuente [23]

Las pérdidas en mal tiempo son el producto entre la ecuación (29) y el factor  $e$ :

$$P_{mal-tiempo} = eP_{peterson} \quad (34)$$

**3.2.2. Método propuesto en el Electric Power Research Institute (EPRI).** En 1982 el Electric Power Research Institute (EPRI) desarrolló un método empírico basado principalmente en mediciones de pérdidas corona en jaulas coaxiales de prueba al aire libre bajo condiciones artificiales de lluvia sobre conductores en haz y cubriendo una amplia gama de diámetros (1,1 a 5 cm) y número (1 a 16) de subconductores. Para cualquier configuración, las pérdidas corona para un haz de conductores viene dada por [16]:

$$P = KP_e \quad (35)$$

Con:

$$K = \frac{\ln\left(\frac{R_o}{r_{eq}}\right)}{\ln\left(\frac{R_o}{r_s}\right)} \quad (36)$$

Donde:

$P_e$ : pérdidas corona efectivas en el haz.

$r_{eq}$ : radio equivalente del haz en cm.

$R_o$ : radio del conductor a potencial cero de la línea coaxial equivalente en cm. Se obtiene despejando la ecuación:

$$C_\varphi = \left( \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{R_o}{r}\right)} \right) \quad (37)$$

Donde  $C_\varphi$  es la capacitancia por fase para la línea completamente transpuesta y está dada en [24] como:

$$C_\varphi = c_s - c_m \quad (38)$$

$$c_s = \overline{c_{ii}} = \frac{c_{11} + c_{22} + c_{33}}{3} \quad (39)$$

$$c_m = \overline{c_{ij}} = \frac{c_{12} + c_{13} + c_{21} + c_{23} + c_{31} + c_{32}}{6} \quad (40)$$

$c_s$  es el coeficiente de capacitancia propia y  $c_m$  es el coeficiente de capacitancia mutua. Ambos se obtienen a partir de la matriz expresada en (17).

$r_s$ : distancia media entre la carga espacial debida al efecto corona y el centro del haz (radio corona) en cm.

El valor del radio corona  $r_s$  se obtiene a partir de:

$$r_s = \sqrt{\frac{16200}{f} nr + (r_{eq})^2} \quad (41)$$

Donde:

$f$ : frecuencia del sistema en Hz.

$r_{eq}$ : radio equivalente del haz en cm.

$r$ : radio del subconductor en cm.

$n$ : número de subconductores por haz.

La Figura 11 muestra las pérdidas corona efectivas  $P_e$  para haces de seis conductores (Figura 10) Para un número diferente de subconductores, se deben corregir las curvas multiplicando sus valores por un factor  $K_{CL}$  este es de naturaleza empírica y sus valores se muestran en la Figura 12.

Figura 10. Estructura de un haz de seis conductores.

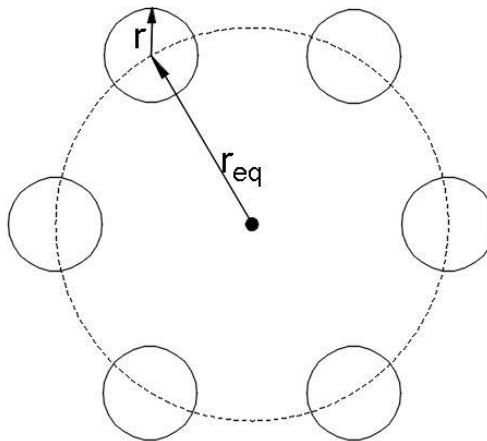
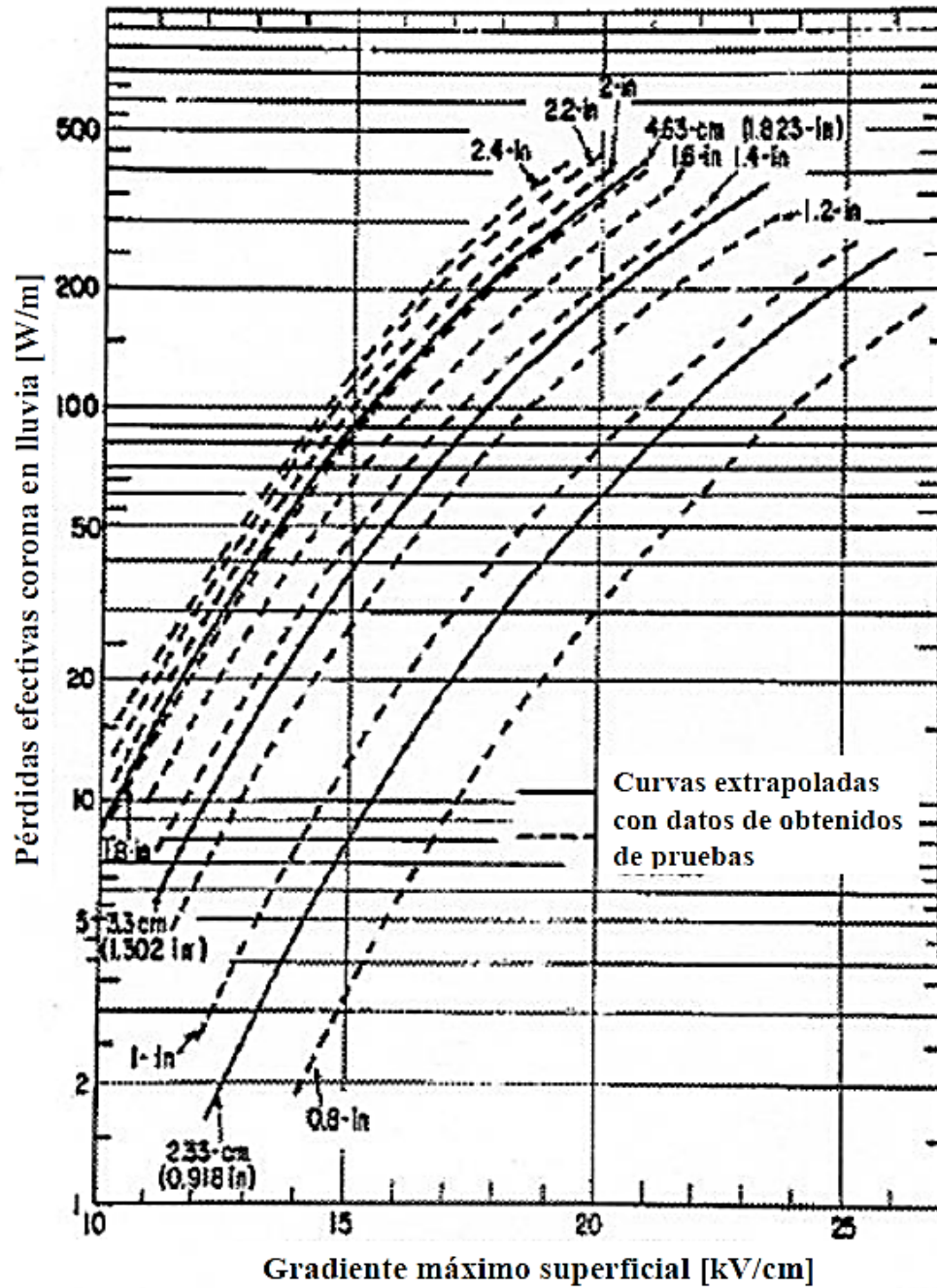
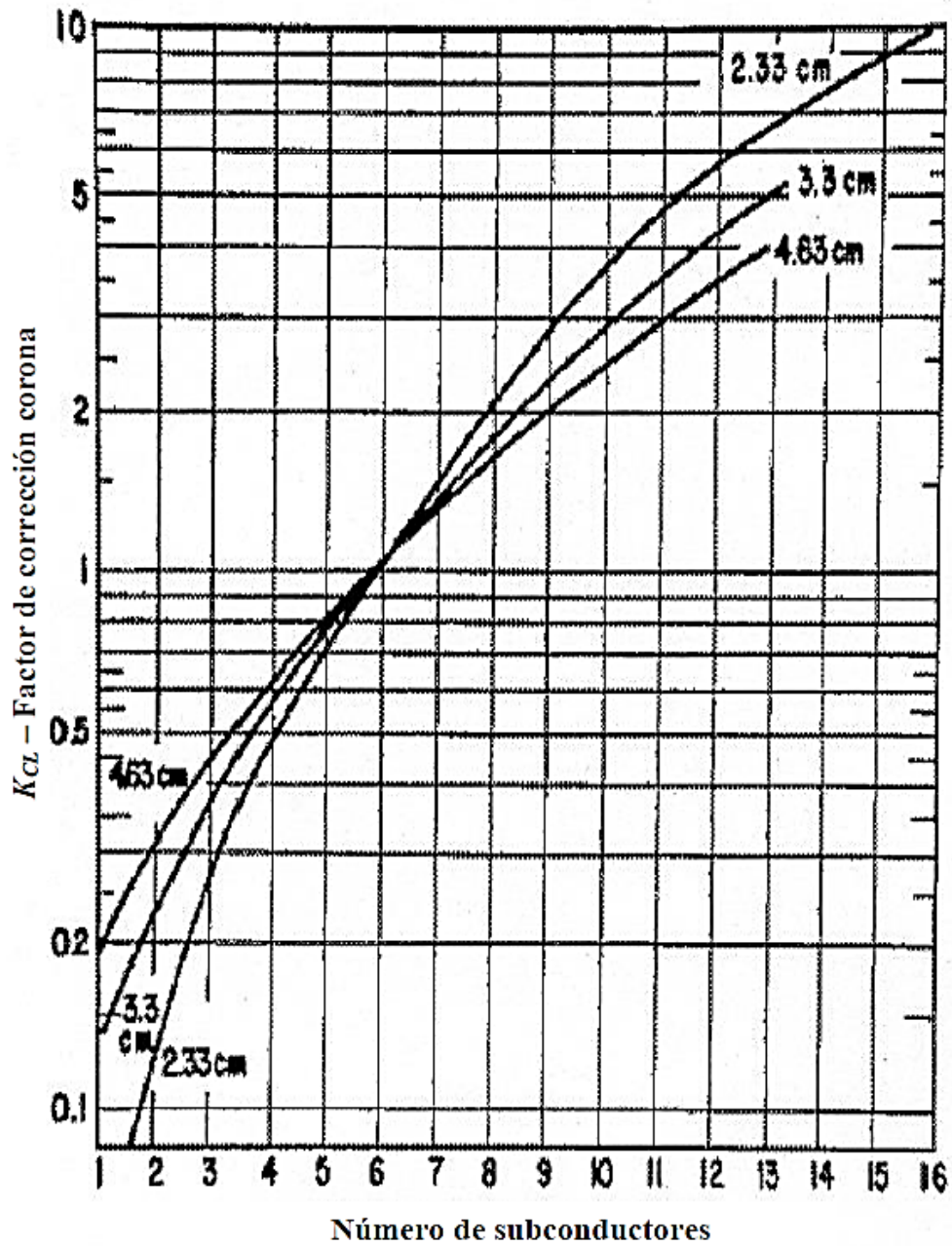


Figura 11. Pérdidas corona efectivas para un haz de seis conductores con subconductores de diferentes diámetros.



