

## Metodología para la evaluación de pérdidas corona en líneas de transmisión

---

En este artículo se expone el desarrollo de una nueva metodología para el cálculo de pérdidas corona en líneas de transmisión. Mediante la evaluación de los factores climáticos de precipitación (humedad) y brillo solar (temperatura) que influyen sobre el conductor, y bajo el concepto del cociente P/B se determinan las áreas climáticas a lo largo de la ruta de la línea. Para cada área climática, se calculan determinísticamente las pérdidas reales medias y máximas en tiempo seco y lluvioso, producidas sobre líneas típicas de 115, 230 y 500 kV, y se comparan con las pérdidas debidas al calentamiento del conductor.

Este trabajo presenta una metodología que será empleada para elaborar el mapa colombiano de pérdidas por Efecto Corona.

---

### FRANCISCO ROMAN CAMPOS

Ingeniero Electricista, Magister Scientiae.  
Profesor Asociado Universidad Nacional.  
Investigador principal en la Caracterización de las Descargas Eléctricas Atmosféricas en Colombia.

### GUSTAVO CASTILLO TRUJILLO

Ingeniero en el Departamento Eléctrico de Salgado Meléndez y Asociados desde 1981.  
Ingeniero Electricista, Magister Scientiae en Potencia Eléctrica.

Para transmitir bloques de energía, entre centros de consumo, los sistemas se interconectan mediante líneas con elevados niveles de voltaje.

Es necesario mejorar y optimizar los diseños, seleccionando el conductor más económico y técnicamente apropiado a las condiciones o factores meteorológicos de una determinada región o área geográfica.

En la nueva metodología, que se expone, se plantea cómo calcular las pérdidas corona en líneas de alto voltaje de 115, 230 y 500 kV que cruzan cualquier región geográfica, teniendo en cuenta las condiciones de tiempo seco y lluvioso, determinadas por la temperatura, la humedad, el viento, la precipitación y el brillo solar junto con la configuración geométrica de la línea, el radio del conductor y sus correspondientes características eléctricas.

### FACTORES CLIMATICOS PARA LA DETERMINACION DE PERDIDAS POR EFECTO CORONA

Las condiciones climáticas afectan la operación de una línea de transmisión. Los factores más importantes son las temperaturas medias de los meses más fríos y más calientes durante el año y las precipitaciones mensuales y anuales; además, se ha considerado la altitud sobre el nivel del mar y en un grado menor la influencia de las variaciones de la temperatura y la humedad.

Para hacer una clasificación detallada del clima, considerando la temperatura y la precipitación lluviosa, Koepen divide los climas de la tierra en cinco tipos básicos de zonas climáticas: una zona lluviosa tropical sin invierno, dos zonas áridas, dos zonas templadas sin neblina, una zona boreal de bosques y neblina con invierno y verano y dos zonas polares más allá de la línea de bosques. Además, cada zona la ha subdividido en numerosas regiones y subregiones como se puede ver en la Tabla 1.

La clasificación de Koepen interpreta condiciones a ni-

**Tabla 1**  
**Clasificación de climas según Koeppen**

Zonas Principales	Símbolos	Subdivisiones
A. Climas tropicales lluviosos	Af	Bosques tropicales lluviosos
	Aw	Sabanas
B. Climas secos	Bs	Estepa
	Bw	Desierto
C. Climas templados	Cw	Templado
	Cf	Templado lluvioso todo el año
	Cs	Templado con verano seco
D. Climas fríos de los bosques nevados	Df	Bosques nevados con precipitación todo el año
	Dw	Bosques nevados con invierno seco
E. Climas polares	Et	Tundra
	Ef	Helado

NOTA. Letras adicionales indican más detalles de la región, por ejemplo: Bwn indica desiertos con nieblas frecuentes. a: con verano muy caluroso

vel mundial y tiene en cuenta las variaciones estacionales del clima, lo cual no es apropiado para trabajar a escala detallada.

En las zonas C y D se adicionan las letras a, b, c, d para significar:

a: con verano muy caluroso

b: con verano caluroso

c: con verano corto y fresco

d: con invierno muy frío (solamente en D).

En las regiones Bw y Bs se utilizan las letras h, k, n para significar:

h: tórrido (heiss)

k: fresco (kull)

n: nieblas frecuentes (nebel)

Mejía, 1982.

En el diseño, se debe considerar que las líneas de transmisión en el país atraviesan regiones tropicales con épocas secas y muy húmedas durante el año, por lo cual, es necesario hacer una clasificación climática según las condiciones meteorológicas presentadas mensual o anualmente a lo largo de la ruta de la línea.

