



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

"PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA EN LA LÍNEA DE
TRANSMISIÓN DE 500 KV QUITO-GUAYAQUIL"

INFORME DE
MATERIA DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del Título de:
INGENIERA EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
POTENCIA

Presentado por:
JULITZA LILIBETH BUENAVENTURA RONQUILLO
MARÍA FERNANDA VELÁSQUEZ LOAYZA

Guayaquil - Ecuador
Año: 2011

AGRADECIMIENTO

En primer lugar agradecemos a Dios, por bendecirnos y mostrarnos el sendero del bien, para llegar con paz hasta donde hemos llegado.

A nuestros padres que con dedicación y buen ejemplo, han sabido guiarnos por el camino correcto para ser mujeres de bien en la sociedad y enseñarnos a valorar cada esfuerzo puesto de parte de ellos para nuestro crecimiento personal.

Al Ing. José Layana y el Ing. Gustavo Bermúdez, quienes con inteligencia y experiencia supieron darnos las pautas para el desarrollo del proyecto. A nuestros profesores, quienes han sido un pilar muy importante en la formación de nuestra carrera.

A CELEC EP TRANSELECTRIC, que nos abrió sus puertas para proporcionarnos importante información, en especial a los ingenieros Ben Cevallos y Rooswelt Saraguro, quienes con sus conocimientos y amabilidad nos ayudaron a despejar dudas e

inquietudes para el desarrollo del tema.

Al Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, en especial al Ing. Abel Borbor por brindarnos la información requerida para los cálculos y análisis del proyecto.

A Pedrito hermoso, por desvelarse junto a nosotras para ayudarnos en la traducción de información y documentos.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de graduación a Dios y a mi familia. A Dios porque ha estado a mi lado en cada paso que doy, dándome fortaleza, inteligencia y sabiduría para continuar, a mi madre, quien a lo largo de mi vida ha velado por mi bienestar y educación siendo mi apoyo en todo momento. Depositando su entera confianza en cada reto que se me presentaba sin dudar ni un solo momento de mí inteligencia, a mi abuelita Carlotita, quien ha sido el pilar fundamental en la formación de mi vida, pues con su ejemplo he aprendido el verdadero significado de fuerza y de quien he recibido la más pura y sincera demostración de amor, a mis hermanos, quienes han sido mi motivación de seguir adelante para demostrarles que las metas se alcanzan con esfuerzos. Es por ellos que soy lo que soy ahora. Los amo con mi vida.

Julitza Lilibeth Buenaventura Ronquillo

DEDICATORIA

A DIOS

Porque ha estado conmigo en cada paso que doy, cuidándome y dándome fortaleza para continuar.

A MIS PADRES

Quienes a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar y educación, ayudándome a cumplir mis objetivos como persona y estudiante. A mi papi por creer en mí, por todo el apoyo y sus consejos. A mi mami por hacer de mi una mejor persona a través de sus enseñanzas y amor.

A MIS HERMANAS

Aunque estén lejos siempre me han dado ánimo y fuerza para seguir adelante, la distancia no es nada, el amor hace que nos mantengamos unidas por el resto de nuestras vidas.

A MI ABUELITA AGUEDITA

Ya ausente, a quien recuerdo con cariño por sus enseñanzas, abnegación.

A MI ENAMORADO ALFREDO

Quien ha estado conmigo en cada momento, dándome todo su apoyo incondicional.

María Fernanda Velásquez Loayza

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. José Layana

PROFESOR DE LA MATERIA
DE GRADUACIÓN

Ing. Gustavo Bermúdez

PROFESOR DELEGADO POR
EL DECANO

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este trabajo de graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL)

Julitza Lilibeth Buenaventura Ronquillo

María Fernanda Velásquez Loayza

RESUMEN

El presente proyecto de titulación tiene como objetivo analizar las pérdidas de potencia y energía por el efecto corona que se presentarían en la línea de transmisión de 500 kV que se construirá en el país, para dos rutas por donde podría atravesar la misma y que interconectara los principales centros de carga Quito y Guayaquil.

El desarrollo de este proyecto se ha realizado mediante el método de Peek, el cual es el más utilizado en el cálculo de pérdidas por efecto corona en líneas de extra alta tensión, para el estudio de este fenómeno existen varios factores a considerar los cuales son: meteorológico, altitudes, configuración de conductor, estructura, factores superficiales y climáticos.

La información de estos factores, herramientas y técnicas que se van a utilizar para en el proyecto fueron proporcionados por: I.E.E.E., CELEC EP TRANSELECTRIC e I.N.A.M.H.I.

Finalmente se presenta el análisis de los cálculos de pérdidas de potencia y energía producidas de las configuraciones ACAR 3x950 M.C.M. y ACAR 4X750 M.C.M., para las dos rutas, así como los costos anuales que implican estas pérdidas.

CONTENIDO

AGRADECIMIENTO	II
DEDICATORIA	IV
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	VI
DECLARACIÓN EXPRESA	VII
RESUMEN	VIII
INTRODUCCIÓN.....	XXI
CAPITULO 1.....	1
GENERALIDADES DEL EFECTO CORONA.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 NATURALEZA Y MANIFESTACIONES DEL EFECTO CORONA.....	5
1.2.1 RUIDO AUIDIBLE.....	6
1.2.2 PERTURBACIONES A FRECUENCIA DE RADIO Y TELEVISIÓN.....	6
1.2.3 GENERACIÓN DE OZONO.....	7
1.2.4 PERDIDAS DE ENERGÍA.....	8
1.2.5 VIENTO IONICO.....	8
1.3 GENERACIÓN DE CORONA EN CONDUCTORES DE TRANSMISIÓN.	9
1.4 PROCESO DE DESCARGA EN GASES.....	10
1.4.1 MECANISMO DE CORONA.....	11
1.5 EL PROCESO DE AVALANCHA DE TOWNSEND.....	15

1.6	TIPOS DE DESCARGA EN LOS CONDUCTORES DE TRANSMISION	17
1.7	FENOMENOS QUE INFLUYEN EN EL PROCESO DE LA CORONA...	17
1.7.1	GRADIENTE SUPERFICIAL.....	17
1.7.2	GOTAS DE AGUA Y DISCONTINUIDAD SUPERFICIAL.....	18
1.7.3	DENSIDAD DEL AIRE Y HUMEDAD.....	20
1.9	PERDIDAS POR EFECTO CORONA.....	22
1.10	MÉTODO DE CÁLCULO DEL GRADIENTE SUPERFICIAL PARA UN HAZ DE CONDUCTORES.....	23
1.10.1	MÉTODO DE MARK Y MENGELE.....	23
1.11	MÉTODOS DE CÁLCULO DE CALCULO DE PERDIDAS POR CORONA.....	27
1.11.1	MÉTODO DE PEEK.....	28
1.11.2	MÉTODO DE PETERSON.....	30
1.11.3	MÉTODO DE ELECTRICE DE FRANCE.....	34
1.11.4	MÉTODOS EMPÍRICOS.....	38
1.12	RADIO INTERFERENCIA.....	40
1.12.1	MÉTODOS PARA EL CALCULO DE RADIO INTERFERENCIA.....	42
1.12.2	MÉTODOS COMPARATIVOS SIMPLIFICADOS.....	44
1.12.3	CRITERIO DEL C.I.S.P.R. PARA SUMA DE NIVELES RI DE LINEAS DE TRES FASES.....	48
1.12.4	MÉTODOS ANALITICOS.....	49

1.12.5 COMPONENTES DEL RUIDO ACÚSTICO.....	51
--	----

CAPITULO 2

FACTORES QUE AFECTAN EL CALCULO DE PERDIDAS POR EFECTO	53
---	-----------

CORONA EN ECUADOR.....

2.1 INTRODUCCIÓN.....	53
2.2 ALTERNATIVAS DE RUTAS PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 500KV.....	55
2.3 ALTITUD DEL SUELO Y ZONAS CLIMATICAS EN ECUADOR.....	59
2.4 CONFIGURACIONES DE CONDUCTORES.....	62
2.5 TORRE DE 500 Kv.....	63
2.6 FACTOR SUPERFICIAL Y AMBIENTAL.....	65
2.7 JUSTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA.....	66

CAPITULO 3

RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN	67
------------------------------------	-----------

3.1 INTRODUCCIÓN.....	67
3.2 ALTERNATIVAS DE RUTAS PARA LA LINEAS DE TRANSMISION DE 500Kv.....	69
3.3 ALTURA DEL SUELO.....	71
3.4 FACTOR SUPERFICIAL.....	73

3.5	FACTOR AMBIENTAL.....	73
3.6	CONSIDERACIONES CLIMATICAS DEL SUELO.....	74
CAPITULO 4		
ANALISIS DE PERDIDAS POR EFECTO CORONA		
4.1	INTRODUCCIÓN.....	80
4.2	CÁLCULO DE VOLTAJE EFECTIVO CRÍTICO DISRUPTIVO.....	81
4.3	CÁLCULO DE GRADIENTES MÁXIMOS Y CRISTICOS.....	81
4.4	COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	82
4.5	CALCULO DE PERDIDAS DE POTENCIA.....	82
4.6	CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA.....	90
4.7	COSTOS DE PERDIDAS POTENCIA Y DE ENERGIA ANUAL.....	98
CAPITULO 5		
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		
5.1	CONCLUSIONES.....	100
5.2	RECOMENDACIONES.....	102
ANEXOS.....		
ANEXO 1	RESUMEN DEL PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION.....	105
ANEXO 2	RESUMEN DE LAS INTENSIDADES DE LLUVIA.....	107

ANEXO 3 ALTURAS.....	109
ANEXO 4.a PORCENTAJE DE LLUVIA TORRENCIAL INVIERNO.....	112
ANEXO 4.b PORCENTAJE DE LLUVIA TORRENCIAL VERANO.....	115
ANEXO 5.a VOLTAJE CRÍTICO DISRUPTIVO CONDUCTOR ACAR 3X950M.C.M.....	119
ANEXO 5.b VOLTAJE CRÍTICO DISRUPTIVO CONDUCTOR ACAR 4X750M.C.M.....	122
ANEXO 6.a GRADIENTE MAXIMO Y CRITICO ACAR 3X950M.C.M.....	125
ANEXO 6.b GRADIENTE MAXIMO Y CRITICO ACAR 4X750M.CM.....	127
ANEXO 7.a PERDIDAS DE POTENCIA ACAR 3X950M.C.M.	130
ANEXO 7.b PERDIDAS DE POTENCIA ACAR 4X750M.C.M.....	133
ANEXO 8.a PERDIDAS DE POTENCIA INSTANTANEA EN INVIERNO RUTA1.	136
ANEXO 8.b PERDIDAS DE POTENCIA INSTANTANEA EN VERANO RUTA1...	139
ANEXO 8.c PERDIDAS DE POTENCIA INSTANTANEA EN INVIERNO RUTA1.	142
ANEXO 8.d PERDIDAS DE POTENCIA INSTANTANEA EN VERANO RUTA1...	145
ANEXO 9.a ENERGIA RUTA 1.....	148
ANEXO 9.b ENERGIA RUTA 2.....	152
ANEXO 10 COSTOS DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA.....	156
BIBLIOGRAFIA.....	157

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1: RELACIÓN ENTRE CORRIENTE Y VOLTAJE	10
FIGURA 1.2: DISTRIBUCIÓN GEOMÉTRICA DE UN HAZ DE CONDUCTORES.	24
FIGURA 1.3: FUNCIÓN DE PETERSON PARA CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA CON RAZÓN (v/e_d) ENTRE 0.6 Y 2.4...	32
FIGURA 1.4: FUNCIÓN DE PETERSON PARA CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA CON RAZÓN (v/e_d) ENTRE 1 Y 19...	33
FIGURA 1.5: ÁBACO PARA PÉRDIDAS EN CONDUCTORES SECOS.....	35
FIGURA 1.6: ÁBACO PARA DETERMINACIÓN DE "M".....	37
FIGURA 1.7: PÉRDIDA ESPECÍFICA CORONA	37
FIGURA 1.8: CURVAS DE REFERENCIA	39
FIGURA 1.9: CURVA TÍPICA DE EFECTO CORONA PARA CABLES EN LA INTEMPERIE.....	39
FIGURA 1.10: CAMINO POR EL CUAL VIAJA LA RADIO INTERFERENCIA HASTA EL RADIO RECEPTOR.....	41
FIGURA 2.1: RUTA 1.....	57
FIGURA 2.2: RUTA 2.....	58
FIGURA 2.3: MAPA DE ZONAS CLIMÁTICAS DEL ECUADOR.....	60
FIGURA 2.4: ESTRUCTURA S-57.....	64
FIGURA 3.1: RECORRIDOS DE LAS DOS RUTAS DE ANÁLISIS	70

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1: FACTORES DE SUPERFICIE “m”	20
TABLA 3.1.a: RECORRIDO DE LA LÍNEA CON LAS ALTURAS Y LAS LONGITUDES RUTA 1	72
TABLA 3.1.b: RECORRIDO DE LA LÍNEA CON LAS ALTURAS Y LAS LONGITUDES RUTA 2	72
TABLA 3.2: FACTOR SUPERFICIAL “mc”	73
TABLA 3.3: FACTOR SUPERFICIAL “mc”	74
TABLA 3.4: CONSIDERACIONES METEOROLÓGICAS	79
TABLA 4.1: PÉRDIDAS DE POTENCIA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 2 HORAS EN INVIERNO PARA LA RUTA 1	84
TABLA 4.2: PÉRDIDAS DE POTENCIA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 10 HORAS EN INVIERNO PARA LA RUTA 1	84
TABLA 4.3: PÉRDIDAS DE POTENCIA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 12 HORAS EN INVIERNO PARA LA RUTA 1	84
TABLA 4.4: PÉRDIDAS DE POTENCIA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 2 HORAS EN VERANO PARA LA RUTA 1	86
TABLA 4.5: PÉRDIDAS DE POTENCIA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 2 HORAS EN VERANO PARA LA RUTA 1	86
TABLA 4.6: PÉRDIDAS DE POTENCIA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 20	86

	HORAS EN VERANO PARA LA RUTA 1.....	
TABLA 4.7:	PÉRDIDAS DE POTENCIA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 2 HORAS EN INVIERNO PARA LA RUTA 2.....	88
TABLA 4.8:	PÉRDIDAS DE POTENCIA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 10 HORAS EN INVIERNO PARA LA RUTA 2.....	88
TABLA 4.9:	PÉRDIDAS DE POTENCIA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 12 HORAS EN INVIERNO PARA LA RUTA 2.....	88
TABLA 4.10:	PÉRDIDAS DE POTENCIA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 2 HORAS EN VERANO PARA LA RUTA 2.....	89
TABLA 4.11:	PÉRDIDAS DE POTENCIA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 2 HORAS EN VERANO PARA LA RUTA 2.....	90
TABLA 4.12:	PÉRDIDAS DE POTENCIA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 20 HORAS EN VERANO PARA LA RUTA 2.....	90
TABLA 4.13:	PÉRDIDAS DE ENERGÍA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 2, 10 y 12 HORAS EN INVIERNO PARA LA RUTA 1.....	91
TABLA 4.14:	PÉRDIDAS DE ENERGÍA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 2, 2 y 20 HORAS EN VERANO PARA LA RUTA 1.....	93
TABLA 4.15:	PÉRDIDAS DE ENERGÍA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 2, 10 y 12 HORAS EN INVIERNO PARA LA RUTA 2.....	94
TABLA 4.16:	PÉRDIDAS DE ENERGÍA CONSIDERANDO UN TIEMPO DE 2, 2, 20 HORAS EN VERANO PARA LA RUTA 2.....	96

TABLA 4.17: FACTOR DE POTENCIA IGUAL A 0.6.....	97
TABLA 4.18: PORCENTAJE DE PERDIDAS DE ENERGIA PARA LA RUTA 1....	97
TABLA 4.19: PORCENTAJE DE PERDIDAS DE ENERGIA PARA LA RUTA 2....	97

SIMBOLOGÍA

A:	Átomo
A⁺:	Ion positivo
e :	Electrón
I:	Corriente de descarga en proceso de avalancha
α:	Coeficiente de primera ionización de Townsend
d:	Distancia del vacío
<i>I</i>:	Corriente del espacio
<i>I</i>₀:	Corriente inicial en el gas debido a fuentes externas
<i>d</i>:	Longitud del espacio
α:	Coeficiente de la primera ionización de Townsend (proceso primario)
γ:	Coeficiente de la segunda ionización de Townsend (proceso secundario)
E_c:	Gradiente superficial crítico en kVrms/cm
E_p:	Campo superficial en condiciones normales
K:	Coeficiente
r:	Radio del conductor en cm
δ:	Densidad relativa del aire
m:	Factor determinado por la geometría de los hilos que arreglan al conductor y condiciones atmosféricas
P:	Presión del aire, en mm Hg.
T:	Temperatura del aire, en °C.

- y:** Altura sobre el nivel del mar en metros.
- R:** Radio del círculo de los subconductores en cm
- S:** Separación de los subconductores en cm
- n:** Número de subconductores
- r_{eq}:** Radio equivalente del haz de igual capacitancia en cm
- r_o:** Radio del subconductor en cm
- α:** Ángulo que determina la posición de un campo
- E_{sub}:** Voltaje promedio del gradiente en la superficie del subconductor en kVp/cm o kVrms/cm
- D:** Distancia media geométrica entre fases en cm
- U:** Voltaje nominal fase-fase en kV
- r_h:** Radio de la hebra
- r_o:** Radio medio del conductor.
- δ:** Densidad relativa del aire
- f:** Frecuencia del sistema, en Hz
- r:** Radio del subconductor, en cm
- DMG:** Distancia media geométrica entre fases, en cm
- V:** Voltaje efectivo fase a fase, en kV
- V_c:** Voltaje efectivo crítico disruptivo, en kV
- m_c:** Factor superficial del conductor
- m_t:** Factor ambiental.
- β:** Factor de disposición de haces
- e_d:** Tensión característica de la línea por fase

INTRODUCCIÓN

Uno de los grandes problemas de la electricidad es que no puede almacenarse sino que debe ser transmitida y utilizada en el momento que se genera, en cuanto se produce la electricidad en las plantas de generación, una o más redes de líneas de transmisión interconectadas a lo largo y ancho del país se encargan de hacerla llegar casi instantáneamente a los lugares de consumo.

Por la necesidad de suplir la demanda creciente de energía eléctrica y el hecho de producir la misma recurriendo muchas veces a recursos energéticos distantes de los lugares de consumo; las empresas eléctricas han tenido que construir líneas de transmisión cuyos voltajes de operación han sido cada vez más altos.

La aparición de tensiones crecientes de operación ha dado lugar a la siguiente clasificación de las líneas de transmisión:

- ✓ Inferior a 300kV : Alta Tensión (A.T.)
- ✓ Entre 300kV y 800kV : Extra Alta Tensión (E.A.T.)
- ✓ Superior a 800kV : Ultra Alta Tensión (U.A.T.)

Debido a la importancia que tienen las líneas de transmisión existen varios factores que considerar en su diseño, planeación e instalación antes de que éstas sean puestas en servicio.

Uno de los fenómenos más frecuentes es el llamado "*Efecto Corona*", este ocurre en el aire cuando es sometido a una gran diferencia de potencial eléctrico y a su consecuente elevado gradiente de campo eléctrico, algunos investigadores lo describen dentro de los fenómenos de las "*Descargas Parciales*".

Este es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de haz luminoso, se da cuando el potencial de un conductor en el aire se eleva hasta valores tales que sobrepasan la rigidez dieléctrica del aire que rodea al conductor.

El fuego de San Telmo, fue quizás la primera forma de efecto corona registrada que se manifestó en la parte superior de los mástiles de los barcos en un clima tormentoso como luces con flamas rojizas o azuladas. Los marineros lo asociaban como una forma de protección y lo nombraron en honor a su patrono San Telmo. En el desarrollo de las investigaciones electrostáticas en el siglo XVII, se observó por primera vez el mismo

fenómeno en un laboratorio.

El efecto corona no es visible si los voltajes son relativamente bajos, pero a partir de determinados voltajes que varían según la aplicación, este fenómeno puede ser percibido ópticamente manifestándose de color violeta y acompañado de un olor a ozono, este último ocurre cuando la radiación generada toma longitudes de onda que caen dentro del espectro visible.

Cabe mencionar que este fenómeno no solo ocurre en las líneas de transmisión aéreas sino también en otros materiales presentes en los sistemas de potencia, sin embargo, sea cual sea el tipo de descarga y donde ocurra, el fenómeno es el mismo.

Las condiciones climáticas tienen una gran influencia que son determinantes en la aparición del efecto corona y de las descargas atmosféricas, en el presente proyecto no vamos a incluir el estudio de las descargas, sino el estudio y el análisis del efecto corona en la línea de transmisión de 500 kV Quito-Guayaquil que se construirá en Ecuador.

Existen varias causas en la aparición del fenómeno corona en líneas y equipos de alta tensión: la intensidad de campo eléctrico en la superficie de los conductores, conexiones de alta tensión, el voltaje de línea, condiciones meteorológicas existentes, diámetros y disposición de los conductores. También influyen los defectos de fabricación en los conductores, las instalaciones a las que hayan podido ser sometidas las conexiones de los mismos, tales como hilos sueltos, deformaciones de los radios de curvatura y aprietes inapropiados en las grapas. Por tanto es importante no solo supervisar la etapa de estudio y diseño, sino también las de instalación y puesta en servicio; pues se ha comprobado que las pérdidas por corona en una línea de extra alto voltaje pueden fluctuar de algunos kilovatios por kilómetro por fase en buen temporal, así como a varios cientos de kilovatios por kilómetro por fase en mal temporal.

El efecto corona podría ser detectado por el oído debido al chisporroteo y sonido silbante, por la vista debido a la luminiscencia de los penachos azulados y también por el olfato como consecuencia de la formación de ozono o ácido nitroso; cuando estas ocasiones son evidentes a los sentidos del ser humano, el fenómeno está ocurriendo, sin embargo, cuando es imperceptible, es necesario la utilización de equipos de medida para detectarlos, estos equipos pueden ser los que sirven para detección por luz

ultra violeta, las “*Cámaras de Detección de Efecto Corona*” (éste es uno de los equipos de detección por inspección visual más importante de los que se dispone para detectar este fenómeno), las “*Cámaras Termográficas*” y los detectores acústicos que sirven como complementos para realizar una inspección visual y auditiva para poder realizar una detección temprana del fenómeno. Estos equipos son muy importantes por su gran eficacia en la detección del efecto corona en su inicio y en las condiciones más desfavorables.

La presencia del fenómeno en los sistemas de potencia y especialmente en líneas aéreas de extra alta tensión, es un indicador de posibles fallas que pueden producir un inminente disparo de protecciones, salida de servicio de las líneas o equipos donde esté presente; su aparición prolongada en el tiempo es un indicador innegable de futuros daños físicos en los componentes por degradación de los aisladores.

Todas las manifestaciones de liberación de energía electromagnética deben ser provistas por la generación eléctrica, las cuales tendrán una influencia significativa con los requerimientos de la demanda a proveer.

Las descargas corona dan origen a una serie de perturbaciones como las

bandas de radio frecuencia y ruido audible. Esto se debe a la naturaleza pulsante del campo electromagnético generado en los alrededores de los conductores al darse las descargas; estos fenómenos se propagan tanto en el conductor como en el espacio, alcanzando niveles que podrían afectar la recepción de otras señales de radio frecuencia en las cercanías de la línea de transmisión, causar irritación a personas debido a los altos niveles de ruido audible generado y en algunos casos ser tan intensas que logren distorsionar la misma onda senoidal transportada por los conductores.

- n_h :** Número de hebras de la capa exterior
- R_h :** Radio hebra capa exterior en cm
- V :** Tensión en servicio
- P_0 :** Factor de pérdida de potencia
- E_0 :** Campo eléctrico crítico del subconductor liso ideal
- R_0 :** Radio del conductor a potencial cero, de la línea coaxial equivalente, en cm
- R_c :** Radio del conductor único equivalente de igual capacidad, en cm
- ρ :** Radio medio de emigración de la carga espacial, en cm
- RI :** Nivel de radio interferencia, en dB
- RI_0 :** Nivel de interferencia a frecuencias de radio de la línea de referencia
- g_m :** Gradiente superficial máximo del conductor i , en KV/cm.
- D_i :** Distancia desde el conductor i al punto de medida de RI , en m
- I :** Matriz de corrientes inyectadas, en $\mu A/ m^{1/2}$
- C :** Matriz de capacitancias de línea
- Γ :** Matriz de funciones de excitación , en $\mu A/ m^{1/2}$

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES DEL EFECTO CORONA

1.1 INTRODUCCIÓN

“La corona es una descarga luminosa debido a la ionización del aire que rodea una causa del electrodo por un gradiente de voltaje que excede cierto valor crítico”¹

El efecto corona es un fenómeno de descarga, se presenta cuando el voltaje de un conductor aéreo excede la fuerza de ruptura del aire circundante, es decir, si se aplica un elevado potencial al conductor central, el campo eléctrico es máximo en la superficie del conductor, cuando este campo aplicado en la superficie del conductor supera un valor de límite máximo o supera la rigidez dieléctrica del aire, la ionización aparece en el conductor.

Cuando las moléculas que componen el aire tienden a ionizarse, es decir, a

¹ Según la definición de la IEEE

perder o ganar un electrón libre transformándose en cargas eléctricas no neutras, las partículas ionizadas y los electrones libres son repelidos o atraídos por el campo eléctrico según sea su polaridad. Cuando el campo eléctrico externo es alterno, entonces las moléculas ionizadas y los portadores libres se acercan y alejan de la fuente del campo eléctrico continuamente. Este movimiento de iones y cargas es más energético cuanto mayor sea la magnitud y la frecuencia del campo eléctrico. Si la magnitud del campo eléctrico supera un cierto valor, entonces el movimiento de las cargas produce choques entre ellas en donde se disipa una cantidad de energía tal que se producen re combinaciones químicas entre las moléculas involucradas. Este proceso químico libera al espacio nuevas moléculas; la ionización y la recombinación de algunas de éstas moléculas producen la liberación de fotones que provocan el efecto visible que se conoce como *“Efecto Corona”*.

La intensidad del efecto corona es función del campo eléctrico en la superficie de los conductores, el campo eléctrico se relaciona con el voltaje de la línea. Los conductores de gran diámetro tienen gradientes de campo eléctrico más bajos en la superficie del conductor, por tanto el efecto corona es menor con relación a los conductores de menor diámetro.

El efecto corona aparece cuando el gradiente de potencial sobre la superficie del conductor supera tensiones aproximadamente de 30 kV/cm en el aire bajo condiciones climáticas normales y las descargas corona son de muy poca duración (entre 10^{-8} y 10^{-7} segundos).

Los factores que intervienen en el efecto corona son:

- ✓ Configuración de la línea
- ✓ Tipo de conductor
- ✓ Estado de la superficie del conductor
- ✓ Clima
- ✓ Altura del conductor con respecto al nivel del mar
- ✓ Frecuencia

Las líneas eléctricas se diseñan para que el efecto corona sea mínimo, puesto que también suponen una pérdida en su capacidad de transporte de energía; en su aparición e intensidad influyen los siguientes condicionantes:

[1]

- ✓ Tensión de la línea: Mientras mayor sea la tensión de operación de la línea, mayor será el gradiente de campo eléctrico en la superficie del conductor y como consecuencia un mayor efecto corona. Se aprecia mayormente en líneas de tensión superior a 80kV.

- ✓ Humedad relativa del aire: Una mayor humedad especialmente en caso de lluvia o niebla incrementa de forma importante el efecto corona.

- ✓ Estado de la superficie del conductor: Las rugosidades, irregularidades, defectos, impurezas adheridas, etc, incrementan el efecto corona.

- ✓ Número de subconductores: El efecto corona será menor cuanto mas subconductores tenga cada fase de la línea.[2]

La unión de millones de electrones libres forman un anillo luminoso alrededor del conductor y siguen la forma del mismo, pero como normalmente los conductores tienen forma cilíndrica, el anillo luminoso también tendrá la misma forma pareciendo que el conductor lleve una corona luminosa.

Cuando la fuerza del campo eléctrico alcanza cierto valor crítico, se produce un brillo repentino con una luz azul cerca del electrodo y aparece un sonido característico, adicionalmente la corriente en el punto se incrementa en valores de microamperios o más.

La intensidad del efecto determinara el color del anillo:

- ✓ A menor temperatura el anillo será de color rojizo, se produce cuando el efecto no es muy importante.
- ✓ A mayor temperatura el anillo será de color blanco o azulado, se produce cuando el efecto es importante.

En un ambiente seco el efecto corona es mínimo, en condiciones de humedad las descargas coronas son mayores.

"El efecto corona es un fenómeno ampliamente conocido y no representa ningún peligro para la salud. En ese sentido, ningún efecto (debido al efecto corona) es suficientemente importante para afectar la salud."²

1.2 NATURALEZA Y MANIFESTACIONES DEL EFECTO CORONA [1] [3] [4]

Como ya se menciona anteriormente la luminosidad visualizada por la descarga del efecto corona es de distintos colores, la cual va acompañada de un sonido silbante y con olor a ozono, el sonido es producido por las perturbaciones creadas en el aire en las proximidades de la descarga,

² Organización Mundial de la Salud en una Nota Descriptiva publicada en noviembre de 1998

posiblemente por el movimiento de los iones positivos, ya que de repente se creó en un campo eléctrico intenso. En presencia de humedad, se produce el ácido nitroso, y si la corona es lo suficientemente pesada, se produce la corrosión en los conductores.

Los efectos derivados de este fenómeno son:

- ✓ Ruido audible
- ✓ Perturbaciones a frecuencias de radio y televisión
- ✓ Generación de ozono
- ✓ Pérdidas de energía
- ✓ Viento iónico

1.2.1 Ruido audible

El ruido provocado por el efecto corona consiste en un zumbido de baja frecuencia, producido por el movimiento de los iones y un chisporroteo por las descargas eléctricas, es relativamente despreciable en sistemas bajo 400kV, con conductores bien diseñados. La percepción del efecto es mayor en condiciones de llovizna o neblina, aún cuando su intensidad máxima es bajo lluvia fuerte.