Fuente [16]

Figura 12. Factor de corrección que se aplica a las curvas de la Figura 11 para obtener los valores de pérdida corona para diferente número de subconductores con diámetros de 2,33 cm, 4,63 cm y adicionalmente 3,3 cm.



Fuente [16]

**3.2.3. Método de Electricité de France (EDF).** En 1976 los investigadores C. Gary y M. Moreau desarrollaron una metodología para estimar las pérdidas corona que se dividió en dos métodos: uno para condiciones climáticas de buen tiempo y otro para mal tiempo. Esta metodología se basó tanto en consideraciones teóricas como en datos empíricos y es aplicable para configuraciones en haz [15], [16], [25].

**3.2.3.1. Método para buen tiempo.** Para un conductor en haz de  $n$  subconductores por fase se da la siguiente ecuación empírica para las pérdidas por corona:

$$P_{EDF} = P_o r^{1,8} (n + 6)^2 f / 50 \quad [kW/km/fase] \quad (42)$$

Donde:

$f$ : frecuencia de la tensión en Hz.

$r$ : radio del subconductor en cm.

$n$ : número de subconductores.

$P_o$ : factor de pérdida de potencia que se obtiene de la Figura 13 considerando el gradiente relativo  $E_m/E_o$  donde  $E_m$  es el gradiente máximo del haz que se obtiene dependiendo de la configuración de la línea y  $E_o$  es el campo eléctrico crítico del subconductor liso.

$$E_o = g_o \delta \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{r\delta}} \right) \quad (43)$$

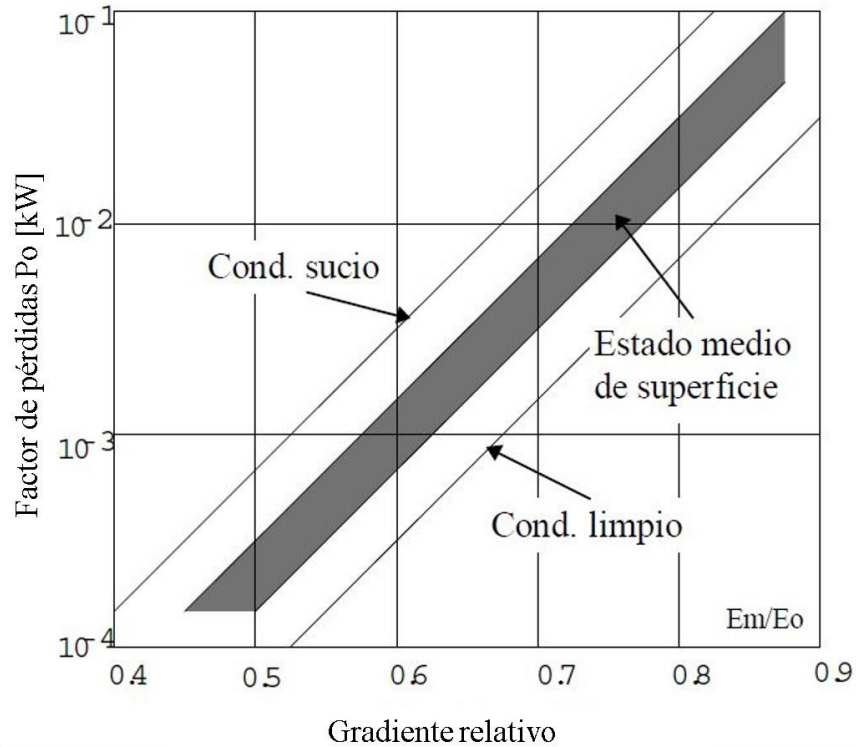
$E_o$ : campo eléctrico crítico del subconductor liso ideal en  $kV_{rms}$ .

$r$ : radio del subconductor en cm.

$g_o$  y  $\delta$ : son los descritos en la sección 2.2.1.

Una vez conocido el valor de  $P_o$  se procede a reemplazar los valores correspondientes en la ecuación (42) para obtener las pérdidas corona para buen tiempo.

Figura 13. Factor de pérdida de potencia en relación con el gradiente relativo.



Fuente [15]

**3.2.3.2. Método para mal tiempo.** Éste método se desarrolló a partir de un proceso analítico y de la verificación experimental de datos obtenidos de mediciones en líneas y jaulas de prueba, utilizando configuraciones en haz de 1 a 8 subconductores, con diámetros entre 2,0 cm y 5,8 cm por conductor [15],[16].

Las pérdidas por corona para mal tiempo vienen dadas por:

$$P_{EDF} = kP_e \tag{44}$$

Donde:

$P_e$ : pérdida específica corona.

$k$ : factor que depende de las características geométricas de la línea.

$$k = \frac{f}{50} (nr\beta)^2 \frac{\log_{10}\left(\frac{R_o}{r_{eq}}\right) \log_{10}\left(\frac{\rho}{r_{eq}}\right)}{\log_{10}\left(\frac{R_o}{\rho}\right)} \quad (45)$$

Donde:

$f$ : frecuencia del sistema en Hz.

$r$ : radio del subconductor en cm.

$r_{eq}$ : radio equivalente del haz en cm.

$R_o$ : radio del conductor a potencial cero de la línea coaxial equivalente en cm. Se obtiene despejando de la ecuación [26]:

$$C_\varphi = \left( \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{R_o}{\rho}\right)} \right) \quad (46)$$

Donde  $C_\varphi$  es la capacitancia por fase de la línea que para este caso será equivalente a las capacitancias propias de las fases, es decir, los términos de la diagonal de la matriz  $[c]$  (17).

Entonces se tiene:

$$C_\varphi = c_s \quad (47)$$

Donde  $c_s$  se halla como se muestra en (39).

$\rho$ : radio medio de emigración de la carga espacial en cm:

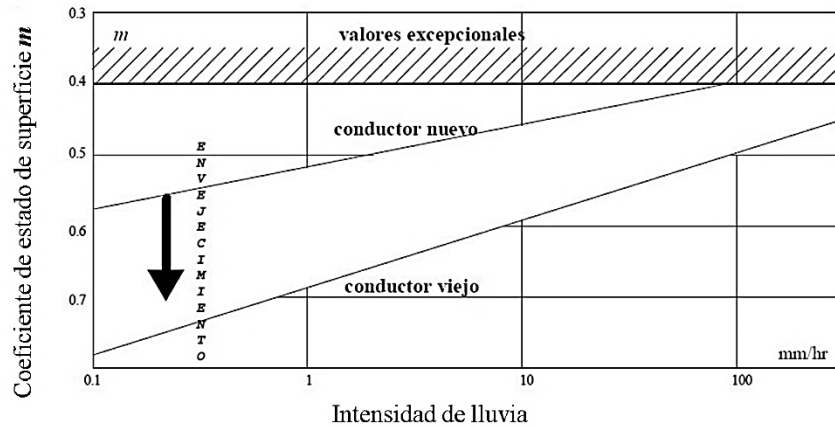
$$\rho = 25\sqrt{nr} \quad (48)$$

$\beta$ : es el factor de Peek que da el aumento en campo de superficie crítica de un conductor de radio  $r$  en relación con la intensidad de campo crítica en condiciones de campo uniformes:

$$\beta = 1 + \frac{0,308}{\sqrt{r}} \quad (49)$$

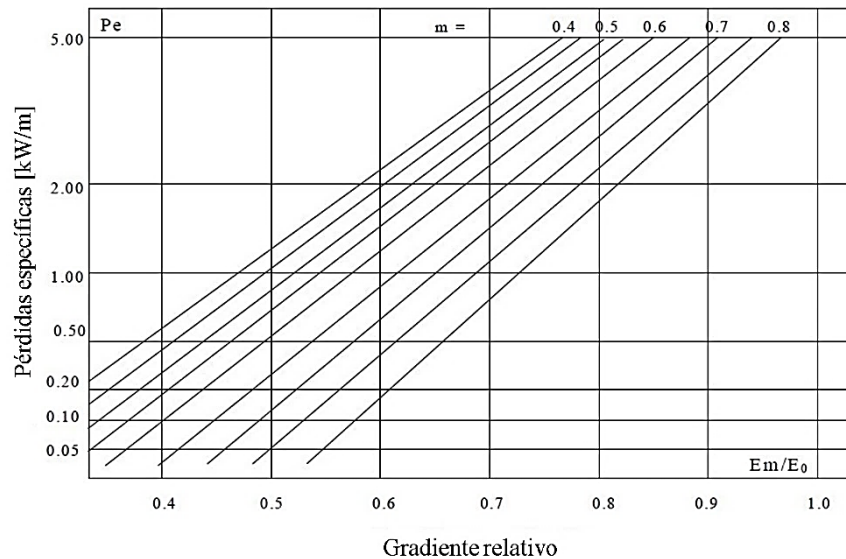
Las pérdidas específicas corona  $P_e$  dependen del campo eléctrico relativo  $E_m/E_o$  y del estado de la superficie de los conductores  $m$  y se obtienen de las Figura 14 y Figura 15 donde  $m$  depende de la intensidad de lluvia y del grado de envejecimiento del conductor.

Figura 14. Coeficiente de estado de superficie  $m$  para diferente intensidad de lluvia.



Fuente [15]

Figura 15. Pérdidas corona específicas  $P_e$ .



