



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL  
CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA Y  
TECNOLÓGICA



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

Julitza Lilibeth Buenaventura Ronquillo, Ma. Fernanda Velásquez Loayza y José Layana Chancay.  
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación (FIEC)  
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)  
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral  
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador

[jbuenave@fiec.espol.edu.ec](mailto:jbuenave@fiec.espol.edu.ec), [mafevela@fiec.espol.edu.ec](mailto:mafevela@fiec.espol.edu.ec), [jlayana@espol.edu.ec](mailto:jlayana@espol.edu.ec)

## 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, en 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 de soporte, factores superficiales y climáticos. La información de estos factores, herramientas y técnicas que se van a utilizar para 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.*

## Abstract

*This titling project aims to analyze the power and energy losses for the corona effect to be presented in the 500 kV transmission line that will be build in the country for two routes interconnecting the main load centers of Quito and Guayaquil.*

*The development of this project was performed using the Peek method, which is the most used in the calculation of corona losses in extra high voltage lines. To study this phenomenon, there are several factors to consider which are: weather, altitudes, driver configuration, support structure, surface and climatic factors. The information on these factors, tools and techniques to be used for the project were provided by IEEE, CELEC EP TRANSELECTRIC, and INAMHI.*

*Finally we present an analysis of the calculations of power and energy losses produced by configurations ACAR 3x950 m.c.m. and ACAR 4 x 750 m.c.m., of the two routes, as well as annual costs implied by these losses.*

## 1. Introducción

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 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.

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.

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 nítrico.

## 2. Marco Teórico

### 2.1. Efecto Corona

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, entonces se presenta un campo eléctrico en la superficie del conductor, cuando este campo en la superficie del conductor supera la rigidez dieléctrica del aire, la ionización aparece en el conductor.

Por tal motivo la intensidad del efecto corona es función del campo eléctrico en la superficie de los conductores. Los conductores de gran diámetro tienen gradientes de campo eléctrico más bajos en la superficie del mismo.

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

### 2.2. Naturaleza y manifestaciones del efecto corona.

En presencia de humedad, se produce el ácido nítrico, y si la corona es lo suficientemente pesada, se produce la corrosión en los conductores.

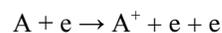
Los efectos derivados de este fenómeno son:

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

### 2.3. Generación de corona en conductores de transmisión.

Los iones son generados debido a la actividad parcial de la descarga presente en el aire cerca del conductor. 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.

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.

## 2.4. 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

### Método de Peek

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.

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

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

$\delta$ : 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.

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

Donde:

$m_c$ : Factor superficial del conductor  
 $m_t$ : Factor ambiental.  
 $E_p$ : Campo superficial en condiciones normales  
 $E_p = 21.21$  kVrms/cm.

$\beta$ : 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

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

## 3. Factores que afectan el cálculo de pérdidas por efecto corona en Ecuador.

### 3.1. Alternativas de rutas para la línea de transmisión de 500kv

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 de dos posibles rutas que son:

- ✓ *RUTA 1*: Quito (Pifo) - Ambato - Guaranda - Babahoyo - Guayaquil (Las Lojas).



Figura 2.1. Ruta 1

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



Figura. 2.2. Ruta 2

### 3.2. Altitud del suelo y zonas climáticas

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.

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.

Los niveles de altura para los dos recorridos se presentan en las tablas 3.1.a. y 3.1.b.

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

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

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
Bahahoyo-Las Loja	100	13
	5	44

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

### 3.3. Configuraciones de conductores

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”.

Estas configuraciones son:

- ✓ ACAR 4 X 750 m.c.m. con separación entre subconductores de 45.7 cm
- ✓ ACAR 3 X 950 m.c.m. con separación entre subconductores de 45.7 cm.

### 3.4. Torre en 500kV

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.

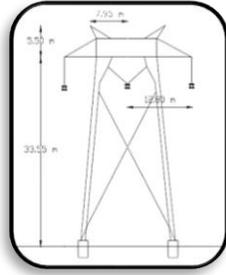


Figura. 2.4. Estructura S-57

### 3.5. Factor superficial y ambiental

El coeficiente  $m_c$  es denominado coeficiente superficial para el cálculo de pérdidas de potencia por efecto corona; para el presente proyecto se toma en consideración el factor de 0,95 el cual es considerado para un conductor nuevo, los factores para los diferentes estados del conductor se presentan en la tabla 3.2.