1.2.2 Perturbaciones a frecuencia de radio y televisión

La radio interferencia de una línea de alto voltaje depende de parámetros:

- ✓ Dimensión de la línea
- ✓ Posición en el espacio
- ✓ El gradiente eléctrico en la superficie de los conductores
- ✓ El estado de la superficie de los conductores
- ✓ Condiciones climáticas
- ✓ Variación en función de la frecuencia

Las corrientes de alta frecuencia generan campos electromagnéticos de alta frecuencia que se irradian desde los conductores y aisladores. Pueden ser transmitidas por los transformadores o conducidas por el conductor neutro para alcanzar a los receptores (radio y TV) y crear perturbaciones llamadas interferencias radio-televisión.

1.2.3 Generación de ozono

El ozono es un estado alotrópico del oxígeno, de fórmula O_3 . Se produce permanentemente en forma natural, bajo la influencia de radiaciones ultravioletas emitidas por el sol, la descomposición de productos naturales de la tierra, etc.

El ozono es un oxidante muy activo y en concentraciones elevadas es tóxico para los seres vivos. Provoca un envejecimiento acelerado del tejido orgánico. Por esta razón, se especifica que para el ser humano, la

concentración máxima de ozono debe ser 10 partes por 100 millones para una Jornada de 8 horas.³

La concentración de ozono que se encuentra bajo las líneas de alta tensión es 20 veces inferior al admitido por normas. Aproximadamente 90 por ciento de los oxidantes son ozono, mientras que los 10 por ciento restantes se componen de óxidos de nitrógeno.

1.2.4 Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía anuales causadas por efecto corona son relativamente escasas. Es sobre todo en mal tiempo que estas pérdidas se vuelven importantes. Las pérdidas máximas durante cortos periodos perturbados, por ejemplo bajo la lluvia o la nieve, hasta pueden alcanzar cientos de Kw/km. Este aumento de las pérdidas tiene una influencia negativa sobre la entrega de energía, sobre todo durante los periodos de punta.

1.2.5 Viento iónico [4]

Una de las consecuencias de las descargas por corona es la creación del viento iónico. Los iones creados por estas descargas son acelerados por el

³ Expuesto por normas Americanas y Británicas

campo eléctrico. La velocidad se transfiere a las moléculas del gas por la colisión.

Cuando se aplica un campo eléctrico a un gas, los electrones libres se desplazan en el sentido opuesto al campo aplicado. Entran en colisión elástica con las moléculas del gas y gracias a estas colisiones elásticas, se da la energía cinética y por lo tanto la velocidad de los electrones aumentan cuando la energía cinética de los electrones se vuelve importante, ella puede producir colisiones inelásticas con los átomos neutros del gas.

Tras la colisión, el electrón es rápido y lleva la mayor parte de la energía cinética no consumida en la reacción. Esta posibilidad que tienen los electrones de acumular la energía cinética entre varios choques conduce a una ionización por impacto entre electrones y moléculas en un campo eléctrico que tiene una intensidad relativamente baja.

1.3 GENERACIÓN DE CORONA EN CONDUCTORES DE TRANSMISIÓN

[1]

Los iones son generados debido a la actividad parcial de la descarga presente en el aire cerca del electrodo. Esto sucede cuando el voltaje aplicado entre dos electrodos excede el voltaje crítico. Debajo de este

voltaje, ninguna corriente entre dos electrodos puede ser detectada. Después que el voltaje exceda el valor crítico, la corriente está presente en el aire, según lo ilustrado en Figura 1.1. Un aumento posterior en el voltaje conduce a una corriente elevada hasta que ocurre el contorneo, que marca la interrupción eléctrica del gas.

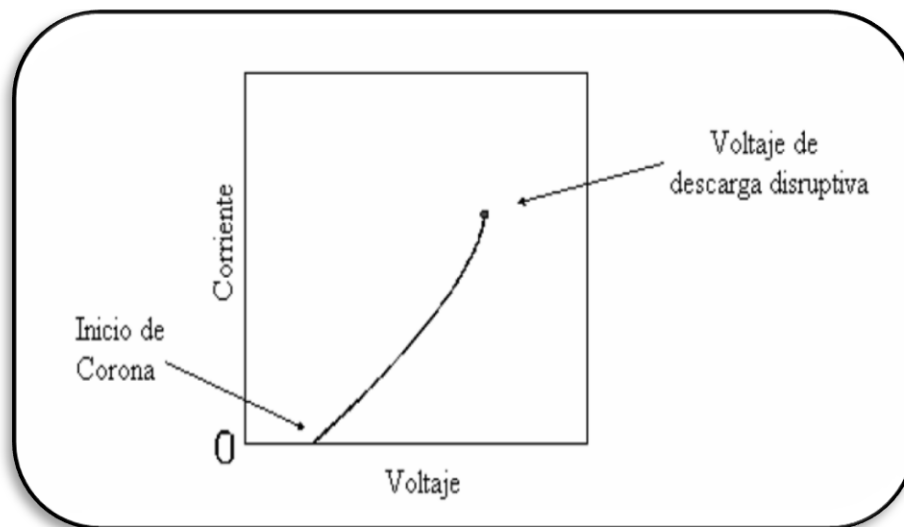


Figura 1.1 Relación entre corriente y voltaje

1.4 PROCESO DE DESCARGA EN GASES

Existe siempre en el aire una serie de electrones libres, creados por radiaciones cósmicas o debidas a la ionización natural por las sustancias radioactivas en la tierra.⁴

⁴ By D.W. Deno and M. G. Comber, Corona Phenomena on AC Transmission Lines.

Las descargas eléctricas usualmente son provocadas por el campo eléctrico que acelera la liberación de los electrones que circulan por medio de gas, cuando los electrones adquieren suficiente energía debido al campo eléctrico pueden producir iones nuevos al golpear los electrones de los átomos por colisiones. Este proceso es llamado ionización por el impacto de los electrones.

Los electrones que empiezan con el proceso de ionización son usualmente creados por la fotoionización, esto es, un fotón de una fuente distante imparte suficiente energía al átomo para que este se convierta en un electrón y cargue positivamente al ion. Durante la aceleración en el campo eléctrico, los electrones colapsan con los átomos de nitrógeno, oxígeno y otros gases presentes. Muchas de estas colisiones son elásticas. El electrón pierde solo una pequeña parte de su energía cinética en cada choque, de vez en cuando, un electrón puede golpear a un átomo lo suficientemente duro para que la excitación ocurra y un átomo cambia a un estado de energía más alto.

1.4.1 Mecanismo de corona

Luego la excitación del átomo puede regresar a su estado normal, resultando en una radiación de exceso de energía en forma de luz (corona visible) y una onda de frecuencia electromagnética baja (ruido audible). Un electrón

también puede colisionar con un ion positivo convirtiendo el ion en un átomo neutral mientras los electrones están fluyendo a través de un gas por medio de un campo eléctrico, el proceso de la ionización básica es usualmente el que se presenta a continuación:



Donde: A: es un átomo

 A⁺: es un ion positivo

 e : es un electrón

Después de que un electrón choca con un átomo otro electrón es liberado, cada uno de los electrones puede liberar dos electrones mas. Por lo tanto la reacción en cadena causa que la cantidad de electrones se incremente de manera rápida. Townsend, en sus primeros experimentos sobre las emisiones de gases, describe por medio de un coeficiente el número de electrones producidos por un solo electrón que viaja una distancia de un centímetro en un campo uniforme. Este coeficiente es conocido como el coeficiente de primera ionización de Townsend.

La corriente de descarga en este proceso de avalancha es:

$$I = I_0 e^{\alpha d}$$

Donde:

α = Coeficiente de primera ionización de Townsend

d = distancia del vacío

El coeficiente α cambia según la fuerza del terreno, la presión del gas, y otras condiciones que influyen en la producción de pares de electrones. Afortunadamente para la energía eléctrica, no toda colisión produce un electrón adicional. Aquí el concepto de colisión entre las secciones se vuelve importante, al igual que los potenciales de ionización y la eficiencia de ionización. La sección transversal es muy pequeña (aproximadamente $8 \times 10^{-16} \text{ cm}^2$ por nitrógeno) esos pocos átomos son golpeados por un electrón dado durante su corto periodo de aceleración. Un electrón que viaja por un gas a una presión de 1mm Hg y a temperatura de 0°C crea solo de 10 a 100 colisiones por cada centímetro que viaja.

A medida que la presión se incrementa, el número de átomos por centímetro cúbico y la colisión probablemente también se incrementan. Al número de iones formados por un electrón durante un solo centímetro de viaje lo llamamos eficiencia de ionización.

Un mínimo de energía potencial del electrón libre, medido en electrón volts,

es necesaria antes de que ocurra cualquier ionización. En este potencial, llamado potencial de ionización la probabilidad de ionización es cero. A medida que la energía del electrón empieza a incrementarse por encima del potencial de ionización, la probabilidad de ionización se incrementa rápidamente. Finalmente, la probabilidad empieza a disminuir de nuevo a medida que la energía del electrón se incrementa aún más. Durante la mayor parte de su viaje, el electrón no produce ionización, pero choca elásticamente con los átomos en su camino. Con cada colisión el electrón pierde una pequeña cantidad de energía y puede experimentar otro importante ajuste de pérdida de energía cinética, durante el ajuste un átomo neutro captura el electrón y éste irradia energía de sobra. En el aire, un electrón puede crear 2×10^5 colisiones antes de la captura. Algunas moléculas tienen una alta habilidad de capturar electrones, por ejemplo: los halógenos y el vapor de agua. Esta es una razón por la cual al aumentar la humedad en un espacio de aire mejora la resistencia del mismo. El vapor de agua captura los electrones ionizados e inhibe el proceso de avalancha. Una vez que un átomo captura un electrón, se forma un ion negativo. Ya que este ion es una partícula relativamente inmóvil, falla en ionizar gases por colisión excepto bajo circunstancias extremas de alta energía.

Existen diversos procesos elementales que contribuyen, detienen o retardan

la producción de cargas eléctricas en el aire; de acuerdo con su acción, se puede clasificar en procesos favorables y desfavorables a la descarga.⁵

- 1) Procesos favorables a la descarga:
 - (1) Fotoionización
 - (2) Ionización por choque:
 - (a) Elástico
 - (b) Inelástico:
 - (i) Excitación
 - (ii) Ionización
- 2) Procesos desfavorables a la descarga:
 - (1) Recombinación
 - (2) Enlace con molécula neutra

1.5 EL PROCESO DE AVALANCHA DE TOWNSEND [5] [6]

Un campo eléctrico tensiona un espacio en el aire, los electrones e iones que ocurren naturalmente en el barrido de aire hacia el electrodo de polaridad opuesta, provocan una corriente débil. Esta corriente representa la conductividad natural del aire. A medida que el campo incrementa sobre unos 15kV/cm, la corriente crece rápidamente por dos razones.

⁵ Byron Mena, Tesis efecto corona en líneas de transmisión 500 kV.

Primero: El proceso de ionización discutido anteriormente produce nuevos electrones en el gas.

Segundo: Los iones positivos y fotones bombardean el cátodo y liberan nuevos electrones.

La corriente aumenta a altas intensidades de campo uniforme, cuando la fuerza de ruptura del gas no se supera:⁶

$$I = I_0 \frac{e^{\alpha d}}{1 - \gamma(e^{\alpha d} - 1)}$$

Donde:

I = corriente del espacio

I_0 = corriente inicial en el gas debido a fuentes externas

d = longitud del espacio

α = Coeficiente de la primera ionización de Townsend (proceso primario)

γ = Coeficiente de la segunda ionización de Townsend (proceso secundario)

El numerador es simplemente la ecuación vista anteriormente y el denominador contiene el proceso secundario que también contribuye a la corriente. La corriente será infinita cuando el denominador se acerque a cero.

⁶ Transmission line reference book 345kV and above, Electric power research institute.

Esta indeterminación ocurre cuando:

$$\gamma(e^{\alpha d} - 1) = 1$$

1.6 TIPOS DE DESCARGAS EN LOS CONDUCTORES DE TRANSMISIÓN

Hay dos tipos de descarga por corona:

- ✓ Corona positiva
- ✓ Corona negativa

1.7 FENÓMENOS QUE INFLUYEN EN EL PROCESO DE LA CORONA

- ✓ Gradiente superficial
- ✓ Gotas de agua y Discontinuidad superficial
- ✓ Densidad del aire y humedad

1.7.1 Gradiente superficial

El valor del gradiente de potencial en la superficie del conductor para el cual se inicia la ionización por choque, se llama gradiente superficial crítico y se representa por E_c . De acuerdo a las investigaciones de Peek, E_c para una

configuración cilíndrica, la aparición del efecto de corona es función del campo superficial, del radio del conductor y de la densidad del aire según la siguiente relación:

$$E_c = E_p \delta m \left(1 + \frac{k}{\sqrt{\delta r}}\right)$$

Donde:

E_c = gradiente superficial crítico en kVrms/cm

E_p es el campo superficial en condiciones normales, $E_p = 21.21$ kVrms/cm

K es el coeficiente, $K = 0.308$

r = radio del conductor en cm

δ = densidad relativa del aire

m = factor determinado por la geometría de los hilos que arreglan al conductor y condiciones atmosféricas [4].

1.7.2 Gotas de agua y discontinuidad superficial

Gotas de agua

Las condiciones atmosféricas influyen considerablemente en la magnitud del efecto corona. La lluvia hace aumentar las pérdidas por efecto corona a valores unas diez veces mayor de los que se obtienen con buen tiempo.

Durante los periodos de lluvias, se forman gotas de agua a lo largo y debajo del conductor, el cual hace que el campo eléctrico presente una irregularidad de forma puntual alrededor del conductor, dando como resultado un incremento en el efecto corona.

Discontinuidad superficial

Los conductores de las líneas de transmisión están formados por varios hilos enrollados helicoidalmente; además los conductores nunca están perfectamente limpios y al ser manejados, especialmente durante la instalación, se raspan en cierto grado.

Las irregularidades de la superficie, ya sean construidas por los hilos individuales del cable, la suciedad depositada sobre el cable o las partes raspadas, hacen que aumente la intensidad de campo eléctrico localmente. La ionización se produce en esos puntos para un gradiente de potencial superficial menor que el necesario para producirla si la superficie de conductor fuese lisa y limpia.

Para tomar en cuenta esta reducción del gradiente superficial crítico se utiliza un factor de superficie m , que es el producto de dos coeficientes: un coeficiente que toma en cuenta el estado de la superficie del conductor m_c y

un coeficiente que toma en cuenta el estado ambiental al que se encuentra expuesto el conductor m_t el cual se estima por:

Factor "mc" superficial	
1	Conductor liso ideal
0,88-0,96	Conductor nuevo y limpio
0,80-0,87	Conductor áspero envejecido
0,50-0,70	Conductor tratado deficientemente
Factor "mt" ambiental	
1	Seco
0,8	Húmedo
0,16-0,25	Lluvia
Tabla 1.1. Factores de superficie "m"	

1.7.3 Densidad del aire y humedad

Densidad del aire

Las condiciones atmosféricas influyen en el valor del gradiente superficial crítico en proporción directa a la presión atmosférica y en proporción inversa a la temperatura ambiente. Estos factores al combinarse forman lo que se llama, el factor de densidad del aire δ y se expresa.

$$\delta = \frac{0.3921 \cdot P}{273 + T}$$

Donde:

P: presión del aire, en mm Hg.

T: temperatura del aire, en °C.

y= altura sobre el nivel del mar en metros.

Humedad

La humedad relativa de la atmosfera puede variar por dos motivos. Si existe una superficie de agua sometida a evaporación, esta hará aumentar la humedad relativa. El otro motivo es una variación de la temperatura. Aunque no se añada vapor de agua a la atmosfera, un descenso de la temperatura se traduce en un aumento de la humedad relativa. Este hecho es automático y consecuencia lógica de la disminución de la capacidad de la atmosfera para contener el vapor de agua al descender la temperatura, de esta forma, la cantidad de vapor de agua ya existente representa un porcentaje más alto de la capacidad total de la atmosfera. De manera similar, un ascenso de la temperatura se traduce en una disminución de la humedad relativa aunque el vapor de agua presente en el aire sea el mismo. La temperatura crítica correspondiente a la saturación y por debajo de la cual tiene lugar la condensación, se denomina punto de rocío. [10]

El vapor de agua actúa como gas electronegativo con una afinidad apreciable para capturar electrones para las moléculas de agua. Esta influencia beneficiosa del vapor de agua depende fuertemente del índice de crecimiento de las descargas repetitivas por corona. La influencia es mucho más pronunciada para propagaciones lentas de larga duración de las descargas repetitivas por corona para un microsegundo rápido o avalanchas

más cortas. La humedad afecta al efecto corona en los conductores de dos maneras. Primera, una humedad más alta suprime avalanchas del electrón y, segunda, la humedad más alta crea una mayor concentración de vapor de agua en el conductor y crea más puntos corona incrementando las pérdidas.

[8]

1.9 PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA

Son las pérdidas de energía debido a la ionización del aire alrededor del conductor, estas ocurren cuando el gradiente de voltaje cerca del conductor excede el gradiente de potencial del aire. Es decir, el gradiente eléctrico del conductor E_{max} debe ser menor que el E_c del gradiente del inicio de la corona para limitar teóricamente descarga de corona. Si el gradiente eléctrico máximo es mayor que el gradiente crítico, se recomienda utilizar haces de conductores para limitar las pérdidas generadas por corona.

Los haces de conductores alcanzan radios más grandes en todas las superficies exteriores, ayudando a que el voltaje se reduzca al mínimo de tal modo que controle la corona. Estas pueden llegar a valores dignos de consideración en el diseño y operación para ingenieros eléctricos, cuando el potencial entre los cables se encuentra por encima 100 kV, el tamaño y el

espaciamiento de los cables, las condiciones meteorológicas y la elevación de la línea sobre el nivel del mar.⁷

Las pérdidas de potencia debido a la corona entre cada cable de forma individual y la tierra son mucho menores que la pérdida entre un grupo de cables en el mismo espacio.

1.10 MÉTODO DE CÁLCULO DEL GRADIENTE SUPERFICIAL PARA UN HAZ DE CONDUCTORES

Se menciona un método utilizado para el cálculo del gradiente máximo superficial de multiconductores por fase, el cual vamos a utilizar en el presente trabajo.

1.10.1 Método de Mark y Mengele

Este método se lo utiliza para el cálculo de gradiente máximo superficial en líneas con conductores en haz. Su aplicación se divide en tres etapas:

Primera Etapa

Consiste en reemplazar el haz de conductores por un conductor único

⁷ Corona losses between wires at extra high voltages-II, Francis Harding, October 1924.

equivalente de igual capacitancia; por lo tanto, para un haz de V subconductores, distribuidos regularmente en un círculo de radio R , como lo muestra la figura 1.2.

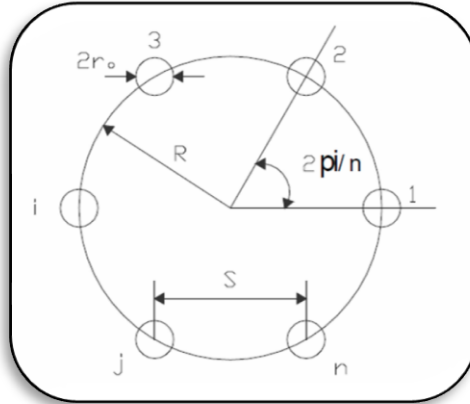


Fig 1.2 Distribución geométrica de un haz de conductores

$$R = \frac{S}{2\text{SEN}\left(\frac{\pi}{n}\right)}$$

Donde:

R = radio del círculo de los subconductores en cm.

S = separación de los subconductores en cm.

n = número de subconductores.

Un conductor único colocado en el centro del haz, de igual capacitancia que este, debería llevar la misma carga total, al mismo potencial. El radio de este conductor ficticio es:

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

Donde:

r_{eq} = radio equivalente del haz de igual capacitancia en cm.

r_o = radio del subconductor en cm.

Segunda Etapa

Se calcula el gradiente del conductor:

$$E(\alpha) = E_{sub} \left[1 + \frac{2(n-1)r_o}{S} \text{SEN}\left(\frac{\pi}{n}\right) \text{COS}(\alpha) \right]$$

Donde

α = ángulo que determina la posición de un campo.

E_{sub} = Voltaje promedio del gradiente en la superficie del subconductor en kVp/cm o kVrms/cm.

El voltaje promedio del gradiente en la superficie del subconductor se puede determinar por:

$$E_{sub} = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{U}{nr_o \ln\left(\frac{D}{r_{eq}}\right)}$$

Donde

D= Distancia media geométrica entre fases en cm.

U= Voltaje nominal fase-fase en kV.

El gradiente máximo en la superficie del conductor, puede ser calculado fijando α a cero en $E(\alpha)$, es decir, después de sustituir E_{sub} en $E(\alpha)$, El gradiente máximo será:

$$E_{max} = E_{sub} \left[1 + \frac{2(n-1)r_o}{S} SEN\left(\frac{\pi}{n}\right) \right]$$

Tercera Etapa

El gradiente superficial promedio se define como el promedio aritmético de los gradientes superficiales medios de subconductores individuales. Y el gradiente superficial promedio máximo del haz esta dado por la expresión:

$$E_M = E_{m\acute{a}x} \left(1 + \frac{r_o}{R} \right)$$

Para el caso de conductor hecho con hebras existe una expresión en función del gradiente superficial promedio y del ángulo sobre la periferia del conductor debido a la no uniformidad del gradiente de voltaje en esta; la expresión está dada por:

$$E(\theta) = E_M \left[1 + \frac{r_h}{r_o} COS(\theta) \right]$$

Donde:

r_h = radio de la hebra.

r_o = radio medio del conductor.

De esto resulta como campo superficial

$$E_{m\acute{a}x} = E_M \left[1 + \frac{r_h}{r_o} \right]$$

Similar a un solo conductor, la controlabilidad teórica de la descarga de corona debe satisfacer esta condición:

$$E_{m\acute{a}x} < E_c = 30m\delta \left(1 + \frac{0,308}{\sqrt{\delta r}} \right)$$

Es decir, el gradiente eléctrico del conductor $E_{m\acute{a}x}$ debe ser menor que el E_c del gradiente del inicio de la corona para limitar teóricamente descarga de corona.

1.11 MÉTODOS DE CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR CORONA

Para el cálculo de pérdidas por corona se utilizan métodos que se diferencian esencialmente por el tipo de conductor de la línea y por las condiciones atmosféricas.

- ✓ Método de Peek
- ✓ Método de Peterson
- ✓ Método de Electricité de France
- ✓ Métodos empíricos

1.11.1 Método de Peek[1]

El fenómeno corona ha sido estudiado, entre otros, por F. W. Peek, en 1920 se dedujo mediante métodos experimentales, formulas empíricas que permiten calcular los valores de las tensiones críticas disruptivas y visuales y las pérdidas correspondientes. La ley de Peek es válida para conductores en geometría coaxial y puede extenderse para conductores dispuestos de forma que su campo superficial sea prácticamente constante.⁸

La perdida corona Peek, en kW/km/fase, queda expresada en la formula:

$$P_{Peek} = \frac{241}{\delta} * (f + 25) * \sqrt{\frac{r}{DMG}} * \left(\frac{v}{\sqrt{3}} - \frac{v_c}{\sqrt{3}} \right)^2 * n * 10^{-5}$$

δ : Densidad relativa del aire.

f : Frecuencia del sistema, en Hz.

r : Radio del subconductor, en cm.

DMG: Distancia media geométrica entre fases, en cm

V : Voltaje efectivo fase a fase, en kV.

V_c : Voltaje efectivo crítico disruptivo, en kV.

⁸ F. W. Peek, Comparison of calculated and measured corona loss curves, 1915

$$V_c = \sqrt{3} \cdot m_t \cdot m_c \cdot E_p \cdot \delta \cdot \frac{r}{\beta} \cdot \ln\left(\frac{DMG}{r_{eq}}\right)$$

Donde:

m_c : Factor superficial del conductor

m_t : Factor ambiental.

E_p : Campo superficial en condiciones normales $E_p = 21.21$ kVrms/cm.

β : Factor de disposición de haces

$$\beta = \frac{1 + (n - 1) \cdot \frac{r}{R}}{n}$$

R : Radio del círculo de los subconductores en cm, expuesto en la ecuación

n : Números de subconductores por haz.

$$\delta = \frac{0.3921 \cdot P}{273 + T}$$

Donde:

P : presión del aire, en mm Hg.

T : temperatura del aire, en °C.

y = altura

$$P = 10^{\log(760) - \frac{y}{18336}} \quad T = 25 - \frac{y}{200}$$

1.11.2 Método de Peterson [8]

En este procedimiento se calcula primero la tensión característica de la línea por fase (e_d), luego, se calcula la razón entre la tensión por fase de servicio y la tensión característica de la línea, con esta última se calcula un factor (ϕ) que se obtiene de las curvas mostradas en las figuras 1.3 y 1.4, finalmente se aplica la ecuación de Peterson para pérdidas corona.

Para una mejor aplicación del algoritmo, éste se ha subdividido en las siguientes etapas:

Primera etapa

Para el cálculo de e_d existen tres casos importantes, dos de ellos para conductor en hebra:

- 1) Conductores redondos de superficie lisa y limpia:

$$e_d = 48.6 m \delta^{2/3} R \text{Log}_{10}(D/R)$$

En que:

R: radio del conductor en cm.

D: distancia entre fases en cm.

δ : densidad relativa del aire.

e_d : tensión característica de la línea por fase, en $\text{kV}_{\text{efectivo fn}}$.

- 2) Para cables de varios hilos, que tienen 12 o más hebras en la capa exterior:

$$e_d = 48.6 \delta^{2/3} m \left[\frac{\text{Log}_{10} \frac{D}{c R_h} + (n_h - 1) \text{Log}_{10} \frac{D}{R - c R_h}}{\frac{1}{c R_h} + \frac{n_h - 1}{2(R - c R_h)}} \right]$$

Con:

$$c = 1 - \frac{\text{sen} \left[\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h} \right]}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h}}$$

n_h : número de hebras de la capa exterior.

R_h : radio hebra capa exterior en cm.

R : radio medio del conductor en cm.

- 3) Para un cable que tiene 6 hebras en la capa exterior:

$$e_d = 35.47 \delta^{2/3} R m (\text{Log}_{10}(D/R) + 0.0677)$$

Valores de m propuestos:

0.87 - 0.90	: Para condiciones comunes.
0.67 - 0.74	: Para conductores no lavados.
0.912 - 0.93	: Para conductores lavados con un disolvente de grasas.
0.885	: Escobillados con una escobilla de alambre.
1.000	: Pulido.
0.72 - 0.75	: Conductores arrastrados y sucios con polvo.
0.945	: Después de 5 meses expuestos a la acción atmosférica.
0.92	: Sometido a la acción atmosférica, humedad baja de día.
0.78	: Idem, pero de noche.

Segunda etapa:

Se calcula enseguida la razón V/e_d y se determina, a través del gráfico presentado en las figuras 2.2 y 2.3, el valor del factor ϕ .

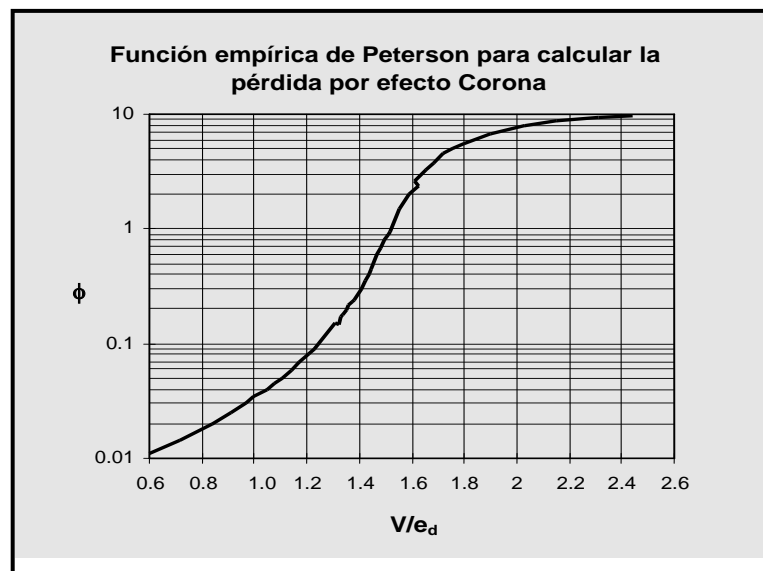


Figura 1.3. Función de Peterson para cálculo de pérdidas por Efecto Corona con razón (V/e_d) entre 0.6 y 2.4.

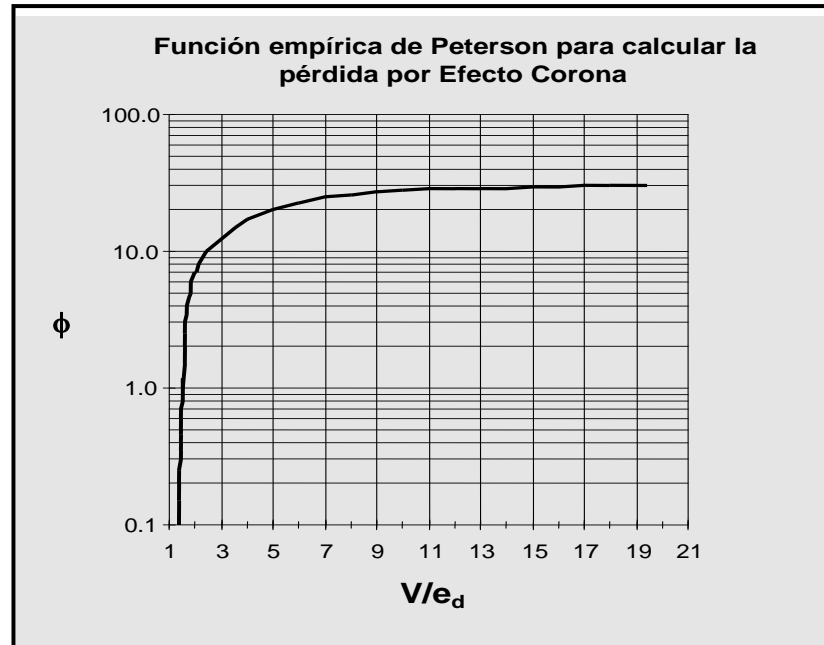


Figura 1.4. Función de Peterson para cálculo de pérdida por Efecto Corona con razón (V/e_d) entre 1 y 19.

Tercera etapa:

Determinado ϕ , se calcula la pérdida por efecto corona para buen tiempo por la siguiente relación:

$$P_{PETERSON} = \frac{20.95 * 10^{-6} f V^2}{\left(\text{Log}_{10} \frac{D}{R}\right)^2} \phi$$

$P_{PETERSON}$: Potencia de pérdida por corona, en kW / km / fase.

f : frecuencia del sistema, en Hz.