La aplicación de los factores de precipitación y brillo solar

**TABLA 2**  
**Colombia, clasificación climática anual con base en el cociente P/B y en pisos altitudinales**

Altitud	0	1.000	2.000	3.000	3.500	4.000	mts.	
Rango P/B	Ecuatorial		Andino					
			Andino Bajo	Andino Medio	Páramo bajo: Subpáramo	Páramo	Páramo alto: Superp.	Nival
<	0.20	Desértico	-	-	-	-	-	-
0.20-	0.40	Seco	Seco	Seco	Seco	-	-	-
0.40-	0.80	Subhúmedo	Subhúmedo	Subhúmedo	Subhúmedo	*	*	-
0.80-	1.60	Húmedo	Húmedo	Húmedo	Húmedo	*	*	*
1.60-	3.20	Muy húmedo	Muy húmedo	Muy húmedo	Muy húmedo	*	*	-
3.20-	6.40	Pluvial	Pluvial	Pluvial	*	-	-	-
6.40-	12.80	Saturado	Saturado	-	-	-	-	-
12.80-	25.60	-	--	-	-	-	-	-

NOTA: \* Calificativos probablemente posibles pero todavía no comprobados, fundamentalmente por la ausencia de puestos meteorológicos en tales altitudes (Mejía, 1982).

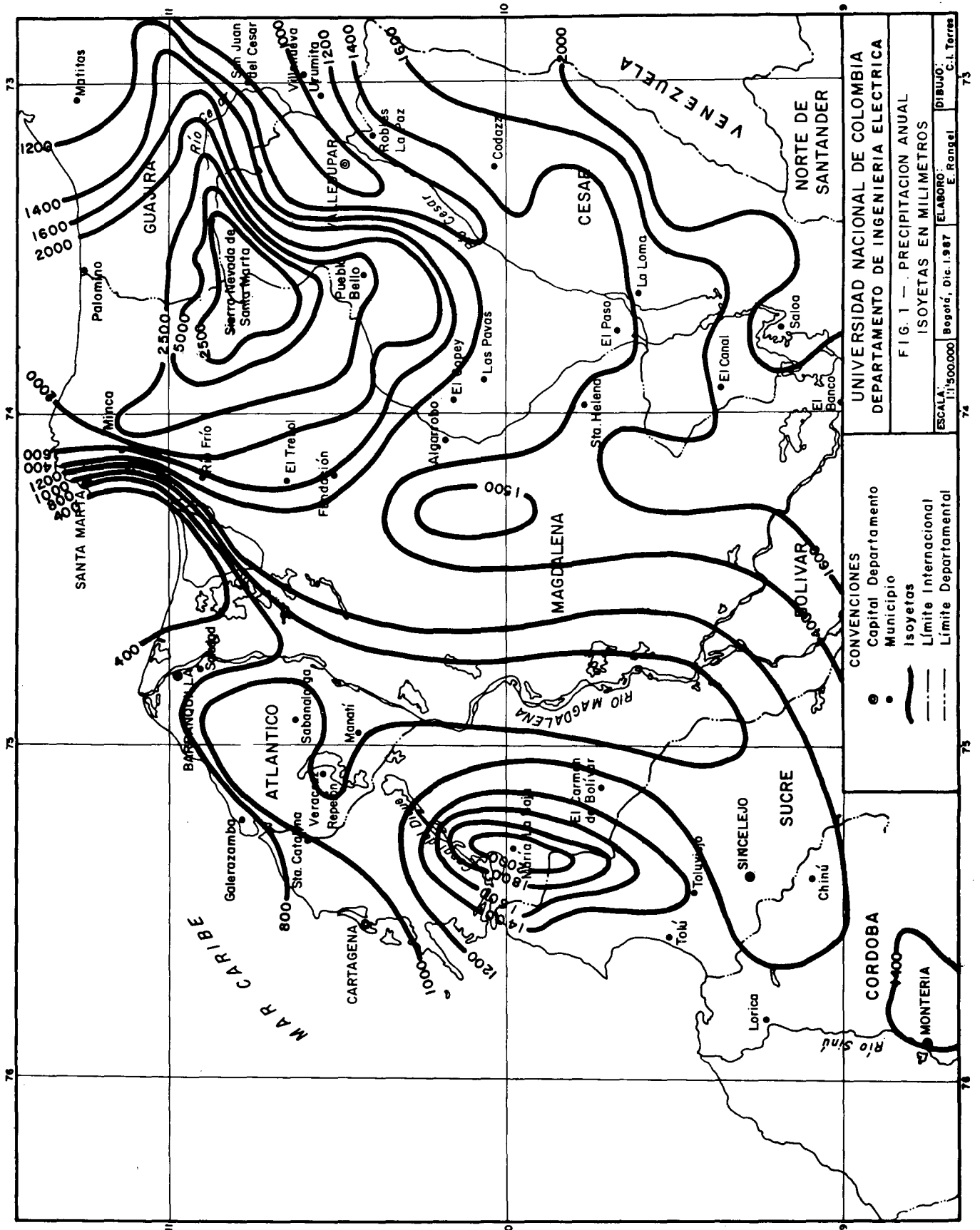


FIGURA 1

fue propuesta en el país en 1959 por el geofísico Hans Trojer y posteriormente en 1980, en la Universidad Nacional, el agrónomo Mario Mejía utiliza el método de Trojer para clasificar el clima a nivel de pequeñas áreas o fincas.