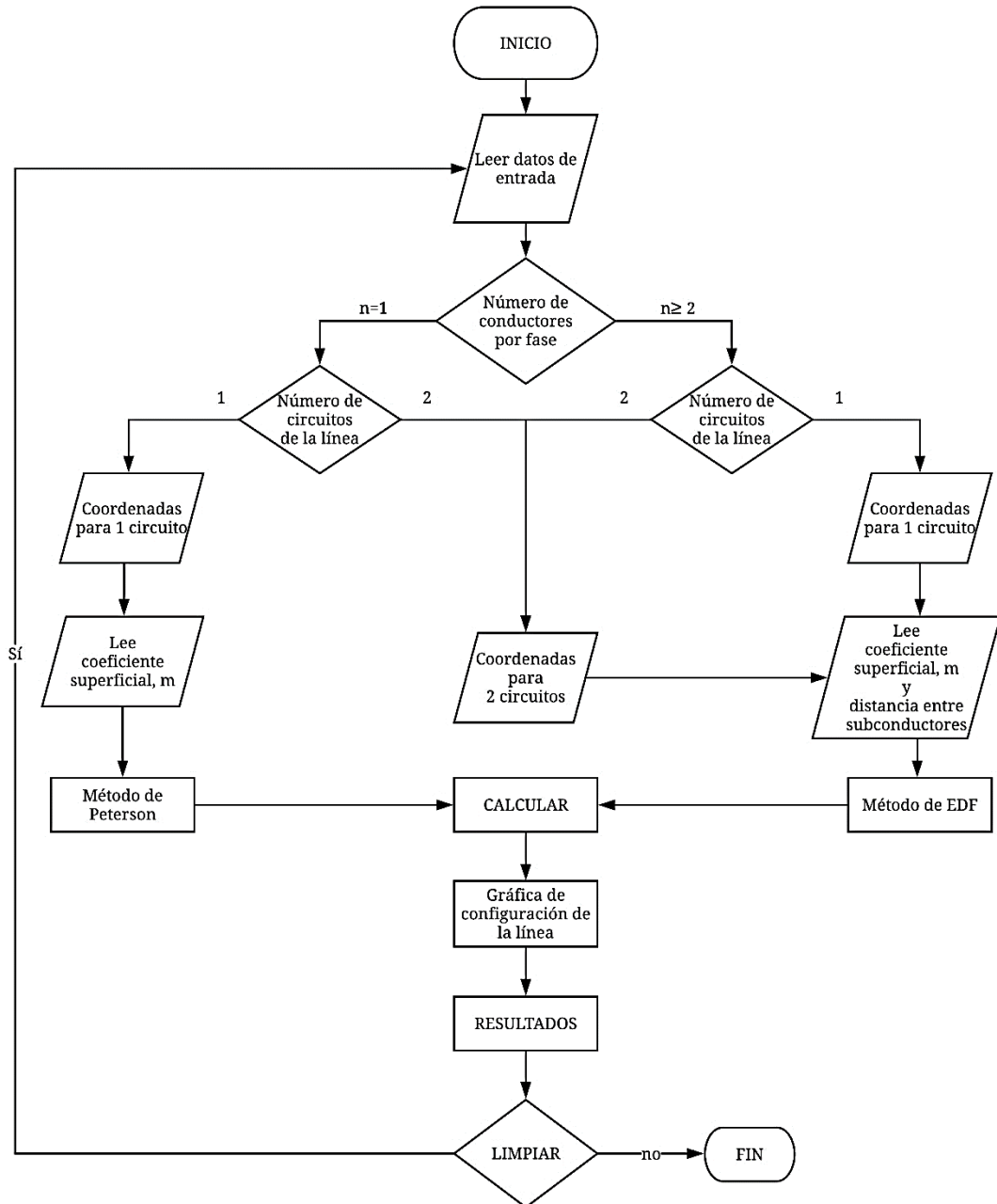
Fuente [15]

### 3.3. IMPLEMENTACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PETERSON Y ELECTRICITÉ DE FRANCE (EDF) PARA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS CORONA

Como parte del presente trabajo se desarrolló un aplicativo mediante el uso de Matlab® que tiene como finalidad estimar la conductancia y las pérdidas corona en líneas de transmisión para diferentes configuraciones implementando los métodos de Peterson y EDF los cuales son ampliamente utilizados para el diseño de líneas y además son recomendados por el EPRI [16], no se implementaron las pérdidas debidas a las fuga de corriente en los aisladores debido a que estas son de menor relevancia que las producidas por el efecto corona. La herramienta se llama EPC (Estimación de Pérdidas Corona) y cuenta con una interfaz gráfica que permite la entrada de datos y lectura de resultados de forma cómoda para el usuario; se incluye también un Manual de Usuario donde se proporciona la información necesaria para su correcta utilización.

**3.3.1. Diagrama de flujo.** A continuación, se muestra el diagrama de flujo que representa el funcionamiento de la herramienta computacional EPC.

Figura 16. Diagrama de flujo del programa.



**3.3.2. Funcionamiento de la herramienta EPC.** Para el funcionamiento del programa, este tiene en cuenta si en el recuadro "Número de conductores por fase" se ha seleccionado "1" o un número mayor o igual a "2" y si en "Número de circuitos de la línea" se selecciona "1" o "2"; si se selecciona un solo conductor por fase y un solo circuito el programa hará la estimación de pérdidas corona con el método de Peterson, de lo contrario utilizará la metodología de EDF. La selección de los conductores se realiza a partir de una lista que contiene conductores ACSR y ACAR, una vez seleccionado el código del conductor el programa internamente extrae los datos de este como: radio total, número de hebras de la capa exterior, radio de las hebras y radio medio del conductor.

**3.3.2.1. Consideraciones para la implementación del método de Peterson.** Éste método se aplica cuando la línea tiene configuración sencilla y un conductor por fase.

Para estimar las pérdidas corona, es necesario determinar la constante empírica de Peterson  $\varphi$ , esto se hace a partir de la relación entre la tensión de fase de servicio y la tensión característica de la línea  $V_d$  que debe hallarse según tres casos particulares: para conductores redondos, de superficie lisa y limpia; para conductores de varios hilos con 12 o más hebras en la capa exterior y para conductores con 6 hebras en la capa exterior. Para estos casos se deben tener en cuenta las características de los conductores seleccionados, en especial su número de hebras en la capa exterior.

Para todos los casos el coeficiente  $m$  se toma de la Tabla 4 en la sección 3.2.1. El valor de  $\varphi$  se halla utilizando las ecuaciones que se muestran en (50) que se obtuvieron modelando matemáticamente las curvas de la Figura 8 y la Figura 9.

$$\varphi = \begin{cases} 0,0015e^{3,2021V_r}; & V_r \leq 1,2 \\ 1 * 10^{-5}e^{7,36841V_r}; & 1,2 < V_r < 1,5 \\ 13,293V_r - 19,146; & 1,5 \leq V_r \leq 1,6 \\ 24,039 \ln(V_r) - 8,7902; & 1,6 < V_r \leq 2 \\ 7,5V_r - 7,8; & 2 < V_r \leq 2,4 \\ 1,2847 \ln(V_r) + 8,9371; & V_r > 2,4 \end{cases} \quad (50)$$

Donde  $V_r$  es la relación  $V/V_d$

Finalmente, se estiman las pérdidas corona en kW/km/fase reemplazando todos los valores en la ecuación de Peterson (29).

**3.3.2.2. Consideraciones para la implementación del método de EDF.** Éste método aplica para líneas con configuración sencilla y en haz; doble circuito con un solo conductor por fase y doble circuito con conductores en haz. En buen tiempo, es necesario determinar el valor del factor de pérdidas  $P_o$ , el cual se hace con las expresiones que se muestran en (51) obtenidas de la Figura 14 [27] que depende del gradiente relativo  $E_r$ , que es la relación entre el gradiente superficial máximo  $E_m$  y la expresión del gradiente de Peek para un conductor liso (43).

Las expresiones de  $P_o$ , son:

$$P_o = \begin{cases} 2 * 10^{-7}e^{16,339E_r}; & \text{Para conductor sucio} \\ 2 * 10^{-7}e^{15,163E_r}; & \text{Para conductor medianamente sucio} \\ 2 * 10^{-7}e^{14,646E_r}; & \text{Para conductor estado medio} \\ 1 * 10^{-7}e^{15,266E_r}; & \text{Para conductor medianamente limpio} \\ 2 * 10^{-7}e^{15,56E_r}; & \text{Para conductor limpio} \end{cases} \quad (51)$$

Al hallar el valor de  $P_o$ , se reemplazan los datos de la línea en la ecuación para buen tiempo (42).

En mal tiempo, para estimar las pérdidas corona, es necesario conocer el factor  $k$  que depende de las características geométricas de la línea, este factor se halla como se menciona en la sección 3.2.3. Se debe conocer también el valor de las pérdidas específicas corona  $P_e$  que dependen del gradiente relativo  $E_r$  y del estado de la superficie de los conductores; para hallar  $P_e$  se utilizan las expresiones obtenidas en [27] como:

$$P_e = \begin{cases} 0,857e^{5,3575E_r}; \text{ Para } m = 4 \\ 0,0464e^{6,1488E_r}; \text{ Para } m = 0,45 \\ 0,0145e^{7,5204E_r}; \text{ Para } m = 0,5 \\ 0,0145e^{7,999E_r}; \text{ Para } m = 0,55 \\ 0,0038e^{9,1628E_r}; \text{ Para } m = 0,6 \\ 0,0004e^{11,625E_r}; \text{ Para } m = 0,65 \\ 0,0023e^{8,8419E_r}; \text{ Para } m = 0,7 \\ 0,0004e^{10,718E_r}; \text{ Para } m = 0,75 \\ 0,0008e^{9,3917E_r}; \text{ Para } m = 0,8 \end{cases} \quad (52)$$

Conocidos los valores de  $k$  y  $P_e$  se hallan las pérdidas corona en mal tiempo con la expresión (44).

La herramienta completa se describe en el “Manual de Usuario” en el siguiente capítulo.

## 4. MANUAL DE USUARIO

La finalidad de este manual es la de proporcionar la información necesaria para hacer un correcto uso de la herramienta EPC, indicando los pasos a seguir para la introducción adecuada de los datos que permitirán la estimación del valor de la conductancia y de las pérdidas por efecto corona.

### 4.1. DATOS DE ENTRADA

A continuación, se describen los datos de entrada que necesita el programa:

- Tensión de línea en kV: Tensión línea-línea de operación del sistema.
- Longitud del tramo en km: Longitud del tramo de la línea a la que se le quieren estimar las pérdidas corona.
- Altura sobre el nivel del mar en m: Altura del sitio donde se encuentra la línea.
- Temperatura en °C: Temperatura del ambiente.
- Conductor: “Tipo”: Presenta tres opciones: ACSR, ACAR y otro, este último permite introducir manualmente el radio de un conductor cualquiera. Al seleccionar alguna de las otras dos opciones se podrá escoger un conductor según su código.
- Número de conductores por fase,  $n$ : Selecciona el número de conductores por fase de la línea para  $n$  desde 1 hasta 6. Si se selecciona  $n \geq 2$  se habilitará la casilla de “Separación entre dos subconductores consecutivos” que permite introducir la separación de subconductores en metros para configuraciones en haz.
- Número de circuitos de la línea: Si se selecciona “un circuito” se habilitará el panel “Un circuito” para indicar las coordenadas para la configuración de la línea, donde se ingresan las distancias fase-fase y fase-tierra en metros; si

se selecciona “dos circuitos” se habilitará el panel “Dos circuitos” y se mantiene activo el panel “Un circuito”. Para ambos casos la casilla “#” indica la posición de cada fase y las distancias deben ingresarse en coordenadas cartesianas (x, y), siendo la torre el eje de referencia “y”.