V : tensión de servicio en KV _{efect.fn.} .

1.11.3 Método de Electricité de France [7]

Los investigadores C. Gary y M. Moreau desarrollaron dos métodos para el cálculo de pérdida corona para conductor tipo en haz. Uno de estos métodos es aplicable a condiciones climáticas de buen tiempo y el otro para mal tiempo.

Método para buen tiempo

Para un conductor fasciculado de n subconductores por fase se da la siguiente relación empírica para P_{EDF} : potencia de pérdida por corona, kW / km / fase:

$$P_{EDF} = P_0 r^{1.8} (n + 6)^2 f / 50$$

Donde:

f: frecuencia de la tensión en Hz.

r: radio del subconductor en cm.

n: número de subconductores.

P_0 : es un factor de pérdida de potencia que se obtiene de la figura siguiente, considerando el gradiente relativo como razón entre el gradiente máximo del haz y el campo eléctrico crítico del subconductor liso, E_0 .

$$E_0 = g_0 \delta \left(1 + \frac{0.301}{\sqrt{r \delta}} \right)$$

E_0 : campo eléctrico crítico del subconductor liso ideal, en kV_{efect} .

r : radio del subconductor, en cm.

g_0 y δ : son los descritos en el método de Peek.

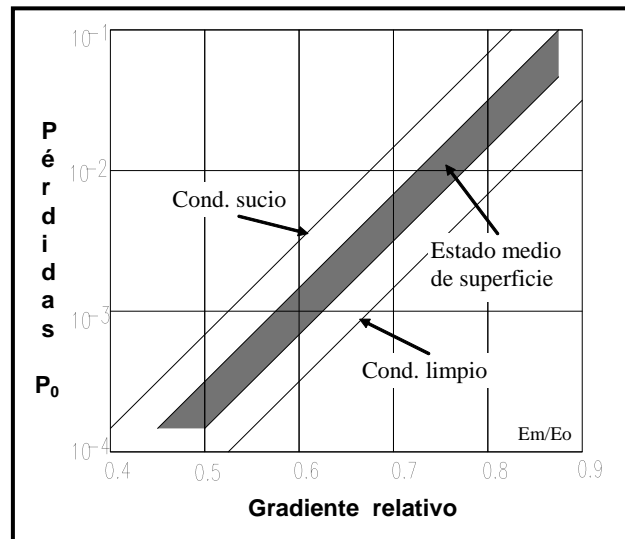


Figura 1.5. Ábaco para pérdidas en conductores secos.

Método para mal tiempo

Este método es un proceso analítico desarrollado rigurosamente y verificado experimentalmente con mediciones en líneas y en jaulas de prueba. Fueron utilizadas configuraciones en haz de 1 a 8 subconductores, con diámetros entre 2.0 y 5.8 cm por conductor.

La pérdida corona para mal tiempo queda determinada por:

$$P_{EDF} = k P_e$$

$$k = \frac{f}{50} (n r \beta)^2 \frac{\text{Log}_{10}\left(\frac{R_0}{R_c}\right) \text{Log}_{10}\left(\frac{\rho}{R_c}\right)}{\text{Log}_{10}\left(\frac{R_0}{\rho}\right)}$$

Donde:

k: factor que depende de las características geométricas de la línea y viene dado por la expresión.

f: frecuencia del sistema, en Hz.

r: radio del subconductor, en cm.

R_0 : radio del conductor a potencial cero, de la línea coaxial equivalente, en cm.

R_c : radio del conductor único equivalente de igual capacidad, en cm.

ρ : radio medio de emigración de la carga espacial, en cm.

$$\rho = 25 \sqrt{n r}$$

$$\beta = 1 + 0.308 / \sqrt{r}$$

P_e : pérdida específica corona, que depende del campo eléctrico relativo E^* y del estado de superficie de los conductores “m”, se obtiene de la figura 1.6 y 1.7 considerando el gradiente relativo como la razón entre el gradiente promedio y el campo eléctrico de Peek.

Figura 1.7. Pérdida específica corona

1.11.4 Métodos empíricos

Debido a que existe una gran necesidad de formular un método que permita encontrar con exactitud las pérdidas por efecto corona producidas en una línea de transmisión, se ha considerado elaborar un método empírico para el cálculo de las mismas, en base al análisis y coordinación de los datos experimentales que se han acumulado durante varios años.

El método desarrollado es basado en la observación experimental de la curva de pérdida de la corona vs el voltaje, para diferentes tamaños de cables utilizados en las líneas de transmisión de alta tensión. Una vez establecida la forma de la curva característica, el problema se reduce al desarrollo de reglas empíricas para determinar su ubicación bajo condiciones específicas.

El factor m , para un mismo valor de intensidad de lluvia puede variar en 20 - 30 %, dependiendo del grado de envejecimiento del conductor. Esta variación puede traducirse perfectamente en una variación de hasta 100 % en las pérdidas específicas P_e , con bajas intensidades de lluvia, y bajo campo eléctrico.

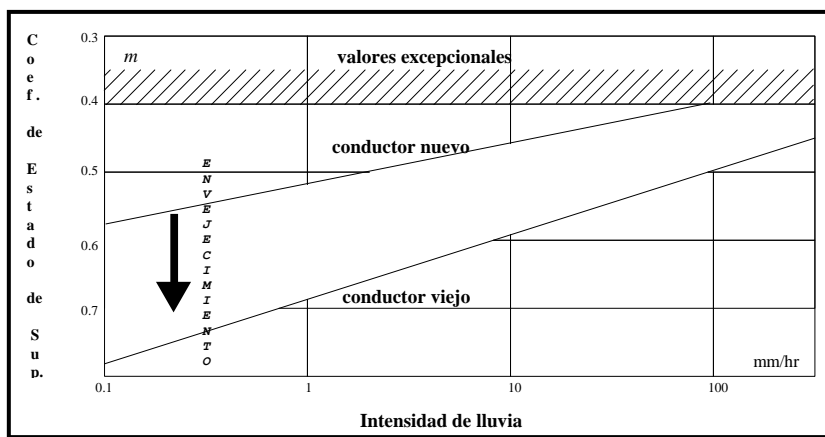
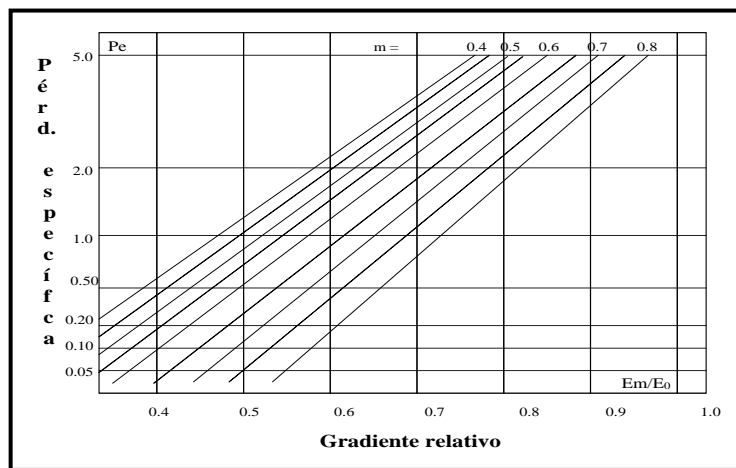


Figura 1.6.

Ábaco

para



determinación de "m".

En la figura 1.8 se observa una curva típica para pérdidas por efecto corona. Al parecer el nivel de pérdidas es mayor en el punto donde la transición de la pendiente es mayor. En estos casos las curvas de aluminio trenzado son más pronunciadas que las de cobre trenzado. La curva de los cables trenzados que se encuentran a la intemperie cae más rápido en la zona inferior que aquellos que no lo están.

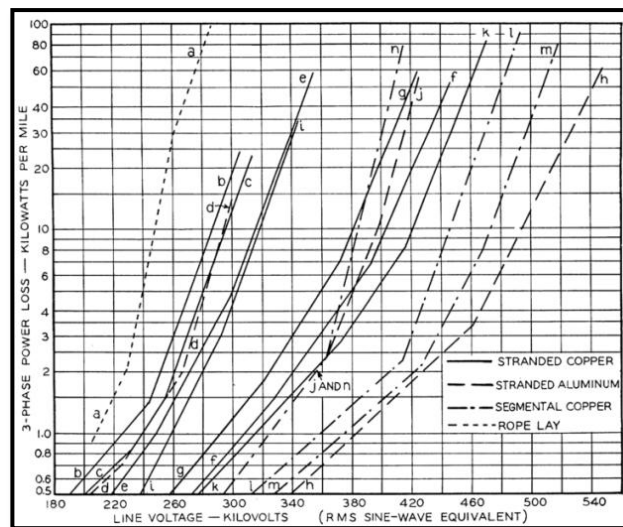


Figura 1.8. Curvas de referencia

Para poder observar con mayor facilidad en la figura 1.9 se agrupan curvas que son razonablemente típicas para varios casos, sin embargo es recomendable hacer las evaluaciones directamente de la figura 1.8.

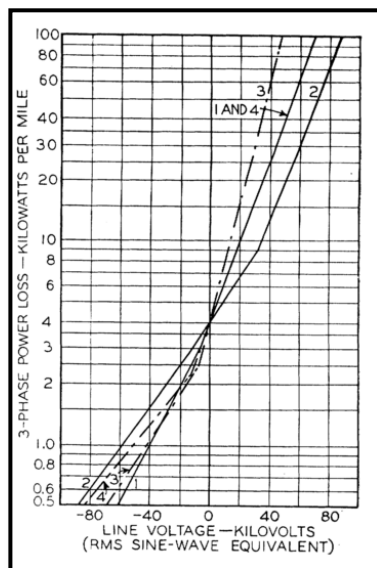


Figura 1.9 Curva típica de efecto corona para cables en la intemperie

Curva1: Líneas concéntricas con diámetro de 0.9 a 1.0 pulgadas.

Curva2: Líneas concéntricas con diámetro de 1.4 a 1.5 pulgadas.

Curva3: Segmentaciones lisas con diámetro de 1.1 pulgadas.

Curva4: Segmentaciones lisas con diámetro de 1.4 pulgadas.

1.12 RADIO INTERFERENCIA [9]

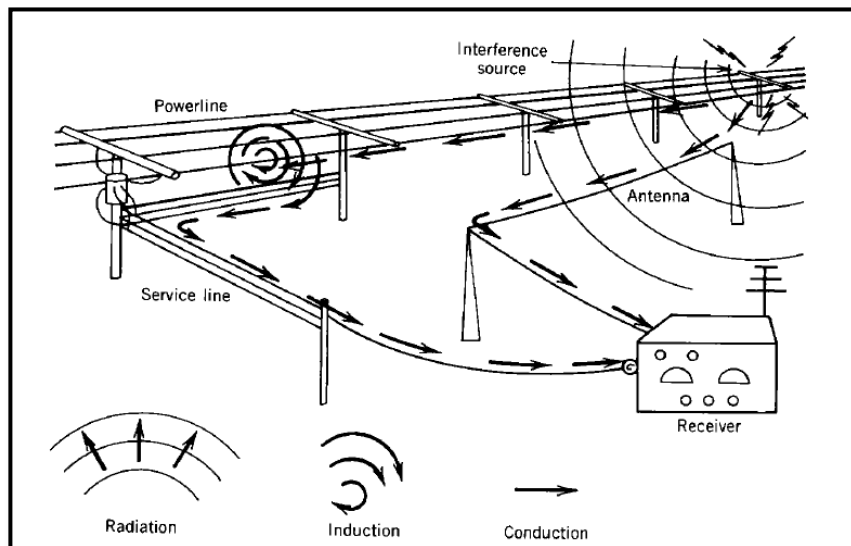
El nivel de radio interferencia en la vecindad de una línea de transmisión depende esencialmente de 2 factores:

- ✓ La generación de corona en los conductores.
- ✓ La propagación de las corrientes debidas a la corona a través de la línea.

La radiación electromagnética directa producida por los efluvios de corona son los que contribuyen en general a la interferencia en el rango de frecuencias entre 0,15 y 30 MHz.⁹

La radio interferencia es causada por la propagación a lo largo de los conductores de los pulsos de corriente causados por las descargas. Es un tipo de ruido que se produce en la recepción de radio AM, incluida la banda de transmisión estándar de 0.5 a 1.6 MHz. No tiene lugar en la banda FM.

En la siguiente figura 1.10 se ilustra la forma y caminos por los que tal interferencia se transmite a un receptor de radio.¹⁰



⁹ Alvaro Torres Macías. Fenómeno Corona y Radio-interferencia

¹⁰ Electric power transmission system Turan Gonen

Figura 1.10 Camino por el cual viaja la radio interferencia hasta el radio receptor

La energía de interferencia puede viajar por uno o simultáneamente, por dos o tres de los siguientes medios de envío:

- 1) Viaja por conducción a través de un transformador o por medio del neutro a la fuente de alimentación del receptor o cableado.
- 2) Viaja por inducción, cuando la Línea de Transmisión esta cerca de la antena o alguna parte del circuito receptor, provocando esto interferencia en el receptor.
- 3) Viaja por la radiación, cuando la interferencia es lanzada al espacio. En este caso, la interferencia puede reflejarse a la línea de alimentación del receptor, o a la estructura metálica del mismo.

La transmisión en los dos primeros casos es muy importante a frecuencias muy bajas, porque la conducción de corriente disminuye más lentamente con la distancia a lo largo de la línea. A frecuencias más altas, la radiación es más eficiente y es más probable que sea la causa de la interferencia de las corrientes de conducción o de los campos de inducción. En cualquier caso, sin embargo, la interferencia de línea de energía tiende a ser más o menos en proporción inversa a la frecuencia, es decir, a menor frecuencia, menor es

el nivel de interferencia absoluta. El problema de RI puede ser reducido por la correcta elección del tamaño del conductor y el uso de conductores agrupados.

1.12.1 Métodos para el Cálculo de Radio Interferencia [10]

Los métodos de cálculo del nivel de radio interferencia de las líneas de transmisión son en su mayoría empíricas o semiempíricas, basadas en investigaciones¹¹:

- ✓ EPRI
- ✓ CIGRÉ
- ✓ BPA

Las descargas, debido a la presencia de corona, se propagan a lo largo de la línea de acuerdo con las leyes de la teoría electromagnética de Maxwell. El campo eléctrico provocado por la componente espectral de corriente se denomina campo perturbador. Tomando en cuenta la atenuación relativamente baja de esta propagación (< 4 dB/Km), la parte dominante de este campo se debe a la superposición de los efectos de todas las descargas repartidas sobre varias decenas de kilómetros a ambos lados del punto de

¹¹ Diseño eléctrico de líneas de transmisión.
Selección del conductor, cable de guarda
coordinación de aislamiento

medida, y no sólo al efecto directo de descargas frente al punto de medida.

Debido a la naturaleza del fenómeno físico corona, que es el que provoca fundamentalmente ruido en el rango de las frecuencias de radio, y al grado de imprecisión que lleva implícito la estimación de algunos de los parámetros, (como por ejemplo el estado de la superficie del conductor), la predicción “exacta” de la interferencia a frecuencias de radio es completamente ilusoria.

Basándose en diversas investigaciones empíricas, se puede demostrar que el nivel de ruido de radio generado por un conductor o haz de conductores de una línea de transmisión de alta o extra alta tensión, a un voltaje dado y bajo la condición particular de lluvia intensa (precipitación superior a 1 mm/hr), es estable y reproducible. Además, este nivel se caracteriza por ser independiente del estado superficial del conductor previo a la lluvia intensa y por ser el máximo nivel de perturbación generado por la línea. Al ser posible reproducir la perturbación se ha posibilitado el desarrollo de diversos métodos los cuales se pueden clasificar en comparativos (o empíricos) y analíticos (o semi-empíricos).

Se acostumbra estudiar el nivel de interferencia en función de los siguientes

parámetros, supuestamente independientes:

- ✓ Medida de frecuencia (espectro de frecuencia).
- ✓ Distancia de la línea (perfil transversal).
- ✓ Condiciones atmosféricas y otras variables estadísticas.

1.12.2 Métodos comparativos simplificados

Los métodos comparativos se basan en resultados de medidas del nivel de ruido realizadas en una línea de referencia existente, de la que se conocen todas las características bajo las cuales se efectuaron las medidas. Luego, se aplican una serie de términos correctivos basados en la diferencia entre los parámetros que inciden en el nivel de perturbación de la nueva línea en estudio y los de la línea de referencia.

La ecuación básica para estos métodos viene dada por la siguiente expresión:

$$RI = RI_0 + RI_{EM} + RI_d + RI_n + RI_D + RI_f + RI_{LL}$$

Donde:

RI : nivel de radio interferencia, en dB.

RI_0 : nivel de interferencia a frecuencias de radio de la línea de referencia, de características geométricas conocidas, y en condiciones

atmosféricas y estado de superficie del conductor definido.

Los otros términos corresponden a factores de corrección para gradiente superficial (RI_{EM}), diámetro del conductor (RI_d), número de subconductores por haz (RI_n), distancia conductor antena (RI_D), frecuencia (RI_f) y condiciones climáticas (RI_{LL}).

De los métodos comparativos se ha elegido el método simplificado de CIGRE, que se verá a continuación.

Método simplificado de Cigre [10] [11]

Basado en datos extraídos a lo largo de los años en diferentes configuraciones de líneas de extra alta tensión, CIGRE y la IEEE desarrollan una fórmula empírica relacionando las líneas más importantes y las condiciones atmosféricas.

$$RI_i(dB) = 3.5g_m + 12R - 33\text{Log}_{10} (D_i / 20) - 30$$

Con:

R : radio equivalente del conductor i a igual tensión, en cm.

g_m : gradiente superficial máximo del conductor i , en KV/cm.

D_i : distancia desde el conductor i al punto de medida de RI , en m.

Esta fórmula está sujeta a las siguientes restricciones y condiciones de cálculo:

- 1) La frecuencia de medición es de 0.5 MHz.
- 2) La razón entre la separación de los subconductores y el Radio equivalente a igual capacidad debe estar entre 12 y 20.
- 3) La dispersión es de ± 6 dB. Para cálculo en mal tiempo sumar al resultado 17 dB.

Para corrección de frecuencia se utiliza la siguiente fórmula para calcular RI_f factor de corrección, en dB, debido a diferencias en la frecuencia de medida f , en MHz.

$$RI_f = 20 \text{Log}_{10} \left[\frac{1 + 0.5^2}{1 + f^2} \right]$$

Para corrección de distancia se utiliza la siguiente fórmula para calcular RI_D , factor de corrección, en dB, debido a diferencias con la distancia comprendida entre la antena y el conductor central de la línea del cálculo inicial con el estudiado:

$$RI_D = 20k \text{Log}_{10} \left[\frac{D_0}{D} \right] \text{ Siendo } k \approx 1.65$$

Para corrección por altitud se utiliza la siguiente fórmula para calcular RI_h , factor de corrección, en dB, debido a diferencias con la altura de la línea estudiada con la utilizada en el cálculo inicial.

$$RI_h = \frac{h}{300}$$

En el caso de varias fuentes en fase (por ejemplo, líneas de doble circuito), la composición de campos de la misma fase se realiza transformando la magnitud del campo perturbador debido a cada fuente de dB a $\mu\text{V}/\text{m}$.

$$E_i = 10^{\frac{RI_i}{20}}$$

En que E_i se encuentra en $\mu\text{V}/\text{m}$ y RI_i en dB.

Luego, superponiendo los campos debido a distintas fuentes en fase.

$$E = \left\{ \sum_i E_i^2 \right\}^{1/2}$$

El resultado se transforma nuevamente a dB

$$RI = 20 \text{ Log}_{10} E$$

1.12.3 Criterio C.I.S.P.R. para suma de niveles de RI de líneas de tres fases [13]

Habiendo calculado el nivel de Radio Interferencia, a 0.5 MHz, de cada fase en un punto dado, la regla evalúa el nivel RI total de una línea de un circuito como se describe a continuación:

- 1) Luego de ordenar de mayor a menor los niveles de RI de cada fase, se verifica si la diferencia del superior con respecto al más cercano es mayor o igual a 3 dB. De ser así se considera este el nivel de éste como el representativo de la línea.
- 2) En caso de que no se cumpla el punto anterior se promedian los dos niveles mayores y se le suman 1.5 dB a este resultado, siendo el valor resultante el nivel RI representativo de la línea.

$$RI = \frac{RI_1 + RI_2}{2} + 1.5 [dB]$$

Siendo RI_1 y RI_2 los 2 niveles de radio interferencias mayores entre las tres fases

En caso de que la línea posea 2 o más circuitos, se deberá realizar una composición de campos como las descrita en las ecuaciones anteriores y luego utilizar el criterio C.I.S.P.R.

1.12.4 Métodos Analíticos

Los métodos analíticos pretenden reconstruir los mecanismos de formación del campo perturbador, tomando en cuenta todos los parámetros constructivos de la línea y las características específicas del terreno. Además, se basan en resultados de medidas experimentales de las corrientes perturbadoras de alta frecuencia.

Estos métodos utilizan el concepto de “función excitación” característica de un conductor o haz dado. Este parámetro define mejor la generación de interferencia que la corriente inyectada, que no es más que una cantidad derivada que depende del sistema de capacitancias de la l

$$[I] = \frac{I}{4 \pi \varepsilon_0} [C] * [\Gamma]$$

Con:

I : matriz de corrientes inyectadas, en $\mu A/ m^{1/2}$.

C : matriz de capacitancias de línea.

Γ : matriz de funciones de excitación , en $\mu A/ m^{1/2}$, características de cada conductor, y de cada fase de una línea.

La función Γ se obtiene de mediciones de corrientes inducidas en jaulas de prueba monofásicas de dimensiones reducidas para diferentes conductores y

en condiciones definidas, y además, conociendo la matriz de capacitancias de la jaula. De esta forma, se genera una carta universal de curvas con la cual se puede obtener la función de excitación, en dB, de cualquier haz. Estas cartas toman como referencia $1 \mu\text{A}/\text{m}^{1/2}$. La función de excitación que caracteriza la línea de transmisión, es definida como la máxima función de excitación Γ producida por alguna de sus fases. La función Γ para cada fase corresponde al máximo valor producido por alguno de los subconductores pertenecientes al haz.

1.12.5 Componentes del ruido acústico

El ruido audible producido por líneas de transmisión posee dos componentes características: tonos puros y ruido aleatorio.

Los tonos puros ocurren a frecuencias múltiplos de la frecuencia industrial, siendo el más importante el segundo múltiplo (100 Hz en el caso nacional), llamado también zumbido. El zumbido se produce por el movimiento de la carga espacial circundante al conductor, el cual causa inversión de la presión de aire dos veces durante cada medio ciclo, por el movimiento de iones positivos y negativos desde y hacia la superficie del conductor. Los pulsos de polaridad negativa crean intensa ionización y contribuyen en mayor medida a que las descargas positivas al zumbido, con el nivel de ruido aleatorio mucho

más bajo.

El ruido aleatorio es causado por una secuencia aleatoria de pulsos, producto de descargas corona en el aire, en la superficie del conductor. La generación de estallidos es fundamentalmente producto de descargas de polaridad positiva. Estas descargas ocurren en paquetes en cada ciclo de polaridad positiva y, por lo tanto, la componente de 50 Hz y armónicas superiores se pueden hacer presentes en el espectro.

Ambos componentes del ruido acústico, aunque sobrepuestos, son fenómenos diferentes, tanto en su generación como en su efecto. El estudio de líneas de E.A.T., mostró que, bajo condiciones climáticas diferentes, el ruido aleatorio y el zumbido adquieren distinta importancia sobre el ruido acústico, es así que, en condiciones de hielo, se genera un muy alto zumbido mientras que el ruido aleatorio es relativamente bajo.

Las ondas de presión propagadas por la descarga, se producen en diferentes localizaciones a lo largo del conductor y en tiempos diferentes, por lo cual la energía acústica, que llega a cualquier punto, se distribuye aleatoriamente sobre todo el ciclo.

CAPÍTULO 2

FACTORES QUE AFECTAN EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA EN ECUADOR

2.1 INTRODUCCIÓN

El constante crecimiento de la demanda eléctrica en el país ha determinado la necesidad de incorporar nuevas fuentes de generación de energía eléctrica al Sistema Nacional Interconectado. Para poder abastecer esta demanda, el Plan de Generación preparado por el CONELEC propone desarrollar 15 nuevos proyectos hidroeléctricos entre los cuales se destacan Coca Codo Sinclair que generará 1500 Mw, Sopladora con 487 Mw, Toachi-Pilatón con 253 Mw, etc. En total todo el plan de generación hidroeléctrica tiene como objetivo elevar la generación de 4000 Mw a 7000 Mw.

El desarrollo de estos proyectos de generación requiere la implementación

de un nuevo sistema de transmisión de gran capacidad que optimizará el uso de los recursos energéticos obtenidos por el país e incrementará la confiabilidad del suministro de potencia y energía en el sistema eléctrico ecuatoriano. En la actualidad el mayor nivel de voltaje que existe en el Sistema Nacional de Transmisión en Ecuador es 230 kV el cual se considera no suficientemente robusto para el transporte de los 3000 Mw que se incrementarán a futuro en el país.

Por esta razón, CELEC E.P. TRANSELECTRIC, desde hace varios años en el Plan de Expansión de Transmisión 2007-2016 definió que el nivel de voltaje más adecuado para este nuevo sistema de transmisión sea 500 kV; la incorporación de este nuevo sistema trae consigo varios estudios y análisis eléctricos para el desarrollo e implementación del mismo.

Entre los estudios que se deben realizar se considera importante el estudio de las pérdidas por efecto corona ya que en niveles de extra alto voltaje se eleva la presencia de los campos eléctricos y éstos a gran magnitud producen descargas eléctricas parciales en el aire alrededor de los conductores produciendo así la formación de este fenómeno en líneas de transmisión.

Las posibles rutas de la Línea de Transmisión de 500 kV en Ecuador estarán expuestas a una diversidad de factores que intervienen en las pérdidas por efecto corona; los diferentes factores a los cuales se encontrarán expuestas las rutas de la línea de transmisión se describen en el presente capítulo con el propósito de efectuar el análisis de cada uno de ellos y así realizar el cálculo de las pérdidas que se producen.

2.2 ALTERNATIVAS DE RUTAS PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 500KV

La implementación del Sistema Nacional de Transmisión de 500 kV conectará los principales centros de carga Quito y Guayaquil mediante subestaciones que estarían ubicadas cerca de estas ciudades, por tal motivo el presente trabajo realizará el análisis del efecto corona para las diferentes altitudes sobre el nivel del mar a las que podría encontrarse expuesta la línea de transmisión de 500 kV en las dos posibles rutas que serán estudiadas en el presente proyecto. Estas rutas han sido establecidas por CELEC EP. TRANSELECTRIC, cuyos recorridos son:

- ✓ *RUTA1*: Quito (Pifo) – Ambato – Guaranda – Babahoyo – Guayaquil(Los Lojas).

La principal característica que presenta la ruta 1, es que más del 50% de su recorrido pasa por la región interandina o sierra,

atravesando la cordillera de Los Andes desde la ciudad de Quito hasta la ciudad de Guaranda, exponiéndose a diferentes niveles de alturas que sobrepasan los 1000 m.s.n.m. con un clima cuya mayor parte del tiempo es húmedo, llegando a la ciudad de Babahoyo cuya altitud disminuirá hasta los 100 m.s.n.m. con un clima tropical lluvioso, terminando su recorrido en la ciudad de Guayaquil donde la altitud del suelo llega a los 0 m.s.n.m. con un clima que en su mayor parte del tiempo es seco. Esta ruta se muestra en la Figura. 2.1.

- ✓ *RUTA 2*: Quito (Pifo)-Sto. Domingo-Central Daule Peripa – Guayaquil(Los Lojas).