FACTOR SUPERFICIAL( $m_c$ )	
Ideal	1.00
Nuevo	0.95
Envejecido	0.84

TABLA 3.2 Factor superficial “ $m_c$ ”

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.

FACTOR AMBIENTAL( $m_t$ )	
Seco	1.00
Húmedo	0.80
Lluvia	0.25

TABLA 3.3 Factor superficial “ $m_t$ ”

### 3.6. Consideraciones climáticas del estudio

De acuerdo a las ecuaciones empíricas determinadas por Peek, establece que el clima afecta en la aparición e incremento de las pérdidas por efecto corona.

Para la línea de transmisión de extra alta tensión de 500 Kv que se construirá en el país se tomaron

las consideraciones meteorológicas mostradas en la tabla 3.4.

CONSIDERACIONES METEOROLÓGICAS							
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, $m_t=0.25$ 99.25%húmedo, $m_t=0.8$		
				SIERRA	0.75% lluvia, $m_t=0.25$ 99.25%húmedo, $m_t=0.8$		
			10	COSTA	100% húmedo, $m_t=0.8$		
		12	SIERRA	100% seco, $m_t=1.00$			
		RUTA 2	2	COSTA	1.1% lluvia, $m_t=0.25$ 98.9%húmedo, $m_t=0.8$		
				SIERRA	1.1% lluvia, $m_t=0.25$ 98.9%húmedo, $m_t=0.8$		
	10		COSTA	100% húmedo, $m_t=0.8$			
	12		SIERRA	100% seco, $m_t=1.00$			
	VERANO		7	RUTA 1 Y 2	2	COSTA	100% humedad, $m_t=0.8$
						SIERRA	0.5% lluvia, $m_t=0.25$ 99.5%seco, $m_t=1$
		20			COSTA	100% humedad, $m_t=0.8$	
		SIERRA		100% humedad, $m_t=0.8$			
2		COSTA		100% seco, $m_t=1$			
SIERRA		100% seco, $m_t=1$					

TABLA 3.4. Consideraciones Meteorológicas

### 3.7. 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.

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 muestre 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,

## 4. Análisis de pérdidas por efecto corona

### 4.1. Análisis de pérdidas de potencia

#### Ruta 1

#### Invierno

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.

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.

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.

### Verano

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.

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.

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.

### **Ruta 2**

#### Invierno

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.

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.

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.

#### Verano

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 pérdidas y la

configuración A.C.A.R. 4x750 m.c.m. presenta 15,59 MW de pérdidas.

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 pérdidas y la configuración A.C.A.R. 4x750 m.c.m. presenta 11,49 MW de pérdidas.

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.

## **4.2 Análisis de pérdidas de energía**

Considerando el periodo de invierno 5 meses (150 días) y el periodo de verano 7 meses (215 días) se presentan los siguientes valores de energía, para las diferentes rutas y configuración de conductor.

### **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. 4x750m.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 son:

### **Ruta 1**

Configuración A.C.A.R. 3x950 m.c.m.:  
172.069,27MWh.

Configuración A.C.A.R. 4x750 m.c.m.:  
100.974,51MWh.

### **Ruta 2**

Configuración A.C.A.R. 3x950 m.c.m.:  
60.062,91MWh.

Configuración A.C.A.R. 4x750 m.c.m.:  
35.793,43MWh.

### **4.3. 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.

Los costos anuales de las dos rutas y de las dos configuraciones de conductores son:

### **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

## **5 Conclusiones y recomendaciones**

### **Conclusiones**

- 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.
- 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 menores pérdidas de potencia.
- La configuración ACAR 3X950 M.C.M., presenta menores pérdidas de potencia por efecto corona en condiciones climáticas críticas (lluvia intensa).
- Las pérdidas de potencia son mayores cuando la línea de transmisión atraviesa la región interandina.
- 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.

## Recomendaciones

- 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.
- Procurar que la línea de transmisión cuando atravesase por la región interandina se construya por los sectores donde los niveles de altura sean menores a los 2000 m.s.n.m.
- 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.
- Realizar un estudio de porcentaje de humedad que existe en cada sector por donde va a pasar la línea de transmisión.

## 6 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] 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.
- [9] Turan Gonen, Análisis and design, Electric Power Transmission System Engineering.
- [10] Nelson Morales Osorio, Fenómeno Corona En Líneas Aéreas.