- Coeficiente superficial,  $m$ : Indica el valor del coeficiente superficial del conductor, depende del estado de la superficie del conductor y tiene valores que se muestran al pulsar la opción “Tabla”.
- Estado del conductor: Esta entrada debe diligenciarse solamente para líneas con las siguientes configuraciones: sencilla-conductores en haz, doble circuito-un conductor por fase o doble circuito-conductores en haz. Indica los factores necesarios que se deben tener en cuenta según el estado del conductor para estimar pérdidas corona en buen tiempo y mal tiempo con el método de EDF.

#### **4.2. DATOS DE SALIDA**

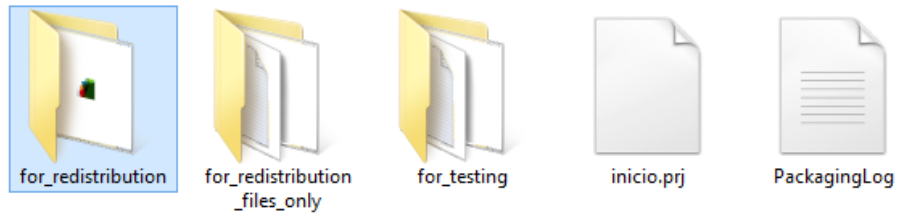
A continuación, se describen los datos de salida del programa:

- Conductancia total en buen tiempo en S: Indica el valor de la conductancia debida a las pérdidas corona para buen tiempo.
- Conductancia total en mal tiempo en S: Indica el valor de la conductancia debida a las pérdidas corona para mal tiempo.
- Pérdidas corona en buen tiempo kV/km/fase: Indica el valor de pérdidas corona estimadas para buen tiempo.
- Pérdidas corona en mal tiempo kV/km/fase: Indica el valor de pérdidas corona estimadas para mal tiempo.

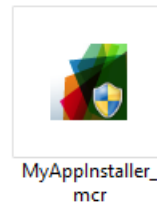
#### **4.3. ACCESO A LA HERRAMIENTA EPC**

Para acceder a la herramienta “EPC”, se debe instalar su aplicativo. Para esto, se deben seguir los pasos que se mencionan a continuación:

1. Ir a la carpeta “EPC”.
2. Acceder a la carpeta “for\_redistribution”:



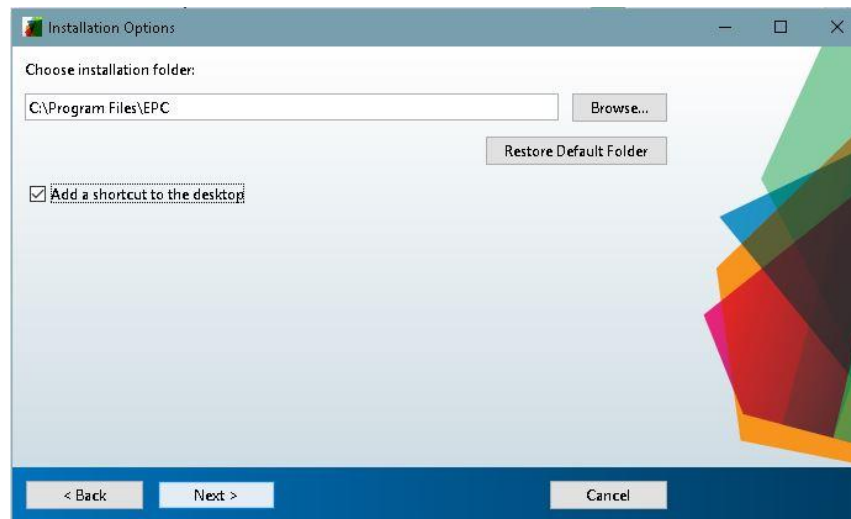
3. Ejecutar el instalador:



4. En la ventana que aparece se debe dar clic en “Next”:



5. Seleccionar la carpeta de instalación y crear el acceso directo en el escritorio del ordenador:



6. Al finalizar el proceso de instalación, se ubica el acceso directo y se procede a ejecutar la aplicación. Seguidamente se abrirá la ventana del entorno de trabajo.



#### 4.4. ENTORNO DE TRABAJO

La Figura 17 muestra el entorno de trabajo donde se insertarán los datos de entrada y se mostrarán las pérdidas por efecto corona, la conductancia total, la gráfica de la configuración de la línea y la configuración de los subconductores en haz.

Adicionalmente permite acceder al “Manual de Usuario” que se encuentra en la parte superior izquierda.

Figura 17. Interfaz gráfica para la estimación de pérdidas corona de la herramienta EPC.

The screenshot shows the EPC software interface with the following sections:

- MANUAL DE USUARIO**: A link in the top left corner.
- Datos de entrada**: Fields for "Tensión de operación de la línea [kV]", "Longitud del tramo [km]", "Altura sobre el nivel del mar [m]", and "Temperatura [°C]".
- Conductor**: "Tipo" dropdown (set to ACSR), "Código" dropdown (set to Swan), and "Número de conductores por fase" dropdown (set to Seleccionar).
- Número de circuitos de la línea**: Dropdown set to Seleccionar.
- Coefficiente superficial, m**: Input field with a "Tabla" button.
- Estado del conductor\*\***: "Buen tiempo" and "Mal tiempo" dropdowns, both set to Seleccionar.
- Configuración de la línea\***: A large empty text area for line configuration.
- Conductancia [S]**: "Buen tiempo" and "Mal tiempo" input fields.
- Pérdidas corona [kW/km/fase]**: "Buen tiempo" and "Mal tiempo" input fields.
- Buttons**: "CALCULAR" and "LIMPIAR" at the bottom.
- Logos**: Logos for Universidad Industrial de Santander and the Faculty of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering.
- Footnote**: \*\*Diligenciar solamente para los siguientes casos:  
> Configuración sencilla-conductores en haz.  
> Configuración doble cto-un conductor por fase.  
> Configuración doble cto-conductores en haz.

Esta ventana permite realizar la estimación del valor total de la conductancia y de pérdidas debidas al efecto corona en condiciones de buen y mal tiempo para líneas de transmisión aéreas en configuración sencilla o doble circuito con n conductores por fase.

Lo primero que se debe realizar es insertar los valores de la tensión de operación de la línea, la longitud del tramo, la altura sobre nivel del mar y la temperatura ambiente. Seguidamente se escogerá el tipo de conductor a partir de tres opciones disponibles:

**Datos de entrada**

Tensión de operación de la línea [kV]:

Longitud del tramo [km]:

Altura sobre el nivel del mar [m]:

Temperatura [°C]:

Conductor :

Tipo:  Código:

Número por fase:

Otro

Al seleccionar el tipo de conductor, este se escoge según su código, en caso de seleccionar “Otro” se habilitará la entrada para indicar manualmente el radio del conductor. Luego debe seleccionarse el número de conductores por fase y el número de circuitos de la línea. Según el número de circuitos se habilitarán los paneles para introducir las coordenadas de las fases de la línea:

1. Para un circuito:

Número de circuitos de la línea:

Coeficiente superficial, m:

**Configuración de la línea**

Un circuito

	#	X	Y
Fase R	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Fase S	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Fase T	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

2. Para dos circuitos:

Número de circuitos de la línea: 
  
 Coeficiente superficial, m:

→

**Configuración de la línea**

**Un circuito**

	#	X	Y
Fase R	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Fase S	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Fase T	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

**Dos circuitos**

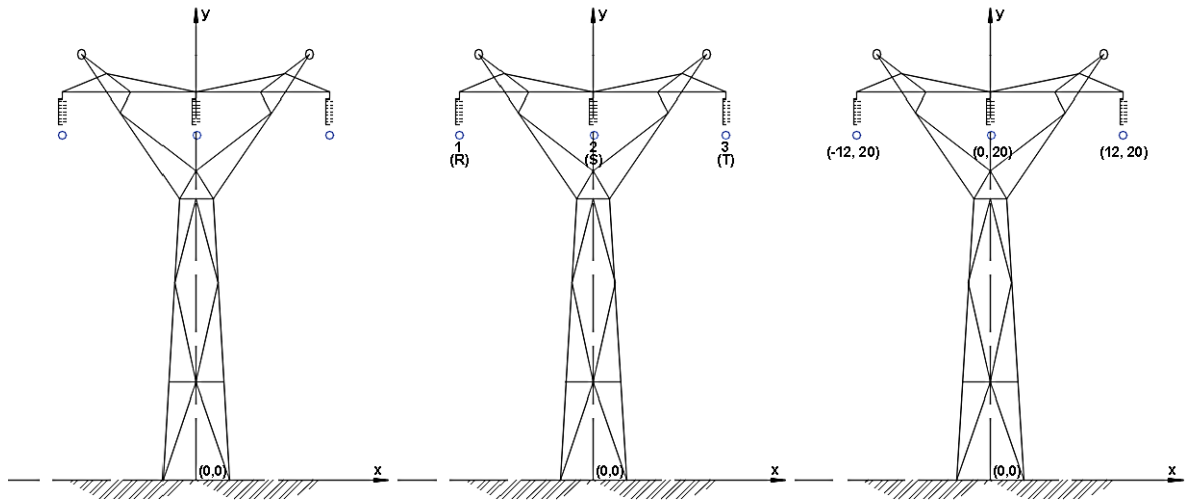
	#	X	Y
Fase R'	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Fase S'	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Fase T'	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Para ingresar la configuración de la línea se debe tener en cuenta lo siguiente:

1. Las distancias deben ingresarse en metros.
2. La casilla «#» indica la posición u orden de las fases.
3. Las coordenadas se ingresan teniendo en cuenta que el eje de las abscisas es la tierra y el eje de las ordenadas es la torre.