La principal característica que presenta la ruta 2, es que más del 50% de su recorrido pasa por la región costa atravesando la Cuenca del Guayas desde la ciudad de Guayaquil hasta Santo Domingo, con diferentes niveles de altitudes que no sobrepasan los 500 m.s.n.m. y un clima cuya mayor parte del tiempo es seco, desde la ciudad de Sto. Domingo a Quito las altitudes aumentarán ascendiendo de 550 m.s.n.m. hasta sobrepasar los 2000 m.s.n.m. con un clima cuya mayor parte del tiempo es húmedo. Esta ruta se muestra en la Figura. 2.2

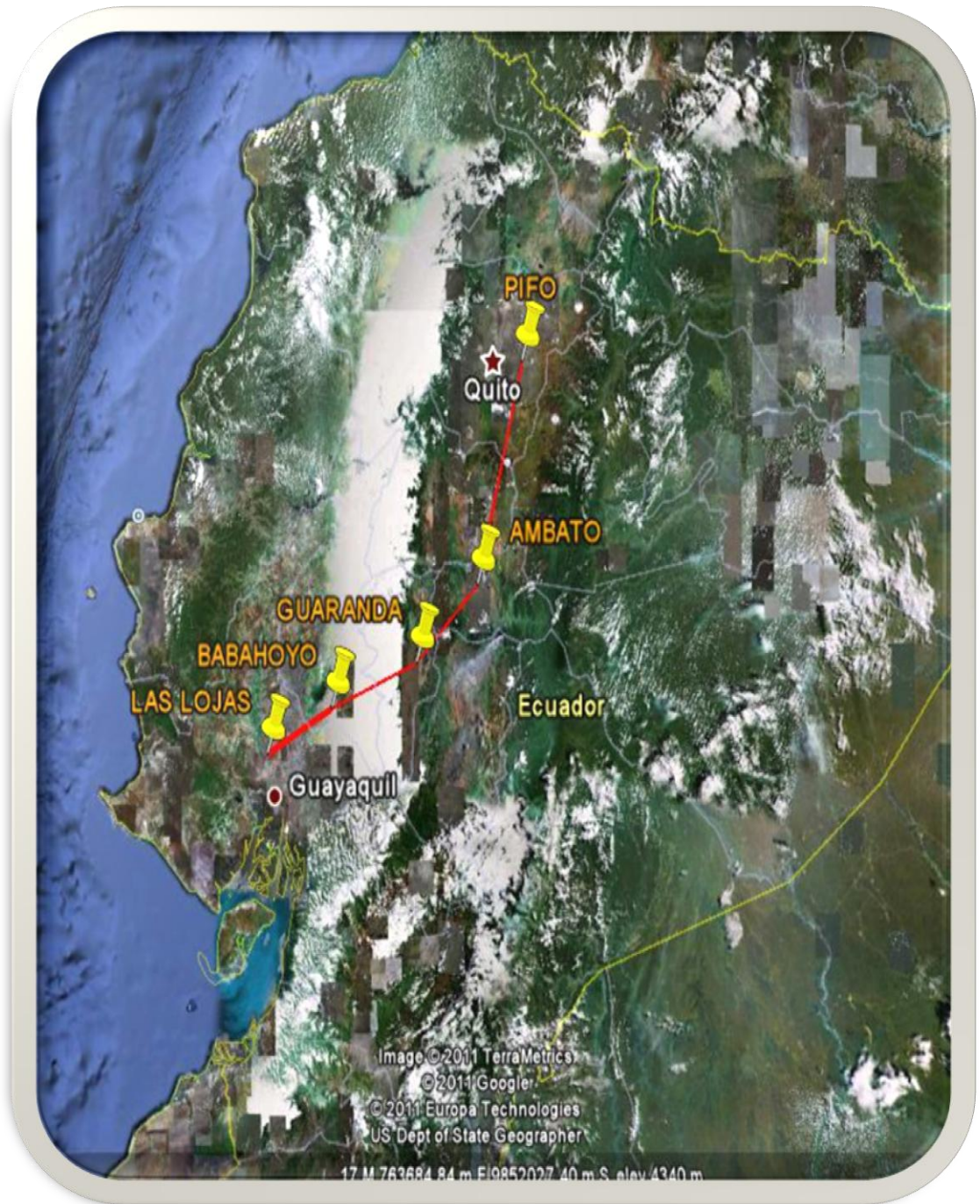


Figura 2.1. Ruta 1

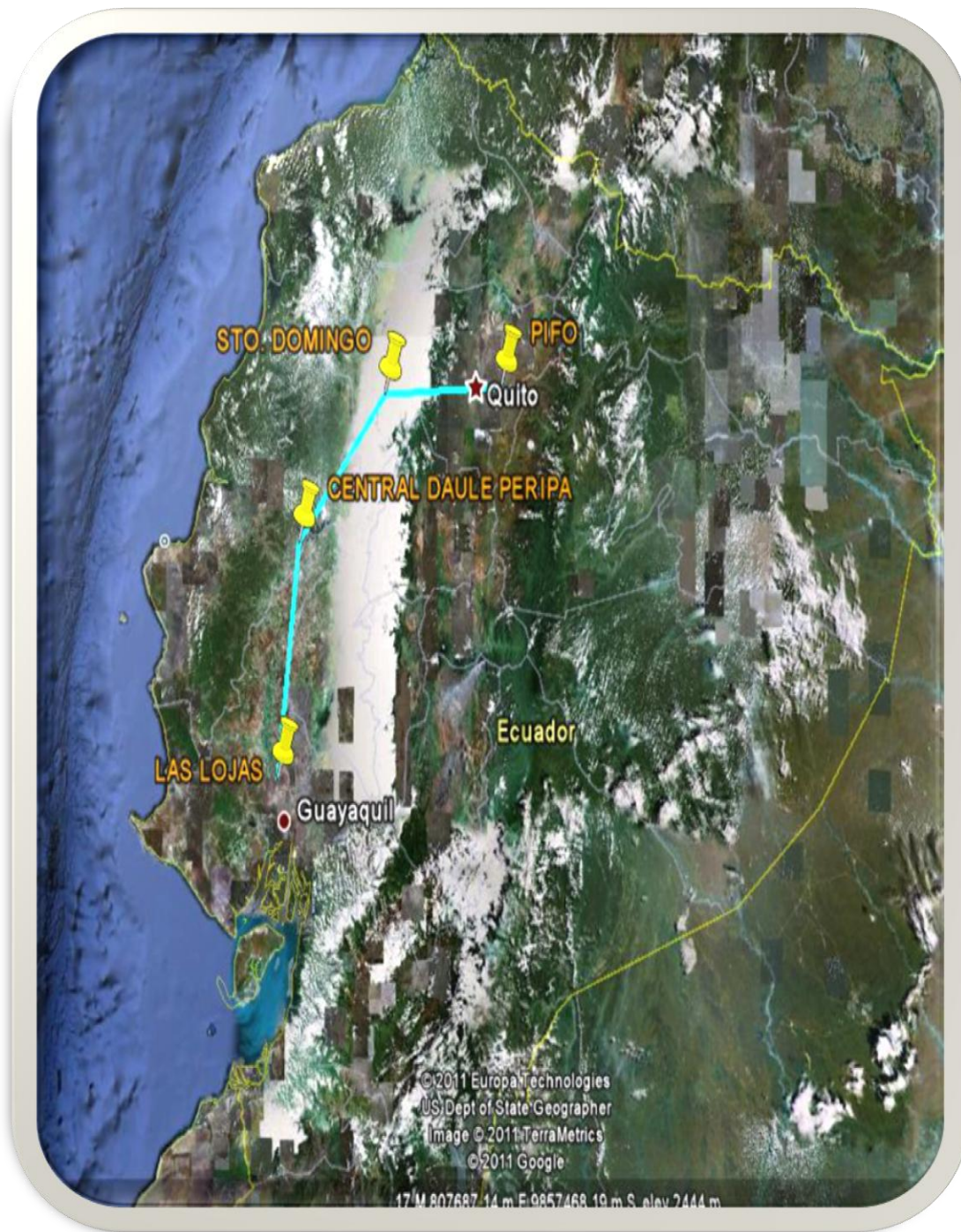


Figura. 2.2. Ruta 2

Con las características de los recorridos expuestas anteriormente, visualizando el mapa con las zonas climáticas del Ecuador mostrado en la Fig. 2.3. y las posible rutas mostradas en las Fig. 2.1 y 2.2, se puede diferenciar que la línea de transmisión de 500 kV pasa por varias de las zonas climáticas del Ecuador. Los climas que afectan la línea son: selva tropical, templado seco, páramo, árido, tropical lluvioso, templado húmedo; en definitiva la gran variedad de climas existentes en el país.

Por lo antes indicado, el análisis se lo realiza para condiciones de lluvia, clima seco y humedad, de tal forma que se puedan obtener factores meteorológicos (mt) que vayan acorde a la variación de clima que se muestra en la Fig 2.3 correspondiente al Mapa de las Zonas Climáticas del Ecuador.

2.3 ALTITUD DEL SUELO Y ZONAS CLIMÁTICAS EN ECUADOR

El Ecuador está situado al Noroeste de América del Sur entre los 01° 28' de Latitud Norte y 05° 01' de Latitud Sur, desde los 75° 11 en la planicie Amazónica hasta los 81° 01 de longitud Oeste limitando con el Océano Pacífico.

El territorio continental del Ecuador está dividido en tres regiones naturales claramente definidas entre sí, estas tres regiones son: Costa, Sierra y Oriente.

Debido a su posición geográfica y a la diversidad de alturas impuesta por la cordillera de los Andes, el Ecuador presenta una gran variedad de climas y cambios considerables a cortas distancias. Ciertas áreas del Ecuador reciben masas de aire con diferentes características de temperatura y humedad. Los climas del Ecuador se los puede visualizar en la Figura 2.3

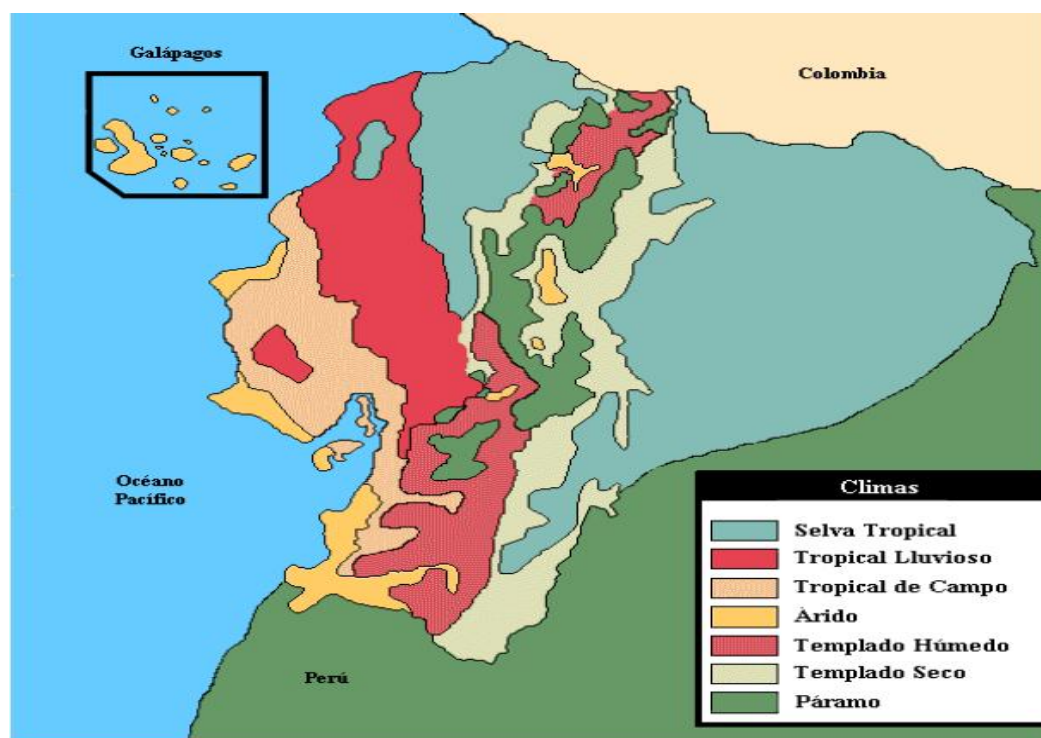


Figura. 2.3. Mapa de Zonas Climática del Ecuador

Si se considera que partiendo del nivel del mar la temperatura desciende un grado por cada 200 metros de altura, nuestro clima tiene una fluctuación de aproximadamente 31 grados ya que el nivel de sus tierras va desde 0 metros al nivel del mar hasta 6310 metros que es su máxima altura en las cumbres del Chimborazo. Esto ha hecho que nuestro país goce del privilegio de

poseer todos los tipos de climas, desde el cálido del litoral hasta el glacial de las alturas andinas.

El suelo de la Costa es generalmente bajo con pequeñas elevaciones que no sobrepasan los 800 m.s.n.m., la región Sierra está atravesada por la cordillera de los Andes y sus altitudes varían desde los 1200 m.s.n.m. hasta los 6000 m.s.n.m., la región Oriental está formada por llanuras virtualmente no exploradas. Sus condiciones naturales son semejantes a todas las regiones tropicales del mundo.

Como se menciona en el capítulo 1, 'subíndice 1.7.3', las variables climatológicas que se consideran en el estudio del efecto corona son:

Temperatura

La temperatura es el indicador de la cantidad de energía calorífica acumulada en el aire, depende de diversos factores, por ejemplo la inclinación de los rayos solares, la altura sobre el nivel del mar, etc.

Presión atmosférica

La presión atmosférica es el peso de la masa de aire por cada unidad de superficie. Por este motivo, la presión suele ser mayor a

nivel del mar que en las cumbres de las montañas, aunque no depende únicamente de la altitud, sin embargo para el análisis de la ruta en el estudio de pérdidas por efecto corona, éstas se relacionan entre sí para el cálculo.

Humedad

Una mayor humedad especialmente en caso de lluvia o niebla, incrementa de forma importante el efecto corona.

Para el diseño, construcción y el tendido de líneas de transmisión de alta y extra alta tensión es de gran importancia considerar varios parámetros, entre los cuales tenemos la selección de ruta.

2.4 CONFIGURACIONES DE CONDUCTORES

Para controlar el efecto corona en los conductores se deben reducir los campos eléctricos producidos en su superficie, para ello en el congreso del Cigré de 1935, Markt y Menguele propusieron la utilización de varios cables en haz por fase.

En el análisis de pérdidas por efecto corona para las dos rutas, se consideran las siguientes configuraciones:

La primera establecida por CELEC EP TRANSELECTRIC en su plan de expansión 2007-2016 y la segunda por el Ing. Byron Mena en su tesis “Efecto corona en Líneas de Transmisión de 500 kV”, esta última como una recomendación de su trabajo realizado en el cual analizó diferentes configuraciones y tipos de conductores para una línea de transmisión de 500 kV ubicada a una altura de 4000 m.s.n.m. con lo cual concluyó una configuración que presenta el menor número de pérdidas en malas condiciones de clima (lluvia y humedad) y en condiciones de buen temporal, el estudio presenta un rango bajo de las pérdidas de potencia por efecto corona.

Estas configuraciones son:

1. ACAR 4 X 750 M.C.M con separación entre subconductores de 45.7 cm
2. ACAR 3 X 950 M.C.M con separación entre subconductores de 45.7 cm.

2.5 TORRE EN 500kV

El análisis de pérdidas por efecto corona para las dos rutas que se realiza en el presente trabajo, considera una estructura denominada S-57 que se presenta en la Figura. 2.4 cuyo diámetro medio geométrico es de 16.13 m.

La misma estructura es establecida por el Ing. Byron Mena en su tesis “Efecto corona en Líneas de Transmisión de 500 kV” como una recomendación de su trabajo realizado en el cual analizó diferentes torres con diferentes configuraciones y tipos de conductores para una Línea de Transmisión de 500 kV con lo cual concluyó que la estructura S-57 genera menor campo eléctrico debido a que tiene mayor distancia entre fases y por lo tanto se producirá menor efecto corona.

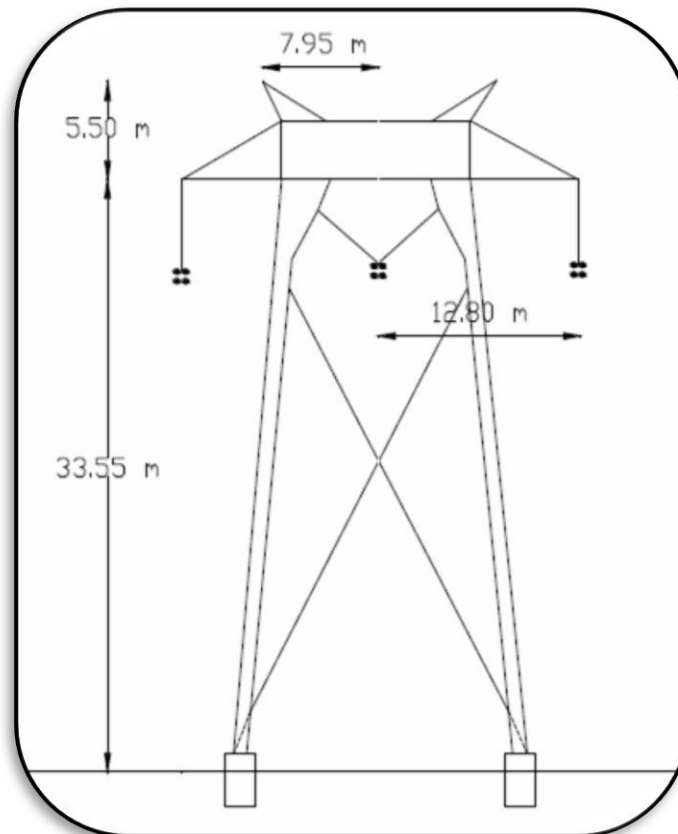


Figura. 2.4. Estructura S-57

2.6 FACTOR SUPERFICIAL Y AMBIENTAL

Una buena evaluación de pérdidas por el efecto corona requiere tener buen conocimiento de las condiciones meteorológicas de las regiones por la que atravesará la línea de transmisión y el estado de la superficie de los conductores cableados.

Las condiciones meteorológicas influyen en el valor del gradiente superficial crítico de los conductores, por este motivo se toma en consideración el clima y su influencia en la formación de la corona.

La fórmula de Peek incorpora el factor de corrección “m” llamado coeficiente de estado del conductor el cual se lo puede calcular mediante la fórmula:

$$m = m_c \cdot m_t$$

Dónde:

m_c : Factor superficial

m_t : Factor ambiental

En la tabla 1.1 se presentan los factores superficiales y ambientales recomendados para diferentes superficies y climas los cuales se usarán para el desarrollo del presente proyecto.

2.7 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

La posible ruta por donde atravesará la línea de transmisión de 500 kV tiene características climatológicas diferentes que contribuyen a la formación del efecto corona. Por tal motivo el presente trabajo se enfoca en analizar y cuantificar los costos que implican las pérdidas de energía que se producen por este fenómeno durante la operación de la línea, estos costos serán determinados realizando el cálculo del gradiente crítico de voltaje, el voltaje crítico disruptivo y las pérdidas de potencia mediante el uso del método de Peek expuesto en el capítulo 1 con los diferentes factores que intervienen en la formación del fenómeno en las dos rutas que conectará la ciudad de Quito con Guayaquil.

En el análisis de las dos rutas se obtendrán diferentes valores de pérdidas de potencia y energía por el efecto corona con sus correspondientes costos. Si luego de realizar un estudio de las condiciones técnicas y económicas considerando los otros factores que influyen en el diseño de la línea de transmisión y la evaluación final muestra que en ambos recorridos los resultados son los mismos, entonces, es muy importante considerar como factor determinante para la apropiada selección de la ruta de la línea de transmisión, la evaluación de los costos por pérdidas de potencia y energía producidas debido al efecto corona.

CAPÍTULO 3

RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN

Para el desarrollo del presente proyecto existen varios factores que son importantes considerar los cuales fueron definidos en el capítulo 2, por tal motivo es necesaria la información detallada de los mismos para realizar los cálculos y análisis de las pérdidas por el efecto corona.

La información que se requiere de estos factores fue proporcionada por:

- ✓ *CELEC EP. TRANSELECTRIC*: Plan de expansión de periodo 2007-2016, que contiene información sobre la configuración de conductor que han establecido para las Líneas de Transmisión de 500 kV, se incluye además el recorrido de la línea para el presente proyecto denominada ruta 1, Software Mapsource. El cual se presenta en un resumen en el anexo 1.

- ✓ *INSTITUTO NACIONAL METEOROLÓGICO HIDROLÓGICO (INAMHI)*: Precipitaciones acumuladas mensuales de los últimos 20 años, Reporte de Estudio de Intensidades que se presenta en la Publicación No. 33 I. Esta información se presenta en un resumen en el anexo 2.

- ✓ *INSTITUTO GEOGRÁFICO MILITAR (IGM)*: Mapa físico del Ecuador con escala hipsométrica.

Revisada la información disponible y con la finalidad de realizar este trabajo académico se realizan consideraciones sobre los siguientes factores:

- ✓ Clima.
- ✓ Altitud.
- ✓ Distancias del recorrido de la línea.
- ✓ Factor superficial.
- ✓ Factor ambiental.
- ✓ Consideraciones climatológicas.

Con la información obtenida se procede al análisis de cada uno de los factores mencionados para el cálculo de las pérdidas por efecto corona.

3.2 ALTERNATIVAS DE RUTAS PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 500KV

El presente trabajo realiza el cálculo de las pérdidas por efecto corona para dos rutas las cuales fueron expuestas y detalladas en el capítulo 1, en el 'subíndice2.2.' y cuyos recorridos se vuelven indicar a continuación:

✓ *RUTA 1:*

Quito (Pifo) – Ambato – Guaranda – Babahoyo - Guayaquil (Las Lojas).

✓ *RUTA 2:*

Quito (Pifo) - Santo Domingo - Central Daule Peripa - Guayaquil (Las Lojas).

Las rutas descritas anteriormente que se muestran en la Figura 3.1., fueron establecidas por la compañía CELEC EP TRANSELECTRIC como organismo autorizado para la implementación del sistema de transmisión de 500kV que se construirá en el país, por tal motivo se han considerado importantes en el presente trabajo para el estudio, análisis y comparación de resultados.

3.3 ALTURA DEL SUELO

La altitud del suelo influye en la variación de clima y este es un factor que considerar en las pérdidas por efecto corona, por eso mediante el uso de los planos de niveles de altura del Ecuador, el programa MapSource y el reporte de Estudios de Lluvias Intensas del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI), se obtiene un promedio de las alturas del suelo sobre el nivel del mar para el recorrido de las dos rutas.

El promedio de las altitudes se realiza tomando de cada tramo del recorrido de la línea cuatro puntos con diferentes niveles de altura en forma aleatoria, con los valores obtenidos se procede al cálculo del mismo, teniendo así como resultado niveles de alturas que se relacionan con los diferentes tramos, el recorrido de la línea con las alturas y las longitudes de cada tramo se presentan en las tablas 3.1.a. y 3.1.b.

Los niveles de altura de los cuatro puntos y el cálculo del promedio de cada tramo se presentan en el anexo 3.

RUTA 1		
RECORRIDO	ALTURA (msnm)	LONGITUD DE LINEA(Km)
Pifo-Ambato	2700	44
	2500	65
Ambato Guaranda	2700	45
Guaranda-Babahoyo	2000	23
	450	15
	80	13
	5	27
Babahoyo-Las Loja	100	13
	5	44

TABLA 3.1.a Recorrido de la línea con las alturas y las longitudes para ruta 1

RUTA 2		
RECORRIDO	ALTURA (msnm)	LONGITUD DE LINEA(Km)
Pifo-Santo Domingo	2500	59
	1000	19
	550	15
Santo Domingo-Daule Peripa	550	24
	200	45
	100	33
Daule Peripa-Las Loja	80	90
	5	30

TABLA 3.1.b Recorrido de la línea con las alturas y las longitudes para ruta 2

3.4 FACTOR SUPERFICIAL

El coeficiente m_c es denominado coeficiente superficial para el cálculo de pérdidas de potencia por efecto corona, debido a que el proyecto de 500 kV empezará desde cero, se considera que el factor de rugosidad del conductor será cercano a 1 que es lo ideal por tratarse de conductores nuevos; para el presente proyecto se estudian los factores que se presentan en la tabla 3.2, teniendo en cuenta que nuestro análisis se realizará con los resultados que presente el conductor nuevo.

FACTOR SUPERFICIAL(m_c)	
IDEAL	1
NUEVO	0.95
ENVEJECIDO	0.84

TABLA 3.2 Factor superficial m_c

3.5 FACTOR AMBIENTAL

El coeficiente m_t es denominado coeficiente medio ambiental para el cálculo de pérdidas de potencia por efecto corona; para el presente proyecto se toma en consideración los factores que se presentan en la tabla 3.3.

Estos valores se han tomado considerando los valores mostrados en el capítulo 1, la tabla 1.1.

FACTOR AMBIENTAL(mt)	
SECO	1
HUMEDO	0.8
LLUVIA	0.25

TABLA 3.3 Factor superficial “mt”

3.6 CONSIDERACIONES CLIMÁTICAS DEL ESTUDIO

De acuerdo a las ecuaciones empíricas determinadas por Peek para el cálculo de las pérdidas de potencia por efecto corona y el estudio de las pérdidas de energía, se establece que el clima afecta en la aparición e incremento de las mismas, es por ello que para el análisis de las dos rutas expuestas en el presente proyecto para la línea de transmisión de extra alta tensión de 500 Kv que se construirá en el país se tomaron las siguientes consideraciones meteorológicas:

INVIERNO

Teniendo en cuenta que nuestro país presenta clima variable y las lluvias se presentan desde el mes de Diciembre hasta Abril según la información de precipitación acumulada mensual de lluvia proporcionada por el INAMHI,

para el cálculo de las pérdidas de energía por el efecto corona el presente trabajo considera un tiempo de 5 meses para la estación de invierno y se divide cada día en tres periodos que son 2 horas, 10 horas y 12 horas teniendo así:

Ruta 1

Para el periodo de 2 horas, en el 0,75% del tramo del recorrido de la línea que atraviesa por la costa se presenta lluvia intensa y en el 99,25% restante se presenta humedad.

Para el periodo de 2 horas, en el 0,75% del tramo del recorrido de la línea que atraviesa por la sierra se presenta lluvia intensa y en el 99,25% restante se presenta humedad.

Para el periodo de 10 horas, en el 100% del recorrido total de la línea se presenta humedad.

Para el periodo de 12 horas, en el 100% del recorrido total de la línea se presenta seco.

Ruta 2

Para el periodo de 2 horas, en el 1,1% del tramo del recorrido de la línea que atraviesa por la costa presenta lluvia intensa y en el 98,9% restante presenta humedad.

Para el periodo de 2 horas, en el 1,1% del tramo del recorrido de la línea que atraviesa por la sierra presenta lluvia intensa y en el 98,9% restante presenta humedad.

Para el periodo de 10 horas, en el 100% del recorrido total de la línea se presenta humedad.

Para el periodo de 12 horas, en el 100% del recorrido total de la línea se presenta seco.

VERANO

Para el cálculo de las pérdidas de energía por el efecto corona, el presente trabajo considera un tiempo de 7 meses para la estación de verano y se divide cada día en dos periodos de 2 horas y un periodo de 20 horas teniendo así:

Ruta 1 y Ruta 2

Para el primer periodo de 2 horas, en el 100% del recorrido de la línea que atraviesa por la costa se presenta humedad.

Para el primer periodo de 2 horas, en el 0,5% del tramo del recorrido de la línea que atraviesa por la sierra se presenta lluvia intensa y en el 99,5% restante se presenta seco.

Para el segundo periodo de 2 horas, en el 100% del recorrido total de la línea se presenta humedad.

Para el periodo de 20 horas, en el 100% del recorrido total de la línea se presenta seco.

Las consideraciones meteorológicas mencionadas anteriormente son mostradas en la tabla 3.4

Estas consideraciones son establecidas tomando como referencia los estudios de intensidad de lluvia realizados por el Instituto Nacional Meteorológico e Hidrológico (INAMHI), los cuales establecen que en los

diferentes periodos de retornos, la intensidad de lluvia muy fuerte se presenta en un tiempo máximo de 120 minutos, por tal motivo, para el cálculo y análisis de pérdidas de energía en las estaciones de invierno y verano en las dos rutas se considera dos horas como tiempo máximo en el que se presenta lluvia intensa.

El porcentaje de línea en el cual se puede presentar lluvia intensa fue calculado y analizado tomando los valores de precipitación diaria de los años 1980-1986-1990-1995-1997-1998-2001-2008 y 2010, considerando que en estos años se han presentado precipitaciones acumuladas anuales mayores que los demás, se toma información de cuantos días al mes se presentaron valores de precipitación mayores a 60 mm en las estaciones que están cercanas a los lugares por donde pasaría la línea de transmisión, las estaciones climatológicas cercanas al recorrido de las dos rutas son:

Ruta 1: Quito-Ambato-Babahoyo-Guayaquil.

Ruta 2: Quito- Sto. Domingo- Pichilingue- Guayaquil.

En la tabla 3.4 se presentan los porcentajes a los cuales estaría expuesta con lluvia intensa la línea de transmisión de 500 kV, para los dos recorridos en las dos estaciones del año.

Los cálculos y resultados de este análisis se presentan en el anexo 4.

CONSIDERACIONES METEOROLOGICAS					
ESTACION DEL AÑO	MESES DEL AÑO	RECORRIDO	HORAS AL DIA	TRAMO DE LA LINEA	PORCENTAJE DE FACTORES METEOROLOGICOS DE LA LINEA
INVIERNO	5	RUTA 1	2	COSTA	0,75% lluvia; mt=0,25 99,25%húmedo;mt=0,8
				SIERRA	0,75% lluvia; mt=0,25 99,25%húmedo;mt=0,8
			10	COSTA	100% humedo ; mt=0,8
				SIERRA	100% humedo ; mt=0,8
			12	COSTA	100% seco ; mt=1,00
				SIERRA	100% seco ; mt=1,00
		RUTA 2	2	COSTA	1,1% lluvia; mt=0,25 98,9%húmedo;mt=0,8
				SIERRA	1,1% lluvia; mt=0,25 98,9%húmedo;mt=0,8
			10	COSTA	100% humedo ; mt=0,8
				SIERRA	100% humedo ; mt=0,8
			12	COSTA	100% seco ; mt=1,00
				SIERRA	100% seco ; mt=1,00
VERANO	7	RUTA 1 Y 2	2	COSTA	100% humedad ; mt=0,8
				SIERRA	0,5% lluvia; mt=0,25 99,5%seco;mt=1
			2	COSTA	100% humedad ; mt=0,8
				SIERRA	100% humedad ; mt=0,8
			20	COSTA	100% seco ; mt=1
				SIERRA	100% seco ; mt=1

TABLA 3.4. Consideraciones Meteorológicas.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA

4.1 INTRODUCCIÓN

Las pérdidas de energía anuales por corona son relativamente escasas, sin embargo, en las líneas de extra alta tensión en condiciones climáticas desfavorables pueden alcanzar cientos de kW/km. Este aumento de pérdidas tiene una influencia negativa en la entrega de energía sobre todo en los períodos de lluvias intensas.

En el presente capítulo se muestran los análisis de gradientes máximos y críticos de voltaje, así como el detalle del cálculo de las pérdidas de potencia y energía por efecto corona en las dos rutas de estudio expuestas en el capítulo 2 para las diferentes alturas y las condiciones meteorológicas analizadas que fueron planteadas en el capítulo 3, por último, los costos de las pérdidas para las dos rutas.

4.2 CÁLCULO DE VOLTAJE EFECTIVO CRÍTICO DISRUPTIVO

El cálculo de voltaje efectivo crítico disruptivo se lo realiza mediante el método de Peek expuesto en el capítulo 1, 'subíndice 1.11.1', el cual depende de la configuración de los conductores, condiciones climáticas, el radio único del conductor y de las condiciones superficiales del mismo.

El cálculo del voltaje efectivo crítico disruptivo, junto con las condiciones superficiales a las que se encuentra expuesta la línea de transmisión en los dos recorridos para las dos configuraciones de conductores se presenta en el anexo 5.a y 5.b.

4.3 CÁLCULO DE GRADIENTES MÁXIMOS Y CRÍTICOS

El cálculo del gradiente máximo para las dos configuraciones de conductores se lo realiza mediante el método de Markt y Mengele expuesto en el capítulo 1 en el 'subíndice 1.10.1'.

El cálculo del gradiente crítico se lo realiza mediante el método de Peek expuesto en el capítulo 1 en el 'subíndice 1.11.1', donde se consideran condiciones ambientales y superficiales del conductor; éstos son los factores principales para que varíe el gradiente crítico de las dos rutas y configuraciones de estudio. Los cálculos de los gradientes máximo y crítico

se presentan en los anexos 6.a y 6.b., donde se visualizan paso a paso los análisis de los mismos.