El clima ambiental de una región se determina mediante la temperatura y la humedad asociadas con el brillo solar y la lluvia respectivamente.

El cociente P/B es un índice que establece la relación entre precipitación (milímetros/hora) y brillo solar (horas/año); se calcula a partir de curvas de isoyetas e isohelias dadas por mapas de precipitación y brillo solar, elaborados estadísticamente para períodos mensuales y anuales.

Se han identificado cinco rangos del cociente P/B dentro de la clasificación climática anual de Colombia, dada por pisos altitudinales (Ver Tabla 2).

La precipitación es uno de los parámetros meteorológicos que caracteriza el clima de una región.

El conocimiento de su distribución espacial y temporal es de incuestionable importancia para el planeamiento y la operación de sistemas eléctricos de energía.

En la Figura 1 se presenta el mapa de isoyetas medias anuales considerando únicamente el área de interés de localización del sistema de transmisión existente 500, 230 y 115 kv para la costa Norte de Colombia.

El brillo solar efectivo constituye otro de los principales elementos climatológicos. El conocimiento del régimen, comportamiento y distribución anual a nivel espacial del elemento meteorológico inciden en los distintos campos tanto de índole meteorológico y climatológico, como biológico, industrial, agrícola y otros tendientes al desarrollo del país, ver Figura 2.

## **METODO REVISADO PARA DETERMINAR LAS PERDIDAS**

En las investigaciones llevadas a cabo en el EPRI sobre líneas EHV de 400 y 700 kV, se desarrolló una metodología para calcular las pérdidas reales por Efecto Corona en mal tiempo. En este método se tiene en cuenta la distribución anual estadística de las pérdidas, considerando el cálculo logarítmico de la tasa de precipitación y la frecuencia de los niveles de precipitación en las áreas climáticas definidas a lo largo de líneas de corta y larga longitud.

Las pérdidas por Efecto Corona que se presentan en una línea de transmisión de alta tensión dependen de las condiciones meteorológicas probabilísticas existentes en tiempo seco y/o lluvioso.

El cálculo de las pérdidas en forma probabilística es un problema muy complejo, no es posible determinar una distribución gaussiana debido a que las pérdidas varían según sea el mes o el año y los sitios de localización de la línea. Mediante el método determinístico aplicado a una línea se evalúa el Efecto total de Corona, sumando los efectos producidos en cada una de las secciones cortas de la línea durante períodos de tiempo bien definidos. No obstante, los valores calculados ocurren con alguna probabilidad debido a las siguientes causas: las distribuciones probabilísticas de precipitación, brillo solar y las condiciones de estado de superficie del conductor.

### **Modelo meteorológico**

En el cálculo de pérdidas medias y máximas se deben tomar las variaciones de espacio diferentes a las variaciones de tiempo. Es decir, los datos meteorológicos registrados en estaciones ubicadas en sitios diferentes varían con el período de tiempo (mes o año) de un sitio a otro, se proyectan a lo largo de secciones cortas y por ende a toda línea tomando los niveles de precipitación y brillo solar leídos sobre mapas.

En cada estación climatológica dentro del área en estudio se determinó el clima según los pasos siguientes:

- Se ubicó el municipio, departamento, las coordenadas geográficas de longitud, latitud y altitud respecto al nivel del mar.
- Interpolando las curvas de las Figuras 1 y 2 se encontraron la precipitación media anual en milímetros y el brillo solar medio anual en horas.
- Se calculó el cociente P/B dado por la relación entre la precipitación y el brillo solar y
- Según la altitud, el cociente P/B y los criterios establecidos en el capítulo de factores climáticos, se definió el tipo de clima para cada localidad.

### **Formulación matemática del modelo**

En primer lugar, se asumió la ecuación de Peterson para el cálculo de pérdidas en buen tiempo, en conductores sencillos y en haz, y en segundo lugar se extendió la aplicación de la fórmula del EPRI, de pérdidas en mal tiempo en líneas EHV (500 kV) a líneas de alta tensión (115 y 230 kV), adecuándola mediante modificación al término logarítmico de la precipitación, para involucrar el factor de régimen de brillo solar según las condiciones meteorológicas del medio geográfico.