A manera de ejemplo, para una línea con configuración sencilla se tiene:

<b>Un circuito</b>			
	#	X	Y
Fase R	1	-12	20
Fase S	2	0	20
Fase T	3	12	20



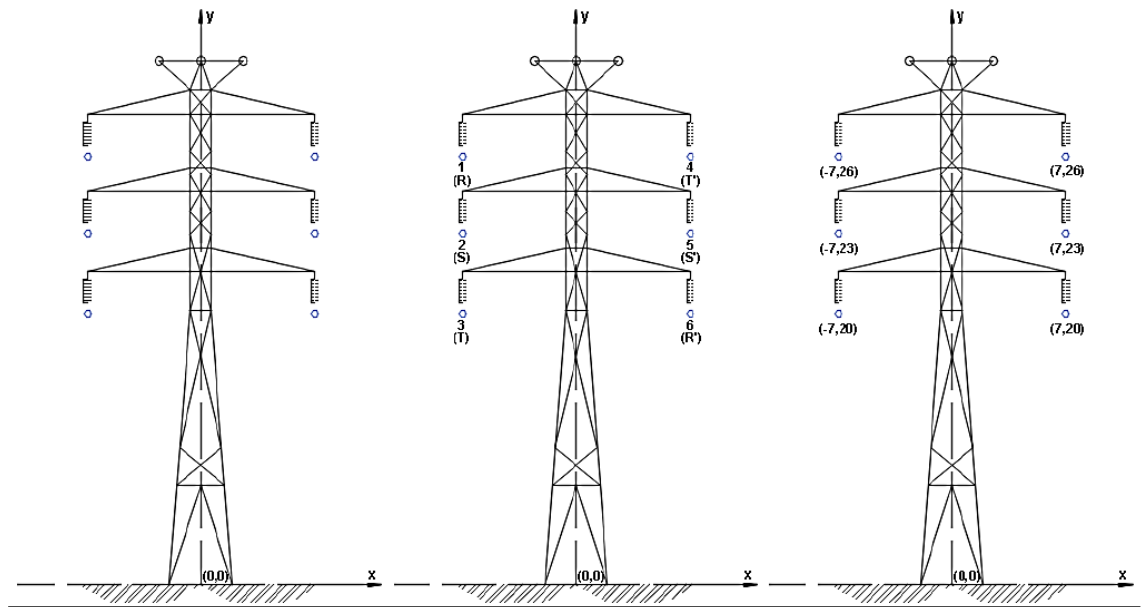
Para una línea con configuración doble circuito:

#### Un circuito

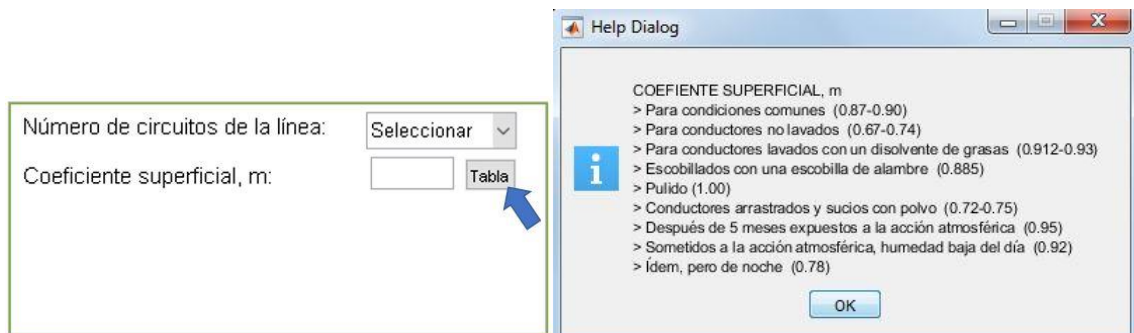
	#	X	Y
Fase R	1	-7	26
Fase S	2	-7	23
Fase T	3	-7	20

#### Dos circuitos

	#	X	Y
Fase R'	6	7	20
Fase S'	5	7	23
Fase T'	4	7	26



Para insertar el coeficiente superficial se debe pulsar la opción “Tabla” donde se mostrarán los valores posibles para  $m$  según el estado de la superficie del conductor. Una vez se elija el valor del coeficiente, este se inserta manualmente en la casilla correspondiente:



Si la línea tiene conductores en haz, se habilita la opción para insertar el valor de la separación entre subconductores consecutivos del haz en m:

Número de circuitos de la línea:

Coefficiente superficial, m:


Separación entre dos subconductores consecutivos [m]:

Si se desea estimar pérdidas para líneas con alguna de las siguientes configuraciones: circuito sencillo-conductores en haz; doble circuito-un solo conductor por fase o doble circuito-conductores en haz, se debe diligenciar el panel de selección de estado del conductor para buen tiempo y mal tiempo. Si la línea tiene configuración sencilla y un solo conductor por fase no será necesario elegir valores para este panel.

**Estado del conductor**

Buen tiempo

Mal tiempo

Seleccionar 

Seleccionar

Conductor limpio

Conductor medianamente limpio

Conductor estado medio de la superficie

Conductor medianamente sucio

Conductor sucio

**Estado del conductor**

Buen tiempo

Mal tiempo

Seleccionar

Coefficiente  $m=0.4$

Coefficiente  $m=0.45$

Coefficiente  $m=0.5$

Coefficiente  $m=0.55$


Coefficiente  $m=0.6$

Coefficiente  $m=0.65$

Coefficiente  $m=0.7$

Coefficiente  $m=0.75$

Coefficiente  $m=0.8$

Seleccionar 

Finalmente, una vez se esté seguro de que todos los campos han sido diligenciados se procede a pulsar el botón “CALCULAR” y los resultados se mostrarán en tres secciones:

- Configuración de la línea:

**Configuración de la línea\***

Un circuito			
	#	X	Y
Fase R	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Fase S	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Fase T	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Dos circuitos			
	#	X	Y
Fase R'	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Fase S'	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Fase T'	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

\*Distancias en [m]

En este panel se mostrará la configuración de la línea según las distancias y se muestra también el número de conductores por fase.

- •Conductancia total:

**Conductancia [S]**

Buen tiempo:

Mal tiempo:

En este panel se mostrarán los resultados de la estimación de la conductancia para buen y mal tiempo.

- Pérdidas corona:

**Pérdidas corona [kW/km/fase]**

Buen tiempo:

Mal tiempo:

En este panel se mostrarán los resultados de la estimación de pérdidas corona para buen y mal tiempo. El botón “LIMPIAR” limpia los datos que son ingresados manualmente y las salidas, sin embargo, las casillas que se diligencian a partir de una “lista de opciones” seguirán mostrando la última selección ingresada.

#### 4.5. RECOMENDACIONES

Para evitar la aparición de posibles errores, se recomienda tener en cuenta lo siguiente:

- Las distancias para la configuración de la línea y la separación de subconductores deben ir en metros.
- Introducir “.” en lugar de “,” para las cifras decimales.
- Asegurarse de que todos los campos requeridos se encuentren diligenciados.
- Algunos campos aparecen con valores por defecto, sin embargo, se debe seleccionar la opción deseada.
- Cada vez que se cambie alguno de los campos se debe pulsar de nuevo “CALCULAR”.
- En caso de que en mal tiempo se presenten valores que no concuerden con la teoría de pérdidas por efecto corona, se debe verificar factores como la

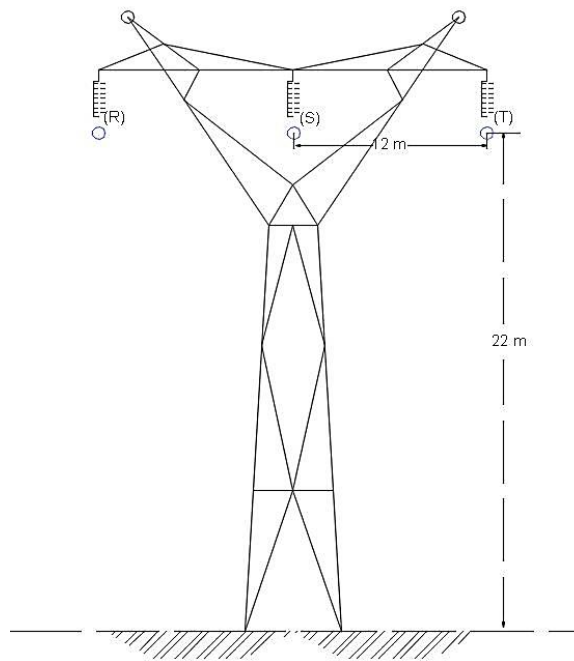
configuración de la línea, el número de conductores por fase y el tipo de conductor, se hallan seleccionados de acuerdo al nivel de tensión de operación de la línea.

## 5. EJEMPLOS DE ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS CORONA

A continuación, se presentan algunos ejemplos para la estimación de efecto corona aplicando tanto la formulación presentada en este trabajo como la herramienta computacional EPC con el fin de comparar resultados.

**Ejemplo 1.** Se tiene una línea de transmisión de 230 kV con la configuración que se muestra en la Figura 18.

Figura 18. Configuración de la línea del Ejemplo 1.



Las características del conductor se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Características del conductor para el Ejemplo 1.

<b>Código</b>	<b>Condor</b>
<b>Radio [cm]</b>	1,387
<b>RMG [cm]</b>	1,123
<b># de hebras en la capa exterior</b>	24
<b>Radio hebras [cm]</b>	0,154

Hallar las pérdidas corona usando el método de Peterson, si la altura sobre el nivel del mar es 1000 m, la temperatura ambiente 30 °C,  $f = 60$  Hz y se supone el estado superficial del conductor como pulido  $m=1$ .

Se halla la densidad relativa del aire:

$$\delta = \frac{0,393P}{273 + T}$$

Con:  $P = \frac{760}{10^{\left(\frac{1000}{18336}\right)}} = 670,31$  [mmHg], entonces  $\delta = 0,8694$

Para hallar la constante empírica de Peterson  $\varphi$  se debe conocer el valor de la tensión característica de la línea  $V_d$  y como el conductor tiene más de 12 hebras en la capa exterior, ésta se determina usando el caso 2, para el cual se tiene:

$$c = 1 - \frac{\sin\left(\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h}\right)}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h}} = 1 - \frac{\sin\left(\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{24}\right)}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{24}} = 0,4174$$

La distancia media geométrica entre fases es:  $D = \sqrt[3]{D_{RS}D_{ST}D_{RT}} = 1511,9 \text{ [cm]}$ , entonces:

$$V_d = 48,6m\delta^{\frac{2}{3}} \frac{\left[ \log_{10} \frac{D}{cR_h} + (n_h - 1) \log_{10} \frac{D}{r - cR_h} \right]}{\frac{1}{cR_h} + \frac{n_h - 1}{2(r - cR_h)}} = 128,9 \text{ [kV]}$$

Luego se determina la razón  $V/V_d$  con el fin de encontrar el valor de  $\varphi$ .