4.4 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Para establecer en qué condiciones se produce el efecto corona se pueden realizar comparaciones entre el gradiente máximo con el gradiente crítico o entre el voltaje efectivo crítico disruptivo con el voltaje efectivo fase a fase. Si el gradiente crítico (E_c) es menor que el gradiente máximo ($E_{m\acute{a}x}$) o el voltaje efectivo crítico disruptivo (V_c) es menor que el voltaje efectivo fase a fase (V), entonces se establece que se produce el efecto corona.

4.5 CÁLCULO PÉRDIDAS DE POTENCIA

Con las consideraciones meteorológicas establecidas en el capítulo 3 'subíndice 3.6' y con los valores obtenidos de voltaje efectivo crítico disruptivo en cada ruta para las diferentes alturas sobre el nivel de mar, se realiza el cálculo de las pérdidas de potencia por efecto corona mediante el método de Peek expuesto en las ecuaciones del capítulo 1 'subíndice 1.10.1', mediante el cual, una vez realizada la comparación entre los respectivos voltajes nominal y crítico, se obtiene el rango en donde existen pérdidas por este fenómeno. Como se explica en el capítulo 3 el proyecto de

500 kV en Ecuador empezará desde cero, por tal motivo en el presente capítulo se muestra el análisis y resultados de los cálculos de pérdidas de potencia y energía para las dos configuraciones con conductores nuevos cuyo coeficiente de rugosidad es de 0,95.

El cálculo de las pérdidas de potencia (Kw/Km/fase) en las dos rutas y los diferentes estados del conductor (ideal, nuevo y envejecido) se presentan en los anexos 7.a y 7.b.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Ruta 1

Invierno

Con las consideraciones que se presentan para los 3 periodos de horas en un día (2, 10 y 12 horas respectivamente), se calculan las pérdidas de potencia instantánea para las dos configuraciones de conductores, resumiendo:

En la consideración expuesta para el período de 2 horas, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 66,77 MW de perdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M presenta 46,61 MW de pérdidas, tal como se muestran en la tabla 4.1.

En la consideración expuesta para el periodo de 10 horas, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 58,10 MW de pérdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M presenta 35,93 MW de pérdidas, tal como se muestran en la tabla 4.2.

En la consideración expuesta para el periodo de 12 horas, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 2,17 MW de pérdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M no presenta pérdidas, tal como se muestran en la tabla 4.3.

El pico de potencia más alto se observa en la consideración que se le da al periodo de 2 horas cuando se establece la presencia de lluvia intensa en el 1,5% de toda la línea.

Pérdidas de potencia 2 horas MW	
3x950 ACAR	66,77
4X750 ACAR	46,61

TABLA 4.1

Pérdidas de potencia 10 horas Mw	
3x950 ACAR	58.23
4X750 ACAR	36.13

TABLA 4.2

Pérdidas de potencia 12 horas Mw	
3x950 ACAR	2.17
4X750 ACAR	0.00

TABLA 4.3

Los cálculos y el valor total de las pérdidas de potencia de la ruta 1 se presentan en el anexo 8.a en donde se puede ver paso a paso el análisis de los mismos.

Verano

Con las consideraciones que se presentan para los tres periodos de horas en un día (2, 2 y 20 horas respectivamente) se calculan las pérdidas de potencia instantáneas para las dos configuraciones de conductores, resumiendo:

En la consideración expuesta para el primer período de 2 horas, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 61,39 MW de pérdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M presenta 40,15 MW de pérdidas, tal como se muestran en la tabla 4.4.

En la consideración expuesta para el segundo período de 2 horas, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 58,11 MW de pérdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M presenta 35,91 MW de pérdidas, tal como se muestran en la tabla 4.5.

En la consideración expuesta para el período de 20 horas, la configuración

A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 2,17 MW de pérdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M no presenta pérdidas, tal como se muestran en la tabla 4.6.

El pico de potencia más alto se observa en la consideración que se le da al primer periodo de 2 horas cuando se establece la presencia de lluvia intensa en el 0,5% del tramo del recorrido de la línea que pasa por la sierra.

Pérdidas de potencia 2 horas MW	
3x950 ACAR	61,39
4X750 ACAR	40,15

TABLA 4.4

Pérdidas de potencia 2 horas MW	
3x950 ACAR	58,12
4X750 ACAR	35,93

TABLA 4.5

Pérdidas de potencia 20 horas Mw	
3x950 ACAR	2,17
4X750 ACAR	0,00

TABLA 4.6

Los cálculos y el valor total de las pérdidas de potencia de la ruta 1 se presentan en el anexo 8.b en donde se puede ver paso a paso el análisis de los mismos.

RUTA 2

Invierno

Con las consideraciones que se presentan para los tres períodos de horas en un día (2, 10 y 12 horas respectivamente) se calculan las pérdidas de potencia instantáneas para las dos configuraciones de conductores, resumiendo:

En la consideración expuesta para el período de 2 horas, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 29,71 MW de pérdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M presenta 23,02 MW de pérdidas, tal como se muestran en la tabla 4.7.

En la consideración expuesta para el período de 10 horas, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 19,82 MW de pérdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M presenta 11,49 MW de pérdidas, tal como se muestran en la tabla 4.8.

En la consideración expuesta para 12 horas, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 0,51 MW de pérdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M no presenta pérdidas, tal como se muestran en la tabla 4.9.

El pico de potencia más alto se observa en la consideración que se le da al período de 2 horas cuando se establece la presencia de lluvia intensa en el 2,2% de toda la línea.

Pérdidas de potencia 2 horas MW	
3x950 ACAR	29,71
4X750 ACAR	23,02

TABLA 4.7

Pérdidas de potencia 10 horas MW	
3x950 ACAR	19,83
4X750 ACAR	11,49

TABLA 4.8

Pérdidas de potencia 12 horas MW	
3x950 ACAR	0,51
4X750 ACAR	0,00

TABLA 4.9

Los cálculos y el valor total de las pérdidas de potencia de la ruta 2 se presentan en el anexo 8.c en donde se puede ver paso a paso el análisis de los mismos.

Verano

Con las consideraciones que se presentan para los tres periodos de horas en un día (2, 2 y 20 horas respectivamente) se calculan las pérdidas de potencia instantáneas para las dos configuraciones de conductores, resumiendo:

En la consideración expuesta para el primer período de 2 horas, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 22,78 MW de perdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M presenta 15,59 MW de perdidas, tal como se muestran en la tabla 4.10.

En la consideración expuesta para el segundo período de 2 horas, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 19,33 MW de perdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M presenta 11,49 MW de perdidas, tal como se muestran en la tabla 4.11.

En la consideración expuesta para el período de 20 horas, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 0,51 MW de pérdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M no presenta pérdidas, tal como se muestran en la tabla 4.12.

El pico de potencia más alto se observa en la consideración que se le da al periodo de 2 horas cuando se establece la presencia de lluvia intensa en el 0,5% del tramo del recorrido de la línea que pasa por la sierra.

Pérdidas de potencia 2 horas MW	
3x950 ACAR	22,78
4X750 ACAR	15,59

TABLA 4.10

Pérdidas de potencia 2 horas MW	
3x950 ACAR	19,33
4X750 ACAR	11,49

TABLA 4.11

Pérdidas de potencia 20 horas MW	
3x950 ACAR	0,51
4X750 ACAR	0,00

TABLA 4.12

Los cálculos y el valor total de las pérdidas de potencia de la ruta 2 se presentan en el anexo 8.d en donde se puede ver paso a paso el análisis de los mismos.

4.6 CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGIA

Las pérdidas de potencia se las transforma en pérdidas de energía tomando como dato que la estación de invierno tendrá 150 días, la estación de verano 215 días y las consideraciones horarias expuestas en el capítulo 3 'subíndice 3.6'.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

RUTA 1

Invierno

Para el período de 2 horas en la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M se

presenta 133,54 MWh de pérdidas y en la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M se presenta 93,22 MWh de pérdidas.

Para el período de 10 horas en la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M se presenta 582,25MWh de pérdidas y en la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M se presenta 361,28MWh de pérdidas.

Para el período de 12 horas en la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M se presenta 26,08MWh de pérdidas y en la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M. no presenta pérdidas.

En un día, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 781,48 MWh de pérdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M presenta 454,50 MWh de pérdidas.

El resumen de estos resultados se muestran en la tabla 4.13.

INVIERNO RUTA 1		
	ACAR 3X950 MCM	ACAR 4X750 MCM
2 horas	133,54	93,22
10 horas	582,25	361,28
12 horas	26,08	0,00
TOTAL 24 horas	741,87	454,5

TABLA 4.13

Los cálculos de las pérdidas de energía para los periodos de 2, 10 y 12 horas se presentan en el anexo 9.a en donde se puede ver paso a paso el análisis de los mismos.

Verano

Para el primer período de 2 horas en la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M se presenta 122,78 MWh de pérdidas y en la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M se presenta 80,30 MWh de pérdidas.

Para el segundo período de 2 horas en la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M se presenta 116,48 MWh de pérdidas y en la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M se presenta 72,26MWh de pérdidas.

Para el período de 20 horas en la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M se presenta 43,47 MWh de pérdidas y en la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M no se presenta pérdidas.

En un día, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 282,70 MWh de pérdidas y la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M se presenta 871 MWh de pérdidas.

El resumen de estos resultados se muestran en la tabla 4.14.

VERANO RUTA 1		
	ACAR 3X950 MCM	ACAR 4X750 MCM
2 horas	122,78	80,30
2 horas	116,48	72,26
20 horas	43,47	0,00
TOTAL 24 horas	282,73	152,56

TABLA 4.14.

Los cálculos de las pérdidas de energía para los periodos de 2, 2 y 20 horas se presentan en el anexo 9.a en donde se puede ver paso a paso el análisis de los mismos.

RUTA 2

Invierno

Para el período de 2 horas en la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M se presenta 59,41 MWh de pérdidas y en la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M se presenta 46,05 MWh de pérdidas.

Para el período de 10 horas en la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M se presenta 198,26MWh de pérdidas y en la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M se presenta 114,93MWh de pérdidas.

Para el período de 12 horas en la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M se

presenta 6,08 MWh de pérdidas y en la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M no se presenta pérdidas.

En un día, la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M presenta 263,75 MWh de pérdidas y en la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M se presenta 160,98 MWh de pérdidas.

El resumen de estos resultados se muestran en la tabla 4.15.

INVIERNO RUTA 2		
	ACAR 3X950 MCM	ACAR 4X750 MCM
2 horas	59,41	46,05
10 horas	198,26	114,93
12 horas	6,08	0,00
TOTAL 24 horas	263,75	160,98

TABLA 4.15.

Los cálculos de las pérdidas de energía para los periodos de 2, 10 y 12 horas se presentan en el anexo 9.b en donde se puede ver paso a paso el análisis de los mismos.

Verano

Para el primer período de 2 horas en la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M se presenta 45,56 MWh de pérdidas y en la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M se presenta 31,18 MWh de pérdidas.

Para el segundo período de 2 horas en la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M se presenta 39,65Mwh de pérdidas y en la configuración A.C.A.R 4x750 M.C.M se presenta 22,99Mwh de pérdidas.

Para el período de 20 horas en la configuración 3x950 A.C.A.R. se presenta 10,14 Mwh de pérdidas y en la configuración 4x750 A.C.A.R. no se presenta pérdidas.

En el periodo de 1 día para la configuración 3x950 A.C.A.R. se presenta 95,35 MWh de pérdidas y en la configuración 4x750 A.C.A.R. se presenta 54,17 MWh de pérdidas.

El resumen de estos resultados se muestran en la tabla 4.16.

VERANO RUTA 2		
	ACAR 3X950 MCM	ACAR 4X750 MCM
2 horas	45,56	31,18
2 horas	39,65	22,99
20 horas	10,14	0,00
TOTAL 24 horas	95,35	54,17

TABLA 4.16

Los cálculos de las pérdidas de energía para los periodos de 2, 2 y 20 horas se presentan en el anexo 9.b en donde se puede ver paso a paso el análisis de los mismos.

Los valores de energía obtenidos en 24 horas se multiplican por el número de días que tienen las estaciones de invierno y verano, considerando para el invierno 5 meses (150 días) y para el verano 7 meses (215 días), resumiendo:

.RUTA 1

Invierno

- Configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M.: 111.282,36MWh
- Configuración A.C.A.R. 4x750 M.C.M.: 68.175,12MWh

Verano

- Configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M.: 60.787,32MWh
- Configuración A.C.A.R. 4x750 M.C.M.: 32.799,39MWh

RUTA 2

Invierno

- Configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M.: 39.563,70MWh
- Configuración A.C.A.R. 4x750 M.C.M.: 24.146,95MWh

Verano

- Configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M.: 20.500,22MWh
- Configuración A.C.A.R. 4x750 M.C.M.: 11.646,48MWh

Las pérdidas de energía anuales para las dos rutas se obtienen sumando las pérdidas que se presentan en las estaciones de invierno y verano, teniendo así: las pérdidas totales para la ruta 1 con la configuración A.C.A.R. 3x950

M.C.M son 172.069,27MWh y con la configuración A.C.A.R. 4x750 M.C.M son 100.974,51MWh. Para la ruta 2 con la configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M son 60.062,91MWh y con la configuración A.C.A.R. 4x750 M.C.M son 35.793,43MWh, tal como se muestran en las tablas 4.18 y 4.19.

MW	fp	Mw MEDIOS	HORAS 1 AÑO	ENERGIA (Mwh)
1000	0,6	900	8760	7884000

TABLA 4.17

RUTA 1				
CONFIGURACIÓN CONDUCTOR	ENERGÍA INVIERNO 150 DÍAS (MWh)	ENERGÍA VERANO 215 DÍAS (MWh)	ENERGÍA 1 AÑO MWh	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)
3x950 ACAR	111.281,36	60.787,32	172.069,27	3,27
4X750 ACAR	68.175,12	32.799,39	100.974,51	1,92

TABLA 4.18

RUTA 2				
CONFIGURACIÓN CONDUCTOR	ENERGÍA INVIERNO 130 DÍAS (MWh)	ENERGÍA VERANO 215 DÍAS (MWh)	ENERGÍA 1 AÑO MWh	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)
3x950 ACAR	39.563,70	20.500,22	60.062,91	1,14
4X750 ACAR	24.146,95	11.646,48	35.793,43	0,68

TABLA 4.19

En las tablas anteriores 4.18 y 4.19, se visualiza el porcentaje de pérdidas tomando en consideración un $f_p=0,6$ para el cálculo de los MWh medios, el cálculo del mismo se presenta en la tabla 4.17.

4.7 COSTOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA ANUAL

Para valorar los costos de potencia y energía para el sistema de transmisión se han utilizado valores aproximados son: US\$5,7 /Kw-mes para potencia y US\$0,04 /Kwh para energía, estos valores corresponden al precio referencial de generación. Con estos precios se realiza el cálculo de costo anual por pérdidas de potencia y energía multiplicando las pérdidas por sus respectivos valores de potencia y energía, teniendo como resultado los costos anuales de las dos rutas y de las dos configuraciones de conductores, resumiendo:

POTENCIA

RUTA 1

- Configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M.: US\$ 4.352.319
- Configuración A.C.A.R. 4x750 M.C.M.: US\$ 2.930.376

RUTA 2

- Configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M.: US\$ 1.755.603
- Configuración A.C.A.R. 4x750 M.C.M.: US\$ 1.278.245

ENERGÍA

RUTA 1

- Configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M. : US\$ 6.882.771
- Configuración A.C.A.R. 4x750 M.C.M. : US\$ 4.038.980

RUTA 2

- Configuración A.C.A.R. 3x950 M.C.M. : US\$ 2.402.517
- Configuración A.C.A.R. 4x750 M.C.M. : US\$ 1.431.737

En el anexo 10 se presenta paso a paso el cálculo de los costos por pérdidas de potencia y energía anual.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

En el desarrollo de este trabajo se presentan las siguientes conclusiones:

1. Mientras más grande sea el voltaje de operación en el sistema, mayor será el gradiente y por ello mayores las pérdidas por efecto corona lo cual reduce la eficiencia en la transmisión de la energía.
2. La configuración ACAR 4X750 M.C.M. resulta ser la mejor opción en cuanto a condiciones climáticas buenas (clima seco) y en condiciones húmedas, dado que presenta menor pérdidas de potencia.
3. La configuración ACAR 3X950 M.C.M., presenta menores pérdidas de potencia por efecto corona en condiciones climáticas críticas (lluvia intensa).

4. Las pérdidas de potencia son mayores cuando la línea de transmisión atraviesa la región interandina.
5. La información proporcionada por el I.N.A.M.H.I., muestra que la presencia de lluvia torrencial dura máximo un periodo de tiempo de 120min, en el desarrollo de este proyecto se utiliza para esta consideración un factor meteorológico de 0.25.
6. Cuando la línea atraviesa regiones que sobrepasan las alturas de 1000 m.s.n.m las pérdidas por efecto corona empiezan a incrementar.
7. Las pérdidas de energía en el recorrido de la línea de la ruta 2 son mucho menores que las pérdidas de energía de la ruta 1, esto se presenta porque las pérdidas de potencia son más elevadas en la ruta 1 debido que más del 50% del recorrido de la línea de transmisión atraviesa la región interandina.
8. Los costos de pérdidas de potencia y energía anuales son menores en la ruta 2, debido a que sus pérdidas son menores.

9. La presencia de humedad produce ácido nitroso, si las pérdidas en las líneas de transmisión por efecto corona alcanzan valores apreciables, este ácido puede causar corrosión en los conductores.

RECOMENDACIONES

En el desarrollo de este trabajo se presentan las siguientes recomendaciones:

1. Trazar el recorrido de la línea de transmisión por donde la mayor parte del tiempo se presente un clima seco y los niveles de altura no sobrepasen los 2000 m.s.n.m, con estas condiciones se evita la formación del efecto corona pues se logra mantener el gradiente máximo menor que el gradiente crítico.
2. Procurar que la línea de transmisión cuando atraviese por la región interandina se construya por los sectores donde los niveles de altura sean menores a los 2000 m.s.n.m.
3. Para realizar una buena evaluación de las pérdidas de potencia por efecto corona se requiere el conocimiento de las condiciones

meteorológicas de las regiones que la línea atraviesa, para ello se recomienda realizar un estudio hidrológico.

4. Realizar un estudio de porcentaje de humedad que existe en cada sector por donde va a pasar la línea de transmisión.
5. Realizar un estudio de los lugares por donde va a atravesar la línea de transmisión, para poder establecer los verdaderos niveles de altura a los que estaría expuesta la misma.
6. El efecto corona se puede mantener en valores tolerables haciendo que el voltaje crítico sea mayor que el voltaje de fase a fase, para lo cual es necesario que el diámetro del conductor sea grande a niveles de 500kV. Es importante que se forme cada fase con más de un conductor, por ello concluimos y recomendamos que la configuración ACAR 4X750m.c.m. debería ser la que se utilice en la implementación del proyecto.

ANEXOS

ANEXO 1

RESUMEN DE PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

El Gobierno Nacional está impulsando el desarrollo de proyectos de generación hidroeléctrica como Coca Codo Sinclair de 1.500 MW de capacidad para el año 215, el proyecto hidroeléctrico Sopladora de 487 MW, el cual estará ubicado aguas abajo de la central Molino. Para evacuar esas altas potencias hacia el SNI, el CONELEC para el año 2015, la implementación de un sistema de transmisión a 500 kV, que interconectaría la ciudad de Quito con Guayaquil mediante una línea de transmisión de 500 kV, 300 km de longitud, 1 circuito, conductor 4 x 750 ACAR, cuyo recorrido sería Quito(Pifo) – Ambato – Guaranda – Babahoyo-Guayaquil(Yaguachi).

Hace pocos años atrás, la empresa Consultora NipponKoei Co. Ltda. de Japón realizó para TRANSELECTRIC un estudio de expansión del sistema de transmisión ecuatoriano, en el cual se determinó que para evacuar la posible generación del proyecto Sopladora se deberá construir un sistema de transmisión de 500 kV recomendación que fue confirmada por los estudios preliminares realizados por TRANSELECTRIC.

ANEXO 2

Pág. 1/2

RESUMEN DE LAS INTESIDADES DE LLUVIA

Calculo de las intensidades de lluvia que se presentan en las diferentes zonas por donde atraviesan las dos rutas, en un periodo de tiempo de 120 minutos.

Intensidad	Acumulacion en una hora
DEBIL	entre 0.1 y 2 mm
MODERADO	entre 2.1 y 15 mm
FUERTE	entre 15.1 y 30 mm
MUY FUERTE	entre 30.1 y 60 nun
TORRENCIAL	mas de 60 mm

ZONA 2			
T	t	I (L/Horas)	I (mL/Hora)
5	5	0.92	38.22
5	10	0.76	31.59
5	15	0.68	28.26
5	20	0.63	26.11
5	30	0.56	23.35
5	60	0.41	17.26
5	120	0.30	12.31
10	5	1.02	42.44
10	10	0.84	35.08
10	15	0.75	31.37
10	20	0.70	28.99
10	30	0.62	25.93
10	60	0.46	19.15
10	120	0.33	13.66

ZONA 5			
T	t	I	I (mL/Hora)
5	5	2.23	92.81
5	10	1.60	66.54
5	15	1.31	54.77
5	20	1.15	47.71
5	30	0.94	39.27
5	60	0.62	25.66
5	120	0.35	14.64
10	5	2.45	102.27
10	10	1.76	73.32
10	15	1.45	60.36
10	20	1.26	52.57
10	30	1.04	43.27
10	60	0.68	28.28
10	120	0.39	16.13

Pág. 2/2

25	5	1.17	48.74
25	10	0.97	40.28
25	15	0.86	36.03
25	20	0.80	33.29
25	30	0.71	29.78
25	60	0.53	21.98
25	120	0.38	15.67
50	5	1.30	54.12
50	10	1.07	44.73
50	15	0.96	40.01
50	20	0.89	36.96
50	30	0.79	33.06
50	60	0.59	24.38
50	120	0.42	17.39

25	5	2.79	116.27
25	10	2.00	83.36
25	15	1.65	68.62
25	20	1.43	59.77
25	30	1.18	49.20
25	60	0.77	32.15
25	120	0.44	18.34
50	5	3.07	128.11
50	10	2.20	91.86
50	15	1.81	75.61
50	20	1.58	65.86
50	30	1.30	54.21
50	60	0.85	35.42
50	120	0.48	20.20

ZONA 6

T	t	I	I (mL/Hora)
5	5	2.17	90.62
5	10	1.45	60.62
5	15	1.15	47.91
5	20	0.97	40.55
5	30	0.71	29.67
5	60	0.41	16.93
5	120	0.23	9.65
10	5	2.46	102.66
10	10	1.65	68.67
10	15	1.30	54.28
10	20	1.10	45.94
10	30	0.81	33.62
10	60	0.46	19.17
10	120	0.26	10.94
25	5	2.91	121.06
25	10	1.94	80.99
25	15	1.54	64.02
25	20	1.30	54.18
25	30	0.95	39.65
25	60	0.54	22.61
25	120	0.31	12.90
50	5	3.29	137.15
50	10	2.20	91.75
50	15	1.74	72.52
50	20	1.47	61.38
50	30	1.08	44.91
50	60	0.61	25.62
50	120	0.35	14.61

ZONA 8

T	t	I	I (mL/Hora)
5	5	2.31	96.22
5	10	1.51	63.04
5	15	1.18	49.23
5	20	0.99	41.31
5	30	0.80	33.42
5	60	0.44	18.41
5	120	0.24	10.15
10	5	2.63	109.77
10	10	1.73	71.92
10	15	1.35	56.16
10	20	1.13	47.12
10	30	0.90	37.60
10	60	0.50	20.72
10	120	0.27	11.41
25	5	3.14	130.64
25	10	2.05	85.60
25	15	1.60	66.84
25	20	1.35	56.08
25	30	1.05	43.94
25	60	0.58	24.21
25	120	0.32	13.34
50	5	3.58	149.03
50	10	2.34	97.64
50	15	1.83	76.25
50	20	1.54	63.98
50	30	1.19	49.44
50	60	0.65	27.24
50	120	0.36	15.01

ANEXO 3

Pág. 1/3

ALTURAS

RUTA 2

	PUNTO 1	ALTURA m	PUNTO 2	ALTURA m
PIFO- STO DOMINGO	PIFO	2560	QUITO	3000
	MECHICHE	1748	MECHICHE-LA PALMA	1000
	STO. DOMINGO	550	VILLA AIDITA(IZQUIERDA)	600
Santo Domingo-DaulePeripa	STO. DOMINGO	550	STO DOMINGO-LA AURORA	535
	EL ESFUERZO	300	PUERTO LIMON	272
	CONSUMULO(ABAJO)	145	SAN RAMON	100
DaulePeripa-Los Loja	DAULE PERIPA	100	XX	90
	EL PRADO	10	PUERTO COQUITO	5

	PUNTO 3	ALTURA m	PUNTO 4	ALTURA m
PIFO- STO DOMINGO	ZAPADORES	2150	STA. ELENA	2300
	LEILA	860	VILLA AIDITA	695
	XX	560	XXX	570
Santo Domingo-DaulePeripa	LA AURORA	495	XXX	450
	CONSUMULO(ABAJO)	145	MARIA PINTO	90
	MARIA PINTO	90	DAULE PERIPA	100
DaulePeripa-Los Loja	RUTA 40	67	XXX	55
	SAN FELIX	3	LOS LOJAS	6

Pág. 2/3

ALTURA PROMEDIO

	ALTURA PROMEDIO m
PIFO- STO DOMINGO	2502.5
	1075.75
	570
Santo Domingo- DaulePeripa	507.5
	201.75
	108.75
DaulePeripa-Los Loja	78
	6

ruta 1

	PUNTO 1	ALTURA m	PUNTO 2	ALTURA m
PIFO- AMBATO	PIFO	2560	CLEMENCIA	2831
	SAN BARTOLOME	2673	CHININTAGUA	2600
AMBATO- GUARANDA	AMBATO	2594	GUANJO	2825
GUARANDA- BABAHOYO	GUARANDA	2665	TELIBELA	1250
	XX INICIAL	1101	XX	470
	XXXX INICIAL	93	XXX	130
	XXXX VERDE INICIAL	12	BELLA VISTA	8
BABAHOYO- LOS LOJAS	BABAHOYO	9	PIMOCHA	6
	X AZUL	200	XXX AZUL	150

	PUNTO 3	ALTURA m	PUNTO 4	ALTURA m
PIFO- AMBATO	PINTAG	2910	BURROCHUPA	2600
	ATAHUALPA- AMBATO	2576	AMBATO	2594
AMBATO- GUARANDA	QUIZAPINCHA	2738	GUARANDA	2665
GUARANDA- BABAHOYO	CHAPACOTO	2300	TELIMBELA(DEREC HA)	1897
	XXXX	145	XXXX FINAL	86
	XXXX	85	X VERDE FINAL	12
	XXXX	5	BABAHOYO	9
BABAHOYO- LOS LOJAS	X	5	LOS LOJAS	7
	XXXXX AZUL	25	XXXXX AZUL	45

ALTURA PROMEDIO

	ALTURA PROMEDIO m
PIFO- AMBATO	2725.25
	2610.75
AMBATO- GUARANDA	2705.5
GUARANDA- BABAHOYO	2028
	450.5
	80
	8.5
BABAHOYO- LOS LOJAS	6.75
	105

ANEXO 4.a.
PORCENTAJE DE LLUVIA TORRENCIAL
EN RUTA 1 Y RUTA 2
INVIERNO

AÑO	MES	UIO	GUARAN- DA	BABA- HOYO	GYE	% POR MES	% POR ESTACIÓ N	% FINAL
1980	ENERO	0	0	0	1	0,8%	1,5%	1,5%
	FEBRERO	0	1	1	1	2,5%		
	MARZO	1	0	0	1	1,7%		
	ABRIL	0	0	1	1	1,7%		
	DICIEMBRE	0	0	0	1	0,8%		
1986	ENERO	1	0	0	1	1,7%	1,3%	
	FEBRERO	0	0	1	0	0,8%		
	MARZO	0	1	0	1	1,7%		
	ABRIL	1	0	1	1	2,5%		
	DICIEMBRE	0	0	0	0	0,0%		
1990	ENERO	0	0	0	1	0,8%	0,7%	
	FEBRERO	0	1	1	0	1,7%		
	MARZO	0	0	0	0	0,0%		
	ABRIL	1	0	0	0	0,8%		
	DICIEMBRE	0	0	0	0	0,0%		
1995	ENERO	0	0	1	1	1,7%	1,0%	
	FEBRERO	0	0	0	0	0,0%		
	MARZO	1	0	0	0	0,8%		
	ABRIL	0	0	1	0	0,8%		
	DICIEMBRE	2	0	0	0	1,7%		
1997	ENERO	1	0	1	0	1,7%	3,2%	
	FEBRERO	0	0	1	1	1,7%		
	MARZO	1	1	1	2	4,2%		
	ABRIL	1	0	1	2	3,3%		
	DICIEMBRE	1	0	3	2	5,0%		
1998	ENERO	1	0	3	5	7,5%	6,3%	
	FEBRERO	1	0	3	4	6,7%		
	MARZO	0	1	3	5	7,5%		
	ABRIL	1	0	2	5	6,7%		
	DICIEMBRE	1	0	0	3	3,3%		

2001	ENERO	0	0	1	1	1,7%	1,3%	
	FEBRERO	0	0	0	1	0,8%		
	MARZO	1	1	0	1	2,5%		
	ABRIL	0	1	1	0	1,7%		
	DICIEMBRE	0	0	0	0	0,0%		
2008	ENERO	0	1	1	2	3,3%	2,0%	
	FEBRERO	1	0	0	1	1,7%		
	MARZO	0	1	0	4	4,2%		
	ABRIL	0	0	0	1	0,8%		
	DICIEMBRE	0	0	0	0	0,0%		
2010	ENERO	0	0	0	0	0,0%	1,2%	
	FEBRERO	0	1	1	0	1,7%		
	MARZO	0	0	0	1	0,8%		
	ABRIL	0	0	2	0	1,7%		
	DICIEMBRE	1	1	0	0	1,7%		

AÑO	MES	UIO	STO DOMIN- GO	PICHILIN -GE	GYE	% POR MES	% POR ESTACION	% FINAL
1980	ENERO	0	0	1	1	1,7%	2,0%	2,2%
	FEBRERO	0	0	2	1	2,5%		
	MARZO	1	1	2	1	4,2%		
	ABRIL	0	0	0	1	0,8%		
	DICIEMBRE	0	0	0	1	0,8%		
1986	ENERO	1	0	3	1	4,2%	1,7%	
	FEBRERO	0	1	0	0	0,8%		
	MARZO	0	0	0	1	0,8%		
	ABRIL	1	1	0	1	2,5%		
	DICIEMBRE	0	0	0	0	0,0%		
1990	ENERO	0	0	0	1	0,8%	1,0%	
	FEBRERO	0	0	1	0	0,8%		
	MARZO	0	0	1	0	0,8%		
	ABRIL	1	1	1	0	2,5%		
	DICIEMBRE	0	0	0	0	0,0%		
1995	ENERO	0	1	0	1	1,7%	1,7%	
	FEBRERO	0	0	1	0	0,8%		
	MARZO	1	1	0	0	1,7%		
	ABRIL	0	0	2	0	1,7%		
	DICIEMBRE	2	1	0	0	2,5%		

1997	ENERO	0	1	1	0	2,5%	4,3%
	FEBRERO	0	1	1	1	3,3%	
	MARZO	1	1	2	2	5,0%	
	ABRIL	1	1	2	2	5,0%	
	DICIEMBRE	1	1	3	2	5,8%	
1998	ENERO	1	1	6	5	10,8%	8,8%
	FEBRERO	1	1	4	4	8,3%	
	MARZO	0	1	3	5	7,5%	
	ABRIL	1	1	5	5	10,0%	
	DICIEMBRE	1	1	4	3	7,5%	
2001	ENERO	0	0	2	1	2,5%	1,7%
	FEBRERO	0	0	0	1	0,8%	
	MARZO	1	1	0	1	2,5%	
	ABRIL	0	2	1	0	2,5%	
	DICIEMBRE	0	0	0	0	0,0%	
2008	ENERO	0	0	1	2	2,5%	3,2%
	FEBRERO	1	1	0	1	2,5%	
	MARZO	0	0	4	4	6,7%	
	ABRIL	0	1	2	1	3,3%	
	DICIEMBRE	0	0	1	0	0,8%	
2010	ENERO	0	0	1	0	0,8%	1,7%
	FEBRERO	0	1	5	0	5,0%	
	MARZO	0	0	1	1	1,7%	
	ABRIL	0	0	0	0	0,0%	
	DICIEMBRE	1	0	0	0	0,8%	

ANEXO 4.b.