Para un conductor sencillo, se tomó la expresión clásica siguiente de pérdidas en buen tiempo:

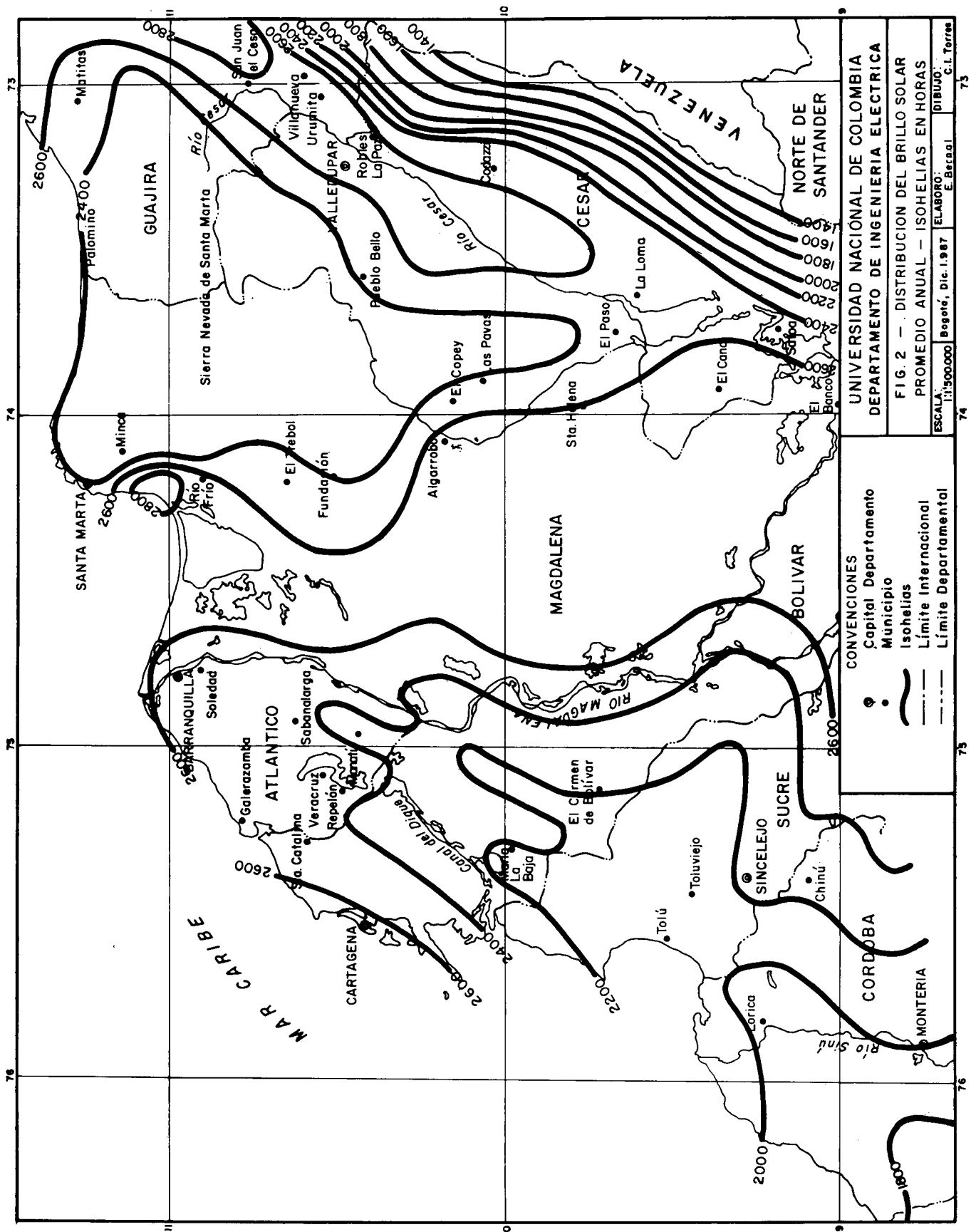


FIGURA 2

$$P_b = \sum_1^3 (0.00002096 / (\text{Log}(d_{12}/r)^2) * f * V^2 * F_c$$

En donde,

$P_b$  = Pérdidas en una línea trifásica en buen tiempo en kW/km

$f$  = Frecuencia del sistema en cps

$V$  = Voltaje aplicado a la línea en kVrms fase - neutro

$d_{12}$  = Distancia entre conductores en cm

$r$  = Radio del conductor en cm

$F_c$  = Factor de corona determinado experimentalmente por la relación entre el voltaje nominal rms fase-neutro,  $V_n$  y el voltaje crítico calculado para un conductor sencillo o en haz,  $V_o$ . En conductores en haz, se reemplaza  $d_{12}$  por DME, ver Tabla 3 (Mejía, 1985).

DME = Distancia media equivalente entre fases en cm

$V_o$  = Voltaje crítico del haz kVrms fase-neutro.

Las pérdidas de valor medio en una línea trifásica en mal tiempo se evalúan, calculando los gradientes medio superficial sobre un conductor o fase sencilla y el promedio máximo o simplemente máximo sobre conductores o fases en haz.

Se dedujo la ecuación de pérdidas modificada siguiente:

$$Pr_{mm} = [0.3588 CF * V * J * r^2 * \text{Ln}(1 + (Hu * T) / (1 + B))]$$

$$* \sum_{k=1}^3 \sum_{l=1}^n (E_{kl} \sigma)$$

Donde,

$Pr_{mm}$  = Son las pérdidas reales medias trifásicas en mal tiempo en kw/km

$CF$  = Es el coeficiente que tiene en cuenta las características según la configuración del conductor con Efecto Corona y la tierra, y se evalúa así:

$$CF = \text{Ln}(R/re) / \text{Ln}(R/p)$$

Donde,

$R$  = Es el radio, en centímetros del cilindro coaxial puesto a tierra y se determinó a partir de la ecuación de la capacidad del conductor sencillo o en haz con respecto al cilindro puesto a tierra.

$$C = (2\pi \epsilon_0) / \text{Ln}(R/re) \text{ en F/m}$$

$r_e$  =  $r$ , radio de un conductor sencillo en cm

$r_e$  = Es el radio equivalente del haz (radio de un conductor único con igual capacidad) en cm

$$r_e = RG [nr/RG]^{1/n}$$

$RG$  = Es el radio geométrico del haz dado en cm

$$RG = S / (2 \text{ Sen } \pi/n) \text{ para } n > 1$$

$$RG = 0 \text{ para } n=1$$

$S$  = Es la distancia entre subconductores en cm

$p$  = Es la distancia media equivalente entre la carga espacial por Efecto Corona y el centro del haz o conductor en cm

$$p = (270 nr + RG^2)^{1/2}$$

$V$  = Es el voltaje fase - fase en kVrms

$J$  = Constante de pérdida de corriente

$$J = 7.04 * 10^{-10} \text{ para líneas de 115 y 230 kV}$$

$$J = 5.35 * 10^{-10} \text{ para líneas de 500 kV}$$

$r$  = Es el radio del conductor en cm

$T$  = Es la tasa de precipitación en mm/h

$Hu$  = 10 cuando la tasa de precipitación se expresa en mm/h

$B$  = Es la tasa de régimen de brillo solar o duración del brillo/hora

**TABLA 3**  
Factor de corona según la relación  $V_n/V_o$

Relación de voltajes $V_n/V_o$	Factor de Corona $F_c$
0.6	0.011
0.7	0.014
0.8	0.018
0.9	0.025
1.0	0.036
1.1	0.053
1.2	0.085
1.3	0.150
1.5	0.950
2.0	7.0
10.0	28.0

FUENTE: Tomada de Mejía, 1985.

- $k =$  1,2,3 es el número de fases  
 $l =$  1,2,... n es el número de conductores por cada fase k  
 $\sigma =$  Es el exponente que indica el incremento de pérdidas con el voltaje  
 $\sigma =$  5  
 $E_{k1} =$  Es el gradiente medio en la superficie inferior de cada subconductor 1 de la fase K o gradiente máximo del haz; se calcula por el método aproximado de Doyle (1982) con un error del 4%.

Las pérdidas pico se calculan expresando el voltaje V y el gradiente  $E_{k1}$ , por sus correspondientes valores picos.

Seleccionada una línea tipo de alto voltaje (115, 230 o 500 kV), se determinaron los parámetros geométricos y eléctricos de diseño. En el caso de una línea con conductores en haz se deben dar las siguientes características.

- Voltaje de operación,
- Número de conductores por haz,
- Espaciamiento entre subconductores,
- Distancia entre las fases,
- Diámetro del conductor,
- Altura media del conductor sobre la tierra,
- Número de cables de guardia y
- Longitud de la línea.

A continuación se debe localizar o trazar gráficamente la ruta de la línea dentro de un mapa con curvas de nivel y a escala convenientemente establecidas por el diseñador. Se asumió una escala 1:1.500.000 pero en casos prácticos se debe tomar una escala amplia, por ejemplo 1:250.000.

Para determinar los tipos de clima se trazan las curvas de precipitación y brillo solar anuales y se ubican las estaciones climatológicas existentes a lo largo de la ruta previamente establecida. A las estaciones climatológicas se les aplica el modelo meteorológico con el cual se determinan las áreas climáticas definidas por sitios que son puntos de transición de un clima a otro. Con la temperatura media y la altura media del conductor sobre el nivel del mar, en cada área, se calcula la densidad relativa del aire.

En cada área se presentan diferentes tasas de precipitación y brillo solar que indican la necesidad de dividirla

en secciones de línea de corta longitud, con los mismos climas y densidad relativa de cada área, pero diferentes niveles de precipitación y brillo solar. Cada sección se define por su longitud y según la intersección de las curvas antes mencionadas con la ruta de la línea.

Las pérdidas se hacen coincidir con la carga pico del sistema durante un período de tiempo definido y se calculan las pérdidas reales medias trifásicas totales por cada sección, empleando las ecuaciones para pérdidas en tiempo seco y lluvioso previamente establecidas.

$$P_s = (P_b + P_{rmm}) L_s = P_b * L_s + P_{rmm} * L_s$$

En donde,

$P_b =$  Pérdidas trifásicas en buen tiempo en kW/km

$P_{rmm} =$  Pérdidas reales medias trifásicas en mal tiempo por cada sección en kW/km

$L_s =$  Longitud de la sección en km

$P_s =$  Pérdidas reales medias trifásicas totales en buen y mal tiempo por cada sección en kW.

Se calculan las pérdidas totales en una línea corta sumando las pérdidas totales de todas las secciones:

$$P_1 = \sum_{j=1}^M P_{bj} * L_{sj} + \sum_{j=1}^M P_{rmmj} * L_{sj}$$

En donde,

$P_{bj} =$  Pérdidas trifásicas en buen tiempo en la sección j en kW

$P_{rmmj} =$  Pérdidas reales medias trifásicas en mal tiempo en cada sección j en kW/km

$L_{sj} =$  longitud de la sección j en kW/km

$j =$  1,....., M, número de secciones en la línea

$P_1 =$  Pérdidas reales medias trifásicas totales en buen y mal tiempo en una línea corta en kW.

En el Anexo se muestran los resultados de los cálculos de las pérdidas corona producidas en líneas típicas colombianas y se elabora un cuadro comparativo de las pérdidas resistivas y las pérdidas corona de valor medio y máximo como índice de su comportamiento.

## CONCLUSIONES

1. En la nueva metodología, se emplea el criterio de una evaluación determinística considerando que las pérdidas son muy variables según sea el tiempo y el sitio en que se produzcan y el estado inestable de la superficie del conductor, dado por las condiciones simultáneas de precipitación lluviosa y bril-

lo solar. Tomando como base estos parámetros, se recomienda calcular las pérdidas reales medias y pico (máximas) en tiempo seco y lluvioso, producidas a través de tramos y secciones y las pérdidas totales de la línea como quiera que se trate de una línea corta o larga.

2. Por su característica determinística, el método propuesto es racionalmente completo, útil para la selección del conductor de una línea y requiere de una información precisa, adecuada y suficiente.
3. En condiciones de tiempo seco, el gradiente de operación nominal es menor que el gradiente crítico, por lo cual las pérdidas son menores que las pérdidas producidas en condiciones de lluvia.
4. Finalmente, en esta metodología se involucra el nuevo concepto de utilización del cociente P/B y se obtienen resultados de pérdidas corona menores que los calculados mediante métodos tradicionales. Este hecho permite reducir los costos para una selección económica y óptima del tamaño de la línea.

### ANEXO

#### Resultados de la aplicación de la nueva metodología

A continuación se muestran los datos básicos utilizados en el desarrollo del método revisado para la evaluación de pérdidas anuales medias y máximas, bajo condiciones de tiempo seco y lluvioso, sobre líneas de conductores sencillos y en haz ubicadas en el área de la Costa Atlántica.

— Línea Fundación - Río Córdoba (ISA, 1979):

Voltaje de operación = 115 kV

Número de conductores por fase = 1

Distancia entre fases = 450 cm

Diámetro del conductor (Darién 559 MCM) = 2.179 cm

Altura media del conductor sobre la tierra = 1.000 cm

Número de cables de guardia = 2

Longitud de la línea = 68.5 km

Configuración de la línea = circuito sencillo horizontal

Orientación de la línea = Sur - Norte

— Línea El Copey - Fundación (ISA, 1979):

Voltaje de operación normal = 230 kV

Número de conductores por fase = 1

Distancia entre fases = 800 cm

Diámetro del conductor (Greeley 927.2 MCM) = 2.184 cm

Altura media del conductor sobre la tierra = 1200 cm

Número de cables de guardia = 2

Longitud de la línea = 60 km

Configuración de la línea = circuito sencillo horizontal

Orientación de la línea = Sureste - Noroeste

— Línea Chinú - Sabanalarga (SMA, 1986):

Voltaje de operación = 500 kV

Número de conductores por fase = 4

Espaciamiento entre subconductores = 45.72 cm

TABLA 4

Comparación de pérdidas corona reales medias, máximas y resistivas trifásicas

Voltaje	Diámetro Conductor	Resistencia	Capacidad de línea	SILa	Pérdidas I <sup>2</sup> R	Pérdida Media	Corona Máximas
(kV)	(cm)	( /km)	(MVA)	(MW)	(kW/km)	(kW/km)	(kW/km)
115	1*2.179	0.142	126	44	171	0.04	0.26
230	1*2.814	0.086	278	133	126	0.63	4.44
550	4*2.517	0.027b	1985	1235	352	4.08	23.64

NOTA: Las líneas Fundación-Río Córdoba, El Copey-Fundación y Chinú - Sabanalarga se operan a 115, 230 y 550 respectivamente.

<sup>a</sup> El SIL =  $V^2/Z_c$ , V = Voltaje línea en kV y  $Z_c = (X_1 * X_c)^{1/2}$  ( ), impedancia característica de la línea.

$X_1$  = Reactancia inductiva ( /mi) =  $0.2794 \text{ Log } (1/(n.RMG.S^{n-1})^{1/n}) + 0.2794 \text{ Log DME}$

RMG = radio medio geométrico (pies) = 0.7788r

<sup>b</sup> Resistencia equivalente del haz con 0.108 /km cada subconductor.



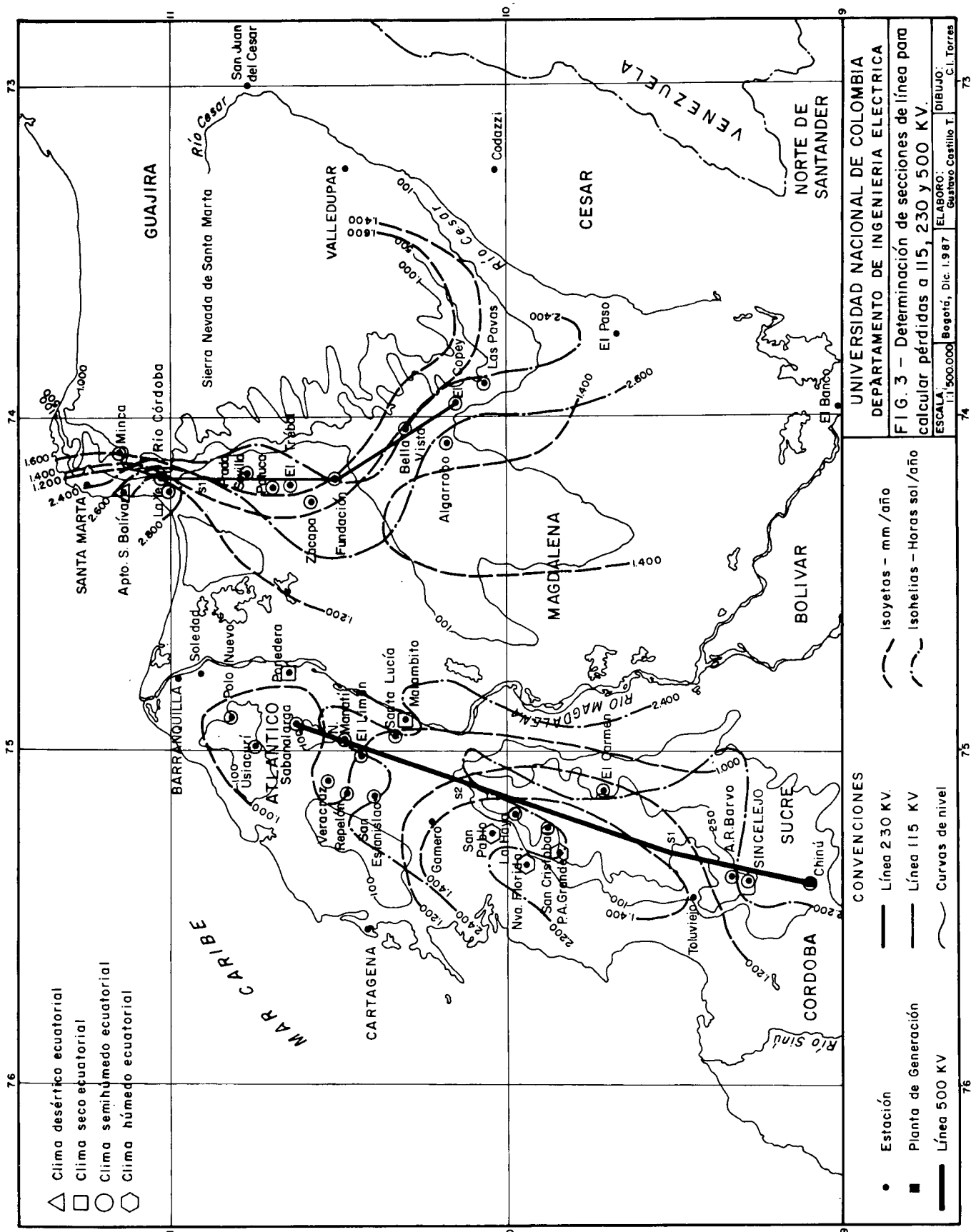


FIGURA 3

Distancia entre fases = 1.050 cm  
 Diámetro del conductor (Flint 740.8 MCM) = 2.516 cm  
 Altura media del conductor sobre la tierra = 1.850 cm  
 Número de cables de guardia = 2  
 Longitud de la línea = 186 km  
 Configuración de la línea = circuito sencillo horizontal  
 Orientación de la línea = Sureste - Noroeste.

El mapa de la Figura 3, de la región del Caribe, muestra la localización y el trazo de las curvas de nivel, precipitación y brillo solar, la localización de las estaciones climatológicas dentro del área de interés, la determinación de las áreas climáticas a lo largo de cada ruta según el cociente P/B y la altitud de cada una de las estaciones, y la determinación de las secciones de línea según los niveles de pre-

cipitación y brillo solar.

Finalmente, se presentan los resultados de las pérdidas corona reales medias y máximas trifásicas, en tiempo seco y lluvioso, calculadas mediante la nueva metodología y se comparan con los valores de las pérdidas resistivas  $I^2R$ , para cada una de las líneas en estudio (Ver Tabla 4). Se observa que las pérdidas corona, reales medias y máximas trifásicas en buen y mal tiempo, son menores que las pérdidas resistivas y crecen a medida que se eleva el voltaje aplicado.

### Agradecimiento

Los autores agradecen a la Universidad Nacional y a Colciencias por la financiación del proyecto y al profesor Ernesto Guhl por su importante contribución a la elaboración del presente trabajo.

### BIBLIOGRAFIA

- ANDERSON, J., BARETSKY, M. y MacCARTHY, D. Corona loss characteristics of EHV transmission lines based on project EHV research. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 85. 1966. pp. 1196-1212.
- BERNAL, G. Estudio del régimen del brillo solar en Colombia. Bogotá. HIMAT. 1986.
- COMBER, M., DENO, D. y ZAFFANELLA, L. Corona phenomena on AC transmission lines. En Electric Power Research Institute (Ed.), Transmission Line Reference Book: 345 kV and above. Palo Alto: Autor (Comp.). 1982. pp. 169 - 203.
- COMBER, M. y ZAFFANELLA, L. Corona Loss. En Electric Power Research Institute (Ed.), Transmission Line Reference Book: 345 kV and Above. Palo Alto: Autor (Comp.). 1982. pp. 319-327.
- GARY, C. y MOREAU, M. L'effect couronne en tension alternative. Paris: Eyrolles. 1976.
- GUHL, E. Las lluvias en el clima de los andes ecuatoriales húmedos. Cuadernos geográficos No. 1. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá. 1974.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE INTERCONEXION ELECTRICA S.A. Parámetros de líneas de transmisión. ISA. Bogotá. (Informe 1979).
- INSTITUTO GEOGRAFICO AGUSTIN CODAZZI. Carta ecológica. Bogotá: Autor. 1977a.
- . Zonas de vida o formaciones vegetales de Colombia: Memoria Explicativa sobre el mapa ecológico. Bogotá: Autor. 1977b.
- MEJIA, A. Efecto Corona. Conferencias de líneas y redes. 198\_. pp. 130 - 138.
- MEJIA, M. Contribución al conocimiento de la climatología colombiana. Revista de Geografía, 3. 1982. pp. 11-158.
- NIGOL, O. y CASSAN, J. Corona loss research at Ontario Hydro Cold Water Project. AIEE Transactions Power Apparatus and Systems, 80. 1961. pp. 304-313.
- PEEK, F. Law of corona and the dielectric strength of air-III. AIEE Transactions Power Apparatus and Systems, 32. 1913. pp. 1767-1785.
- RANGEL, E. Estudio de precipitación para la Costa Norte de Colombia. HIMAT. Bogotá. 1984.
- SALGADO, MELENDEZ y ASOCIADOS. Diseño electromecánico segundo circuito de la interconexión nacional a 500 kV: Selección del conductor. ISA. Bogotá. 1986.
- SERVICIO COLOMBIANO DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA. Mapa de estaciones meteorológicas. IGAC - SMCH. Bogotá. 1974a.
- SIMPSON, T. y GREENFIELD, E. Aluminum electrical conductor handbook (1a. Ed.). New York: The Aluminum Association, 1971.