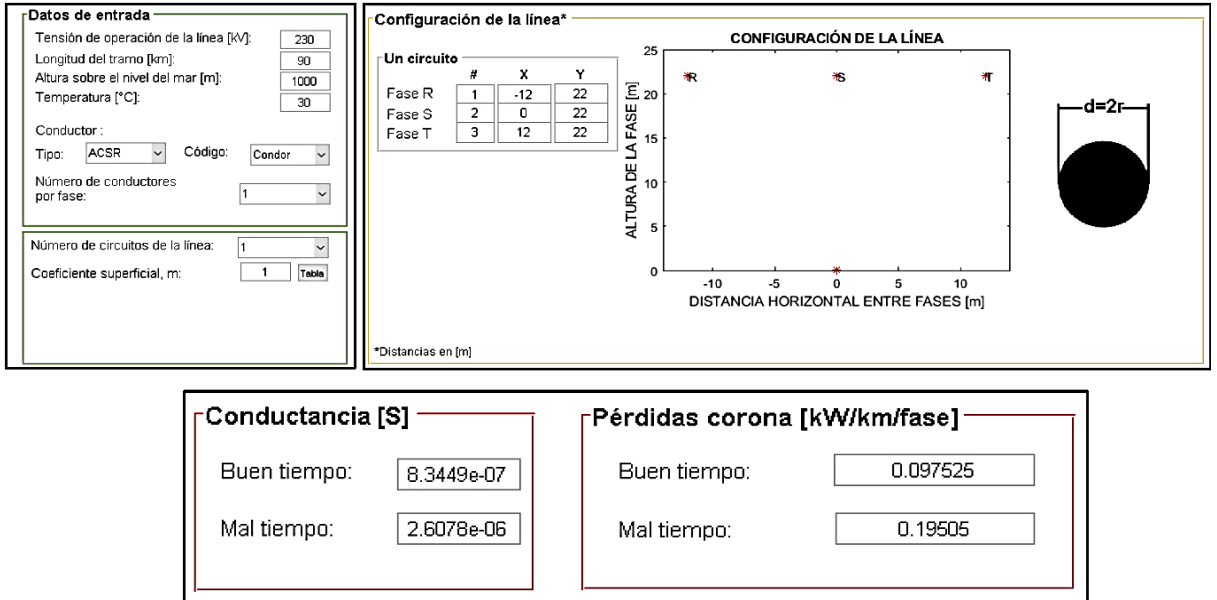
Como  $V/V_d = 1,03$ , entonces de la Figura 8 se tiene  $\varphi \cong 0,04$ .

Finalmente, reemplazando los valores en la expresión de pérdidas del método de Peterson, se tiene:

$$P_{peterson} = \frac{20,95 * 10^{-6}}{\left[ \log \left( \frac{D}{r_{eq}} \right) \right]^2} fV^2\varphi = \frac{20,95 * 10^{-6}}{\left[ \log \left( \frac{1511,9}{1,387} \right) \right]^2} 60 * \left( \frac{230}{\sqrt{3}} \right)^2 * 0,04 = 0,096$$

Al insertar los valores en el programa se obtienen los resultados que se muestran en la Figura 19.

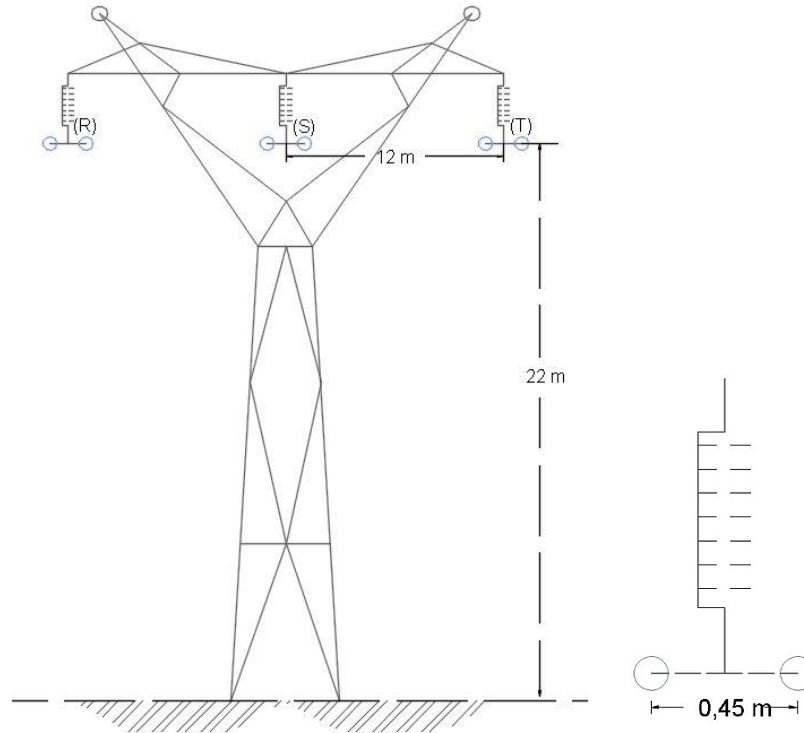
Figura 19. Aplicación de EPC para el ejemplo 1.



**Ejemplo 2.** Para la línea de transmisión del ejemplo anterior, hallar las pérdidas corona en buen tiempo y en mal tiempo si ahora se tienen 2 conductores en haz por cada fase.

Debido a que la línea tiene conductores en haz, se puede usar el método de EDF.

Figura 20. Configuración de la línea del Ejemplo 2.



Para estimar las pérdidas corona en buen tiempo, se debe conocer el valor del gradiente superficial máximo  $E_m$  éste se puede hallar con la fórmula de Timascheff (27).

$$r_{eq} = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$$

Con  $R = \frac{s}{2 \sin(\frac{\pi}{2})} = \frac{45}{2 \sin(\frac{\pi}{2})} = 22,5 [cm]$ , entonces  $r_{eq} = 7,9 [cm]$

$$E_{max} = \frac{V_l}{\sqrt{3} \left[ \frac{nS}{\left(\frac{S}{r}\right) + 2(n-1) \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)} \right] \ln\left(\frac{Y}{r_{eq}}\right)} = \frac{230}{\sqrt{3} \left[ \frac{2 * 45}{\left(\frac{45}{1,389}\right) + 2 \sin\left(\frac{\pi}{2}\right)} \right] \ln\left(\frac{\frac{1200}{\sqrt[3]{2}}}{7,9}\right)} \cong 10,6 [kV/cm]$$

El gradiente crítico para un subconductor liso se obtiene con la fórmula de Peek:

$$E_o = g_o \delta \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{r\delta}} \right)$$

Del ejemplo anterior se tiene:  $\delta = 0,8694$ , entonces  $E_o = 21,21 * 0,8694 \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{1,387 * 0,8694}} \right) = 23,49 [kV/cm]$

Luego se halla el gradiente relativo  $E_r = \frac{E_m}{E_r} = 0,45$ , con este valor se determina el factor de pérdidas  $P_o$  con la Figura 13.

$$P_o \cong 8,05 * 10^{-5}$$

Entonces las pérdidas en buen tiempo vienen dadas por:

$$P_{EDF} = P_o r^{1,8} (n + 6)^2 f / 50 = 8,05 * 10^{-5} (1,387)^{1,8} (8)^2 60 / 50 \cong 0,0111 [kW/km/fase]$$

Para estimar las pérdidas en mal tiempo, se determina el valor de  $k$ :

$$k = \frac{f}{50} (nr\beta)^2 \frac{\log_{10} \left( \frac{R_o}{r_{eq}} \right) \log_{10} \left( \frac{\rho}{r_{eq}} \right)}{\log_{10} \left( \frac{R_o}{\rho} \right)}$$

Con  $r_{eq} = 7,9 [cm]$

Para hallar el valor de  $R_o$  se debe conocer la capacitancia por fase de la línea, este valor se puede hallar como se muestra en la sección 3.2.3

$$C_\varphi = 9,362 * 10^{-12} [F/m]$$

$$\rho = 25\sqrt{nr} = 41,63 \text{ [cm]} \text{ y } \beta = 1 + \frac{0,308}{\sqrt{r}} = 1,26$$

$$k = \frac{f}{50} (2 * 1,387 * 1,26)^2 \frac{\log_{10} \left( \frac{3,64 * 10^7}{7,9} \right) \log_{10} \left( \frac{41,63}{7,9} \right)}{\log_{10} \left( \frac{3,64 * 10^7}{41,63} \right)} = 11,89$$

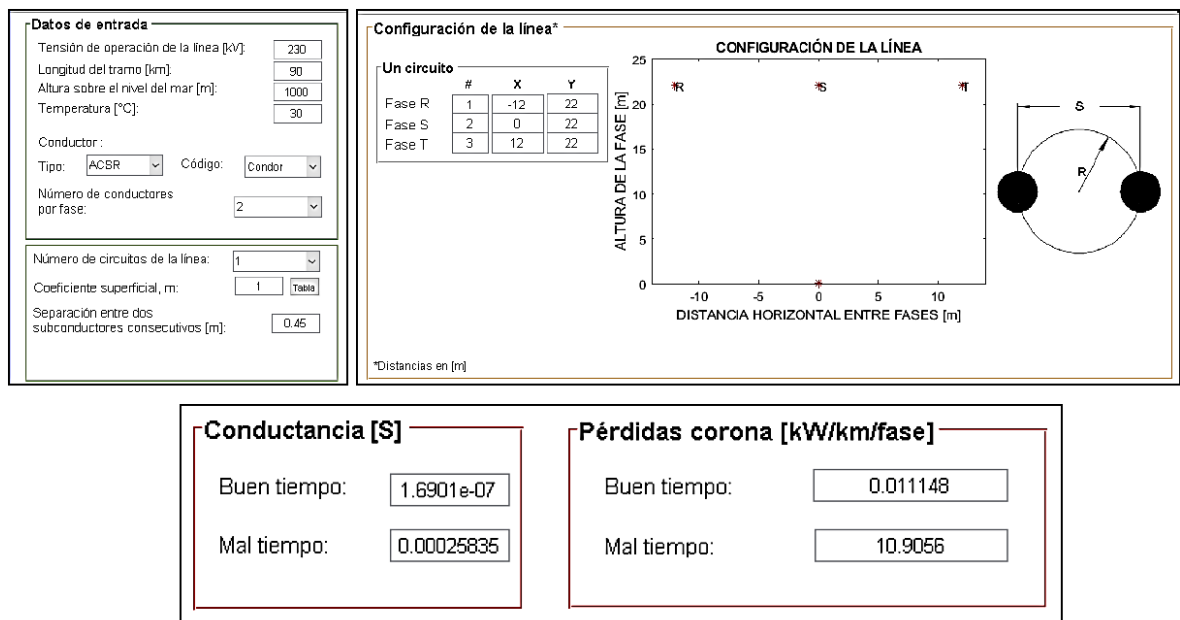
Con el valor de  $E_r$  en la Figura 15 suponiendo un valor del coeficiente de estado de la superficie del conductor en  $m=0,4$ , se obtiene el valor de las pérdidas específicas  $P_e \cong 0,9$ .