PORCENTAJE DE LLUVIA TORRENCIAL

EN RUTA 1 Y RUTA 2

VERANO

AÑO	MES	UIO	GUARAN- DA	BABA- HOYO	GYE	% POR MES	% POR ESTACIÓN	% FINAL
1980	MAYO	0	1	1	1	2,50%	0,5%	0,5%
	JUNIO	0	0	0	0	0,00%		
	JULIO	0	0	0	0	0,00%		
	AGOSTO	0	0	0	0	0,00%		
	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,00%		
	OCTUBRE	1	0	1	0	0,80%		
	NOVIEMBRE	0	0	1	0	0,00%		
1986	MAYO	1	0	0	0	1,70%	0,5%	
	JUNIO	0	0	0	0	0,00%		
	JULIO	0	1	0	0	0,80%		
	AGOSTO	0	0	0	0	0,00%		
	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,00%		
	OCTUBRE	1	0	0	0	0,80%		
	NOVIEMBRE	0	0	0	0	0,00%		
1990	MAYO	0	0	0	0	0,00%	0,2%	
	JUNIO	0	0	0	0	0,00%		
	JULIO	0	0	0	0	0,00%		
	AGOSTO	0	0	0	0	0,00%		
	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,00%		
	OCTUBRE	1	0	0	0	0,80%		
	NOVIEMBRE	0	1	0	0	0,80%		
1995	MAYO	0	0	0	0	0,00%	0,1%	
	JUNIO	0	0	0	0	0,00%		
	JULIO	0	0	0	0	0,00%		
	AGOSTO	0	0	0	0	0,00%		
	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,00%		

	OCTUBRE	0	0	0	0	0,00%	
	NOVIEMBRE	1	0	0	0	0,80%	
1997	MAYO	0	1	1	0	1,70%	1,0%
	JUNIO	0	0	0	1	0,80%	
	JULIO	0	0	1	1	1,70%	
	AGOSTO	0	0	0	0	0,00%	
	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,00%	
	OCTUBRE	0	0	1	0	0,80%	
	NOVIEMBRE	1	0	0	1	1,70%	
1998	MAYO	1	1	4	4	8,30%	2,4%
	JUNIO	0	0	2	3	4,20%	
	JULIO	0	0	1	1	1,70%	
	AGOSTO	0	0	0	0	0,00%	
	SEPTIEMBRE	1	1	0	0	1,70%	
	OCTUBRE	0	0	0	0	0,00%	
	NOVIEMBRE	0	1	0	0	0,80%	
2001	MAYO	0	1	0	0	1,70%	0,2%
	JUNIO	0	0	0	0	0,00%	
	JULIO	0	0	1	0	0,00%	
	AGOSTO	0	0	0	0	0,00%	
	SEPTIEMBRE	0	0	1	0	0,00%	
	OCTUBRE	0	0	0	0	0,00%	
	NOVIEMBRE	0	0	0	0	0,00%	
2008	MAYO	1	0	0	0	0,80%	0,2%
	JUNIO	0	0	0	0	0,00%	
	JULIO	0	0	0	0	0,00%	
	AGOSTO	0	0	0	0	0,00%	
	SEPTIEMBRE	1	0	0	0	0,80%	
	OCTUBRE	0	0	0	0	0,00%	
	NOVIEMBRE	0	0	0	0	0,00%	
2010	MAYO	0	1	1	0	0,80%	0,3%
	JUNIO	0	0	0	0	0,00%	
	JULIO	1	0	0	0	0,80%	
	AGOSTO	0	0	0	0	0,00%	
	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,00%	
	OCTUBRE	0	0	0	0	0,00%	
	NOVIEMBRE	1	0	0	0	0,80%	

AÑO	MES	UIO	STO DOMINGO	PICHI-LINGE	GYE	% POR MES	% POR ESTACIÓN	% FINAL
1980	MAYO	0	1	1	1	2,5%	0,5%	0,5%
	JUNIO	0	0	0	0	0,0%		
	JULIO	0	0	0	0	0,0%		
	AGOSTO	0	0	0	0	0,0%		
	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,0%		
	OCTUBRE	1	0	0	0	0,8%		
	NOVIEMBRE	0	0	0	0	0,0%		
1986	MAYO	1	1	0	0	1,7%	0,7%	
	JUNIO	0	0	0	0	0,0%		
	JULIO	0	1	0	0	0,8%		
	AGOSTO	0	0	0	0	0,0%		
	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,0%		
	OCTUBRE	1	0	0	0	0,8%		
	NOVIEMBRE	0	0	0	0	0,0%		
1990	MAYO	0	0	0	0	0,0%	0,2%	
	JUNIO	0	0	0	0	0,0%		
	JULIO	0	0	0	0	0,0%		
	AGOSTO	0	0	0	0	0,0%		
	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,0%		
	OCTUBRE	1	0	0	0	0,8%		
	NOVIEMBRE	0	1	0	0	0,8%		
1995	MAYO	0	0	0	0	0,0%	0,1%	
	JUNIO	0	0	0	0	0,0%		
	JULIO	0	0	0	0	0,0%		
	AGOSTO	0	0	0	0	0,0%		
	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,0%		
	OCTUBRE	0	0	0	0	0,0%		
	NOVIEMBRE	1	0	0	0	0,8%		
1997	MAYO	0	1	1	0	1,7%	1,0%	
	JUNIO	0	0	0	1	0,8%		
	JULIO	0	0	1	1	1,7%		
	AGOSTO	0	0	0	0	0,0%		
	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,0%		

	OCTUBRE	0	0	1	0	0,8%	
	NOVIEMBRE	1	0	0	1	1,7%	
1998	MAYO	1	1	4	4	8,3%	2,4%
	JUNIO	0	0	2	3	4,2%	
	JULIO	0	0	1	1	1,7%	
	AGOSTO	0	0	0	0	0,0%	
	SEPTIEMBRE	1	1	0	0	1,7%	
	OCTUBRE	0	0	0	0	0,0%	
	NOVIEMBRE	0	1	0	0	0,8%	
2001	MAYO	0	1	1	0	1,7%	0,2%
	JUNIO	0	0	0	0	0,0%	
	JULIO	0	0	0	0	0,0%	
	AGOSTO	0	0	0	0	0,0%	
	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,0%	
	OCTUBRE	0	0	0	0	0,0%	
	NOVIEMBRE	0	0	0	0	0,0%	
2008	MAYO	1	0	0	0	0,8%	0,2%
	JUNIO	0	0	0	0	0,0%	
	JULIO	0	0	0	0	0,0%	
	AGOSTO	0	0	0	0	0,0%	
	SEPTIEMBRE	1	0	0	0	0,8%	
	OCTUBRE	0	0	0	0	0,0%	
	NOVIEMBRE	0	0	0	0	0,0%	
2010	MAYO	0	1	0	0	0,8%	0,4%
	JUNIO	0	0	0	0	0,0%	
	JULIO	1	0	0	0	0,8%	
	AGOSTO	0	0	0	0	0,0%	
	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,0%	
	OCTUBRE	0	0	0	0	0,0%	
	NOVIEMBRE	1	0	0	0	0,8%	

ANEXO 5.a.

VOLTAJE CRÍTICO DISRUPTIVO

CONFIGURACIÓN: ACAR 3X950 M.C.M

DIAMETRO MEDIO GEOMÉTRICO: 1,613 cm

RADIO DEL SUBCONDUCTOR: 1.424cm

Altura (msnm)	mt	mc	E superficial	δ	β	R eq. (cm)	V fase a fase (kV)	Vc (kV)
2700	1	1	21,21	0,75	0,369	14,38	500	498,32
	0,8	1	21,21	0,75	0,369	14,38	500	398,65
	0,25	1	21,21	0,75	0,369	14,38	500	124,58
	1	0,95	21,21	0,75	0,369	14,38	500	473,40
	0,8	0,95	21,21	0,75	0,369	14,38	500	378,72
	0,25	0,95	21,21	0,75	0,369	14,38	500	118,35
	1	0,84	21,21	0,75	0,369	14,38	500	418,59
	0,8	0,84	21,21	0,75	0,369	14,38	500	334,87
0,25	0,84	21,21	0,75	0,369	14,38	500	104,65	
2500	1	1	21,21	0,76	0,369	14,38	500	506,65
	0,8	1	21,21	0,76	0,369	14,38	500	405,32
	0,25	1	21,21	0,76	0,369	14,38	500	126,66
	1	0,95	21,21	0,76	0,369	14,38	500	481,32
	0,8	0,95	21,21	0,76	0,369	14,38	500	385,05
	0,25	0,95	21,21	0,76	0,369	14,38	500	120,33
	1	0,84	21,21	0,76	0,369	14,38	500	425,58
	0,8	0,84	21,21	0,76	0,369	14,38	500	340,47
0,25	0,84	21,21	0,76	0,369	14,38	500	106,40	
2300	1	1	21,21	0,78	0,369	14,38	500	517,72
	0,8	1	21,21	0,78	0,369	14,38	500	414,18
	0,25	1	21,21	0,78	0,369	14,38	500	129,43
	1	0,95	21,21	0,78	0,369	14,38	500	491,83
	0,8	0,95	21,21	0,78	0,369	14,38	500	393,47
	0,25	0,95	21,21	0,78	0,369	14,38	500	122,96
	1	0,84	21,21	0,78	0,369	14,38	500	434,89
	0,8	0,84	21,21	0,78	0,369	14,38	500	347,91
0,25	0,84	21,21	0,78	0,369	14,38	500	108,72	

2200	1	1	21,21	0,79	0,369	14,38	500	524,90
	0,8	1	21,21	0,79	0,369	14,38	500	419,92
	0,25	1	21,21	0,79	0,369	14,38	500	131,22
	1	0,95	21,21	0,79	0,369	14,38	500	498,65
	0,8	0,95	21,21	0,79	0,369	14,38	500	398,92
	0,25	0,95	21,21	0,79	0,369	14,38	500	124,66
	1	0,84	21,21	0,79	0,369	14,38	500	440,91
	0,8	0,84	21,21	0,79	0,369	14,38	500	352,73
	0,25	0,84	21,21	0,79	0,369	14,38	500	110,23
2000	1	1	21,21	0,80	0,369	14,38	500	531,54
	0,8	1	21,21	0,80	0,369	14,38	500	425,23
	0,25	1	21,21	0,80	0,369	14,38	500	132,88
	1	0,95	21,21	0,80	0,369	14,38	500	504,96
	0,8	0,95	21,21	0,80	0,369	14,38	500	403,97
	0,25	0,95	21,21	0,80	0,369	14,38	500	126,24
	1	0,84	21,21	0,80	0,369	14,38	500	446,49
	0,8	0,84	21,21	0,80	0,369	14,38	500	357,19
	0,25	0,84	21,21	0,80	0,369	14,38	500	111,62
1000	1	1	21,21	0,90	0,369	14,38	500	596,01
	0,8	1	21,21	0,90	0,369	14,38	500	476,81
	0,25	1	21,21	0,90	0,369	14,38	500	149,00
	1	0,95	21,21	0,90	0,369	14,38	500	566,21
	0,8	0,95	21,21	0,90	0,369	14,38	500	452,97
	0,25	0,95	21,21	0,90	0,369	14,38	500	141,55
	1	0,84	21,21	0,90	0,369	14,38	500	500,65
	0,8	0,84	21,21	0,90	0,369	14,38	500	400,52
	0,25	0,84	21,21	0,90	0,369	14,38	500	125,16
550	1	1	21,21	0,94	0,369	14,38	500	625,85
	0,8	1	21,21	0,94	0,369	14,38	500	500,68
	0,25	1	21,21	0,94	0,369	14,38	500	156,46
	1	0,95	21,21	0,94	0,369	14,38	500	594,56
	0,8	0,95	21,21	0,94	0,369	14,38	500	475,65
	0,25	0,95	21,21	0,94	0,369	14,38	500	148,64
	1	0,84	21,21	0,94	0,369	14,38	500	525,71
	0,8	0,84	21,21	0,94	0,369	14,38	500	420,57
	0,25	0,84	21,21	0,94	0,369	14,38	500	131,43
450	1	1	21,21	0,95	0,369	14,38	500	631,20
	0,8	1	21,21	0,95	0,369	14,38	500	504,96
	0,25	1	21,21	0,95	0,369	14,38	500	157,80
	1	0,95	21,21	0,95	0,369	14,38	500	599,64
	0,8	0,95	21,21	0,95	0,369	14,38	500	479,71
	0,25	0,95	21,21	0,95	0,369	14,38	500	149,91
	1	0,84	21,21	0,95	0,369	14,38	500	530,21
	0,8	0,84	21,21	0,95	0,369	14,38	500	424,17

	0,25	0,84	21,21	0,95	0,369	14,38	500	132,55
200	1	1	21,21	0,98	0,369	14,38	500	650,12
	0,8	1	21,21	0,98	0,369	14,38	500	520,09
	0,25	1	21,21	0,98	0,369	14,38	500	162,53
	1	0,95	21,21	0,98	0,369	14,38	500	617,61
	0,8	0,95	21,21	0,98	0,369	14,38	500	494,09
	0,25	0,95	21,21	0,98	0,369	14,38	500	154,40
	1	0,84	21,21	0,98	0,369	14,38	500	546,10
	0,8	0,84	21,21	0,98	0,369	14,38	500	436,88
	0,25	0,84	21,21	0,98	0,369	14,38	500	136,52
100	1	1	21,21	0,99	0,369	14,38	500	657,23
	0,8	1	21,21	0,99	0,369	14,38	500	525,78
	0,25	1	21,21	0,99	0,369	14,38	500	164,31
	1	0,95	21,21	0,99	0,369	14,38	500	624,37
	0,8	0,95	21,21	0,99	0,369	14,38	500	499,49
	0,25	0,95	21,21	0,99	0,369	14,38	500	156,09
	1	0,84	21,21	0,99	0,369	14,38	500	552,07
	0,8	0,84	21,21	0,99	0,369	14,38	500	441,66
	0,25	0,84	21,21	0,99	0,369	14,38	500	138,02
80	1	1	21,21	0,99	0,369	14,38	500	658,66
	0,8	1	21,21	0,99	0,369	14,38	500	526,93
	0,25	1	21,21	0,99	0,369	14,38	500	164,66
	1	0,95	21,21	0,99	0,369	14,38	500	625,73
	0,8	0,95	21,21	0,99	0,369	14,38	500	500,58
	0,25	0,95	21,21	0,99	0,369	14,38	500	156,43
	1	0,84	21,21	0,99	0,369	14,38	500	553,27
	0,8	0,84	21,21	0,99	0,369	14,38	500	442,62
	0,25	0,84	21,21	0,99	0,369	14,38	500	138,32
5	1	1	21,21	1,00	0,369	14,38	500	664,05
	0,8	1	21,21	1,00	0,369	14,38	500	531,24
	0,25	1	21,21	1,00	0,369	14,38	500	166,01
	1	0,95	21,21	1,00	0,369	14,38	500	630,85
	0,8	0,95	21,21	1,00	0,369	14,38	500	504,68
	0,25	0,95	21,21	1,00	0,369	14,38	500	157,71
	1	0,84	21,21	1,00	0,369	14,38	500	557,81
	0,8	0,84	21,21	1,00	0,369	14,38	500	446,24
	0,25	0,84	21,21	1,00	0,369	14,38	500	139,45

ANEXO 5.b.

VOLTAJE CRÍTICO DISRUPTIVO

CONFIGURACIÓN: ACAR 4X750 M.C.M

DIAMETRO MEDIO GEOMÉTRICO: 1,613 cm

RADIO DEL SUBCONDUCTOR: 1.27 cm

Altura (msnm)	mt	mc	E superficial	δ	β	Req.(cm)	V fase a fase(kV)	Vc (kV)
2700	1	1	21,21	0,75	0,28	20,33	500	541,00
	0,8	1	21,21	0,75	0,28	20,33	500	432,80
	0,25	1	21,21	0,75	0,28	20,33	500	135,25
	1	0,95	21,21	0,75	0,28	20,33	500	513,95
	0,8	0,95	21,21	0,75	0,28	20,33	500	411,16
	0,25	0,95	21,21	0,75	0,28	20,33	500	128,49
	1	0,84	21,21	0,75	0,28	20,33	500	454,44
	0,8	0,84	21,21	0,75	0,28	20,33	500	363,55
2500	0,25	0,84	21,21	0,75	0,28	20,33	500	113,61
	1	1	21,21	0,76	0,28	20,33	500	550,05
	0,8	1	21,21	0,76	0,28	20,33	500	440,04
	0,25	1	21,21	0,76	0,28	20,33	500	137,51
	1	0,95	21,21	0,76	0,28	20,33	500	522,54
	0,8	0,95	21,21	0,76	0,28	20,33	500	418,04
	0,25	0,95	21,21	0,76	0,28	20,33	500	130,64
	1	0,84	21,21	0,76	0,28	20,33	500	462,04
2300	0,8	0,84	21,21	0,76	0,28	20,33	500	369,63
	0,25	0,84	21,21	0,76	0,28	20,33	500	115,51
	1	1	21,21	0,78	0,28	20,33	500	562,07
	0,8	1	21,21	0,78	0,28	20,33	500	449,65
	0,25	1	21,21	0,78	0,28	20,33	500	140,52
	1	0,95	21,21	0,78	0,28	20,33	500	533,96
	0,8	0,95	21,21	0,78	0,28	20,33	500	427,17
	0,25	0,95	21,21	0,78	0,28	20,33	500	133,49
	1	0,84	21,21	0,78	0,28	20,33	500	472,14
0,8	0,84	21,21	0,78	0,28	20,33	500	377,71	
0,25	0,84	21,21	0,78	0,28	20,33	500	118,03	

2200	1	1	21,21	0,79	0,28	20,33	500	569,86
	0,8	1	21,21	0,79	0,28	20,33	500	455,89
	0,25	1	21,21	0,79	0,28	20,33	500	142,46
	1	0,95	21,21	0,79	0,28	20,33	500	541,36
	0,8	0,95	21,21	0,79	0,28	20,33	500	433,09
	0,25	0,95	21,21	0,79	0,28	20,33	500	135,34
	1	0,84	21,21	0,79	0,28	20,33	500	478,68
	0,8	0,84	21,21	0,79	0,28	20,33	500	382,94
	0,25	0,84	21,21	0,79	0,28	20,33	500	119,67
2000	1	1	21,21	0,80	0,28	20,33	500	577,07
	0,8	1	21,21	0,80	0,28	20,33	500	461,66
	0,25	1	21,21	0,80	0,28	20,33	500	144,27
	1	0,95	21,21	0,80	0,28	20,33	500	548,22
	0,8	0,95	21,21	0,80	0,28	20,33	500	438,57
	0,25	0,95	21,21	0,80	0,28	20,33	500	137,05
	1	0,84	21,21	0,80	0,28	20,33	500	484,74
	0,8	0,84	21,21	0,80	0,28	20,33	500	387,79
	0,25	0,84	21,21	0,80	0,28	20,33	500	121,18
1000	1	1	21,21	0,90	0,28	20,33	500	647,06
	0,8	1	21,21	0,90	0,28	20,33	500	517,65
	0,25	1	21,21	0,90	0,28	20,33	500	161,76
	1	0,95	21,21	0,90	0,28	20,33	500	614,71
	0,8	0,95	21,21	0,90	0,28	20,33	500	491,77
	0,25	0,95	21,21	0,90	0,28	20,33	500	153,68
	1	0,84	21,21	0,90	0,28	20,33	500	543,53
	0,8	0,84	21,21	0,90	0,28	20,33	500	434,82
	0,25	0,84	21,21	0,90	0,28	20,33	500	135,88
550	1	1	21,21	0,94	0,28	20,33	500	679,46
	0,8	1	21,21	0,94	0,28	20,33	500	543,57
	0,25	1	21,21	0,94	0,28	20,33	500	169,87
	1	0,95	21,21	0,94	0,28	20,33	500	645,49
	0,8	0,95	21,21	0,94	0,28	20,33	500	516,39
	0,25	0,95	21,21	0,94	0,28	20,33	500	161,37
	1	0,84	21,21	0,94	0,28	20,33	500	570,75
	0,8	0,84	21,21	0,94	0,28	20,33	500	456,60
	0,25	0,84	21,21	0,94	0,28	20,33	500	142,69
450	1	1	21,21	0,95	0,28	20,33	500	685,27
	0,8	1	21,21	0,95	0,28	20,33	500	548,22
	0,25	1	21,21	0,95	0,28	20,33	500	171,32
	1	0,95	21,21	0,95	0,28	20,33	500	651,01
	0,8	0,95	21,21	0,95	0,28	20,33	500	520,81
	0,25	0,95	21,21	0,95	0,28	20,33	500	162,75
	1	0,84	21,21	0,95	0,28	20,33	500	575,63
	0,8	0,84	21,21	0,95	0,28	20,33	500	460,50

	0,25	0,84	21,21	0,95	0,28	20,33	500	143,91
200	1	1	21,21	0,98	0,28	20,33	500	705,81
	0,8	1	21,21	0,98	0,28	20,33	500	564,65
	0,25	1	21,21	0,98	0,28	20,33	500	176,45
	1	0,95	21,21	0,98	0,28	20,33	500	670,52
	0,8	0,95	21,21	0,98	0,28	20,33	500	536,41
	0,25	0,95	21,21	0,98	0,28	20,33	500	167,63
	1	0,84	21,21	0,98	0,28	20,33	500	592,88
	0,8	0,84	21,21	0,98	0,28	20,33	500	474,30
	0,25	0,84	21,21	0,98	0,28	20,33	500	148,22
100	1	1	21,21	0,99	0,28	20,33	500	713,52
	0,8	1	21,21	0,99	0,28	20,33	500	570,82
	0,25	1	21,21	0,99	0,28	20,33	500	178,38
	1	0,95	21,21	0,99	0,28	20,33	500	677,85
	0,8	0,95	21,21	0,99	0,28	20,33	500	542,28
	0,25	0,95	21,21	0,99	0,28	20,33	500	169,46
	1	0,84	21,21	0,99	0,28	20,33	500	599,36
	0,8	0,84	21,21	0,99	0,28	20,33	500	479,49
	0,25	0,84	21,21	0,99	0,28	20,33	500	149,84
80	1	1	21,21	0,99	0,28	20,33	500	715,08
	0,8	1	21,21	0,99	0,28	20,33	500	572,06
	0,25	1	21,21	0,99	0,28	20,33	500	178,77
	1	0,95	21,21	0,99	0,28	20,33	500	679,32
	0,8	0,95	21,21	0,99	0,28	20,33	500	543,46
	0,25	0,95	21,21	0,99	0,28	20,33	500	169,83
	1	0,84	21,21	0,99	0,28	20,33	500	600,67
	0,8	0,84	21,21	0,99	0,28	20,33	500	480,53
	0,25	0,84	21,21	0,99	0,28	20,33	500	150,17
5	1	1	21,21	1,00	0,28	20,33	500	720,94
	0,8	1	21,21	1,00	0,28	20,33	500	576,75
	0,25	1	21,21	1,00	0,28	20,33	500	180,23
	1	0,95	21,21	1,00	0,28	20,33	500	684,89
	0,8	0,95	21,21	1,00	0,28	20,33	500	547,91
	0,25	0,95	21,21	1,00	0,28	20,33	500	171,22
	1	0,84	21,21	1,00	0,28	20,33	500	605,59
	0,8	0,84	21,21	1,00	0,28	20,33	500	484,47
	0,25	0,84	21,21	1,00	0,28	20,33	500	151,40

ANEXO 6.a

GRADIENTE MÁXIMO Y CRÍTICO

CONFIGURACIÓN: ACAR 3X950 M.C.M

Altura (msnm)	mt	mc	E superficial	δ	r (cm)	Ec	Emáx	Comparación
2800	1	1	21,21	0,74	1,424	20,36	22,03	SI HAY CORONA
	0,8	1	21,21	0,74	1,424	16,28	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	1	21,21	0,74	1,424	5,09	22,03	SI HAY CORONA
	1	0,95	21,21	0,74	1,424	19,34	22,03	SI HAY CORONA
	0,8	0,95	21,21	0,74	1,424	15,47	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,95	21,21	0,74	1,424	4,83	22,03	SI HAY CORONA
	1	0,84	21,21	0,74	1,424	17,10	22,03	SI HAY CORONA
	0,8	0,84	21,21	0,74	1,424	13,68	22,03	SI HAY CORONA
2500	0,25	0,84	21,21	0,74	1,424	4,27	22,03	SI HAY CORONA
	1	1	21,21	0,76	1,424	20,95	22,03	SI HAY CORONA
	0,8	1	21,21	0,76	1,424	16,76	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	1	21,21	0,76	1,424	5,23	22,03	SI HAY CORONA
	1	0,95	21,21	0,76	1,424	19,90	22,03	SI HAY CORONA
	0,8	0,95	21,21	0,76	1,424	15,92	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,95	21,21	0,76	1,424	4,97	22,03	SI HAY CORONA
	1	0,84	21,21	0,76	1,424	17,60	22,03	SI HAY CORONA
2300	0,8	0,84	21,21	0,76	1,424	14,08	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,84	21,21	0,76	1,424	4,40	22,03	SI HAY CORONA
	1	1	21,21	0,78	1,424	21,35	22,03	SI HAY CORONA
	0,8	1	21,21	0,78	1,424	17,08	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	1	21,21	0,78	1,424	5,33	22,03	SI HAY CORONA
	1	0,95	21,21	0,78	1,424	20,29	22,03	SI HAY CORONA
	0,8	0,95	21,21	0,78	1,424	16,23	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,95	21,21	0,78	1,424	5,07	22,03	SI HAY CORONA
1000	1	0,84	21,21	0,78	1,424	17,94	22,03	SI HAY CORONA
	0,8	0,84	21,21	0,78	1,424	14,35	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,84	21,21	0,78	1,424	4,48	22,03	SI HAY CORONA
	1	1	21,21	0,90	1,424	24,21	22,03	NO HAY CORONA
	0,8	1	21,21	0,90	1,424	19,36	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	1	21,21	0,90	1,424	6,05	22,03	SI HAY CORONA
1000	1	0,95	21,21	0,90	1,424	23,00	22,03	NO HAY CORONA
	0,8	0,95	21,21	0,90	1,424	18,40	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,95	21,21	0,90	1,424	5,75	22,03	SI HAY CORONA

1000	1	0,84	21,21	0,90	1,424	20,33	22,03	SI HAY CORONA
	0,8	0,84	21,21	0,90	1,424	16,26	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,84	21,21	0,90	1,424	5,08	22,03	SI HAY CORONA
550	1	1	21,21	0,94	1,424	25,29	22,03	NO HAY CORONA
	0,8	1	21,21	0,94	1,424	20,23	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	1	21,21	0,94	1,424	6,32	22,03	SI HAY CORONA
	1	0,95	21,21	0,94	1,424	24,02	22,03	NO HAY CORONA
	0,8	0,95	21,21	0,94	1,424	19,22	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,95	21,21	0,94	1,424	6,00	22,03	SI HAY CORONA
	1	0,84	21,21	0,94	1,424	21,24	22,03	SI HAY CORONA
	0,8	0,84	21,21	0,94	1,424	16,99	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,84	21,21	0,94	1,424	5,31	22,03	SI HAY CORONA
200	1	1	21,21	0,98	1,424	26,16	22,03	NO HAY CORONA
	0,8	1	21,21	0,98	1,424	20,93	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	1	21,21	0,98	1,424	6,54	22,03	SI HAY CORONA
	1	0,95	21,21	0,98	1,424	24,86	22,03	NO HAY CORONA
	0,8	0,95	21,21	0,98	1,424	19,88	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,95	21,21	0,98	1,424	6,21	22,03	SI HAY CORONA
	1	0,84	21,21	0,98	1,424	21,98	22,03	SI HAY CORONA
	0,8	0,84	21,21	0,98	1,424	17,58	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,84	21,21	0,98	1,424	5,49	22,03	SI HAY CORONA
80	1	1	21,21	0,99	1,424	26,47	22,03	NO HAY CORONA
	0,8	1	21,21	0,99	1,424	21,18	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	1	21,21	0,99	1,424	6,61	22,03	SI HAY CORONA
	1	0,95	21,21	0,99	1,424	25,15	22,03	NO HAY CORONA
	0,8	0,95	21,21	0,99	1,424	20,12	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,95	21,21	0,99	1,424	6,28	22,03	SI HAY CORONA
	1	0,84	21,21	0,99	1,424	22,24	22,03	NO HAY CORONA
	0,8	0,84	21,21	0,99	1,424	17,79	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,84	21,21	0,99	1,424	5,56	22,03	SI HAY CORONA
5	1	1	21,21	1,00	1,424	26,67	22,03	NO HAY CORONA
	0,8	1	21,21	1,00	1,424	21,33	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	1	21,21	1,00	1,424	6,66	22,03	SI HAY CORONA
	1	0,95	21,21	1,00	1,424	25,33	22,03	NO HAY CORONA
	0,8	0,95	21,21	1,00	1,424	20,27	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,95	21,21	1,00	1,424	6,33	22,03	SI HAY CORONA
	1	0,84	21,21	1,00	1,424	22,40	22,03	NO HAY CORONA
	0,8	0,84	21,21	1,00	1,424	17,92	22,03	SI HAY CORONA
	0,25	0,84	21,21	1,00	1,424	5,60	22,03	SI HAY CORONA

ANEXO 6.b.

GRADIENTE MÁXIMO Y CRÍTICO

CONFIGURACIÓN: ACAR 4X750 M.C.M

ALTURA (msnm)	(mt)	(mc)	E superfi- cial	δ	r (cm)	Ec	Emáx	Comparación
2700	1	1	21.21	0,72	1.27	20.2	22.03	SI HAY CORONA
	0,8	1	21.21	0,72	1.27	16.20	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	1	21.21	0.72	1.27	5.06	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.95	21.21	0.72	1.27	19.24	22.03	SI HAY CORONA
	0.8	0.95	21.21	0.72	1.27	15.39	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.95	21.21	0.72	1.27	4.81	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.84	21.21	0.72	1.27	17.01	22.03	SI HAY CORONA
	0.8	0.84	21.21	0.72	1.27	13.61	22.03	SI HAY CORONA
2500	0.25	0.84	21.21	0.72	1.27	4.25	22.03	SI HAY CORONA
	1	1	21.21	0.74	1.27	20.64	22.03	SI HAY CORONA
	0.8	1	21.21	0.74	1.27	16.51	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	1	21.21	0.74	1.27	5.16	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.95	21.21	0.74	1.27	19.61	22.03	SI HAY CORONA
	0.8	0.95	21.21	0.74	1.27	15.69	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.95	21.21	0.74	1.27	4.90	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.84	21.21	0.74	1.27	17.34	22.03	SI HAY CORONA
2300	0.8	0.84	21.21	0.74	1.27	13.87	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.84	21.21	0.74	1.27	4.33	22.03	SI HAY CORONA
	1	1	21.21	0.76	1.27	21.24	22.03	SI HAY CORONA
	0.8	1	21.21	0.76	1.27	16.99	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	1	21.21	0.76	1.27	5.31	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.95	21.21	0.76	1.27	20.18	22.03	SI HAY CORONA
	0.8	0.95	21.21	0.76	1.27	16.14	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.95	21.21	0.76	1.27	5.04	22.03	SI HAY CORONA
2200	1	0.84	21.21	0.76	1.27	17.84	22.03	SI HAY CORONA
	0.8	0.84	21.21	0.76	1.27	14.27	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.84	21.21	0.76	1.27	4.46	22.03	SI HAY CORONA
	1	1	21.21	0.78	1.27	21.65	22.03	SI HAY CORONA
	0.8	1	21.21	0.78	1.27	17.32	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	1	21.21	0.78	1.27	5.41	22.03	SI HAY CORONA
2200	1	0.95	21.21	0.78	1.27	20.56	22.03	SI HAY CORONA
	0.8	0.95	21.21	0.78	1.27	16.45	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.95	21.21	0.78	1.27	5.14	22.03	SI HAY CORONA

2200	1	0.84	21.21	0.78	1.27	18.18	22.03	SI HAY CORONA
	0.8	0.84	21.21	0.78	1.27	14.55	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.84	21.21	0.78	1.27	4.54	22.03	SI HAY CORONA
2000	1	1	21.21	0.90	1.27	24.52	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	1	21.21	0.90	1.27	19.61	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	1	21.21	0.90	1.27	6.13	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.95	21.21	0.90	1.27	23.29	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	0.95	21.21	0.90	1.27	18.63	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.95	21.21	0.90	1.27	5.82	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.84	21.21	0.90	1.27	20.60	22.03	SI HAY CORONA
	0.8	0.84	21.21	0.90	1.27	16.48	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.84	21.21	0.90	1.27	5.15	22.03	SI HAY CORONA
1000	1	1	21.21	0.94	1.27	25.61	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	1	21.21	0.94	1.27	20.49	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	1	21.21	0.94	1.27	6.40	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.95	21.21	0.94	1.27	24.33	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	0.95	21.21	0.94	1.27	19.46	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.95	21.21	0.94	1.27	6.08	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.84	21.21	0.94	1.27	21.51	22.03	SI HAY CORONA
	0.8	0.84	21.21	0.94	1.27	17.21	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.84	21.21	0.94	1.27	5.37	22.03	SI HAY CORONA
550	1	1	21.21	0.98	1.27	26.49	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	1	21.21	0.98	1.27	21.19	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	1	21.21	0.98	1.27	6.62	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.95	21.21	0.98	1.27	25.17	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	0.95	21.21	0.98	1.27	20.13	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.95	21.21	0.98	1.27	6.29	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.84	21.21	0.98	1.27	22.25	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	0.84	21.21	0.98	1.27	17.80	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.84	21.21	0.98	1.27	5.56	22.03	SI HAY CORONA
450	1	1	21.21	0.99	1.27	26.80	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	1	21.21	0.99	1.27	21.44	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	1	21.21	0.99	1.27	6.70	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.95	21.21	0.99	1.27	25.46	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	0.95	21.21	0.99	1.27	20.37	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.95	21.21	0.99	1.27	6.36	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.84	21.21	0.99	1.27	22.51	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	0.84	21.21	0.99	1.27	18.01	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.84	21.21	0.99	1.27	5.62	22.03	SI HAY CORONA
200	1	1	21.21	1.00	1.27	27.00	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	1	21.21	1.00	1.27	21.60	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	1	21.21	1.00	1.27	6.75	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.95	21.21	1.00	1.27	25.65	22.03	NO HAYCORONA

	0.8	0.95	21.21	1.00	1.27	20.52	22.03	SI HAY CORONA
200	0.25	0.95	21.21	1.00	1.27	6.41	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.84	21.21	1.00	1.27	22.68	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	0.84	21.21	1.00	1.27	18.14	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.84	21.21	1.00	1.27	5.67	22.03	SI HAY CORONA
	1	1	21.21	1.00	1.27	27.00	22.03	NO HAYCORONA
100	0.8	1	21.21	1.00	1.27	21.60	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	1	21.21	1.00	1.27	6.75	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.95	21.21	1.00	1.27	25.65	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	0.95	21.21	1.00	1.27	20.52	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.95	21.21	1.00	1.27	6.41	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.84	21.21	1.00	1.27	22.68	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	0.84	21.21	1.00	1.27	18.14	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.84	21.21	1.00	1.27	5.67	22.03	SI HAY CORONA
	1	1	21.21	1.00	1.27	27.00	22.03	NO HAYCORONA
80	0.8	1	21.21	1.00	1.27	21.60	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	1	21.21	1.00	1.27	6.750	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.95	21.21	1.00	1.27	25.60	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	0.95	21.21	1.00	1.27	20.52	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.95	21.21	1.00	1.27	6.41	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.84	21.21	1.00	1.27	22.68	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	0.84	21.21	1.00	1.27	18.14	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.84	21.21	1.00	1.27	5.67	22.03	SI HAY CORONA
	1	1	21.21	1.00	1.27	27.00	22.03	NO HAYCORONA
5	0.8	1	21.21	1.00	1.27	21.60	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	1	21.21	1.00	1.27	6.75	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.95	21.21	1.00	1.27	25.65	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	0.95	21.21	1.00	1.27	20.52	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.95	21.21	1.00	1.27	6.41	22.03	SI HAY CORONA
	1	0.84	21.21	1.00	1.27	22.68	22.03	NO HAYCORONA
	0.8	0.84	21.21	1.00	1.27	18.14	22.03	SI HAY CORONA
	0.25	0.84	21.21	1.00	1.27	5.67	22.03	SI HAY CORONA
	1	1	21.21	1.00	1.27	27.00	22.03	NO HAYCORONA

ANEXO 7.a.

PÉRDIDAS DE POTENCIA (Kw/Km/fase)

CONFIGURACIÓN: 3X950 ACAR

DIAMETRO MEDIO GEOMÉTRICO: 1,613 cm

RADIO DEL CONDUCTOR: 1.42 cm

Altura (msnm)	mc	δ	f (Hz)	V fase a fase (kV)	Vc (kV)	Comparación	Pérdidas
3000	1	0,72	60	500	479,60	SI HAY CORONA	3,51
	1	0,72	60	500	383,68	SI HAY CORONA	113,99
	1	0,72	60	500	119,90	SI HAY CORONA	1217,19
	0,95	0,72	60	500	455,62	SI HAY CORONA	16,59
	0,95	0,72	60	500	364,50	SI HAY CORONA	154,69
	0,95	0,72	60	500	113,91	SI HAY CORONA	1255,89
	0,84	0,72	60	500	402,87	SI HAY CORONA	79,49
	0,84	0,72	60	500	322,29	SI HAY CORONA	266,06
2700	1	0,74	60	500	497,89	SI HAY CORONA	0,04
	1	0,74	60	500	398,31	SI HAY CORONA	85,26
	1	0,74	60	500	124,47	SI HAY CORONA	1162,71
	0,95	0,74	60	500	472,99	SI HAY CORONA	6,01
	0,95	0,74	60	500	378,39	SI HAY CORONA	121,93
	0,95	0,74	60	500	118,25	SI HAY CORONA	1201,57
	0,84	0,74	60	500	418,22	SI HAY CORONA	55,14
	0,84	0,74	60	500	334,58	SI HAY CORONA	225,61
2500	1	0,76	60	500	506,21	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,76	60	500	404,97	SI HAY CORONA	72,09
	1	0,76	60	500	126,55	SI HAY CORONA	1113,20
	0,95	0,76	60	500	480,90	SI HAY CORONA	2,91
	0,95	0,76	60	500	384,72	SI HAY CORONA	106,08
	0,95	0,76	60	500	120,22	SI HAY CORONA	1151,24
	0,84	0,76	60	500	425,22	SI HAY CORONA	44,64
	0,84	0,76	60	500	340,17	SI HAY CORONA	203,90
2300	1	0,78	60	500	517,27	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,78	60	500	413,82	SI HAY CORONA	58,02
	1	0,78	60	500	129,32	SI HAY CORONA	1073,32

2300	0,95	0,78	60	500	491,41	SI HAY CORONA	0,58
	0,95	0,78	60	500	393,13	SI HAY CORONA	89,22
	0,95	0,78	60	500	122,85	SI HAY CORONA	1111,09
	0,84	0,78	60	500	434,51	SI HAY CORONA	33,50
	0,84	0,78	60	500	347,61	SI HAY CORONA	181,41
	0,84	0,78	60	500	108,63	SI HAY CORONA	1196,48
2200	1	0,79	60	500	524,44	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,79	60	500	419,55	SI HAY CORONA	49,86
	1	0,79	60	500	131,11	SI HAY CORONA	1048,43
	0,95	0,79	60	500	498,22	SI HAY CORONA	0,02
	0,95	0,79	60	500	398,57	SI HAY CORONA	79,26
	0,95	0,79	60	500	124,55	SI HAY CORONA	1086,03
	0,84	0,79	60	500	440,53	SI HAY CORONA	27,25
	0,84	0,79	60	500	352,42	SI HAY CORONA	167,79
2000	0,84	0,79	60	500	110,13	SI HAY CORONA	1171,06
	1	0,80	60	500	531,08	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,80	60	500	424,86	SI HAY CORONA	42,95
	1	0,80	60	500	132,77	SI HAY CORONA	1026,03
	0,95	0,80	60	500	504,53	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,80	60	500	403,62	SI HAY CORONA	70,67
	0,95	0,80	60	500	126,13	SI HAY CORONA	1063,46
	0,84	0,80	60	500	446,11	SI HAY CORONA	22,10
1000	0,84	0,80	60	500	356,89	SI HAY CORONA	155,83
	0,84	0,80	60	500	111,53	SI HAY CORONA	1148,17
	1	0,90	60	500	595,49	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,90	60	500	476,39	SI HAY CORONA	3,78
	1	0,90	60	500	148,87	SI HAY CORONA	836,56
	0,95	0,90	60	500	565,72	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,90	60	500	452,57	SI HAY CORONA	15,26
	0,95	0,90	60	500	141,43	SI HAY CORONA	872,41
550	0,84	0,90	60	500	500,21	NO HAY CORONA	0,00
	0,84	0,90	60	500	400,17	SI HAY CORONA	67,62
	0,84	0,90	60	500	125,05	SI HAY CORONA	953,91
	1	0,94	60	500	625,31	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,94	60	500	500,25	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,94	60	500	156,33	SI HAY CORONA	763,20
	0,95	0,94	60	500	594,04	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,94	60	500	475,23	SI HAY CORONA	3,96
450	0,95	0,94	60	500	148,51	SI HAY CORONA	798,31
	0,84	0,94	60	500	525,26	NO HAY CORONA	0,00
	0,84	0,94	60	500	420,21	SI HAY CORONA	41,14
	0,84	0,94	60	500	131,31	SI HAY CORONA	878,34
450	1	0,95	60	500	630,66	NO HAY CORONA	0,00

450	1	0,95	60	500	504,53	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,95	60	500	157,66	SI HAY CORONA	750,85
	0,95	0,95	60	500	599,12	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,95	60	500	479,30	SI HAY CORONA	2,75
	0,95	0,95	60	500	149,78	SI HAY CORONA	785,83
	0,84	0,95	60	500	529,75	NO HAY CORONA	0,00
	0,84	0,95	60	500	423,80	SI HAY CORONA	37,20
	0,84	0,95	60	500	132,44	SI HAY CORONA	865,59
200	1	0,98	60	500	649,55	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,98	60	500	519,64	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,98	60	500	162,39	SI HAY CORONA	709,02
	0,95	0,98	60	500	617,08	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,98	60	500	493,66	SI HAY CORONA	0,25
	0,95	0,98	60	500	154,27	SI HAY CORONA	743,54
	0,84	0,98	60	500	545,63	NO HAY CORONA	0,00
	0,84	0,98	60	500	436,50	SI HAY CORONA	25,08
100	0,84	0,98	60	500	136,41	SI HAY CORONA	822,36
	1	0,99	60	500	656,66	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,99	60	500	525,33	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,99	60	500	164,16	SI HAY CORONA	694,00
	0,95	0,99	60	500	623,82	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,99	60	500	499,06	SI HAY CORONA	0,01
	0,95	0,99	60	500	155,96	SI HAY CORONA	728,34
	0,84	0,99	60	500	551,59	NO HAY CORONA	0,00
80	0,84	0,99	60	500	441,27	SI HAY CORONA	21,22
	0,84	0,99	60	500	137,90	SI HAY CORONA	806,80
	1	0,99	60	500	658,09	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,99	60	500	526,47	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,99	60	500	164,52	SI HAY CORONA	691,02
	0,95	0,99	60	500	625,18	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,99	60	500	500,15	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,99	60	500	156,30	SI HAY CORONA	725,32
5	0,84	0,99	60	500	552,79	NO HAY CORONA	0,00
	0,84	0,99	60	500	442,23	SI HAY CORONA	20,49
	0,84	0,99	60	500	138,20	SI HAY CORONA	803,71
	1	1,00	60	500	663,48	NO HAY CORONA	0,00
	1	1,00	60	500	530,78	NO HAY CORONA	0,00
	1	1,00	60	500	165,87	SI HAY CORONA	679,90
	0,95	1,00	60	500	630,30	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	1,00	60	500	504,24	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	1,00	60	500	157,58	SI HAY CORONA	714,07
	0,84	1,00	60	500	557,32	NO HAY CORONA	0,00
	0,84	1,00	60	500	445,86	SI HAY CORONA	17,85
	0,84	1,00	60	500	139,33	SI HAY CORONA	792,20

ANEXO 7.b.

PÉRDIDAS DE POTENCIA (Kw/Km/fase)

CONFIGURACIÓN: 4X750 ACAR

DIAMETRO MEDIO GEOMÉTRICO: 1,613 cm

RADIO DEL CONDUCTOR: 1.27 cm

Altura (msnm)	mc	δ	F (Hz)	V fase a fase (kV)	Vc (kV)	Comparación	Pérdidas
2700	1	0,75	60	500	542,20	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,75	60	500	433,76	SI HAY CORONA	44,77
	1	0,75	60	500	135,55	SI HAY CORONA	1355,16
	0,95	0,75	60	500	515,09	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,75	60	500	412,07	SI HAY CORONA	78,88
	0,95	0,75	60	500	128,77	SI HAY CORONA	1406,03
	0,84	0,75	60	500	455,45	SI HAY CORONA	20,25
	0,84	0,75	60	500	364,36	SI HAY CORONA	187,72
	0,84	0,75	60	500	113,86	SI HAY CORONA	1521,24
2500	1	0,76	60	500	551,26	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,76	60	500	441,01	SI HAY CORONA	34,92
	1	0,76	60	500	137,82	SI HAY CORONA	1316,36
	0,95	0,76	60	500	523,70	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,76	60	500	418,96	SI HAY CORONA	65,91
	0,95	0,76	60	500	130,92	SI HAY CORONA	1366,92
	0,84	0,76	60	500	463,06	SI HAY CORONA	13,69
	0,84	0,76	60	500	370,45	SI HAY CORONA	168,42
	0,84	0,76	60	500	115,77	SI HAY CORONA	1481,52
2300	1	0,78	60	500	563,31	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,78	60	500	450,65	SI HAY CORONA	23,92
	1	0,78	60	500	140,83	SI HAY CORONA	1266,87
	0,95	0,78	60	500	535,14	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,78	60	500	428,12	SI HAY CORONA	50,75
	0,95	0,78	60	500	133,79	SI HAY CORONA	1317,03
	0,84	0,78	60	500	473,18	SI HAY CORONA	7,06
	0,84	0,78	60	500	378,54	SI HAY CORONA	144,86
	0,84	0,78	60	500	118,30	SI HAY CORONA	1430,80
2200	1	0,79	60	500	571,12	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,79	60	500	456,89	SI HAY CORONA	18,00

2200	1	0,79	60	500	142,78	SI HAY CORONA	1236,01
	0,95	0,79	60	500	542,56	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,79	60	500	434,05	SI HAY CORONA	42,13
	0,95	0,79	60	500	135,64	SI HAY CORONA	1285,90
	0,84	0,79	60	500	479,74	SI HAY CORONA	3,98
	0,84	0,79	60	500	383,79	SI HAY CORONA	130,81
	0,84	0,79	60	500	119,93	SI HAY CORONA	1399,15
2000	1	0,80	60	500	578,35	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,80	60	500	462,68	SI HAY CORONA	13,32
	1	0,80	60	500	144,59	SI HAY CORONA	1208,24
	0,95	0,80	60	500	549,43	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,80	60	500	439,54	SI HAY CORONA	34,96
	0,95	0,80	60	500	137,36	SI HAY CORONA	1257,89
	0,84	0,80	60	500	485,81	SI HAY CORONA	1,93
	0,84	0,80	60	500	388,65	SI HAY CORONA	118,60
	0,84	0,80	60	500	121,45	SI HAY CORONA	1370,64
1000	1	0,90	60	500	648,49	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,90	60	500	518,79	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,90	60	500	162,12	SI HAY CORONA	973,84
	0,95	0,90	60	500	616,07	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,90	60	500	492,85	SI HAY CORONA	0,44
	0,95	0,90	60	500	154,02	SI HAY CORONA	1021,13
	0,84	0,90	60	500	544,73	NO HAY CORONA	0,00
	0,84	0,90	60	500	435,79	SI HAY CORONA	35,18
	0,84	0,90	60	500	136,18	SI HAY CORONA	1129,11
550	1	0,94	60	500	680,96	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,94	60	500	544,77	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,94	60	500	170,24	SI HAY CORONA	883,37
	0,95	0,94	60	500	646,91	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,94	60	500	517,53	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,94	60	500	161,73	SI HAY CORONA	929,57
	0,84	0,94	60	500	572,01	NO HAY CORONA	0,00
	0,84	0,94	60	500	457,61	SI HAY CORONA	14,60
	0,84	0,94	60	500	143,00	SI HAY CORONA	1035,34
450	1	0,95	60	500	686,79	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,95	60	500	549,43	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,95	60	500	171,70	SI HAY CORONA	868,16
	0,95	0,95	60	500	652,45	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,95	60	500	521,96	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,95	60	500	163,11	SI HAY CORONA	914,16
	0,84	0,95	60	500	576,90	NO HAY CORONA	0,00
	0,84	0,95	60	500	461,52	SI HAY CORONA	11,93
	0,84	0,95	60	500	144,23	SI HAY CORONA	1019,53

200	1	0,98	60	500	707,37	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,98	60	500	565,89	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,98	60	500	176,84	SI HAY CORONA	816,69
	0,95	0,98	60	500	672,00	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,98	60	500	537,60	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,98	60	500	168,00	SI HAY CORONA	862,00
	0,84	0,98	60	500	594,19	NO HAY CORONA	0,00
	0,84	0,98	60	500	475,35	SI HAY CORONA	4,75
	0,84	0,98	60	500	148,55	SI HAY CORONA	965,97
100	1	0,99	60	500	715,10	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,99	60	500	572,08	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,99	60	500	178,78	SI HAY CORONA	798,22
	0,95	0,99	60	500	679,35	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,99	60	500	543,48	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,99	60	500	169,84	SI HAY CORONA	843,26
	0,84	0,99	60	500	600,69	NO HAY CORONA	0,00
	0,84	0,99	60	500	480,55	SI HAY CORONA	2,93
	0,84	0,99	60	500	150,17	SI HAY CORONA	946,71
80	1	0,99	60	500	716,66	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,99	60	500	573,33	NO HAY CORONA	0,00
	1	0,99	60	500	179,16	SI HAY CORONA	794,56
	0,95	0,99	60	500	680,83	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,99	60	500	544,66	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	0,99	60	500	170,21	SI HAY CORONA	839,55
	0,84	0,99	60	500	601,99	NO HAY CORONA	0,00
	0,84	0,99	60	500	481,59	SI HAY CORONA	2,61
	0,84	0,99	60	500	150,50	SI HAY CORONA	942,88
5	1	1,00	60	500	722,53	NO HAY CORONA	0,00
	1	1,00	60	500	578,02	NO HAY CORONA	0,00
	1	1,00	60	500	180,63	SI HAY CORONA	780,90
	0,95	1,00	60	500	686,40	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	1,00	60	500	549,12	NO HAY CORONA	0,00
	0,95	1,00	60	500	171,60	SI HAY CORONA	825,70
	0,84	1,00	60	500	606,92	NO HAY CORONA	0,00
	0,84	1,00	60	500	485,54	SI HAY CORONA	1,60
	0,84	1,00	60	500	151,73	SI HAY CORONA	928,64

ANEXO 8.a

Pág. 1/3

PÉRDIDAS DE POTENCIA (kW) INVIERNO

RUTA 1

mc:0,95 conductor nuevo.

En 1,5 % de la línea de transmisión se presenta lluvia torrencial, el cual es dividido en dos partes: 0.75% de la línea de transmisión que pasa por la sierra y 0.75% que pasa por la costa.

En 98,5% de la línea de transmisión se presenta humedad, estas consideraciones son para un periodo de tiempo de 2 horas.

RUTA 1						
CONDUCTOR NUEVO mc=0.95						
RECORRIDO	CONFIGURACIÓN DE CONDUCTOR	ALTURA (msnm)	LONGITUD DE LINEA(Km)	mt	PERDIDAS (Kw/Km/fase)	PERDIDAS (Kw)
Pifo-Ambato	ACAR 3x950MCM	2700	2	0,25	1.202	7.209
			43	0,8	122	15.729
Ambato-Guaranda		2500	64	0,8	106	20.352
Guaranda-Babahoyo		2700	45	0,8	122	16.461
		2000	23	0,8	71	4.876
		450	15	0,8	-	-
		80	13	0,8	-	-
Babahoyo-Los Loja		5	27	0,8	-	-
		100	13	0,8	-	-
		5	1	0,25	714	2.142
			43	0,8	-	-
				TOTAL	1.135	66.769
Pifo-Ambato	ACAR 4x750 MCM	2700	2	0,25	1.406	8.436
			43	0,8	78	10.072
Ambato-Guaranda		2500	64	0,8	66	12.672
Guaranda-Babahoyo		2700	45	0,8	78	10.541
		2000	23	0,8	35	2.412
		450	15	0,8	-	-
		80	13	0,8	-	-
Babahoyo-Los Loja		5	27	0,8	-	-
		100	13	0,8	-	-
		5	1	0,25	826	2.477
			43	0,8	-	-
				TOTAL	1.083	46.611

Pág. 2/3

RUTA 1

mc:0,95 conductor nuevo.

en 100% de todo el recorrido de la línea de transmisión se presenta humedad, estas consideraciones son para un periodo de tiempo de 10 horas.

RUTA 1							
CONDUCTOR NUEVO mc=0.95							
RECORRIDO	TIPO DE CONDUCTOR	ALTURA (msnm)	LONGITUD DE LINEA(Km)	mt	PERDIDAS (Kw/Km/fase)	PERDIDAS (Kw)	
Pifo-Ambato	ACAR 3x950MCM	2700	44	0,8	122	16.095	
		2500	65	0,8	106	20.670	
Ambato-Guaranda		2700	45	0,8	122	16.461	
Guaranda-Babahoyo		2000	23	0,8	71	4.876	
		450	15	0,8	3	124	
		80	13	0,8	0	-	
Babahoyo-Los Loja		5	27	0,8	0	-	
		100	13	0,8	0	0	
			5	44	0,8	0	-
					TOTAL	423	58.226
Pifo-Ambato		ACAR 4x750MCM	2700	44	0,8	79	10.412
			2500	64	0,8	66	12.655
Ambato-Guaranda			2700	45	0,8	79	10.649
Guaranda-Babahoyo			2000	23	0,8	35	2.412
	450		15	0,8	0	-	
	80		13	0,8	0	-	
Babahoyo-Los Loja	5		27	0,8	0	-	
	100		13	0,8	0	-	
			5	44	0,8	0	-
					TOTAL	259	36.128

Pág. 3/3

RUTA 1

mc:0,95 conductor nuevo.

En 100% de todo el recorrido de la línea de transmisión se presenta un clima seco, estas consideraciones son para un periodo de tiempo de 12 horas.

RUTA 1						
CONDUCTOR NUEVO mc=0.95						
RECORRIDO	TIPO DE CONDUCTOR	ALTURA (msnm)	LONGITUD DE LINEA(Km)	mt	PERDIDAS (Kw/Km/fase)	PERDIDAS (Kw)
Pifo-Ambato	ACAR 3x950MCM	2700	44	1	6	794
		2500	65	1	3	568
Ambato-Guaranda		2700	45	1	6	812
Guaranda-Babahoyo		2000	23	1	0	0
		450	15	1	0	0
		80	13	1	0	0
Bahahoyo-Los Loja		5	27	1	0	0
		100	13	1	0	0
			5	44	1	0
				TOTAL	15	2.174
Pifo-Ambato	ACAR 4x750MCM	2700	44	1	0	0
		2500	64	1	0	0
Ambato-Guaranda		2700	45	1	0	0
Guaranda-Babahoyo		2000	23	1	0	0
		450	15	1	0	0
		80	13	1	0	0
Bahahoyo-Los Loja		5	27	1	0	0
		100	13	1	0	0
			5	44	1	0
				TOTAL	0	0

ANEXO 8.b

Pág. 1/3

PÉRDIDAS DE POTENCIA (kW) VERANO

RUTA 1

mc:0,95 conductor nuevo.

En 0,5% del recorrido de la línea de transmisión que atraviesa la sierra se presenta lluvia intensa y en el 99.5% se presenta un clima húmedo.

En 100% del recorrido de la línea de transmisión que atraviesa la costa se presenta un clima seco, estas consideraciones son para un periodo de tiempo de 2 horas.

RUTA 1						
CONDUCTOR NUEVO mc=0.95						
RECORRIDO	CONFIGURACIÓN DE CONDUCTOR	ALTURA (msnm)	LONGITUD DE LINEA(Km)	mt	PERDIDAS (Kw/Km/fase)	PERDIDAS (Kw)
Pifo-Ambato	ACAR 3x950MCM	2700	1	0,25	1202	3605
			44	0,8	122	16095
2500		64	0,8	106	20352	
Ambato-Guaranda		2700	45	0,8	122	16461
		Guaranda-Babahoyo	2000	23	0,8	71
450			15	1	0	0
Babahoyo-Los Loja		80	13	1	0	0
		5	27	1	0	0
		100	13	1	0	0
			5	44	1	0
				TOTAL	1.622,10	61.388
Pifo-Ambato	ACAR 4x750MCM	2700	1	0,25	1406	4218
			44	0,8	78	10307
2500		64	0,8	66	12672	
Ambato-Guaranda		2700	45	0,8	78	10541
		Guaranda-Babahoyo	2000	23	0,8	35
450			15	1	0	0
Babahoyo-Los Loja		80	13	1	0	0
		5	27	1	0	0
		100	13	1	0	0
			5	44	1	0
				TOTAL	1.663,15	40.150

Pág. 2/3

RUTA 1

mc:0,95 conductor nuevo.

En 100% todo el recorrido de la línea de transmisión se presenta humedad, estas consideraciones son para un periodo de tiempo de 2 horas.

RUTA 1							
CONDUCTOR NUEVO mc=0.95							
RECORRIDO	CONFIGURACIÓN DE CONDUCTOR	ALTURA (msnm)	LONGITUD DE LINEA(Km)	mt	PERDIDAS (Kw/Km/fase)	PERDIDAS (Kw)	
Pifo-Ambato	ACAR 3x950MCM	2700	44	0,8	122	16095	
		2500	65	0,8	106	20686	
Ambato-Guaranda		2700	45	0,8	122	16461	
Guaranda-Babahoyo		2000	23	0,8	71	4876	
		450	15	0,8	3	124	
		80	13	0,8	0	0	
Babahoyo-Los Loja		5	27	0,8	0	0	
		100	13	0,8	0	0	
			5	44	0,8	0	0
					TOTAL	423,37	58.241
Pifo-Ambato	ACAR 4x750MCM	2700	44	0,8	79	10412	
		2500	64	0,8	66	12655	
Ambato-Guaranda		2700	45	0,8	79	10649	
Guaranda-Babahoyo		2000	23	0,8	35	2412	
		450	15	0,8	0	0	
		80	13	0,8	0	0	
Babahoyo-Los Loja		5	27	0,8	0	0	
		100	13	0,8	0	0	
			5	44	0,8	0	0
					TOTAL	258,63	36.128

Pág. 3/3

RUTA 1

mc:0,95 conductor nuevo.