Entonces, las pérdidas para mal tiempo son:

$$P_{EDF} = kP_e = 10,91 \text{ [kW/km/fase]}$$

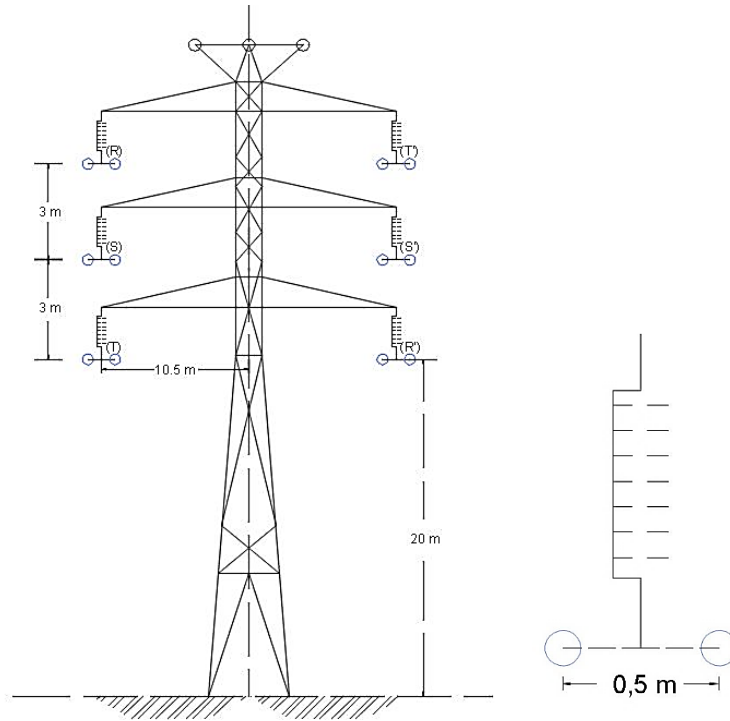
Con la aplicación EPC se obtienen los resultados que se muestran a continuación:

Figura 21. Aplicación de EPC para el ejemplo 2.



**Ejemplo 3.** Para una línea de transmisión a 230 kV con configuración doble circuito y dos conductores en haz como se muestra en la Figura 22

Figura 22. Configuración de la línea para el Ejemplo 3.



Halle las pérdidas corona, si se usa un conductor ACSR Bluejay y se asume  $f = 60 \text{ Hz}$  y conductor limpio. La altura sobre el nivel del mar es 959 m, temperatura ambiente de  $30 \text{ }^\circ\text{C}$ , las características del conductor se muestran en la Tabla 7:

Tabla 7. Características del conductor para el Ejemplo 3.

Código	Bluejay
Radio [cm]	1,598
RMG [cm]	1,219
# de hebras en la capa exterior	21
Radio hebras [cm]	0,1995

Para estimar las pérdidas corona en buen tiempo, se debe conocer el valor del gradiente superficial máximo  $E_m$  éste se puede hallar con la fórmula de Timascheff (27):

$$r_{eq} = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$$

Con  $R = \frac{S}{2 \sin(\frac{\pi}{2})} = \frac{50}{2 \sin(\frac{\pi}{2})} = 25 [cm]$ , entonces  $r_{eq} = 8,9 [cm]$

$$E_{max} = \frac{V_l}{\sqrt{3} \left[ \frac{nS}{\left(\frac{S}{r}\right) + 2(n-1) \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)} \right] \ln\left(\frac{Y}{r_{eq}}\right)} = \frac{230}{\sqrt{3} \left[ \frac{2 * 50}{\left(\frac{50}{1,589}\right) + 2 \sin\left(\frac{\pi}{2}\right)} \right] \ln\left(\frac{300}{8,9}\right)} \cong 13 [kV/cm]$$

El gradiente crítico para un subconductor liso se obtiene con la fórmula de Peek:

$$E_o = g_o \delta \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{r\delta}} \right)$$

Del ejemplo anterior se tiene:  $\delta = 0,8739$ , entonces  $E_o = 21,21 * 0,8739 \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{1,587 * 0,8734}} \right) = 23,2 [kV/cm]$

Luego se halla el gradiente relativo  $E_r = \frac{E_m}{E_r} = 0,56$ , con este valor se determina el factor de pérdidas  $P_o$  con la Figura 13.

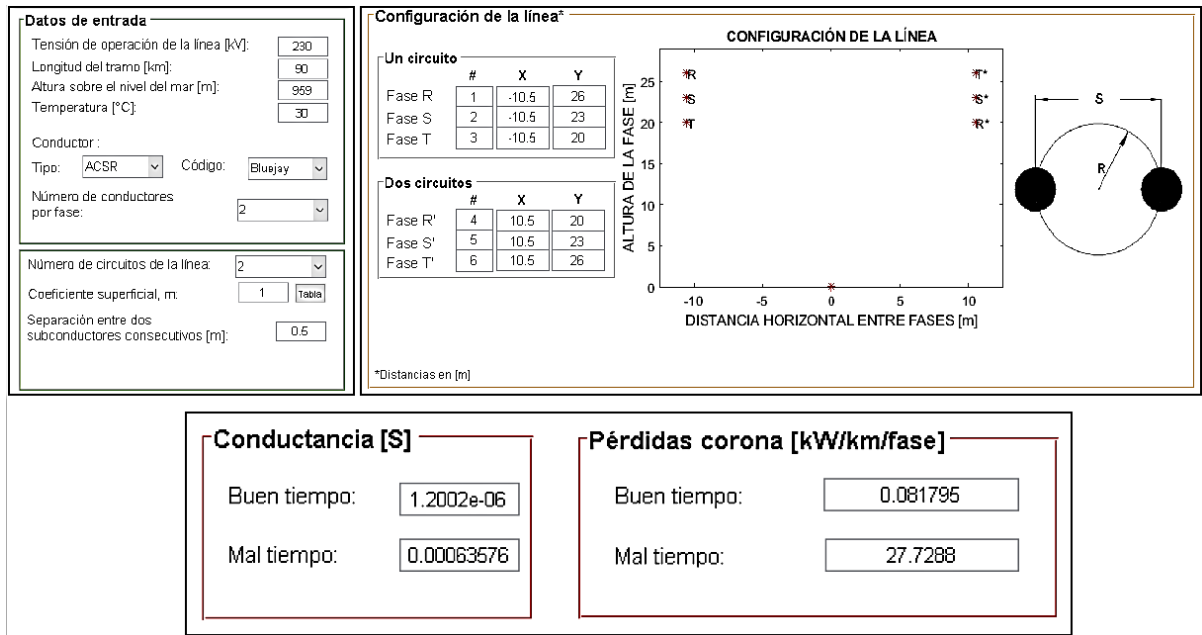
$$P_o \cong 4,58 * 10^{-4}$$

Entonces las pérdidas en buen tiempo vienen dadas por:

$$P_{EDF} = P_o r^{1,8} (n + 6)^2 f / 50 = 4,58 * 10^{-4} (1,587)^{1,8} (8)^2 60 / 50 \cong 0,081 \text{ [kW/km/fase]}$$

Con la aplicación EPC, se obtienen los siguientes resultados:

Figura 23. Aplicación de EPC para el ejemplo 3.



## 6. CONCLUSIONES

El presente trabajo de grado se planteó con el objetivo de documentar el concepto de conductancia y sus efectos asociados en líneas de transmisión aéreas y de desarrollar una herramienta para facilitar la estimación del valor de la conductancia y de las pérdidas corona a partir de los métodos más reconocidos, al respecto se puede concluir lo siguiente:

Se encontró en las obras consultadas que la conductancia, aunque hace parte de los parámetros eléctricos de la línea y a pesar de la importancia de sus efectos asociados, su valor suele considerarse despreciable y normalmente no se tiene en cuenta dentro de los requerimientos para el diseño de las líneas de transmisión debido a su difícil estimación ya que esta depende no solamente de las características geométricas y constructivas de la línea sino también de las condiciones meteorológicas y medioambientales.

Se documentó el efecto corona y las consecuencias asociadas a este. De lo cual se pudo observar que su intensidad dependerá de las características de la línea, así como también de condiciones externas a las que es sometida como: la humedad del aire, el nivel de contaminación y las condiciones climáticas. Debido a las variables que propician su aparición, este fenómeno afectará la construcción de la línea y se tiene en cuenta como criterio para su diseño. Con el fin de estimar las pérdidas debidas a este fenómeno se mencionan tres métodos: Peterson, EPRI y EDF y ya que para la aplicación de estos es necesario conocer el gradiente superficial máximo de los conductores, se referencian también tres métodos que permiten su cálculo sin necesidad del uso de un computador.

Finalmente, se desarrolló una herramienta computacional en Matlab<sup>®</sup> llamada EPC que permite la estimación del valor de la conductancia y las pérdidas corona implementando dos métodos de los tratados en este documento, para el caso de líneas con configuración sencilla y un solo conductor por fase, se sigue el método propuesto por Peterson, para los demás casos se sigue el método de Electricité de France (EDF). La selección de estas dos metodologías se hizo con base en que estas fueron las de mayor reconocimiento en la bibliografía consultada.

La herramienta EPC cuenta con una interfaz gráfica en la que se deben diligenciar los siguientes datos: tensión de operación; longitud del tramo de la línea; altura sobre el nivel del mar; temperatura ambiente; selección del conductor; número de conductores por fase; número de circuitos de la línea; coeficiente superficial del conductor; separación entre subconductores para el caso de configuraciones en haz; selección del estado del conductor para las siguientes configuraciones: circuito sencillo-conductores en haz, doble circuito-un solo conductor por fase y doble circuito-conductores en haz y finalmente los datos de las distancias necesarios para la configuración de la línea. En la misma ventana EPC mostrará los resultados para la conductancia y las pérdidas corona debidas a buen tiempo y mal tiempo. Adicionalmente se proporciona un manual de usuario cuya finalidad será la de suministrar información guía para el correcto uso de la herramienta.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Yahaya, E.; Jacob T.; Nwohu M. y Abubakar A. «Power loss due to corona on high voltage transmission lines,» *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)*, vol. 8, nº 3, pp. 14-19., 2013.
- [2] Rosas, R. Cálculo de líneas y redes eléctricas, vol. 75, Univ. Politèc. de Catalunya., 2002.
- [3] Olarte, F. y Díaz, H. (Tesis de pregrado) Identificación de los parámetros de líneas de transmisión usando algoritmos de estimación de estado, Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2007.
- [4] Glover, J.; Sarma, M. y Overbye, T. Power System Analysis & Design, Cengage Learning, 2012.
- [5] Checa, L. Líneas de transporte de energía, Marcombo, 1988.
- [6] Calles, F. (Tesis de pregrado) Diseño del aislamiento de líneas de transmisión, México: Universidad Veracruzana Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, 2009.
- [7] Omboua, A. y Haroun, A. «High voltage lines: energy losses in insulators,» *The International Journal Of Engineering And Science (IJES)*, vol. 6, nº 10, pp. 58-62, 2017.
- [8] Rudolf, L. «Leakage currents and power losses on outdoor insulators under artificial rains,» *Journal of Technology and Information Education*, vol. 1, nº 2, p. 100, 2009.
- [9] Ramirez, I.; Hernandez R. y Montoya, G. «Measurement of leakage current for monitoring the performance of outdoor insulators in polluted environments,» *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 28, nº 4, 2012.
- [10] Peek, F. Dielectric phenomena in high voltage engineering, McGraw-Hill Book Company, Incorporated., 1920.