En 100% de todo el recorrido de la línea de transmisión se presenta un clima seco, estas consideraciones son para un periodo de tiempo de 20 horas.

RUTA 1							
CONDUCTOR NUEVO mc=0.95							
RECORRIDO	CONFIGURACIÓN DE CONDUCTOR	ALTURA (msnm)	LONGITUD DE LINEA(Km)	mt	PERDIDAS (Kw/Km/fase)	PERDIDAS (Kw)	
Pifo-Ambato	ACAR 3x950MCM	2700	44	1	6	794	
		2500	65	1	3	568	
Ambato-Guaranda		2700	45	1	6	812	
Guaranda-Babahoyo		2000	23	1	0	0	
		450	15	1	0	0	
		80	13	1	0	0	
Babahoyo-Los Loja		5	27	1	0	0	
		100	13	1	0	0	
			5	44	1	0	0
					TOTAL	14,94	2.174
Pifo-Ambato	ACAR 4x750MCM	2700	44	1	0	0	
		2500	64	1	0	0	
Ambato-Guaranda		2700	45	1	0	0	
Guaranda-Babahoyo		2000	23	1	0	0	
		450	15	1	0	0	
		80	13	1	0	0	
Babahoyo-Los Loja		5	27	1	0	0	
		100	13	1	0	0	
			5	44	1	0	0
					TOTAL	-	-

ANEXO 8.c.

Pág. 1/3

PÉRDIDAS DE POTENCIA (kW) INVIERNO

RUTA 2

mc:0,95 conductor nuevo.

En 2,2 % de todo el recorrido de la línea de transmisión se presenta lluvia torrencial, el cual es dividido en dos partes: 1.1% de la línea de transmisión que pasa por la sierra y el 1.1% que pasa por la costa.

En 97,8% de la línea de transmisión se presenta humedad, estas consideraciones son para un periodo de tiempo de 2 horas.

RUTA 2						
CONDUCTOR NUEVO mc=0.95						
Recorrido	Configuración de conductor	Altura (msnm)	Longitud de línea (Km)	mt	Pérdidas (Kw/Km.fase)	Pérdidas (Kw)
Pifo-Santo Domingo	ACAR 3x950MCM	2.500	1	0,25	1.151	3.454
			58	0,80	106	18.458
		1.000	19	0,80	15	870
		550	15	0,80	4	178
Santo Domingo-Daule Peripa		550	24	0,80	4	285
		200	45	0,80	0	34
		100	30	0,80	0	1
Daule Peripa-Los Loja		80	90	0,80	-	-
		5	3	0,25	714	6.427
				30	0,80	-
				TOTAL	1.995	29.706
Pifo-Santo Domingo	ACAR 4x750 MCM	2500	1	0,25	1366	4098
			58	0,80	66	11468
		1000	19	0,80	0	25
		550	15	0,80	0	0
Santo Domingo-Daule Peripa		550	24	0,80	0	0
		200	45	0,80	0	0
		100	33	0,80	0	0
Daule Peripa-Los Loja		80	87	0,80	0	0
		5	3	0,25	826	7431
				30	0,80	0
				TOTAL	2.258	23.023

Pág. 2/3

RUTA 2

mc:0,95 conductor nuevo.

En 100% de todo el recorrido de la línea de transmisión se presenta humedad, estas consideraciones son para un periodo de tiempo de 10 horas.

RUTA 2						
CONDUCTOR NUEVO mc=0.95 ,						
RECORRIDO	CONFIGURACIÓN DE CONDUCTOR	ALTURA (msnm)	LONGITUD DE LINEA(Km)	mt	PERDIDAS (Kw/Km/fase)	PERDIDAS (Kw)
Pifo-Santo Domingo	ACAR 3x950MCM	2500	58	0.8	106	18,458
		1000	19	0.8	15	870
		550	15	0.8	4	178
Santo Domingo-Daule Peripa		550	24	0.8	4	285
		200	45	0.8	0	34
		100	33	0.8	0	1
Daule Peripa-Los Loja		80	90	0.8	0	-
		5	30	0.8	0	-
					TOTAL	130
Pifo-Santo Domingo	ACAR 4x750MCM	2500	58	0.8	66	11,468
		1000	19	0.8	0	25
		550	15	0.8	0	-
Santo Domingo-Daule Peripa		550	24	0.8	0	-
		200	45	0.8	0	-
		100	33	0.8	0	-
Daule Peripa-Los Loja		80	90	0.8	0	-
		5	30	0.8	0	-
					TOTAL	66

Pág. 3/3

RUTA 2

mc:0,95 conductor nuevo.

En 100% de todo el recorrido de la línea de transmisión se presenta un clima seco, estas consideraciones son para un periodo de tiempo de 12 horas.

RUTA 2						
CONDUCTOR NUEVO mc=0.95 ,						
RECORRIDO	CONFIGURACIÓN DE CONDUCTOR	ALTURA (msnm)	LONGITUD DE LINEA(Km)	mt	PERDIDAS (Kw/Km/fase)	PERDIDAS (Kw)
Pifo-Santo Domingo	ACAR 3x950MCM	2500	58	1	3	507
		1000	19	1	0	-
		550	15	1	0	-
Santo Domingo-Daule Peripa		550	24	1	0	-
		200	45	1	0	-
		100	33	1	0	-
Daule Peripa-Los Loja		80	90	1	0	-
		5	30	1	0	-
				TOTAL	3	507
Pifo-Santo Domingo	ACAR 4x750MCM	2500	58	1	0	-
		1000	19	1	0	-
		550	15	1	0	-
Santo Domingo-Daule Peripa		550	24	1	0	-
		200	45	1	0	-
		100	33	1	0	-
Daule Peripa-Los Loja		80	90	1	0	-
		5	30	1	0	-
				TOTAL	0	-

ANEXO 8.d.

Pág. 1/3

PÉRDIDAS DE POTENCIA (kW) VERANO

RUTA 2

mc:0,95 conductor nuevo.

En 0,5% del recorrido de la línea de transmisión que atraviesa la sierra se presenta lluvia intensa y en el 99.5% se presenta un clima húmedo.

En 100% del recorrido de la línea de transmisión que atraviesa la costa se presenta un clima seco, estas consideraciones son para un periodo de tiempo de 2 horas.

RUTA 2						
CONDUCTOR NUEVO mc=0.95,						
RECORRIDO	CONFIGURACIÓN DE CONDUCTOR	ALTURA (msnm)	LONGITUD DE LINEA(Km)	mt	PERDIDAS (Kw/Km/fase)	PERDIDAS (Kw)
Pifo-Santo Domingo	ACAR 3x950MCM	2500	1	0,25	1.151	3.454
			58	0,8	106	18.458
		1000	19	0,8	15	870
		550	15	1	-	-
Santo Domingo-Daule Peripa		550	24	1	-	-
		200	45	1	-	-
		100	33	1	-	-
Daule Peripa-Los Loja		80	90	1	-	-
	5	30	1	-	-	
				TOTAL	1.273	22.781
Pifo-Santo Domingo	ACAR 4x750MCM	2500	1	0,25	1.366	4.098
			58	0,8	66	11.468
		1000	19	0,8	0	25
		550	15	1	-	-
Santo Domingo-Daule Peripa		550	24	1	-	-
		200	45	1	-	-
		100	33	1	-	-
Daule Peripa-Los Loja		80	90	1	-	-
	5	30	1	-	-	
				TOTAL	2.705	15.591

Pág. 2/3

RUTA 2

mc:0,95 conductor nuevo.

En 100% todo el recorrido de la línea de transmisión se presenta humedad, estas consideraciones son para un periodo de tiempo de 2 horas.

RUTA 2						
CONDUCTOR NUEVO mc=0.95 ,						
RECORRIDO	CONFIGURACIÓN DE CONDUCTOR	ALTURA (msnm)	LONGITUD DE LINEA(Km)	mt	PERDIDAS (Kw/Km/fase)	PERDIDAS (Kw)
Pifo-Santo Domingo	ACAR 3x950MCM	2500	58	0.8	106.08	18,458
		1000	19	0.8	15.26	870
		550	15	0.8	3.96	178
Santo Domingo-Daule Peripa		550	24	0.8	3.96	285
		200	45	0.8	0.25	34
		100	33	0.8	0.01	1
Daule Peripa-Los Loja		80	90	0.8	-	-
		5	30	0.8	-	-
				TOTAL	130	19,826
Pifo-Santo Domingo	ACAR 4x750MCM	2500	58	0.8	65.91	11,468
		1000	19	0.8	0.44	25
		550	15	0.8	-	-
Santo Domingo-Daule Peripa		550	24	0.8	-	-
		200	45	0.8	-	-
		100	33	0.8	-	-
Daule Peripa-Los Loja		80	90	0.8	-	-
		5	30	0.8	-	-
				TOTAL	66	11,493

Pág. 3/3

RUTA 2

mc: 0,95 conductor nuevo.

En 100% de todo el recorrido de la línea de transmisión se presenta un clima seco, estas consideraciones son para un periodo de tiempo de 20 horas.

RUTA 2							
CONDUCTOR NUEVO mc=0.95 ,							
RECORRIDO	CONFIGURACIÓN DE CONDUCTOR	ALTURA (msnm)	LONGITUD DE LINEA(Km)	mt	PERDIDAS (Kw/Km/fase)	PERDIDAS (Kw)	
Pifo-Santo Domingo	ACAR 3x950MCM	2500	58	1	2.91	506.77	
		1000	19	1	-	-	
		550	15	1	-	-	
Santo Domingo-Daule Peripa		550	24	1	-	-	
		200	45	1	-	-	
		100	33	1	-	-	
Daule Peripa-Los Loja		80	90	1	-	-	
		5	30	1	-	-	
				TOTAL	3	507	
Pifo-Santo Domingo		ACAR 4x750MCM	2500	58	1	-	-
	1000		19	1	-	-	
	550		15	1	-	-	
Santo Domingo-Daule Peripa	550		24	1	-	-	
	200		45	1	-	-	
	100		33	1	-	-	
Daule Peripa-Los Loja	80		90	1	-	-	
	5		30	1	-	-	
				TOTAL	0	0	

ANEXO 9.a

Pág. 1/4

ENERGÍA RUTA 1

CONFIGURACIÓN: 3X950 ACAR

ESTACION: INVIERNO

HORAS: 2 - 10 - 12

CONDUCTOR	ALTURA (m.s.n.m.)	Distancias (Km)	mc	mt	Perdidas (Kw)	Horas	Energía (kWh)	Estacion del año	Energía (kWh) (150 DIAS)	
ACAR 3x950MCM	2700	2	0.95	0.25	7209	2	14,419	INVIERNO	2,162,826	
		43	0.95	0.8	15729	2	31,458		4,718,691	
	2500	64	0.95	0.8	20352	2	40,704		6,105,600	
	2700	45	0.95	0.8	16461	2	32,921		4,938,165	
	2000	23	0.95	0.8	4876	2	9,752		1,462,869	
	450	15	0.95	0.8	0	2	-		-	
	80	13	0.95	0.8	0	2	-		-	
	5	27	0.95	0.8	0	2	-		-	
	100	13	0.95	0.8	0	2	-		-	
	5	1	0.95	0.25	2142	2	4,284		642,663	
		43	0.95	0.8	0	2	-		-	
	SUBTOTAL								133,539	20,030,814
	2700	67	0.95	0.8	16095	10	160,948		24,142,140	
	2500	34	0.95	0.8	20670	10	206,700		31,005,000	
	2700	37	0.95	0.8	16461	10	164,606		24,690,825	
	2000	20	0.95	0.8	4876	10	48,762		7,314,345	
	450	25	0.95	0.8	124	10	1,238		185,625	
	80	32	0.95	0.8	0	10	-		-	
	5	23	0.95	0.8	0	10	-		-	
	100	35	0.95	0.8	0	10	-		-	
	5	30	0.95	0.8	0	10	-		-	
	SUBTOTAL								582,253	87,337,935
	2700	67	0.95	1	794	12	9,526		1,428,933	
	2500	34	0.95	1	568	12	6,815		1,022,269	
	2700	37	0.95	1	812	12	9,743		1,461,409	
	2000	20	0.95	1	0	12	-		-	
	450	25	0.95	1	0	12	-		-	
	80	32	0.95	1	0	12	-		-	
	5	23	0.95	1	0	12	-		-	
	100	35	0.95	1	0	12	-		-	
	5	30	0.95	1	0	12	-		-	
	SUBTOTAL								26,084	3,912,612
	TOTAL								741,876	111,281,361

Pág. 2/4

CONFIGURACIÓN: 4X750 ACAR

ESTACION: INVIERNO

HORAS: 2 - 10 - 12

ACAR 4x750 MCM	2700	2	0.95	0.25	8436	2	16,872	INVIERNO	2,530,854	
		43	0.95	0.8	10072	2	20,145		3,021,696	
	2500	64	0.95	0.8	12672	2	25,344		3,801,600	
	2700	45	0.95	0.8	10541	2	21,082		3,162,240	
	2000	23	0.95	0.8	2412	2	4,824		723,672	
	450	15	0.95	0.8	0	2	-		-	
	80	13	0.95	0.8	0	2	-		-	
	5	27	0.95	0.8	0	2	-		-	
	100	13	0.95	0.8	0	2	-		-	
	5	1	0.95	0.25	2477	2	4,954		743,130	
		43	0.95	0.8	0	2	-		-	
	SUBTOTAL								93,221	13,983,192
	2700	67	0.95	0.8	10412	10	104,122		15,618,240	
	2500	34	0.95	0.8	12655	10	126,547		18,982,080	
	2700	37	0.95	0.8	10649	10	106,488		15,973,200	
	2000	20	0.95	0.8	2412	10	24,123		3,618,408	
	450	25	0.95	0.8	0	10	-		-	
	80	32	0.95	0.8	0	10	-		-	
	5	23	0.95	0.8	0	10	-		-	
	100	35	0.95	0.8	0	10	-		-	
	5	30	0.95	0.8	0	10	-		-	
	SUBTOTAL								361,280	54,191,928
	2700	67	0.95	1	0	12	-		-	
	2500	34	0.95	1	0	12	-		-	
	2700	37	0.95	1	0	12	-		-	
	2000	20	0.95	1	0	12	-		-	
	450	25	0.95	1	0	12	-		-	
	80	32	0.95	1	0	12	-		-	
	5	23	0.95	1	0	12	-		-	
	100	35	0.95	1	0	12	-		-	
	5	30	0.95	1	0	12	-		-	
	SUBTOTAL								-	-
	TOTAL								454,501	68,175,120

Pág. 3/4

CONFIGURACIÓN: 3X950 ACAR

ESTACION: VERANO

HORAS: 2 - 10 - 12

CONDUCTOR	ALTURA (m.s.n.m.)	Distancias (Km)	mc	mt	Perdidas (Kw)	Horas	Energía (kWh)	Estacion del año	Energía (kWh) (150 DIAS)	
ACAR 3x950MCM	2700	1	0.95	0.25	3605	2	7,209	VERANO	1,550,025	
		44	0.95	0.8	16095	2	32,190		6,920,747	
	2500	64	0.95	0.8	20352	2	40,704		8,751,360	
	2700	45	0.95	0.8	16461	2	32,921		7,078,037	
	2000	23	0.95	0.8	4876	2	9,752		2,096,779	
	450	15	0.95	1	0	2	-		-	
	80	13	0.95	1	0	2	-		-	
	5	27	0.95	1	0	2	-		-	
	100	13	0.95	1	0	2	-		-	
	5	44	0.95	1	0	2	-		-	
	SUBTOTAL								122,777	26,396,948
	2700	44	0.95	0.8	16095	2	32,190		6,920,747	
	2500	65	0.95	0.8	20686	2	41,371		8,894,808	
	2700	45	0.95	0.8	16461	2	32,921		7,078,037	
	2000	23	0.95	0.8	4876	2	9,752		2,096,779	
	450	15	0.95	0.8	124	2	248		53,213	
	80	13	0.95	0.8	0	2	-		-	
	5	27	0.95	0.8	-	2	-		-	
	100	13	0.95	0.8	-	2	-		-	
	5	44	0.95	0.8	-	2	-		-	
	SUBTOTAL								116,482	25,043,583
	2700	44	0.95	1	794	20	15,877		3,413,563	
	2500	65	0.95	1	568	20	11,359		2,442,088	
	2700	45	0.95	1	812	20	16,238		3,491,144	
	2000	23	0.95	1	0	20	-		-	
	450	15	0.95	1	0	20	-		-	
	80	13	0.95	1	0	20	-		-	
	5	27	0.95	1	-	20	-		-	
	100	13	0.95	1	-	20	-		-	
	5	44	0.95	1	-	20	-		-	
	SUBTOTAL								43,473	9,346,795
	TOTAL								282,732	60,787,325

Pág. 4/4

CONFIGURACIÓN: 4X750 ACAR

ESTACION: VERANO

HORAS: 2 - 2 - 20

ACAR 4x750MCM	2700	1	0.95	0.25	4218	2	8,436	VERANO	1,813,779	
		44	0.95	0.8	10307	2	20,613		4,431,821	
	2500	64	0.95	0.8	12672	2	25,344		5,448,960	
	2700	45	0.95	0.8	10541	2	21,082		4,532,544	
	2000	23	0.95	0.8	2412	2	4,824		1,037,263	
	450	15	0.95	1	0	2	-		-	
	80	13	0.95	1	0	2	-		-	
	5	27	0.95	1	0	2	-		-	
	100	13	0.95	1	0	2	-		-	
	5	44	0.95	1	0	2	-		-	
	SUBTOTAL								80,299	17,264,367
	2700	44	0.95	0.8	10412	2	20,824		4,477,229	
	2500	64	0.95	0.8	12655	2	25,309		5,441,530	
	2700	45	0.95	0.8	10649	2	21,298		4,578,984	
	2000	23	0.95	0.8	2412	2	4,825		1,037,277	
	450	15	0.95	0.8	0	2	-		-	
	80	13	0.95	0.8	0	2	-		-	
	5	27	0.95	0.8	0	2	-		-	
	100	13	0.95	0.8	0	2	-		-	
	5	44	0.95	0.8	0	2	-		-	
	SUBTOTAL								72,256	15,535,019
	2700	44	0.95	1	0	20	-		-	
	2500	64	0.95	1	0	20	-		-	
	2700	45	0.95	1	0	20	-		-	
	2000	23	0.95	1	0	20	-		-	
	450	15	0.95	1	0	20	-		-	
	80	13	0.95	1	0	20	-		-	
	5	27	0.95	1	0	20	-		-	
	100	13	0.95	1	0	20	-		-	
	5	44	0.95	1	0	20	-		-	
	SUBTOTAL								-	-
	TOTAL								152,555	32,799,386

ANEXO 9.b.

Pág. 1/4

ENERGÍA RUTA 2

CONFIGURACIÓN: 3X950 ACAR

ESTACION: INVIERNO

HORAS: 2 - 10 - 12

CONDUCTOR	ALTURA (m.s.n.m.)	Distancias (Km)	mc	mt	Perdidas (Kw)	Horas	Energía (kWh)	Estacion del año	Energía (kWh) (150 DIAS)	
ACAR 3x950MCM	2500	1	0.95	0.25	3,454	2	6,907	INVIERNO	1,036,116	
		58	0.95	0.8	18,458	2	36,916		5,537,376	
	1000	19	0.95	0.8	870	2	1,740		260,946	
	550	15	0.95	0.8	178	2	356		53,460	
	550	24	0.95	0.8	285	2	570		85,536	
	200	45	0.95	0.8	34	2	68		10,125	
	100	30	0.95	0.8	1	2	2		270	
	80	90	0.95	0.8	-	2	-		-	
	5	3	0.95	0.25	6,427	2	12,853		1,927,989	
		30	0.95	0.8	-	2	-		-	
	SUBTOTAL								59,412	8,911,818
	2500	58	0.95	0.8	18,458	10	184,579		27,686,880	
	1000	19	0.95	0.8	870	10	8,698		1,304,730	
	550	15	0.95	0.8	178	10	1,782		267,300	
	550	24	0.95	0.8	285	10	2,851		427,680	
	200	45	0.95	0.8	34	10	338		50,625	
	100	33	0.95	0.8	1	10	10		1,485	
	80	90	0.95	0.8	-	10	-		-	
	5	30	0.95	0.8	-	10	-		-	
	SUBTOTAL								198,258	29,738,700
	2500	58	0.95	1	507	12	6,081		912,179	
	1000	19	0.95	1	-	12	-		-	
	550	15	0.95	1	-	12	-		-	
	550	24	0.95	1	-	12	-		-	
	200	45	0.95	1	-	12	-		-	
	100	33	0.95	1	-	12	-		-	
	80	90	0.95	1	-	12	-		-	
	5	30	0.95	1	-	12	-		-	
	SUBTOTAL								6,081	912,179
	TOTAL								263,751	39,562,697

Pág. 2/4

CONFIGURACIÓN: 4X750 ACAR

ESTACION: INVIERNO

HORAS: 2 - 10 - 12

ACAR 4x750MCM	2500	1	0.95	0.25	4,098	2	8,196	1,229,400	
		58	0.95	0.8	11,468	2	22,937	3,440,502	
	1000	19	0.95	0.8	25	2	50	7,524	
	550	15	0.95	0.8	-	2	-	-	
	550	24	0.95	0.8	-	2	-	-	
	200	45	0.95	0.8	-	2	-	-	
	100	33	0.95	0.8	-	2	-	-	
	80	87	0.95	0.8	-	2	-	-	
	5	3	0.95	0.25	7,431	2	14,863	2,229,390	
		30	0.95	0.8	-	2	-	-	
	SUBTOTAL							46,045	6,906,816
	2500	58	0.95	0.8	11,468	10	114,683	17,202,510	
	1000	19	0.95	0.8	25	10	251	37,620	
	550	15	0.95	0.8	-	10	-	-	
	550	24	0.95	0.8	-	10	-	-	
	200	45	0.95	0.8	-	10	-	-	
	100	33	0.95	0.8	-	10	-	-	
	80	90	0.95	0.8	-	10	-	-	
	5	30	0.95	0.8	-	10	-	-	
	SUBTOTAL							114,934	17,240,130
	2500	58	0.95	0.8	-	12	-	-	
	1000	19	0.95	0.8	-	12	-	-	
	550	15	0.95	0.8	-	12	-	-	
	550	24	0.95	0.8	-	12	-	-	
	200	45	0.95	0.8	-	12	-	-	
	100	33	0.95	0.8	-	12	-	-	
	80	90	0.95	0.8	-	12	-	-	
	5	30	0.95	0.8	-	12	-	-	
	SUBTOTAL							-	-
	TOTAL							160,980	24,146,946

Pág. 3/4

CONFIGURACIÓN: 3X950 ACAR

ESTACION: VERANO

HORAS: 2 - 2 - 20

CONDUCTOR	ALTURA (m.s.n.m.)	Distancias (Km)	mc	mt	Perdidas (Kw)	Horas	Energía (kWh)	Estacion del año	Energía (kWh) (215 DIAS)	
ACAR 3x950MCM	2500	1	0.95	0.25	3,454	2	6,907	VERANO	1,485,100	
		58	0.95	0.8	18,458	2	36,916		7,936,906	
	1000	19	0.95	0.8	870	2	1,740		374,023	
	550	15	0.95	1	-	2	-		-	
	550	24	0.95	1	-	2	-		-	
	200	45	0.95	1	-	2	-		-	
	100	33	0.95	1	-	2	-		-	
	80	90	0.95	1	-	2	-		-	
	5	30	0.95	1	-	2	-		-	
	SUBTOTAL								45,563	9,796,028
	2500	58	0.95	0.8	18,458	2	36,916		7,936,906	
	1000	19	0.95	0.8	870	2	1,740		374,023	
	550	15	0.95	0.8	178	2	356		76,626	
	550	24	0.95	0.8	285	2	570		122,602	
	200	45	0.95	0.8	34	2	68		14,513	
	100	33	0.95	0.8	1	2	2		426	
	80	90	0.95	0.8	-	2	-		-	
	5	30	0.95	0.8	-	2	-		-	
	SUBTOTAL								39,652	8,525,094
	2500	58	0.95	1	507	20	10,135		2,179,094	
	1000	19	0.95	1	-	20	-		-	
	550	15	0.95	1	-	20	-		-	
	550	24	0.95	1	-	20	-		-	
	200	45	0.95	1	-	20	-		-	
	100	33	0.95	1	-	20	-		-	
	80	90	0.95	1	-	20	-		-	
	5	30	0.95	1	-	20	-		-	
	SUBTOTAL								10,135	2,179,094
	TOTAL								95,350	20,500,216

Pág. 4/4

CONFIGURACIÓN: 4X750 ACAR

ESTACION: VERANO

HORAS: 2 - 2 - 20

ACAR 4x750MCM	2500	1	0.95	0.25	4,098	2	8,196	1,762,140	
		58	0.95	0.8	11,468	2	22,937	4,931,386	
	1000	19	0.95	0.8	25	2	50	10,784	
	550	15	0.95	1	-	2	-	-	
	550	24	0.95	1	-	2	-	-	
	200	45	0.95	1	-	2	-	-	
	100	33	0.95	1	-	2	-	-	
	80	90	0.95	1	-	2	-	-	
	5	30	0.95	1	-	2	-	-	
	SUBTOTAL							31,183	6,704,311
	2500	58	0.95	0.8	11,468	2	22,937	4,931,386	
	1000	19	0.95	0.8	25	2	50	10,784	
	550	15	0.95	0.8	-	2	-	-	
	550	24	0.95	0.8	-	2	-	-	
	200	45	0.95	0.8	-	2	-	-	
	100	33	0.95	0.8	-	2	-	-	
	80	90	0.95	0.8	-	2	-	-	
	5	30	0.95	0.8	-	2	-	-	
	SUBTOTAL							22,987	4,942,171
	2500	58	0.95	1	-	20	-	-	
	1000	19	0.95	1	-	20	-	-	
	550	15	0.95	1	-	20	-	-	
	550	24	0.95	1	-	20	-	-	
	200	45	0.95	1	-	20	-	-	
	100	33	0.95	1	-	20	-	-	
	80	90	0.95	1	-	20	-	-	
	5	30	0.95	1	-	20	-	-	
SUBTOTAL							-	-	
TOTAL							54,170	11,646,481	

ANEXO 10

COSTOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

COSTOS DE POTENCIA ANUALES						
RECORRIDO	CONFIGURACIÓN CONDUCTOR	ESTACIÓN DEL AÑO	POTENCIA (KW)	COSTO POTENCIA (\$/MES)	COSTO POTENCIA POR ESTACION (\$)	COSTO POTENCIA POR AÑO (\$)
RUTA 1	ACAR 3X950 M.C.M	INVIERNO	66,769	380,585	1,902,927	4,352,319
		VERANO	61,388	349,913	2,449,391	
	ACAR 4X750 M.C.M	INVIERNO	46,611	265,681	1,328,403	2,930,376
		VERANO	40,150	228,853	1,601,973	
RUTA 2	ACAR 3X950 M.C.M	INVIERNO	29,706	169,325	846,623	1,755,603
		VERANO	22,781	129,854	908,980	
	ACAR 4X750 M.C.M	INVIERNO	23,023	131,230	656,148	1,278,245
		VERANO	15,591	88,871	622,098	

COSTOS DE ENERGÍA ANUALES					
RECORRIDO	CONFIGURACIÓN CONDUCTOR	ESTACION DEL AÑO	ENERGÍA (MWh)	COSTO DE ENERGÍA POR ESTACIÓN (\$)	COSTO DE ENERGÍA POR AÑO (\$)
RUTA 1	ACAR 3X950 M.C.M	INVIERNO (150 DIAS)	111,282	4,451,278	6,882,771
		VERANO (215 DIAS)	60,787	2,431,493	
	ACAR 4X750 M.C.M	INVIERNO (150 DIAS)	68,175	2,727,005	4,038,980
		VERANO (215 DIAS)	32,799	1,311,975	
RUTA 2	ACAR 3X950 M.C.M	INVIERNO (150 DIAS)	39,563	1,582,508	2,402,517
		VERANO (215 DIAS)	20,500	820,009	
	ACAR 4X750 M.C.M	INVIERNO (150 DIAS)	24,147	965,878	1,431,737
		VERANO (215 DIAS)	11,646	465,859	

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Byron Vinicio Mena, Tesis Efecto corona en líneas de transmisión de 500Kv, Julio 2008
- [2] Arévalo Liliana, Estudio de la Física del Efecto Corona, Bogotá. 2002.
- [3] Transmission Project, Environmental Analysis of the Changes to the Proposed Mead-Phoenix Transmission Project, U.S. 1989
- [5] Transmission line reference book, Electric Research Council Electric And Electric Power Research Institute.
- [4] YA LI B.SC.A, Contribution A L'etude De L'Influence Des Decharges De Couronne Sur La Perte De Volume D'une Asperite De Glace Portee A Un Potentiel Eleve, 1993.
- [6] NDIAYE Ibrahima, Initiation Et Developpement Des Decharges Couronnes Sur line Surface De Glace, 2003
- [7] NELS E. Jewell-Larsen, Optimization and Miniaturization of Electrostatic Air Pumps for Thermal Management, University of Washington. 2004
- [8] Follia, Jorge, Revisión de Procedimientos de Cálculo de Radio-Interferencia Producido por Líneas de E.A.T.
- [9] Turan Gonen, Análisis and design, Electric Power Transmission System Engineering,

- [10] Nelson Morales Osorio, Fenómeno Corona En Líneas Aéreas.
- [11] Gary, C.; Moreau, M: "L'effet de couronne en tension alternative", Eyroller Collection. Direction des Etudes et Recherches d'Electricité de France (N° 24), 1976.
- [12] Morales, Nelson. Fenómeno Corona en Líneas de Transmisión sus Efectos, Publicación T(P) 19. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 1986.
- [13] Caste, Gary, "L'effet de couronne en tension alternative", Eyroller Collection. Direction des Etudes et Recherches d'Electricité de France (N° 24), 1976.