- [11] Peek, F. «The law of corona and the dielectric strength of air,» *Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 30, nº 7, pp. 1485-1561, 1911.
- [12] Sabaj, R. (Tesis de pregrado) Implementación de un modelo a escala para el estudio del efecto corona y medición de sus pérdidas según diversas condiciones y calidad del aire, Chile: Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2015.
- [13] Carrillo, S. (Tesis de pregrado) Análisis y cálculo digital de pérdidas por efecto corona en sistemas de transmisión, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 1997.
- [14] Mena, B. (Tesis de pregrado) Efecto corona en líneas de transmisión de 500 kV, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2008.
- [15] Morales, N. Fenómeno corona en líneas de transmisión y sus efectos, Publicación T (P)/9, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 1986.
- [16] Lings, R. EPRI AC transmission line reference book-200 kV and above, EPRI, 2005.
- [17] Begamudre, R. Extra high voltage AC transmission engineering, New Age International, 2006.
- [18] Angarita, M. y Ordoñez, F. (Tesis de pregrado) Determinación del nivel de ozono generado por pérdidas corona en líneas de transmisión, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2017.
- [19] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Resolución número 098 (11, diciembre, 2000). Por la cual se modifica el Anexo CC1 del Código de Conexión., 2000, pp. 1-12.
- [20] Rugeles, J. y Chacón, J. Laboratorio de alta tensión - Manual de prácticas, Universidad Industrial de Santander, 2016.
- [21] Timascheff, A. «Fast calculation of gradients for the center phase of a three-phase bundle conductor line with any number of subconductors,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 1, pp. 157-164, 1971.

- [22] Peterson, W. «Discussion,» *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 52, nº 1, pp. 62-63, 1933.
- [23] Pérez, O. *Comparación de los métodos de Peterson y EDF para el cálculo de las pérdidas corona en líneas de tensión inferior a 220 kV*, Santiago de Chile: Universidad de Santiago de Chile, 2000.
- [24] Calderón, E. y Quiroga, D. (Tesis de pregrado) *Cálculo de parámetros de líneas de transmisión de energía eléctrica aéreas en corriente alterna*, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2017.
- [25] Gary, C. «Effet couronne sur les réseaux électriques aériens,» *Ed. Techniques Ingénieur.*, 1998.
- [26] Cladt, J. y Gary, C. «Predetermination of corona losses under rain: experimental interpreting and checking of a method to calculate corona losses,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, nº 5, pp. 853-860, 1970.
- [27] Areiza, A. y Becerra, A. (Tesis de pregrado) *Selección técnico económica de conductores de líneas de transmisión de energía eléctrica*, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2018.

## ANEXOS

### A. TABLAS DE CONDUCTORES

Tabla 8. Conductores ACSR.

NOMBRE	CALIBRE	SECCIÓN	SECCIÓN	FORMACIÓN	DIAMETRO EXTERIOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE
				No. De hilos por diámetro		
CLAVE	AWG ó MCM	AL mm <sup>2</sup>	TOTAL mm <sup>2</sup>	mm AL . St	mm	A
Swan	4	21,15	24,71	6x2,12 + 1x2,12	6,36	140
Sparrow	2	33,62	29,22	6x2,67 + 1x2,67	8,01	184
Raven	1/0	53,49	62,38	6x3,37 + 1x3,37	10,11	242
Quail	2/0	67,43	78,64	6x3,78 + 1x3,78	11,34	276
Pigeon	3/0	85,01	99,23	6x4,25 + 1x4,25	12,75	315
Penguin	4/0	107,2	125,1	6x4,77 + 1x4,77	14,31	357
Waxwing	266,8	135,2	157,2	18x3,09 + 1x3,09	15,47	449
Partridge	266,8	135,2	142,6	26x2,57 + 7x2,00	16,28	457
Ostrich	300	152	176,7	26x2,73 + 7x2,12	17,28	492
Piper	300	152	187,5	30x2,54 + 7x2,54	17,78	490
Merlin	336,4	170,5	179,9	18x3,47 + 1x3,47	17,37	519
Linnet	336,4	170,5	198,3	26x2,89+ 7x2,25	18,31	529
Oriole	336,4	170,5	210,3	30x2,69 + 7x2,69	18,83	535
Chickadee	397,5	201,42	212,5	18x3,77 + 1x3,77	18,87	576
Brant	397,5	201,42	227,55	24x3,27 + 7x2,18	19,61	584
Ibis	397,5	201,42	234,2	26x3,14 + 7x2,44	19,88	587
Lark	397,5	201,42	248,4	30x2,92 + 7x2,92	20,44	594
Pelikan	477	241,7	255,1	18x4,14 + 1x4,14	20,68	646
Flicker	477	241,7	273,1	24x3,58 + 7x2,39	21,48	655
Hawk	477	241,7	281,1	26x3,44 + 7x2,68	21,8	659
Hen	477	241,7	298,1	30x3,20 + 7x3,20	22,4	666
Heron	500	253,3	312,4	30x3,28 + 7x3,28	22,96	694
Osprey	556,5	282	298,2	18x4,47 + 1x4,47	23,22	711
Parakeet	556,5	282	318,52	24x3,87 + 7x2,58	23,22	721

Dove	556,5	282	327,9	26x3,72 + 7x2,89	23,55	726
Eagle	556,5	282	347,8	30x3,46 + 7x3,46	24,22	734
Peacock	605	306,6	346,39	24x4,03 + 7x2,69	24,21	760
Squab	605	306,6	356,45	26x3,87 + 7x3,01	24,54	765
Teal	605	306,6	376,45	30x3,61 + 19x2,16	25,25	773
Rook	636	322,3	364	24x4,14 + 7x2,76	24,82	784
Grosbeck	636	322,3	374,7	26x3,97 + 7x3,09	25,15	789
Egret	636	322,3	395,6	30x3,70 + 19x2,22	25,9	798
Flamingo	666,6	337,74	381,55	24x4,23 + 7x2,82	25,4	817
Starling	715,5	362,5	421,6	26x4,21 + 7x3,28	26,68	849
Redwing	715,5	362,5	445,1	30x3,92 + 19x2,35	27,43	859
Drake	795	402,8	468	26x4,44 + 7x3,45	28,11	907
Mallard	795	402,8	494,7	30x4,14 + 19x2,48	28,96	918

Tabla 9. Conductores ACAR.

CALIBRE AWG o MCM	SECCIÓN	SECCIÓN	SECCIÓN TOTAL mm <sup>2</sup>	FORMACIÓN	DIÁMETRO	CAPACIDAD DE CORRIENTE A
	1350 H19 mm <sup>2</sup>	6201 T81 mm <sup>2</sup>		No. de hilos por diámetro mm. 1350 H19 / 6201 T81	EXTERIOR MM.	
4	12,09	9,06	21,15	4x1,96 + 3x1,96	5,88	130
2	19,21	14,41	33,62	4x2,47 + 3x2,47	7,41	178
1/0	30,57	22,92	53,49	4x3,12 + 3x3,12	9,36	236
2/0	38,53	28,9	67,43	4x3,50 + 3x3,50	10,5	268
3/0	48,58	36,43	85,01	4x3,93 + 3x3,93	11,79	319
4/0	61,26	45,94	107,2	4x4,42 + 3x4,42	13,26	360
250	100,26	26,74	127	15x2,91 + 4x2,91	14,55	412
250	80,21	46,79	127	12x2,91 + 7x2,91	14,55	411
300	120	32	152	15x3,19 + 4x3,19	15,95	463
300	96	56	152	12x3,19 + 7x3,19	15,95	459
350	139,74	37,26	177	15x3,45 + 4x3,45	17,25	510
350	111,79	65,21	177	12x3,45 + 7x3,45	17,25	505
400	160,26	42,74	203	15x3,69 + 4x3,69	18,45	4556
400	128,21	74,79	203	12x3,69 + 7x3,69	18,45	543
450	180	48	228	15x3,91 + 4x3,91	19,55	597
450	144	84	228	12x3,91 + 7x3,91	19,55	583

500	159,79	93,21	253	12x4,12 + 7x4,12	20,6	633
500	205,14	47,86	253	30x2,95 + 7x2,95	20,65	650
500	123,08	129,92	253	18x2,95 + 19x2,95	20,65	619
550	176,21	102,79	279	12x4,32 + 7x4,32	21,6	685
550	226,22	52,78	279	30x3,10 + 7x3,10	21,7	697
550	135,73	143,27	279	18x3,10 + 19x3,10	21,7	670
600	192	112	304	12x4,51 + 7x4,51	22,55	718
600	246,49	57,51	304	30x3,23 + 7x3,23	22,61	724
600	147,89	156,11	304	18x3,23 + 19x3,23	22,61	703
650	266,76	62,24	329	30x3,37 + 7x3,37	23,59	760
650	160,05	168,95	329	18x3,37 + 19x3,37	23,59	740
700	287,84	67,16	355	30x3,49 + 7x3,49	24,43	811
700	172,7	182,3	355	18x3,49 + 19x3,49	24,43	775
750	308,11	71,89	380	30x3,62 + 7x3,62	25,34	840
750	184,86	195,14	380	18x3,62 + 19x3,62	25,34	807
800	328,38	76,62	405	30x3,73 + 7x3,73	26,11	857
800	197,03	207,97	405	18x3,73 + 19x3,73	26,11	835
850	349,46	81,54	431	30x3,85 + 7x3,85	26,95	910
850	209,68	221,32	431	18x3,85 + 19x3,85	26,95	869
900	369,73	86,27	456	30x3,96 + 7x3,96	27,72	923
900	221,84	234,16	456	18x3,96 + 19x3,96	27,72	919
950	390	91	481	30x4,07 + 7x4,07	28,49	950
950	234	247	481	18x4,07 + 19x4,07	28,49	927
1000	411,08	95,92	507	30x4,18 + 7x4,18	29,26	983
1000	246,65	260,35	507	18x4,18 + 19x4,18	29,26	956
1100	451,62	105,38	557	30x4,38 + 7x4,38	30,66	1065
1100	270,97	286,03	557	18x4,38 + 19x4,38	30,66	1015
1200	492,97	115,03	608	30x4,57 + 7x4,57	31,99	1100
1200	295,78	312,22	608	18x4,57 + 19x4,57	31,99	1079
1250	514,05	119,95	634	30x4,67 + 7x4,67	32,69	1146
1250	308,43	325,57	634	18x4,67 + 19x4,67	32,69	1092
1300	534,32	124,68	659	30x4,76 + 7x4,76	33,32	1169
1300	320,59	338,41	659	18x4,76 + 19x4,76	33,32	1135

## **B. CÓDIGO EN MATLAB® DE LA HERRAMIENTA EPC**

Éste anexo está adjunto en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS.

## **C. INSTALADOR DE LA HERRAMIENTA EPC**

Éste anexo está adjunto en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS.