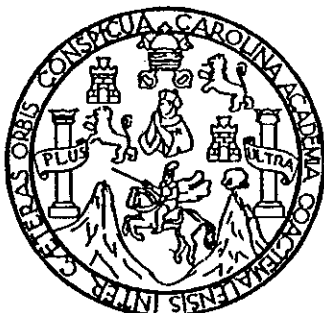


UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL INDE

T E S I S

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA

FACULTAD DE INGENIERÍA

P O R

JUAN FERNANDO CASTRO MARTÍNEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

Guatemala, octubre de 1,997.

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
Biblioteca Central

08  
T(4094)  
C.4

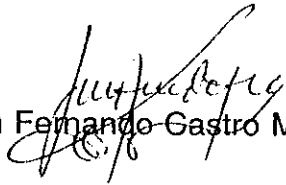
**HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración el trabajo de tesis titulado:

**CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL INDE**

tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 13 de enero de 1,994 ref. EIME.003.94

atentamente,

  
Juan Fernando Castro Martínez

**JUNTA DIRECTIVA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA  
DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



**MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Herbert René Miranda Barrios
VOCAL PRIMERO	Ing. Miguel Ángel Sánchez Guerra
VOCAL SEGUNDO	Ing. Jack Douglas Ibarra Solórzano
VOCAL TERCERO	Ing. Juan Adolfo Echeverría Méndez
VOCAL CUARTO	Br. Victor Rafael Lobos Aldana
VOCAL QUINTO	Br. Wagner Gustavo López Cáceres
SECRETARIO	Ing. Gilda Marina Castellanos Illescas

**TRIBUNAL QUE PRACTICO EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Jorge Mario Morales González
EXAMINADOR	José Luis Herrera Gálvez
EXAMINADOR	Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Miguel Ángel Sánchez Guerra
SECRETARIO	Ing. Edgar Aurelio Bravatti Castro

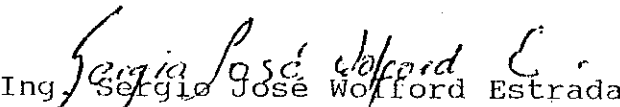
Guatemala 28 de enero de 1,997

Ingeniero  
Angel García Martínez  
Coordinador del Area de Potencia  
Escuela Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala  
Ciudad

Señor Coordinador:

Me es grato dirigirme a usted, para informarle que he revisado el trabajo de tesis titulado: CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL INDE, preparado por el estudiante Juan Fernando Castro Martínez. En tal sentido me permito informarle, que he sugerido la utilización del modelo de la línea larga para el desarrollo del trabajo, debido a que se obtiene mayor precisión en los resultados y que encuentro satisfactorio el trabajo realizado, por lo que apruebo el contenido del mismo.

Sin otro particular, me suscribo de usted,

  
Ing. Sergio José Wofford Estrada  
Asesor



**ACULTAD DE INGENIERIA**

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería  
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,  
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica  
Regional de Post-grado de Ingeniería  
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12  
Guatemala, Centroamérica

Guatemala, 24 de abril de 1,997

Señor Director  
Ing. Miguel Angel Sánchez Guerra  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis titulado: **Cargabilidad de las líneas de transmisión del INDE**, desarrollado por el señor **Juan Fernando Castro Martínez**, ya que considero que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Angel J. García Martínez  
Coordinador Area de Potencia

AJGM/sdem.



**FACULTAD DE INGENIERIA**

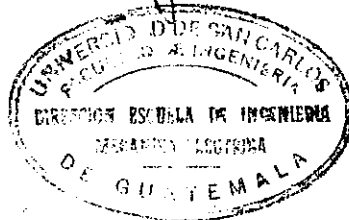
Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería  
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,  
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica  
y Regional de Post-grado de Ingeniería  
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12  
Guatemala, Centroamérica

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de  
conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de  
Area, al trabajo de tesis del estudiante Juan Fernando Castro  
Martínez, procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Miguel Ángel Sánchez Guerra  
Director

Guatemala, 8 de mayo de 1,997





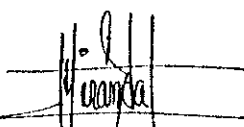
**FACULTAD DE INGENIERIA**

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería  
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,  
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica  
y Regional de Post-grado de Ingeniería  
Sanitaria.

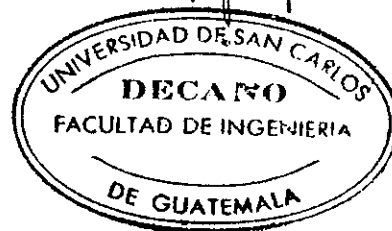
Ciudad Universitaria, zona 12  
Guatemala, Centroamérica

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: **Cargabilidad de las líneas de transmisión del INDE**, del estudiante **Juan Fernando Castro Martínez**, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:

  
Ing. Herbert René Miranda Barrios  
Decano

Guatemala, 30 de septiembre de 1,997.



## INDICE GENERAL

INDICE		i
GLOSARIO		iv
ILUSTRACIONES		vi
INTRODUCCIÓN		viii
1	LÍMITE TÉRMICO DE LOS CONDUCTORES ACSR	1
	1.1 Consideraciones para evaluar la capacidad térmica	1
	1.2 Propiedades de los conductores	2
	1.3 Metodología de cálculo para la capacidad	2
	1.4 Pérdidas por convección	4
	1.5 Pérdidas por radiación	5
	1.6 Descripción de los vientos en Guatemala	5
	1.6.1 Brisa marina	5
	1.6.2 Vientos katabáticos y anabáticos	6
	1.6.3 El efecto Venturi	6
	1.7 Ejemplo de cálculo	7
	1.8 Estimación del valor de resistencia ac del aluminio	8
	1.9 Estimación de la corriente en un conductor en función de limitaciones térmicas	9
2	CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN UNA LÍNEA TRIFASICA	10
	2.1 Factores de diseño	10
	2.2 Factores de operación	10
	2.3 Parámetros de las líneas de transmisión	12
	2.4 Deducción de las constantes de transmisión	12
	2.5 Potencia Natural	13



3	MODELO DE CÁLCULO	17
3.1	Descripción del archivo de entrada	23
3.2	Aplicación del modelo a líneas del INDE	24
3.3	Casos estudiados	24
3.4	Características de líneas y conductores	25
3.4.1	Características de líneas en 13.8 kV	25
3.4.2	Características de líneas en 34.5 kV	25
3.4.3	Características de líneas en 69 kV	25
3.4.4	Características de líneas en 138 kV	26
3.4.5	Características de líneas en 230 kV doble circuito	26
3.4.6	Características de líneas en 230 kV circuito simple	27
3.5	Características de los conductores	27
3.5.1	Características del conductor AWG 3/0	27
3.5.2	Características del conductor AWG 2/0	28
3.5.3	Características del conductor AWG 1/0	28
3.5.4	Características del conductor ACSR 266 MCM	28
3.5.5	Características del conductor HAWK 477 MCM	28
4	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	29
4.1	Conceptos económicos	29
4.2	Datos utilizados en la evaluación económica	31

5	RESULTADOS	32
5.1	Resultados del caso 13.8 kV	32
5.2	Resultados del caso 34.5 kV	33
5.3	Resultados del caso 69 kV	33
5.4	Resultados del caso 138 kV	33
5.5	Resultados del caso 230 kV	34
5.6	Resultado de la evaluación del costo de pérdidas	35
CONCLUSIONES		x
RECOMENDACIONES		xiv
BIBLIOGRAFÍA		xvi
APÉNDICE A	Mapas	xvii
APÉNDICE B	Gráficas	xxi
APÉNDICE C	Cuadros	xxxv
APÉNDICE D	Diagramas	xliv
APÉNDICE E	Código Fuente	xlvii
APÉNDICE F	Caso Ejemplo	lv

## GLOSARIO

### ACSR

Conductor de aluminio con refuerzo de acero.

### ASTM

American Standard Testing Measurement ( Mediciones y Pruebas de Norma Americana ).

### AWG

American Wire Gage ( Calibre americano para alambres ), se conoce también como calibre de Brown y Sharpe y fue inventado por J. R. Brown en 1857.

### CARGA

Potencia enviada o recibida en un punto y tiempo finito.

### CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN

Cantidad de potencia máxima, que puede fluir en un conductor sin producir ningún tipo de daño en el conductor metálico.

### CAPACIDAD TÉRMICA

Cantidad de energía bajo forma de calor que permite un conductor sin producir daño a su estructura cristalina.

### COEFICIENTE DE RESISTENCIA

Es un valor que permite convertir la resistencia eléctrica de una temperatura definida a valores de diferente temperatura.

### CORRIENTE ELÉCTRICA

Flujo de electrones en un conductor, de un potencial mayor a uno menor.

### CONSTANTES DE TRANSMISIÓN

Son las constantes A B C y D en una línea de transmisión, en su forma compleja, cuando la línea se ve desde un par de terminales.

### CONVECCIÓN

Es el flujo de calor dentro de un material.

### EFEECTO FERRANTI

Es el incremento de voltaje en un extremo abierto de una línea de transmisión, cuando el otro lado permanece cerrado.

## ESTABILIDAD

La tendencia de un sistema o de sus partes en desarrollar fuerzas para mantener sincronismo.

## ESTADO ESTABLE

Condición de un sistema de potencia en que las variables de operación pueden considerarse constantes.

## FACTOR DE POTENCIA

El coseno del ángulo de fase entre el voltaje y la corriente de un sistema de corriente alterna.

## IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA

Es la raíz cuadrada de la relación que hay entre la impedancia serie y la admitancia paralelo.

## INDE

Instituto Nacional de Electrificación.

## kV

Un mil voltios.

## LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN

Todas aquellas líneas de transporte con tensión inferior a 69 kV.

## LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Todas aquellas líneas de transporte con tensión igual o superior a 69 kV.

## MCM

Area de un círculo que tiene el diámetro de un mil o milésimo de pulgada.

## MVA

Un millón de voltamperios.

## MW

Un millón de vatios.

## POTENCIA NATURAL

Relación entre el cuadrado de la tensión y la impedancia característica.

#### RADIACIÓN

Transmisión de calor en la vecindad o entorno del conductor.

#### REACTANCIA

Parte imaginaria de la impedancia.

#### RESISTENCIA

Oposición del conductor al paso de la corriente y parte real de la impedancia.

#### REGULACIÓN

Variación de la tensión en el extremo receptor respecto al lado de envío y expresado en porcentaje de la tensión nominal del lado de envío.

#### SUSCEPTANCIA

Parte imaginaria de la admitancia.

#### VIDA ÚTIL DE UN CONDUCTOR

Período durante el que un conductor rendirá un servicio útil, en conductores eléctricos se estima una duración de 30 años.

## ILUSTRACIONES

Tipo	Descripción	Apéndice
Mapa 1	Mapa de vientos de la República de Guatemala	A
Mapa 2	Mapa de temperaturas de la República de Guatemala	A
Mapa 3	Ubicación geográfica de líneas de 69 kV	A
Mapa 4	Ubicación geográfica de líneas de 230 kV	A
Gráfica 1.8.1	Coefficiente de resistencia por temperatura	B
Gráfica 5.1.1	Capacidad de transporte en 13.8 kV	B
Gráfica 5.1.2	Capacidad en 13.8 kV conductor AWG 3/0	B
Gráfica 5.2.1	Capacidad de transporte en 34.5 kV	B
Gráfica 5.2.2	Capacidad en 34.5 kV conductor AWG 3/0	B
Gráfica 5.3.1	Capacidad de transporte en 69 kV	B
Gráfica 5.3.2	Capacidad en 69 kV conductor 167.8 y 336	B
Gráfica 5.4.1	Capacidad de transporte 1x138 kV	B
Gráfica 5.4.2	Capacidad de transporte 2x138 kV	B
Gráfica 5.4.3	Capacidad de la conversión 69-138 kV	B
Gráfica 5.5.1	Capacidad de transporte 1x230 kV	B
Gráfica 5.5.2	Capacidad de transporte 2x230 kV	B
Gráfica 5.6.1	Evaluación Económica de pérdidas en 69 kV	B
Gráfica 5.6.2	Evaluación Económica de pérdidas en 230 kV	B
Cuadro 1.8.1	Coefficientes de resistencia	B
Cuadro 1.8.2	Tabla de conductores ACSR	B
Cuadro 2.2.1	Capacidad para conductores ACSR	B

Cuadro	2.2.2	Capacidad del conductor ACSR Hawk 477 MCM	B
Cuadro	2.5.1	Valores típicos de impedancias características y potencia naturales	B
Cuadro	5.1.1	Resultados del modelo para el caso 13.8 kV primera parte	B
Cuadro	5.1.2	Resultados del modelo para el caso 13.8 kV segunda parte	B
Cuadro	5.2.1	Resultados del modelo para el caso 34.5 kV primera parte	B
Cuadro	5.2.2	Resultados del modelo para el caso 34.5 kV segunda parte	B
Cuadro	5.3.1	Resultados del modelo para el caso 69 kV conductor Hawk	B
Cuadro	5.3.2	Resultados del modelo para 69 kV con otros conductores	B
Cuadro	5.4.1	Resultados del modelo para el caso 1x138 kV	B
Cuadro	5.4.2	Resultados del modelo para el caso 2x138 kV	B
Cuadro	5.4.3	Caso reconversión 69 a 138 kV	B
Cuadro	5.5.1	Resultados del modelo para el caso 1x230 kV	B
Cuadro	5.5.2	Resultados del modelo para el caso 2x230 kV	B

## INTRODUCCIÓN

El uso de las curvas de cargabilidad fue conocido en el año 1,953 a través de un trabajo publicado por H. P. St. Clair, titulado "Practical Concepts in Capability and Performance of Transmission Lines", siendo una herramienta de gran aplicación en el diseño y planificación de líneas de transmisión. Estas curvas presentan un acercamiento razonable y consistente que permite su utilización en la determinación de la capacidad de transmisión que puede transportar una línea que va a diseñarse, las curvas muestran la carga que puede servirse por una línea transmisora en función de su longitud, voltaje de diseño, tipo, configuración de conductor y factor de potencia. En las curvas se distinguen tres regiones:

- 1.- región afectada térmicamente.
- 2.- región afectada por la regulación de la línea y
- 3.- región afectada por la estabilidad en estado estable.

La primera región afecta a líneas muy cortas, la segunda región afecta a líneas de longitud media y por último, la región afectada por la estabilidad en estado estable que es apreciable solo en líneas de gran longitud; que en el caso del Sistema Eléctrico Nacional, no tiene ningún efecto debido a las longitudes de las líneas del sistema interconectado. La cargabilidad puede expresarse como la impedancia de sobretensión, la cual es más conocida por su expresión Inglesa de potencia S.I.L. (Surge Impedance Loading). En el presente trabajo se muestran las curvas en función de la potencia activa, dimensionándose en MW, sobre la hipótesis que las líneas del INDE operan en la región Térmica.



## CAPITULO I

### 1 LÍMITE TÉRMICO DE LOS CONDUCTORES ACSR

La capacidad de transporte de una línea de transmisión se refiere a la potencia máxima que puede fluir en un conductor sin producir daño a la estructura molecular del mismo y está condicionada a los siguientes factores: tipo de conductor, voltaje de operación, carga, características de la carga y longitud de la línea.

Con relación a los conductores, la limitación más importante se tiene en los incrementos de temperatura que llegan a superar la temperatura crítica del material de los conductores; existe un valor máximo de temperatura que puede ser considerado límite en la operabilidad de los conductores y sirve para fijar un valor máximo de corriente eléctrica que puede transmitirse por los conductores durante cierta etapa de su operación.

#### 1.1 Consideraciones para evaluar la capacidad térmica

La primera situación que debe evaluarse en la capacidad de transmisión es la temperatura ambiente a que deberá ser sometido el conductor; temperatura que varía durante el transcurso del día, con las dos estaciones del año y con la altitud sobre el nivel del mar. Para el cálculo de la corriente eléctrica en las líneas de transmisión, se considerará en este trabajo que la temperatura del medio ambiente varía razonablemente entre 25°C y 40°C y se fija una temperatura máxima para la operación del conductor, que como norma de uso común se puede establecer en 75°C, siendo ésta la temperatura límite del conductor, pero estos son criterios de diseño.

También se pueden utilizar datos de temperaturas específicas que se obtienen fácilmente en tablas de conductores o se puede utilizar el método que se muestra en el desarrollo de ésta investigación.

### **1.2 Propiedades de los conductores**

Al evaluar un conductor, deben considerarse las propiedades térmicas del material y las cualidades ambientales.

Entre las propiedades térmicas se puede mencionar:

- a.- la absorción solar y la emisividad de la superficie de los conductores
- b.- la resistencia del conductor
- c.- la variación longitudinal del conductor.

Entre la cualidades ambientales se tiene:

- d.- la velocidad del viento
- e.- la presión atmosférica

Otro aspecto que debe evaluarse, pero que no es tema de estudio es el efecto de las fuerzas mecánicas causadas por la circulación de corriente en el conductor.

El deterioro causado a un conductor como consecuencia de ser sometido a calentamiento indebido es muchas veces irreversible, pudiendo reducirse la vida útil de un conductor en forma considerable e incluso puede presentarse daño total.

### **1.3 Metodología de cálculo para la capacidad**

La metodología utilizada en el cálculo de la capacidad de transmisión, se fundamenta en el balance térmico en régimen de estado estable que hay entre el calor generado en un conductor por las pérdidas  $I^2R$  y las pérdidas por convección y radiación; todas

expresadas en vatios.

Cuando se presenta un corto circuito o alguna oscilación en la corriente eléctrica que circula por el conductor; la ecuación del balance térmico sigue siendo válida, pero en el término  $I^2R$  se reflejarán éstas alteraciones en forma proporcional a la variación de la convección y la radiación. La expresión general para condiciones de estado estable se define por la ecuación (1), en la cual, la resistencia de corriente alterna se expresa en ohmios/1000 pies y las pérdidas de calor por convección y radiación en vatios por pulgada cuadrada; la ecuación que se aplica es:

$$I^2 R_{ac} = (W_r + W_c) * A \quad \text{Ecuación (1)}$$

Donde:

$I^2 R_{ac}$  es el calor generado en vatios por unidad de longitud.

$W_r$  representa las pérdidas de calor generado por radiación en vatios por unidad de área.

$W_c$  representa las pérdidas de calor generado por convección en vatios por unidad de área.

$A$  representa el área de la sección transversal del conductor en unidades de área.

Al despejar la corriente  $I$  en la ecuación anterior se obtiene:

$$I = \frac{\sqrt{3.77 \times 10^{-4} * (W_r + W_c) * D}}{R_{ac}} \quad \text{Ecuación (2)}$$

La constante  $3.77 \times 10^{-4}$  de la ecuación anterior resulta al suponer un conductor cilíndrico con una longitud de 1000 pies, en el que

el área de la sección transversal al estar dimensionada en pulgadas resulta ser  $A = D * 37699.11 = D * 3.77 \times 10^4$

#### 1.4 Pérdidas por convección

Las pérdidas de calor por convección son las que se presentan por transferencia de calor en el conductor y son afectadas por la velocidad del viento que es variable en el tiempo; razón por la que se considera para efecto de cálculo, el promedio de las velocidades mínimas del viento, dimensionadas en pies/segundo; también se utiliza el promedio de temperaturas que hay entre la temperatura del conductor y la temperatura del entorno o medio ambiente y finalmente se considera la presión atmosférica, utilizando un valor de norma de 1.0 atmósferas. La expresión matemática para éste tipo de pérdidas se evalúa por la ecuación (3).

$$W_c = 0.0128 * \sqrt{PV} * \frac{\Delta t}{T_a^{0.123} * \sqrt{d}} \quad \text{Ecuación (3)}$$

donde:

**P** = Presión absoluta (P = 1.0 atmósferas)

**V** = Velocidad del viento en pies/segundo (como valor mínimo generalmente es aceptable utilizar V = 2 pies/segundo)

**Δt** = Es la variación de temperatura entre el conductor y el medio ambiente, expresado en grados centígrados (°C).

**T<sub>a</sub>** = Promedio de las temperaturas absolutas que pueden existir entre el conductor y el medio ambiente, expresados en grados Kelvin

**d** = Diámetro de conductor expresado en pulgadas.

### 1.5 Pérdidas por radiación

Las pérdidas de calor por radiación  $W_r$  se deben al calor disipado por el conductor hacia la periferia del mismo. La expresión matemática para éstas pérdidas está dada por la ecuación (4).

$$W_r = 36.8 * M * \left( \left( \frac{T}{1000} \right)^4 - \left( \frac{T_o}{1000} \right)^4 \right) \quad \text{Ecuación (4)}$$

donde:

$M$  = Constante de emisividad superficial adimensional (0.5 en superficies metálicas y 0.9 en superficies oscuras).

$T$  = Temperatura absoluta del conductor en grados Kelvin.

$T_o$  = Temperatura absoluta alrededor del conductor en grados Kelvin (temperatura absoluta del viento).

### 1.6 Descripción de los vientos en Guatemala

Los vientos que afectan la república de Guatemala son los llamados vientos Alisios, originados por los sistemas de alta presión subtropical del emisferio norte y los sistemas de baja presión ecuatorial. Estos vientos entran por el noreste de la república, sufriendo variaciones debido a las conformaciones montañosas que se encuentran a su paso, éste tipo de relieve montañoso es el factor más influyente en la velocidad del viento. Entre los factores que afectan la velocidad del viento se pueden mencionar:

#### 1.6.1 Brisa marina

Es el movimiento de masa que se da del mar hacia la tierra y

viceversa; durante el día se presenta el fenómeno de absorción de energía solar en la tierra, la que se calienta más rápidamente que el agua del mar, en consecuencia se forman dos regiones de diferentes presiones iniciándose un flujo del mar a la tierra que se conoce con el nombre de brisa marina, éste fenómeno es a la inversa en la noche. La brisa marina tiene influencia en la contaminación de los aisladores y corrosión en los cables de las líneas eléctricas ubicadas cerca del mar.

### **1.6.2 Vientos katabáticos y anabáticos**

El movimiento de aire que se da en los cerros y montañas se conoce con el nombre de vientos Anabáticos y vientos Katabáticos, los vientos Anabáticos se originan por el calentamiento de las laderas de las montañas, que a su vez calientan el aire que entra en contacto con ellas y que al perder peso ascienden por las laderas. Los vientos Katabáticos se presentan por la noche y son de sentido inverso.

### **1.6.3 El efecto Venturi**

Es la aceleración de velocidad que se presenta por los estrechamientos orográficos y en la cima de las montañas. Este fenómeno es causado por cantidades de flujo que pasan por áreas reducidas y es un factor de mucha influencia en los vientos Guatemaltecos.

En el apéndice A, puede observarse los mapas números (1) y (2); relativos a vientos y temperaturas de la república de Guatemala.

### 1.7 Ejemplo de cálculo

El conductor ACSR Hawk 26/7 477 MCM está normalizado por el INDE en la construcción de líneas de transmisión con tensiones en 69, 138 y 230 kV, razón por la que se procede a calcular la transmisión de corriente de este conductor en función de su límite térmico; suponiendo las siguientes condiciones:

1. Temperatura ambiente ----- 25°C
2. Incremento de temperatura ----- 50°C
3. Temperatura del conductor ----- 75°C
4. Velocidad del viento ----- 2 pies/segundo
5. Presión atmosférica ----- 1.0 atmósfera
6. Constante de emisividad ----- 0.5

Para evaluar las pérdidas de calor por radiación se sustituyen los datos anteriores en la ecuación (4) tal como muestra la ecuación (5).

$$W_r = 36.8 * 0.5 * \left( \left( \frac{348}{1000} \right)^4 - \left( \frac{298}{1000} \right)^4 \right) = 0.125 \quad \text{Ecuación (5)}$$

donde:

$$M = 0.5$$

$$T = 75 + 273 = 348 \text{ °K}$$

$$T_o = 25 + 273 = 298 \text{ °K}$$

Como resultado de la evaluación se obtienen las pérdidas por radiación  $W_r = 0.125 \text{ Watt/pulg}^2$ .

Las pérdidas por convección se calculan con la sustitución de datos en la ecuación (3), la forma de la evaluación se presenta en la

ecuación (6) y el resultado obtenido es  $W_c = 0.480$  Watt/pulg<sup>2</sup>.

$$W_c = 0.0128 * \sqrt{PV} * \frac{\Delta t}{T_a^{0.123} * \sqrt{d}} \quad \text{Ecuación (6)}$$

donde:

P = 1.0 atmósferas

V = 2.0 pies/segundo

$\Delta t$  = 50 °C

$T_a$  = 323 °K

d = 0.858 pulgadas

### 1.8 Estimación del valor de resistencia ac del aluminio

Para determinar la resistencia  $R_{ac}$  para algún valor de temperatura desconocida, en función de un valor de resistencia definido a otra temperatura; debe emplearse el coeficiente de resistencia por temperatura que se define  $\alpha$ . El valor  $\alpha$  para la nueva temperatura puede ser obtenido observando la gráfica 1.8.1 que aparece en el apéndice B.

Esta gráfica muestra la variación en el aluminio, de el coeficiente de resistencia por la temperatura.

El cuadro número 1.8.1 que se adjunta en el apéndice C, contiene los valores tabulados del coeficiente de resistencia para diferentes temperaturas, tomados de la prueba ASTM B231.

Mayor información, relativa a la resistencia en ohmios/1000 pies para algunos conductores ACSR a temperaturas de 25°C y 50°C se presenta en el cuadro 1.8.2 del apéndice C.



La variación de resistencia que experimenta un conductor se puede conocer con la ecuación (7), la cual en el caso ejemplo debe encontrar el nuevo valor de resistencia a 75°C conociendo la resistencia a 25°C. Al sustituir  $\alpha = 0.0395$  y  $R_{ac25} = 0.0371$  ohmios en la ecuación (7) que sigue:

$$R_{ac75^{\circ}} = R_{25^{\circ}C} * (1 + \Delta t * \alpha) \quad \text{Ecuación (7)}$$

resulta un valor de  $R_{ac75}$  igual a 0.0444 ohmios, que indica una variación 0.0073 ohmios respecto de la temperatura 25°C.

### 1.9 Estimación de la corriente en un conductor por limitaciones térmicas.

Para condiciones de estado estable, la corriente eléctrica que satisface el balance térmico en el ejemplo, se obtiene al evaluar la ecuación (2), caso que se muestra en la ecuación (8) y que produce un resultado de 667 Amperios. Este valor representa la máxima corriente que puede fluir en el conductor sin producir alteraciones en la estructura molecular del material.

$$I = \sqrt{3.77 \times 10^{-14} * (0.125 + 0.480) * 0.858 / 0.044} = 667 \text{ amp.} \quad \text{ecuación (8)}$$

## CAPITULO 2

### 2 Capacidad de transporte en una línea trifásica

La capacidad de transporte atiende dos factores importantes, que son: a) factores de diseño y b) factores de operación.

#### 2.1 Factores de diseño

Los factores de diseño se relacionan con el tipo de conductor, el voltaje de energización y el número de conductores por circuito; dimensionandose generalmente la capacidad en MVA.

#### 2.2 Factores de operación

Los factores de operación se refieren criterios de confiabilidad, basados en el margen de seguridad respecto a la máxima ampacidad que térmicamente es permitida en el conductor; normalmente se considera del orden del 80% de la capacidad de conducción máxima de su límite térmico, también se considera el factor de potencia con que puede operar la línea transmisora y por último, el margen de reserva para estabilidad en régimen estable, para el caso de líneas largas.

En una línea de transmisión trifásica de 230 kV con un conductor Hawk simple por fase, se encuentra que la máxima potencia transportable en función del diseño es 258 MVA. Los resultados anteriores se obtienen con la ecuación (9).

$$\text{CAPACIDAD} = \frac{(\text{No. conductores} \cdot I \cdot V_{L-n})}{1000} \quad \text{Ecuación (9)}$$

En el apéndice C se presenta la tabla número 2.2.1 que muestra la

capacidad de transporte en Amperios para diferentes conductores comerciales del tipo ACSR. Al comparar el resultado calculado en el caso ejemplo (667 amperios), con el valor de el mismo conductor dado en la tabla 2.2.1, que es una compilación de tablas de conductores de la Westinghouse Electric Corporation, publicada en libro: "Electric Transmission and Distribution Reference Book"; se puede apreciar un error inferior al 1.0% que razonablemente puede despreciarse.

La evaluación anterior dimensiona la transmisión de potencia en función de la potencia aparente MVA. Si se desea el resultado en potencia activa MW, deben considerarse criterios operativos tales como: el factor de potencia con que pueda operar la línea transmisora y un factor de seguridad que normalmente es 20% menor que el establecido por la limitante térmica.

En el caso del conductor Hawk 477 MCM, aplicado a una línea trifásica, radial, de circuito simple, energizada en 69 kV y operando a un factor de potencia 0.80, se tienen limitaciones térmicas al superar los 50 MW.

La variación de la capacidad de transporte para diferentes factores de potencia, regulaciones de tensión y longitudes, se trata con detalle en los casos de estudiados con la aplicación del modelo desarrollado para la estimación de la capacidad de transporte.

### **2.3 Parámetros de las líneas de transmisión**

Los parámetros típicos de las líneas de transmisión se definen en función del tipo de conductor y la disposición geométrica de los conductores, el modelo de cálculo desarrollado para determinar la capacidad de transporte de las líneas de transmisión incluye la evaluación de los parámetros eléctricos de las líneas, obteniéndose resultados de: resistencia, reactancia, susceptancia, impedancia característica, potencia natural, máxima capacidad de transmisión e incluye además: constantes de transmisión ABCD y la evaluación de pérdidas eléctricas en condiciones de máxima capacidad. El tema es tratado con detalle en la parte explicativa del modelo.

### **2.4 Dedución de las constantes de transmisión**

Para deducir las constantes de transmisión en el programa de cálculo, se ha utilizado el modelo de la línea larga que ofrece mayor exactitud que con el uso de otros modelos; las ecuaciones básicas que relacionan las constantes de transmisión A, B, C y D son tratadas con detalle en la parte explicativa del programa de cálculo.

## 2.5 Potencia Natural

Al energizarse una línea de transmisión, fluye corriente del nodo generador al nodo de carga; la capacitancia de la línea se carga al mismo valor de tensión que la fuente. Esto es válido si y solo si, se desprecia la conductancia de la línea.

En caso de considerarse la conductancia, la capacitancia se carga a un valor dado por la ecuación (10).

$$V_c = E - IR \quad \text{Ecuación (10)}$$

La carga eléctrica  $Q$  de cierto tramo de la línea, es directamente proporcional a la capacitancia  $C$  y a la tensión de la capacitancia  $V_c$ , esto puede expresarse en la ecuación (11).

$$Q = C * V_c * \Delta X \quad \text{Ecuación (11)}$$

Al diferenciar respecto del tiempo la ecuación anterior, resulta la ecuación (12).

$$\frac{\Delta Q}{\Delta t} = C * V * \frac{\Delta X}{\Delta T} \quad \text{Ecuación (12)}$$

Al tomar el límite cuando  $t \rightarrow 0$ , la ecuación toma la forma de la ecuación (13).

$$\frac{\delta Q}{\delta t} = C * V * \frac{\delta X}{\delta t} \Rightarrow I = C * V * \gamma \quad \text{Ecuación (13)}$$

donde  $\gamma$  representa la velocidad de propagación.

Para el mismo tramo de línea analizado se tendrá enlazamientos de flujo magnético dado por la ecuación (14).

$$\Phi = I * L * \Delta X \quad \text{Ecuación(14)}$$

al sustituir la ecuación (13) en la (14) se obtiene la ecuación (15).

$$\phi = C * V * \gamma * L * \Delta X \quad \text{Ecuación(15)}$$

al aplicar el mismo proceso de diferenciación y luego hacer tender a cero el valor  $\Delta t$ , se obtiene la fuerza electromotriz inducida, que de acuerdo con la ley de Faraday es la ecuación (16).

$$\left( LIM_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Delta \Phi}{\Delta t} \right) = L * C * V * \gamma * \left( LIM_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Delta X}{\Delta t} \right) \Rightarrow V = L * C * V * \gamma^2 \quad \text{Ecuación(16)}$$

al despejar la velocidad de propagación en la ecuación anterior resulta la ecuación (17).

$$\gamma = \sqrt{\frac{1}{LC}} \quad \text{Ecuación(17)}$$

Al sustituir la ecuación (17) en la (15) se obtiene la llamada Impedancia Característica  $Z_c$ , que se define según la ecuación (18).

$$\frac{V}{I} = Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad \text{Ecuación(18)}$$

La relación entre las amplitudes de voltaje y corriente representa una impedancia.

En la deducción anterior se ha despreciado la resistencia del

conductor y se ha supuesto infinita la conductancia de la línea; en caso de no despreciarse ni la resistencia, ni la conductancia, fácilmente se puede deducir que el valor de la impedancia característica es definido por la ecuación (19).

$$Z_c = \sqrt{\frac{R+jL}{G+jC}}$$

Ecuación(19)

El cociente entre el cuadrado de la tensión entre fases de la línea de transmisión y su impedancia característica se denomina Potencia Natural, Potencia Característica o Potencia SIL (Source Impedance Loading) y se define por la ecuación (20).

$$SIL = \frac{(KV_{L-L})^2}{Z_c}$$

Ecuación(20)

Donde se puede observar que la potencia característica es independiente de la longitud de la línea, pero es dependiente del voltaje de operación.

Este punto es interesante cuando se analiza la reconversión de voltaje de una línea, es decir cambiar de un voltaje de operación menor a uno mayor.

Una línea consume potencia reactiva cuando la carga en el extremo receptor es mayor que la potencia natural de la línea, esto significa que la línea se comporta como una inductancia.

En caso de tener en el extremo receptor de la línea una carga eléctrica menor que la potencia natural, la línea suministra potencia reactiva y se interpreta que la línea se comporta como un

capacitor.

Las líneas de transmisión se diseñan normalmente para trabajar con valores de carga eléctrica superiores a su potencia natural; pero en el caso de existir cargas variables en que la potencia máxima excede la potencia natural y en que la potencia mínima es inferior a la potencia natural, se debe considerar la instalación de dispositivos para el manejo y control de potencia reactiva.

Conociendo las configuraciones típicas de las estructuras de soporte de las líneas del INDE y con la metodología planteada y desarrollada dentro del modelo de cálculo, es fácil obtener éstos resultados. El esquema para cada configuración típica se muestra en el diagrama 2.5.1 del apéndice D relativo a diagramas.



## CAPITULO 3

### 3 Modelo de cálculo

Este modelo es desarrollado en lenguaje de programación Basic y el archivo de entrada puede ser escrito en cualquier editor de texto en código ASCII; pudiendo ser accesado desde el disco duro de una computadora personal o cualquiera de sus unidades de disco externo por medio del D.O.S. También, puede utilizarse en una computadora de bolsillo que tenga al menos 12 Mb de memoria y lenguaje basic. El código fuente se presenta en el apéndice E.

El modelo presenta las siguientes restricciones o limitaciones:

- a.- líneas menores o iguales a 600 millas
- b.- máximo dos circuitos por línea
- c.- los circuitos deben ser del mismo voltaje
- d.- máximo 4 conductores por fase, debiendo ser homogéneos
- e.- no se considera impedancias más allá de las líneas
- f.- incrementos de longitud mayores a cero
- g.- hasta un máximo de 40 incrementos de longitud
- h.- el nombre del archivo de entrada no debe exceder 7 caracteres alfanuméricos más 3 de su extensión.

Los valores de regulación de voltaje, factor de potencia y margen de reserva en estado estable se dejan, a criterio del usuario del modelo.

Para el cálculo de la reactancia de la línea, se utiliza la ecuación número (21) que es tradicional en éste análisis:



$$Z=(R+jX)*long$$

ecuación (21)

donde R representa la resistencia del conductor por unidad de longitud,  $jX$  representa la reactancia de la línea afectada por su fasor de rotación de  $90^\circ$ , también por unidad de longitud y el término long representa la longitud de la línea.

La resistencia cambia, dependiendo de la configuración del haz en el circuito, es decir que si la línea esta configurada para haz doble, la resistencia es un medio del valor de la resistencia para conductor sencillo, si es de tres conductores por haz; la resistencia equivalente es un tercio del valor de resistencia del conductor sencillo, etc.

El término  $jX$  puede ser inductivo ( $+jX_L$ ) o capacitivo ( $-jX_C$ ); el caso inductivo se calcula por medio de la ecuación número (22) y el caso capacitivo se calcula con la ecuación (23), que son muy conocidas en estudios de sistemas de potencia.

$$X_L=2E^{-7}*\log\left(\frac{E_q}{D_s}\right)*2*\pi*60$$

ecuación (22)

$$X_C=2*\pi*8.85*E^{-12}*\frac{1}{\log\left(\frac{E_q}{D_s}\right)}$$

ecuación (23)

donde  $E_q$  representa la distancia equivalente y  $D_s$  el radio geométrico medio del conductor en ambas ecuaciones.

La distancia equivalente es calculada en función de las coordenadas de ubicación, ingresadas en parejas ordenadas de la forma (x,y) del plano Cartesiano, en el que el marco de referencia queda a criterio del usuario, pero las dimensiones deben ser expresadas en pies.

El radio geométrico medio es ingresado como dato en uno de los registros del archivo de entrada, teniendo que ser dimensionado en pies. Con los parámetros básicos de R,  $X_L$  y  $X_C$  calculados en base a los datos ingresados en el archivo de entrada, el modelo calcula el módulo y el ángulo de la impedancia por medio de las ecuaciones números (24) y (25).

$$\text{ModZ} = \sqrt{(R + \text{long})^2 + (X_L + \text{long})^2} \quad \text{ecuación (24)}$$

$$\text{ANGZ} = \arctan\left(\frac{X}{R}\right) \quad \text{ecuación (25)}$$

Seguidamente se calcula el modulo y ángulo de la admitancia con las ecuaciones números (26) y (27).

$$\text{MODY} = X_C + \text{long} \quad \text{ecuación (26)}$$

$$\text{MODY} = \frac{\pi}{2} \quad \text{ecuación (27)}$$

La impedancia característica es calculada en forma polar por medio de las ecuaciones (28) y (29).

$$\Re Z_c = \text{MODZ}_c \cdot \cos(\text{ANGZ}_c) \quad \text{ecuación (28)}$$

$$\text{imag}Z_c = \text{MOD}Z_c \sin(\text{ANG}Z_c) \quad \text{ecuación (29)}$$

Para el cálculo de la constante de propagación se tiene en cuenta el incremento en la longitud, dado en función de la variable (S). Las ecuaciones que se utilizan, se expresan en forma rectangular como se puede notar en las ecuaciones (30) y (31).

$$\text{modPROP}(S) = \sqrt{\text{MOD}Z * \text{MOD}Y} \quad \text{ecuación (30)}$$

$$\text{angPROP}(S) = \frac{(\text{ANG}Z + \text{ANG}Y)}{2} \quad \text{ecuación (31)}$$

Para el cálculo de las constantes generalizadas o constantes de transmisión ABCD se utiliza el modelo de la línea larga y con la suposición que el cuádrupolo es simétrico se definen las ecuaciones (32), (33) y (34).

$$A = B = \cosh(\sqrt{Z * Y} * \text{long}) \quad \text{ecuación (32)}$$

$$B = \sqrt{\frac{Z}{Y}} * \sinh(\sqrt{Z * Y} * \text{long}) \quad \text{ecuación (33)}$$

$$C = \sqrt{\frac{Y}{Z}} * \sinh(\sqrt{Z * Y} * \text{long}) \quad \text{ecuación (34)}$$

Utilizando series de McLaurin se definen las funciones hiperbólicas por medio de las ecuaciones (35) a (38), que facilitan el manejo y

programación matemática de los datos.

$$\sinh(x) = x + \frac{x^3}{3!} + \frac{x^5}{5!} + \frac{x^7}{7!} + \dots \quad \text{ecuación (35)}$$

$$\cosh(x) = 1 + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^4}{4!} + \frac{x^6}{6!} + \dots \quad \text{ecuación (36)}$$

$$\sin(x) = x - \frac{x^3}{3!} + \frac{x^5}{5!} - \frac{x^7}{7!} + \dots \quad \text{ecuación (37)}$$

$$\cos(x) = 1 - \frac{x^2}{2!} + \frac{x^4}{4!} - \frac{x^6}{6!} + \dots \quad \text{ecuación (38)}$$

El modelado en variable compleja de las funciones hiperbólicas es por medio de las ecuaciones (39) y (40).

$$\cosh(x+jy) = \cosh(x) \cdot \cos(y) + j \sinh(x) \cdot \sin(y) \quad \text{ecuación (39)}$$

$$\sinh(x+jy) = \sinh(x) \cdot \cos(y) + j \cosh(x) \cdot \sin(y) \quad \text{ecuación (40)}$$

Al utilizar cuatro términos en la expansión de las series de McLaurin y sustituyendo las ecuaciones (35) a (38) en las ecuaciones (39) y (40), reduciendo algebraicamente los términos se pueden definir las funciones hiperbólicas para seno y coseno, como lo muestran las ecuaciones que se numeran (41) y (42), las que son fácilmente separables en sus partes reales e imaginarias.

$$\cosh(x+jy) = 1 + 0.5(x^2 - y^2) + \frac{1}{24}(x^4 - 6x^2y^2 + y^4) + jxy \left( \left(1 + \frac{1}{6}(x^2 - y^2) + \frac{1}{360}(3x^4 - 10x^2y^2 + 3y^4)\right) \right) \quad \text{ecuación (41)}$$

$$\sinh(x+jy) = x \left( 1 + \frac{1}{6}(x^2 - y^2) + \frac{1}{120}(x^4 - 10x^2y^2 + 5y^4) \right) + jy \left( 1 + \frac{1}{6}(3x^2 - y^2) + \frac{1}{120}(5x^4 - 10x^2y^2 + 4y^4) \right) \quad \text{ecuación (42)}$$

Este resultado se sustituye en las ecuaciones (32), (33) y (34) obteniéndose las expresiones para las constantes de transmisión. Los valores obtenidos en las ecuaciones de las constantes de transmisión son verificados dentro del modelo, para lo cual se utiliza la relación  $AD-BC = 1$ .

La máxima capacidad de transporte es definida dentro del modelo por la ecuación (43), en la que los módulos de las constantes A y B varían con los incrementos de longitud, obteniéndose diferentes potencias para diferentes longitudes.

$$P_{\max} = \frac{MODA}{MOB} * V_1^2 * \cos(\alpha - \beta) + \frac{V_2^2}{(MODA * MOB)} * \cos(\alpha - \delta) \quad \text{ecuación (43)}$$

En la ecuación anterior los términos  $\alpha$  y  $\beta$  corresponden a la parte angular de los módulos A y B de las constantes de transmisión respectivas; mientras que el término  $\delta$  representa el ángulo de potencia, siendo éste el que limita las transferencias de potencia real en la línea. El término  $\delta$  se relaciona con el factor de potencia con que opera la línea de transmisión; lo cual es fácilmente demostrable por semejanza de triángulos al hacer uso de los llamados diagramas circulares para la transferencia de potencia, esto es demostrado geoméricamente por medio de la figura

3.1 que se muestra en el apéndice D. La máxima transferencia de potencia se logra cuando el argumento angular  $(\alpha-\delta)$  resulta en  $0^\circ$ , pero induce problemas con la estabilidad de estado estable de la línea, por lo que se utiliza el criterio del margen de estabilidad. Usualmente éste criterio considera márgenes del 30 o 35%, lo que significa que una línea tiene capacidad de carga hasta de un 70% en el caso de una reserva del 30%. En nuestro caso, dado que las líneas son de longitudes relativamente cortas, puede utilizarse un 25% como margen de estabilidad en estado estable.

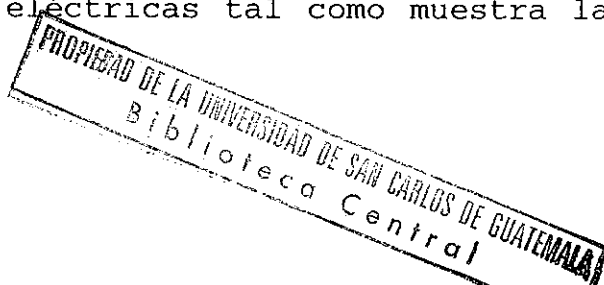
En el modelo, el margen de estabilidad es ingresado en por ciento (%) y el programa traslada internamente este valor a por unidad (p.u.). La gráfica de la máxima transferencia de potencia en la curva senoidal se adjunta en el apéndice de diagramas en la figura 3.2. Para la evaluación de las pérdidas eléctricas en la línea de transporte se supone que las pérdidas en las líneas son definidas por la ecuación (44).

$Perdida = I^2 \cdot R$	ecuación (44)
-------------------------	---------------

Aplicando el criterio de potencia compleja se puede demostrar que la corriente toma la forma que expresa la ecuación (45).

$I^* = \frac{P + jQ}{V} \Rightarrow I = \frac{P - jQ}{V^*}$	ecuación (45)
---	---------------

Al conjugar la ecuación anterior se obtiene el cuadrado del módulo de la corriente, que al multiplicarse por la resistencia total de la línea representa las pérdidas eléctricas tal como muestra la



ecuación (46).

$$\text{Perdidas} = \frac{(P^2 + Q^2)}{\text{ModV}} * R$$

ecuación (46)

En líneas de subtransmisión, no tiene efecto de la potencia reactiva en las pérdidas eléctricas y el modelo incluye éste efecto en líneas con tensiones iguales o superiores a los 69 kV.

### 3.1 Descripción del archivo de entrada

La información que debe contener el archivo de entrada es la siguiente:

- 1.- número de circuitos
- 2.- voltaje de operación de la línea, en kV
- 3.- número de conductores por fase
- 4.- diámetro del conductor, en pies
- 5.- longitud unitaria que es dato adimensional
- 6.- resistencia del conductor, en ohmios por milla
- 7.- radio geométrico medio, en pies
- 8.- longitud de la línea a calcular
- 9.- incrementos de longitud
- 10.- regulación de voltaje, en (%)
- 11.- factor de potencia, en forma decimal
- 12.- margen de reserva para estabilidad estable, en (%)
- 13.- separación de los conductores en el haz, en pies
- 14.- coordenadas geométricas (X,Y) de la línea dimensionadas en pies, los valores de X e Y separados por una coma, siendo



necesario un registro independiente para cada par ordenado. El quinto registro, en el que se ingresa lo que se denomina longitud unitaria sirve para dimensionar el resultado en millas cuando se utiliza la unidad, también puede utilizarse el inverso de 1.609 como dato de entrada y el resultado numérico se obtiene en kilómetros.

El registro trece no se utiliza cuando las líneas son de conductor sencillo.

### **3.2 Aplicación del modelo a líneas del INDE**

Dado que se utilizó el modelo de la línea larga en el desarrollo del programa de cálculo, el modelo es aplicable a cualquier línea de transmisión que el INDE tiene en su sistema de transmisión, subtransmisión o bien analizar la cargabilidad de otra línea.

En este estudio se define como transmisión a todas aquellas líneas con tensiones iguales o superiores a 69 kV y como subtransmisión, a todas aquellas con nivel de tensión inferior a 69 kV. Los resultados obtenidos con la aplicación del modelo son presentados para cada incremento de longitud y mostrados en el archivo de salida. Para facilitar su interpretación y aplicación han sido graficados los resultados de la capacidad de transmisión de los casos estudiados.

### **3.3 Casos estudiados**

Los casos estudiados en subtransmisión corresponden a líneas trifásicas con voltajes de 13.8 kV y 34.5 kV, en los cuales el INDE

tiene normalizados tres tipos de conductores.

En éstos voltajes son aplicables los conductores AWG 1/0, AWG 2/0 y AWG 3/0, todos del tipo ACSR, aunque el programa acepta cualquier conductor. Relativo al sistema de transmisión, se han estudiado las líneas de 69 kV con conductor Hawk 477 MCM, líneas de 138 kV con conductor Hawk 477 MCM y líneas de 230 kV con el mismo conductor. En todos los casos se han investigado los conductores establecidos con factores de potencia variable, regulación de voltaje del 5% y el margen de reserva de estabilidad de 30%, éste criterio no afecta las líneas del sistema del INDE; los mapas 3 y 4 del apéndice A, muestran los sistemas de existentes para las redes de 69 y 230 kV.

### **3.4 Características de líneas y conductores**

Las líneas se caracterizan por el nivel de tensión, disposición geométrica de los conductores y el tipo de conductor empleado para la transmisión de energía. En el apéndice E se muestra el diagrama 2.5.1 que contiene las configuraciones y separación de conductores utilizados por INDE en sus diferentes tensiones.

#### **3.4.1 Características de líneas en 13.8 kV**

Las características de las líneas de subtransmisión en 13.8 kV son: tres fases, conductor sencillo por fase, se han simulado en estructura tipo I con soporte (0-5°) y vano de 150 metros. Las coordenadas de la disposición geométrica de las fases para ésta estructura son:

fase r = (0.000 pies, 25.6 pies)

fase s = (5.333 pies, 25.6 pies)

fase t = (8.167 pies, 25.6 pies)

#### **3.4.2 Características de líneas en 34.5 kV**

Las características de las líneas de subtransmisión en 34.5 kV son: tres fases, conductor sencillo por fase y se han simulado en estructura tipo I con soporte (0-5°) y vano de 145 metros.

Las coordenadas de la disposición geométrica de las fases para ésta estructura son:

fase r = (0.00 pies, 27.2 pies)

fase s = (7.00 pies, 27.2 pies)

fase t = (5.35 pies, 30.2 pies)

#### **3.4.3 Características de líneas en 69 kV**

Las características de las líneas de transmisión en 69 kV son: tres fases, conductor sencillo por fase, simuladas en estructura tipo H con soporte (0-5°) y vano de 210 metros.

Las coordenadas de la disposición geométrica de las fases para ésta estructura son:

fase r = (0.000 pies, 32.80 pies)

fase s = (12.10 pies, 32.80 pies)

fase t = (24.20 pies, 32.80 pies)

#### **3.4.4 Características de líneas en 138 kV**

Las características de las líneas de transmisión en 138 kV son:

doble circuito, tres fases por circuito ordenados en posición vertical, conductor sencillo por fase, simulados en estructura de celosía con soporte (0-5°) y vano de 350 metros.

Las coordenadas de la disposición geométrica de las fases para ésta estructura son:

fase  $r_a$  = (0.000 pies, 91.80 pies)

fase  $s_a$  = (0.000 pies, 78.70 pies)

fase  $t_a$  = (0.000 pies, 65.60 pies)

fase  $r_b$  = (22.30 pies, 91.80 pies)

fase  $s_b$  = (22.30 pies, 78.70 pies)

fase  $t_b$  = (22.30 pies, 65.60 pies)

Adicionalmente, dentro de éste nivel de tensión se hace el análisis de la capacidad de transporte que puede darse como resultado de la reconversión de líneas de 69 kV a 138 kV. Para éste caso particular, se tienen las características geométricas de las líneas de 69 kV con aislamiento y tensión en 138 kV.

#### **3.4.5 Características de líneas en 230 kV doble circuito**

Las características de las líneas de transmisión en 230 kV y doble circuito son: tres fases por circuito, ordenados en posición triangular, conductores en doble haz por fase, montados en estructura de celosía con soporte (0-5°), vano de 350 metros y separación de los conductores en el haz es de 1.31 pies.

Estas características corresponden a la línea existente entre Chixoy y la subestación Guatenorte y la disposición geométrica de los centros del haz en cada fase de la estructura son:

fase  $r_a$  = (-26.20 pies, 123.30 pies)  
 fase  $s_a$  = (-41.90 pies, 93.80 pies)  
 fase  $t_a$  = (-19.00 pies, 93.80 pies)  
 fase  $r_b$  = ( 26.20 pies, 123.30 pies)  
 fase  $s_b$  = ( 19.00 pies, 93.80 pies)  
 fase  $t_b$  = ( 41.90 pies, 93.80 pies)

### 3.4.6 Características de líneas en 230 kV circuito simple

Las características de las líneas de transmisión en 230 kV son: un circuito, tres fases en el circuito, ordenados en triángulo equilátero, conductores en doble haz por fase, tendidos en estructura de celosía con soporte (0-5°), vano de 350 metros y separación de los conductores del haz de 1.31 pies.

La disposición geométrica de los centros del haz de cada fase en la estructura son:

fase  $r_a$  = (0.000 pies, 110.70 pies)  
 fase  $s_a$  = (31.50 pies, 101.60 pies)  
 fase  $t_a$  = (30.80 pies, 119.70 pies)

### 3.5 Características de los conductores

A continuación se presenta la información necesaria en el modelo, relativa a los conductores normalizados por el INDE.

#### 3.5.1 Características del conductor AWG 3/0

Radio geométrico medio \_\_\_\_\_ 0.00600 pies  
 Resistencia a 50°C y 60 ciclos \_\_\_\_\_ 0.723 ohm/mi

Diámetro exterior \_\_\_\_\_ 0.04180 pies

**3.5.2 Características del conductor AWG 2/0**

Radio geométrico medio \_\_\_\_\_ 0.00510 pies

Resistencia a 50°C y 60 ciclos \_\_\_\_\_ 0.895 ohm/mi

Diámetro exterior \_\_\_\_\_ 0.03730 pies

**3.5.3 Características del conductor AWG 1/0**

Radio geométrico medio \_\_\_\_\_ 0.00446 pies

Resistencia a 50°C y 60 ciclos \_\_\_\_\_ 1.120 ohm/mi

Diámetro exterior \_\_\_\_\_ 0.03320 pies

**3.5.4 Características del conductor ACSR 266 MCM**

Radio geométrico medio \_\_\_\_\_ 0.02170 pies

Resistencia a 50°C y 60 ciclos \_\_\_\_\_ 0.379 ohm/mi

Diámetro exterior \_\_\_\_\_ 0.05350 pies

**3.5.5 Características del conductor HAWK 477 MCM**

Radio geométrico medio \_\_\_\_\_ 0.02890 pies

Resistencia a 50°C y 60 ciclos \_\_\_\_\_ 0.212 ohm/mi

Diámetro exterior \_\_\_\_\_ 0.07150 pies

## CAPITULO 4

### 4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

La selección de un conductor y las estructuras de soporte depende de la carga eléctrica y del trazo de la línea entre dos puntos. Estas condiciones sirven inicialmente para definir el nivel de tensión y en su conjunto, deben atender criterios de mínimo costo, que se complementan con criterios de confiabilidad y criterios de orden ambiental, los cuales no son tema de estudio. Los criterios ambientalistas se relacionan con el efecto corona, fenómenos de radio interferencia y señales de ruido audible causados por las líneas de alta tensión.

#### 4.1 Conceptos económicos

El análisis económico de los conductores utiliza normalmente el método del valor presente del rendimiento o ingreso requerido ( present worth of revenue required ).

Este considera la suma de los valores presentes de los cargos fijos anuales nivelados sobre la inversión total de capital de la línea y los cargos anualizados por las pérdidas de energía en los conductores de las líneas. Econométricamente se define la ecuación (47) que sigue:

$$PWRR = \sum_{n=1}^{NA} \left(1 + \frac{i}{100}\right)^{-n} \left(CI + \frac{F_1}{100} + CEP_n\right) \quad \text{ecuación (47)}$$

donde:

- PWRR** = valor presente del ingreso requerido
- NA** = número de años
- n** = orden del año
- i** = tasa de descuento
- CI** = costo de inversión de capital por milla
- F<sub>1</sub>** = cargo fijo por mantenimiento de la línea en (%)
- CEP<sub>n</sub>** = cargo de pérdidas de energía por milla en el año n

El cargo por pérdidas de energía en las líneas está relacionado directamente con el costo de generación, calculándose como indica la ecuación (48) que hace referencia a la estimación del cargo por pérdidas de energía en una línea.

$$CEP_n = C_{MWh} * \frac{FEC_n}{10^6} * 8,760 * \frac{L_f}{100} * I^2 * \frac{R}{N_{cf}} * N_{cto} * N_f \quad \text{ecuación (48)}$$

donde:

- C<sub>MWh</sub>** = costo de generación de la energía, en (\$/MWh).
- L<sub>f</sub>** = factor de pérdidas en la línea, dado en %
- I** = corriente de fase de la carga, estimada en amperios
- R** = resistencia del conductor, en ohmios por milla
- N<sub>cf</sub>** = número de conductores por fase
- N<sub>cto</sub>** = número de circuitos
- N<sub>f</sub>** = número de fases en la estructura de transporte

Si se incrementa la sección del conductor, se incrementa el costo de instalación de la línea, tanto por el incremento del costo unitario del conductor como de estructuras más robustas para autosoportar los conductores. Sin embargo, mientras mayor es la sección del conductor, su resistencia eléctrica es menor y por lo



tanto son menores las pérdidas; por lo que se tendrá, que el costo de las pérdidas obliga a tener un Valor Presente de estas mayor para conductores de menor sección.

#### **4.2 Datos utilizados en la Evaluación Económica**

A continuación se describe la información utilizada en las ecuaciones (47) y (48).

El número de años NA, es el período considerado como vida útil en una línea de transmisión y generalmente es de 30 años.

La tasa de descuento  $i$ , corresponde a la tasa de interés con que se obtiene financiamiento para la ejecución de proyectos, las tasas de descuento pueden ser del 8, 10 o 12%, dependiendo de las agencias financieras con que se obtengan los créditos o la tasa de descuento que calcule la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en base al artículo 82 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

El costo de inversión de capital CI, es el valor unitario de la línea en \$/milla; en líneas de 69 kV el costo aproximado se estima en 80,000 \$/milla y en 230 kV es estima en 176,000 \$/milla, ambos costos para circuito simple.

El mantenimiento de la línea  $F_1$ , se estima del orden del 3% del costo de inversión.

El costo de generación de energía  $C_{MWh}$ , corresponde al costo de producción de las unidades generadoras, el cual difiere con el tipo de tecnología de generación, tipo de combustible, eficiencia de las unidades y el costo del combustible. En los casos que se analizan posteriormente, se considera un costo total de generación de 55

\$/MWh, que es un valor razonable en costos de producción de las plantas medianamente eficientes.

El factor de pérdidas  $L_f$ , es la relación entre los kWh de pérdidas durante un período y las horas del período por kW pico de pérdida, razonablemente se considera del 35%.

## CAPITULO 5

### 5 RESULTADOS

Los resultados de los casos obtenidos al aplicar el modelo para Cálculo de la Capacidad de Transporte en líneas del sistema de transporte del INDE se presentan para cada nivel de voltaje. En las tablas de resultados obtenidos en los casos estudiados, tal como se puede apreciar en los cuadros del apéndice C numerados del 5.1.1 al 5.5.2, en los que se puede observar cuadros con sombra que indican que se ha excedido la regulación de tensión. Finalmente se muestra la evaluación del costo de pérdidas para líneas de transporte en 69 y 230 kilovoltios en las gráficas 5.6.1 y 5.6.2 del apéndice B.

#### 5.1 Resultados del caso 13.8 kV

El análisis de la subtransmisión en 13,800 voltios con una regulación del 5% se analizó en dos partes:

- la primera, se supone un factor de potencia constante de 0.85 y el estudio de tres conductores AWG: 1/0, 2/0 y 3/0.
- la segunda, estudia el conductor AWG 3/0 con tres diferentes factores de potencia: 0.80, 0.85, 0.90 y 0.95.

Los resultados obtenidos en la evaluación de la primera parte se han llevado a curvas de transporte que se muestran en la gráfica 5.1.1 del apéndice B.

Los otros resultados del modelo, que varían el incrementarse la distancia son los módulos y ángulos de las constantes A y B, los cuales se presentan en el cuadro 5.1.1 del apéndice C. Se presenta

solamente ésta información por que éstos parámetros definen la capacidad de transporte, como se puede ver en la ecuación (43). El resultado de evaluar la segunda parte se adjunta en la gráfica 5.1.2 del apéndice B.

## **5.2 Resultados del caso 34.5 kV**

Al igual que el caso anterior, la subtransmisión en 34,500 voltios con una regulación del 5% se analizó en dos partes:

- la primera, se supone un factor de potencia constante de 0.85 y el estudio de tres conductores AWG: 1/0, 2/0 y 3/0.
- la segunda, supone un conductor AWG 3/0 constante y se cambia los factores de potencia: 0.80, 0.85, 0.90 y 0.95.

Los resultados obtenidos al evaluar la primera parte fueron graficados en las curvas de transporte que están contenidas en la gráfica 5.2.1 del apéndice B. La forma como varían las constantes de transmisión A y B se presentan en el cuadro 5.2.1 del apéndice C.

El resultado de evaluar la segunda parte, solamente para el conductor AWG 3/0 se muestra en la gráfica 5.2.2.

## **5.3 Resultados del caso 69 kV**

La capacidad de transporte para líneas de 69,000 voltios fue analizada para conductores Hawk con una regulación del 5% y suponiendo variable el factor de potencia.

Los resultados se han trasladado a curvas de transporte, que están contenidas en la gráfica 5.3.1 del apéndice B.

Los resultados del modelo para las constantes A y B en función de la distancia se muestran en la tabla 5.3.1 del apéndice C.

#### **5.4 Resultados del caso 138 kV**

Los casos estudiados a este nivel de tensión corresponden a circuito simple, doble y reconversión de voltajes. En todos los casos se supone una reserva en estado estable del 30 %.

En el caso de circuito simple, se simulan tres diferentes factores de potencia, los resultados expresados en curvas de capacidad se muestran en la gráfica 5.4.1.

La información restante se adjunta en la tabla 5.4.1 del apéndice respectivo.

En el caso de doble circuito y los mismos factores de potencia anteriores, se obtienen las curvas de transporte que se presentan en la gráfica 5.4.2, los resultados de la evaluación se adjuntan en la tabla 5.4.2.

Adicionalmente se ha investigado la capacidad de transmisión de líneas que tienen estructuras para 69 kV con aislamiento para 138,000 voltios, con una regulación del 5% y factor de potencia de 0.85. El resultado, también en forma de curva de capacidad se adjunta en la gráfica 5.4.3.

#### **5.5 Resultados del caso 230 kV**

La evaluación de la transmisión en 230,000 voltios se ha considerado para dos escenarios: líneas de simple circuito y líneas de doble circuito. Al igual que en los casos precedentes; se

muestran curvas de capacidad con una regulación del 5% y una reserva en estado estable de 30%. La gráfica 5.5.1 contiene la información para el caso de circuito simple y la gráfica 5.5.2 contiene resultados del caso con doble circuito. Las tablas 5.5.1 y 5.5.2 del apéndice C contienen los parámetros e información restante de cada caso.

### **5.6 Resultado de la evaluación del costo de pérdidas**

La evaluación del costo de pérdidas en la transmisión de energía para tensiones de 69 y 230 kV se puede observar en las gráficas 5.6.1 y 5.6.2 respectivamente.

La evaluación fue hecha por medio de una hoja electrónica, en la que se programaron las ecuaciones respectivas para una potencia de 40 MW en el caso 69 kV y 100 MW en el caso de 230 kV. El valor presente de rendimiento obtenido es por unidad de longitud, lo que significa que la diferencia entre los Valores Presentes de dos conductores multiplicado por su longitud representa el valor final. Las curvas que resultan por la evaluación del Valor Presente de las pérdidas en función del diámetro del conductor tienen pendiente negativa, confirmando que al incrementarse el diámetro del conductor disminuyen de magnitud de las pérdidas actualizadas.

## CONCLUSIONES

Las conclusiones se emiten para cada nivel de tensión y se define el factor de potencia que optimiza la transferencia de potencia en las líneas transmisoras como resultado de sensibilidades.

### 1 Líneas de 13.8 kV

- 1.1 En tensiones de 13,800 voltios con conductor AWG 3/0 que es el más usado para subtransmisión en el INDE, se encuentra que para longitudes menores a las 7 millas ésta línea es capaz de transportar hasta un máximo de 6.0 MW por la limitación térmica del conductor, para el caso del conductor AWG 2/0, su límite térmico permite 4.5 MW en una longitud hasta de 6 millas y con el conductor AWG 1/0 su limitación térmica permite hasta 5.5 MW en 5 millas. El resultado obtenido para el conductor AWG 3/0 es comparado con la potencia que fluye por el ramal que sale de la subestación Huehuetenango hacia Sacapulas de aproximadamente 30 millas y actualmente sirve 1.4 MW.
- 1.2 Al aumentar la sección del conductor aumenta la capacidad de transporte de la línea, pero el límite térmico y la distancia definen la máxima transferencia de potencia.
- 1.3 Por el relativamente bajo nivel de tensión, éstas líneas no son afectadas por la generación de potencia reactiva al operar a un nivel inferior de su potencia natural.
- 1.4 Las líneas operan en la región de regulación de voltaje al exceder las longitudes dadas en 1.1.

1.5 El factor de potencia que optimiza la transferencia de potencia es 0.85, resultado obtenido por análisis de sensibilidad.

## **2 Líneas de 34.5 kV**

2.1 En el caso de la tensión en 34,500 voltios son válidas las consideraciones anteriores, con diferencia en los límites térmicos de los conductores y las distancias, que en éste caso son:

Conductores AWG 1/0 es de 11.5 MW en 13 millas.

Conductores AWG 2/0 es de 13.7 MW en 15 millas.

Conductores AWG 3/0 es de 15.2 MW en 16 millas.

2.2 La línea Esperanza-San Marcos con conductor AWG 2/0 de 24 millas aproximadamente sirve un flujo de 6.5 MW.

## **3 LÍNEAS DE 69 kV**

3.1 El caso de 69,000 voltios con conductor Hawk presenta limitación térmica en líneas con longitudes inferiores a 25 millas, la limitación térmica del conductor Hawk permite como máximo el transporte de 50 MW. En conductores 336 MCM la capacidad térmica permite hasta 40 MW y para el conductor 167.8 MCM se tiene como máximo 24 MW. Este último conductor es un caso especial, ya que existe solamente en la línea Esclavos-Progreso y se ha planteado la posibilidad de cambiar el tipo de conductor.

3.3 La transmisión de potencia es óptima para un factor de



potencia de 0.90.

- 3.4 Toda línea con longitud superior a 25 millas trabaja en la región de regulación de tensión.
- 3.5 El resultado obtenido en éste caso es comparable con la línea Guatenorte-Puerto Barrios de 156 millas, que nunca ha podido transmitir más de 7.0 MW hasta Puerto Barrios.

#### **4 Líneas de 138 kV**

- 4.1 Las líneas de 138 kV de circuito simple, con longitudes inferiores a los 50 millas están afectadas térmicamente.
- 4.2 La limitante que impone el conductor Hawk en líneas de circuito simple es de 100 MW y en líneas de doble circuito es de 200 MW, quedando afectadas todas aquellas líneas con longitudes inferiores a 25 millas.
- 4.3 La transmisión de potencia es óptima cuando el factor de potencia es de 0.90.
- 4.4 La reconversión de líneas 69 kV a 138 kV permite duplicar la capacidad de transporte en la región térmica, de un valor inicial de 50 MW en circuito simple a 100 MW en doble circuito.
- 4.5 Los resultados de éste caso no se pueden comparar con la operación actual o histórica de líneas existentes por que éstas operan por debajo de su capacidad de transporte.

#### **5 Líneas de 230 kV**

- 5.1 Las líneas de doble circuito energizadas como circuitos

paralelos, presentan la magnitud del módulo de su constante "B" de dos veces la magnitud de las líneas de circuito simple, por lo que la capacidad de transmisión en la región de regulación es menor, pero su límite térmico es el doble del que presentan las líneas de circuito sencillo.

- 5.2 La capacidad térmica en líneas de circuito simple, con conductor Hawk en doble haz es de 355 MW.
- 5.3 Toda línea de doble circuito con longitud menor a 50 millas trabaja en la región térmica.
- 5.4 Toda línea de circuito simple con longitud menor a 90 millas trabaja en la región térmica.
- 5.5 El factor de potencia que optimiza la transferencia de potencia activa en líneas de doble o simple circuito es 0.80.
- 5.6 El resultado del análisis en 230 Kv no se puede comparar con casos reales, debido a que éstas operan por debajo de su capacidad de transporte

## **6 ANÁLISIS ECONÓMICO**

- 6.1 El análisis económico muestra para las condiciones simuladas en 69 kV a Valor Presente del Rendimiento de las pérdidas un beneficio de aproximadamente USA 19,000 \$/año entre el conductor 477 MCM y el conductor 556.5 MCM de mayor sección.
- 6.2 El análisis económico muestra para las condiciones simuladas en 230 kV a valor presente del rendimiento de las pérdidas un beneficio de aproximadamente USA 8,500 \$/año entre el conductor 477 MCM y el conductor 556.5 MCM.

## RECOMENDACIONES

- 1.- La aplicación del programa de cálculo y la metodología basada en la evaluación de la capacidad de la línea para cada incremento de longitud, permite su aplicación en el diseño y planificación de líneas de transmisión.
- 2.- Utilizar el programa de cálculo escrito en lenguaje basic con fines educativos, ya que permite evaluar diferentes parámetros eléctricos que son estudiados en cursos de Ingeniería Eléctrica.
- 3.- Implementar en todas las líneas de 69 kV el conductor ACSR 477 MCM Hawk o un conductor de mayor diámetro como podría ser el conductor 556.5 MCM en aquellas líneas que en corto plazo puedan presentar problemas en su capacidad de transporte.
- 4.- En líneas de 69 kV que operan en la región de regulación de tensión y que presentan problemas por mala regulación, debe instalarse compensadores de reactiva para minimizar las pérdidas eléctricas y mejorar la regulación de tensión y la calidad del servicio.
- 5.- Analizar con proyecciones de demanda los nodos del sistema de transporte y con los valores estimados de capacidad de transporte prevenir problemas en el futuro, ya sea por cambio

de conductores o del nivel de tensión en las líneas.

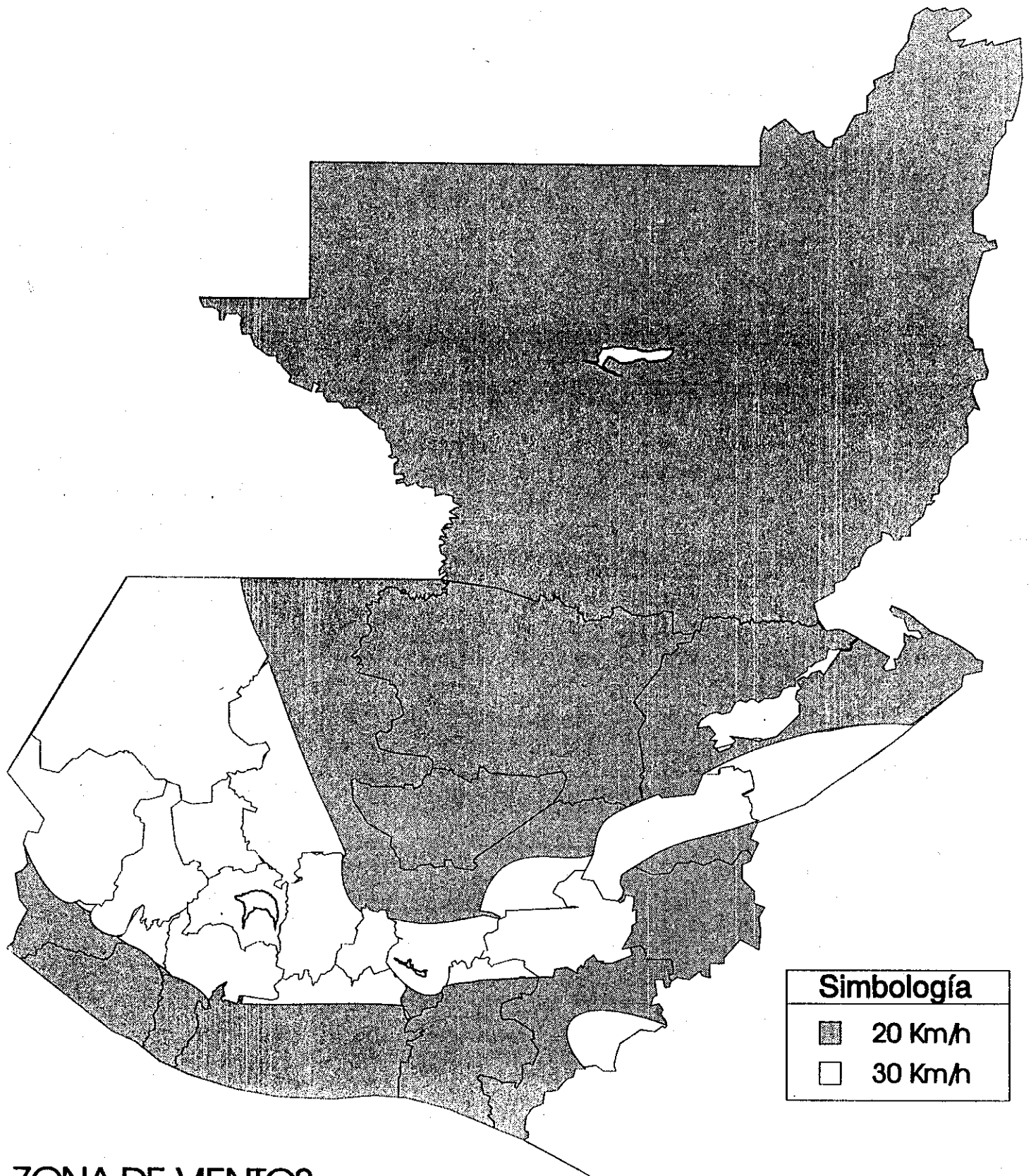
- 6.- Evaluar el beneficio que a nivel de pérdidas puede tener el sistema de 69 kV que suministra energía en la región oriental del país al cambiar los conductores existentes en la línea Guatesur-Esclavos-Progreso por conductores Hawk.
  
- 7.- El análisis económico mostró, para los casos simulados, mayor beneficio en la utilización de conductores de mayor diámetro en líneas de 69 kV que en líneas de 230 kV ya que al incrementarse el nivel de tensión en la líneas se reducen las pérdidas eléctricas.

## BIBLIOGRAFIA

- Aluminium Company of America. **Electric characteristics of acsr.** USA: Aluminium Company, 1965.
- DONALD, Fink. **Manual de ingeniería eléctrica.** México: Mc Graw Hill, 1995.
- HARPER, Gilberto. **Introducción al análisis de los sistemas de potencia.** México: CECSA, 1983.
- OLLE, Elgerd. **Electric Energy Systems, an Introduction.** USA: 1976.
- STEVENSON, William. **Análisis de los Sistemas de Potencia.** México: CECSA, 1984.
- SAYED, Nasar. **Sistemas eléctricos de potencia.** México: Mc Graw Hill, 1990.
- VIQUIRA, Jacinto. **Redes eléctricas.** México: Representación y Servicios de Ingeniería, 1970.

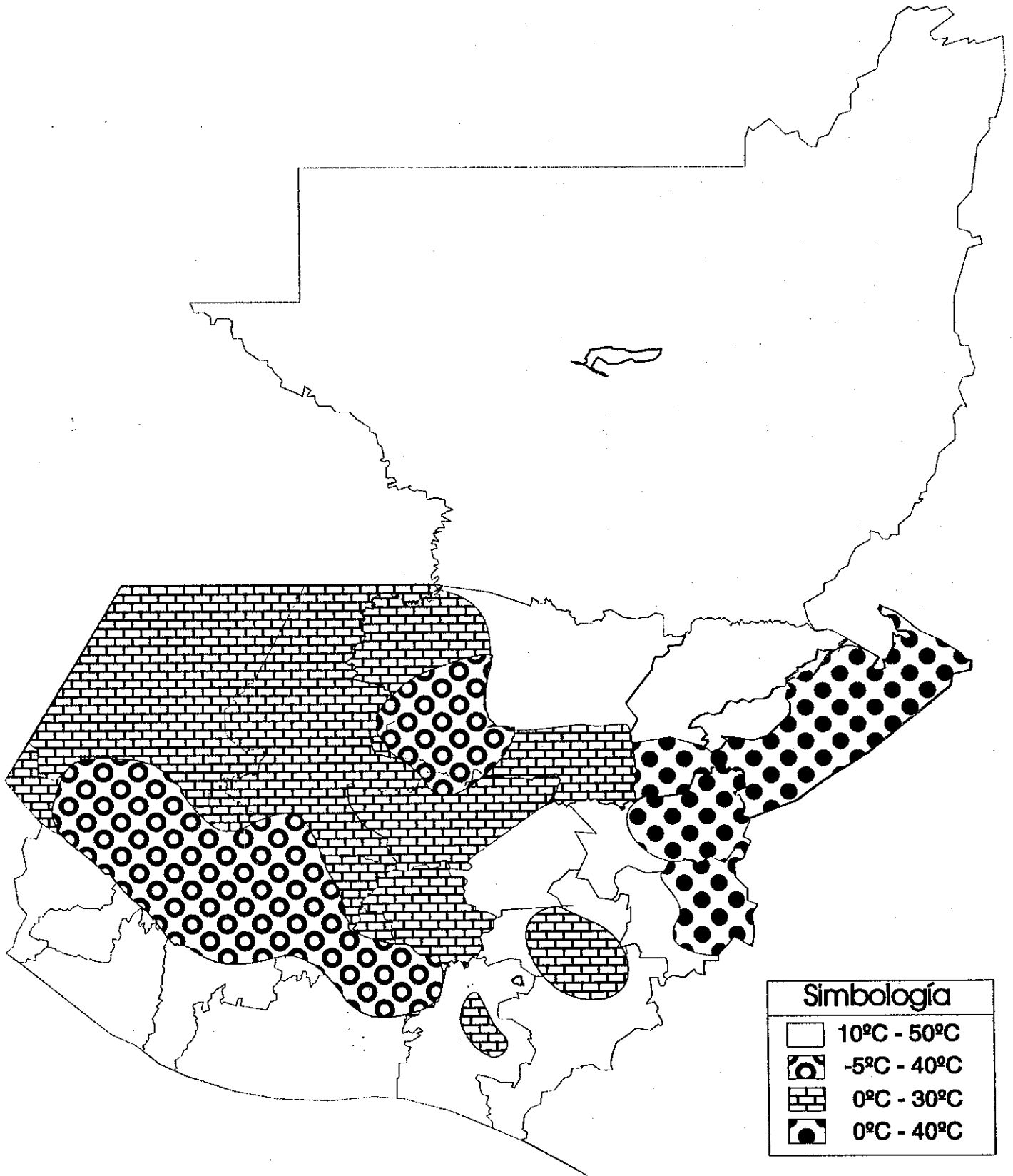
# APÉNDICE A MAPAS

# MAPA No. 1



ZONA DE VIENTOS

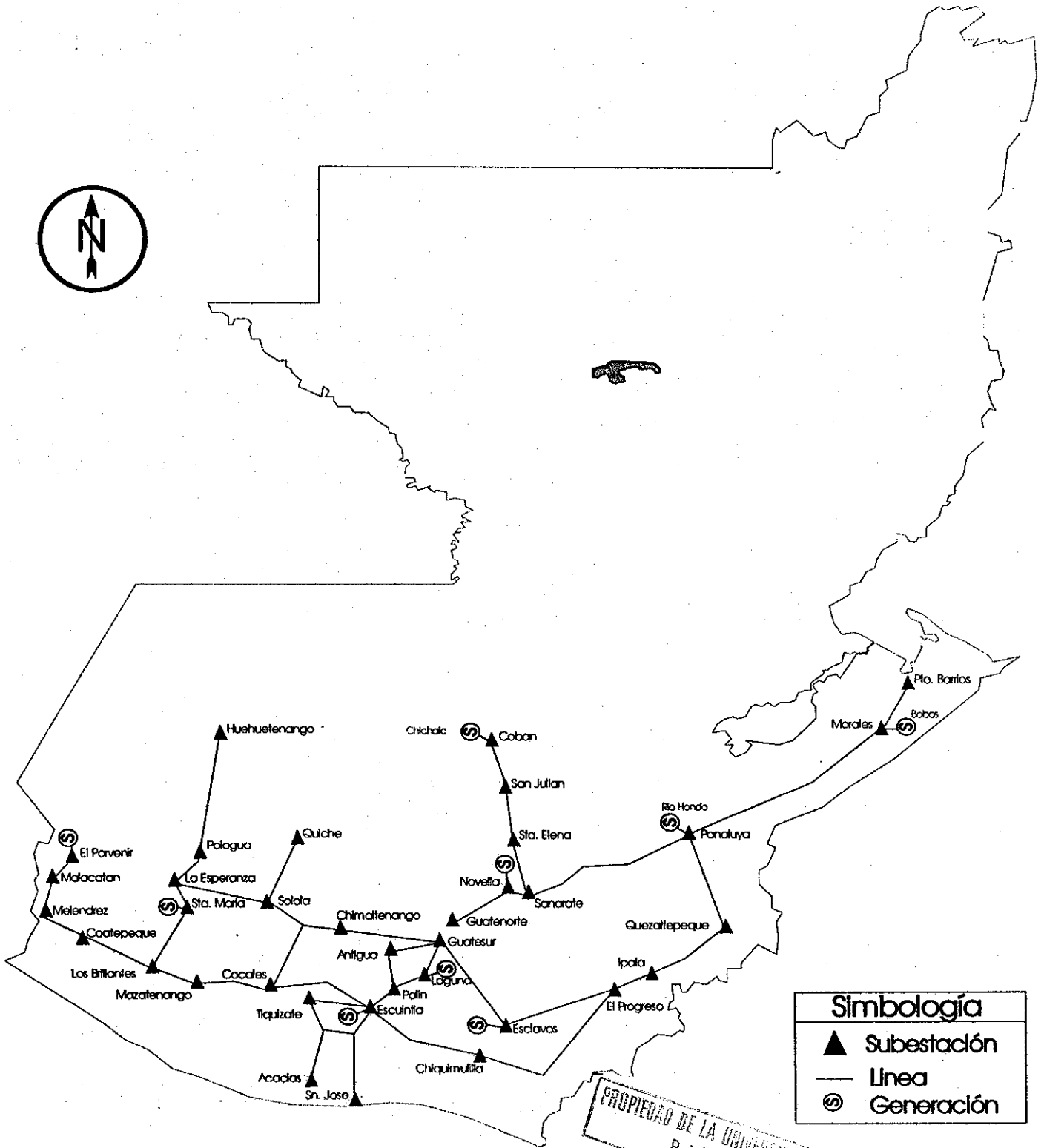
# MAPA No. 2



ZONA DE TEMPERATURAS



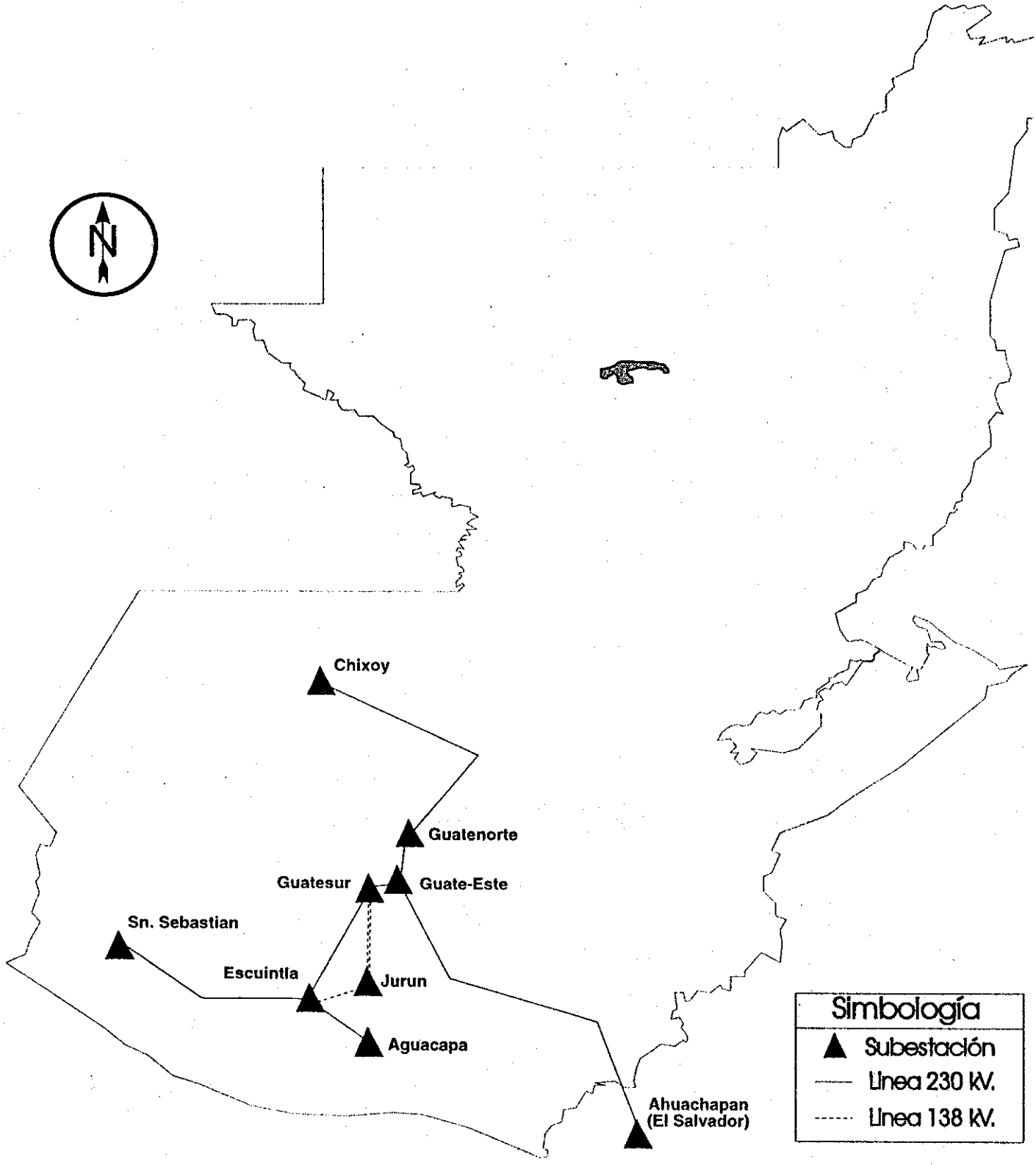
# MAPA No. 3



PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
Biblioteca Central

DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA 69 KV.  
SISTEMA ACTUAL

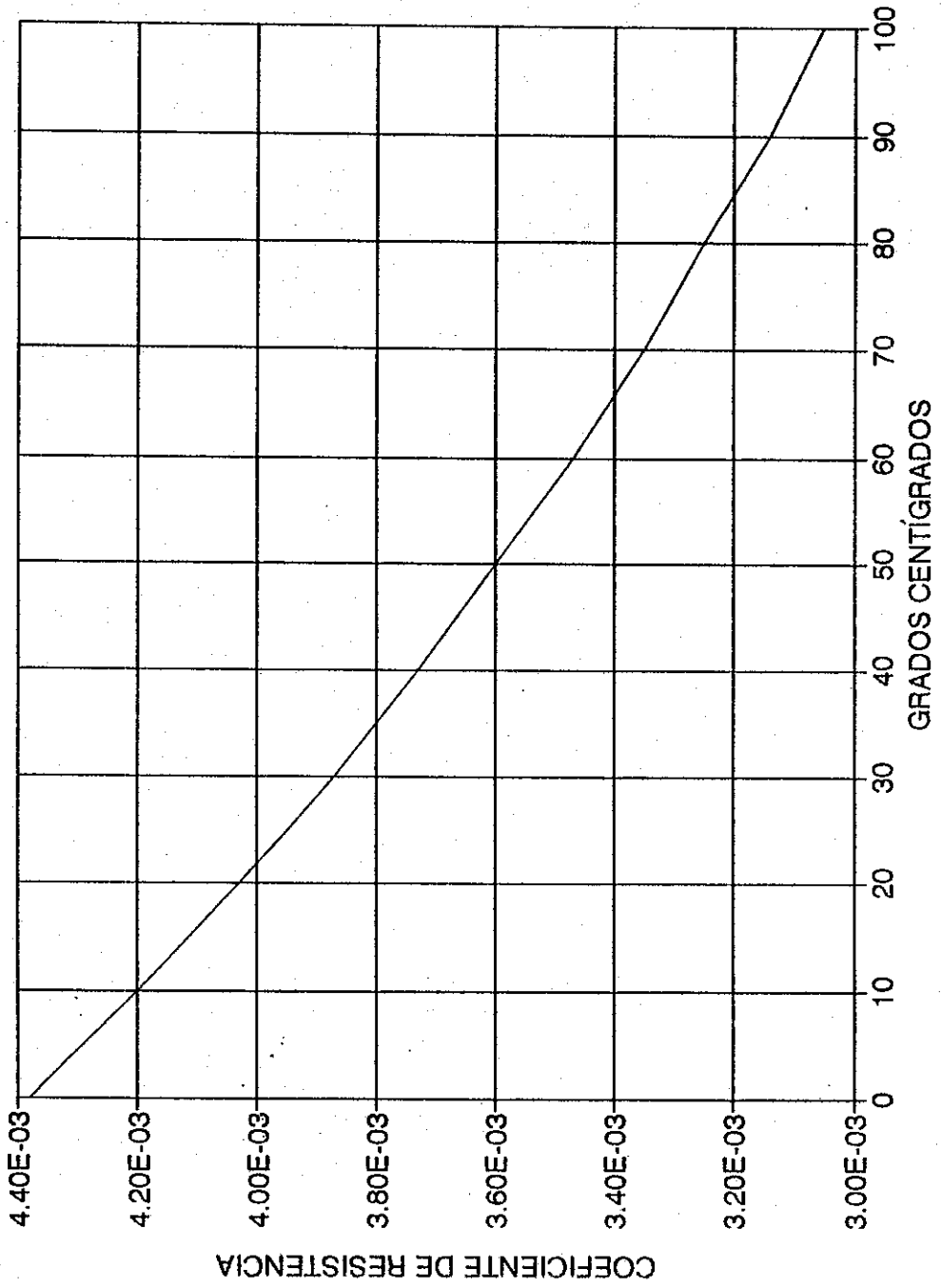
# MAPA No. 4



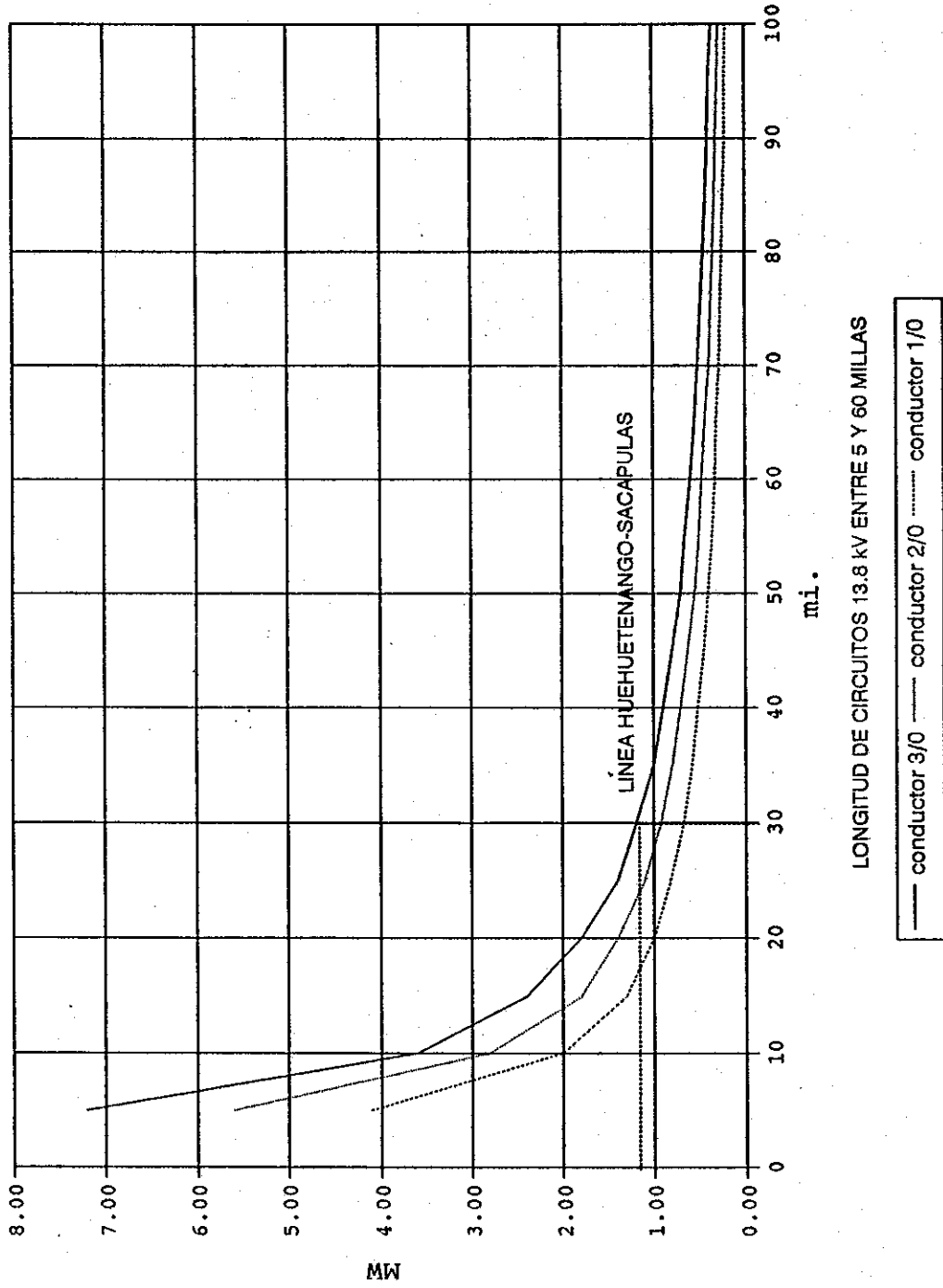
UBICACIÓN GEOGRÁFICA  
LÍNEAS 230 KV. EXISTENTES

# APÉNDICE B GRAFICAS

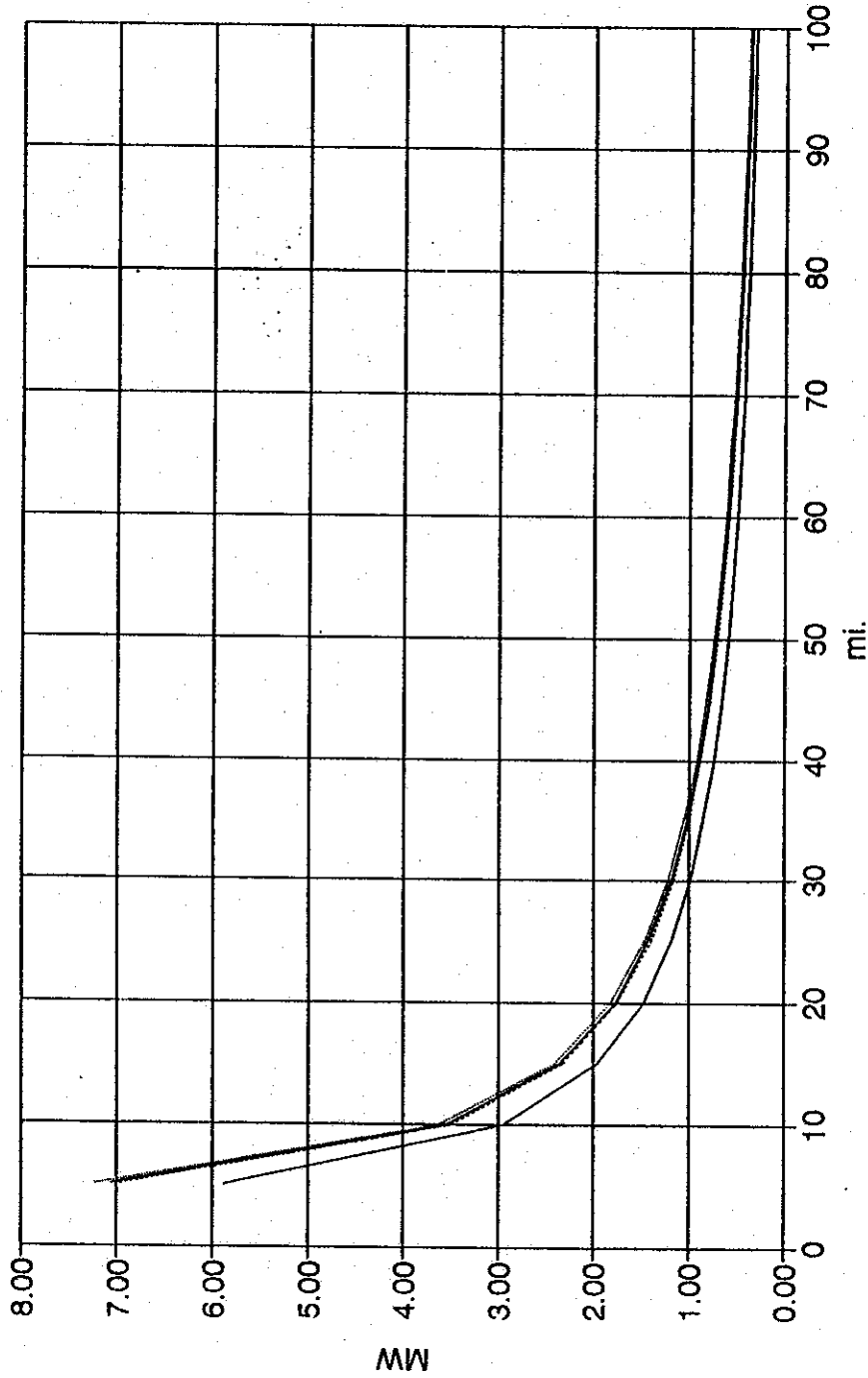
GRAFICA 1.8.1  
COEFICIENTE DE TEMPERATURA ALFA



GRÁFICA 5.1.1.1  
CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN 13.8 KV



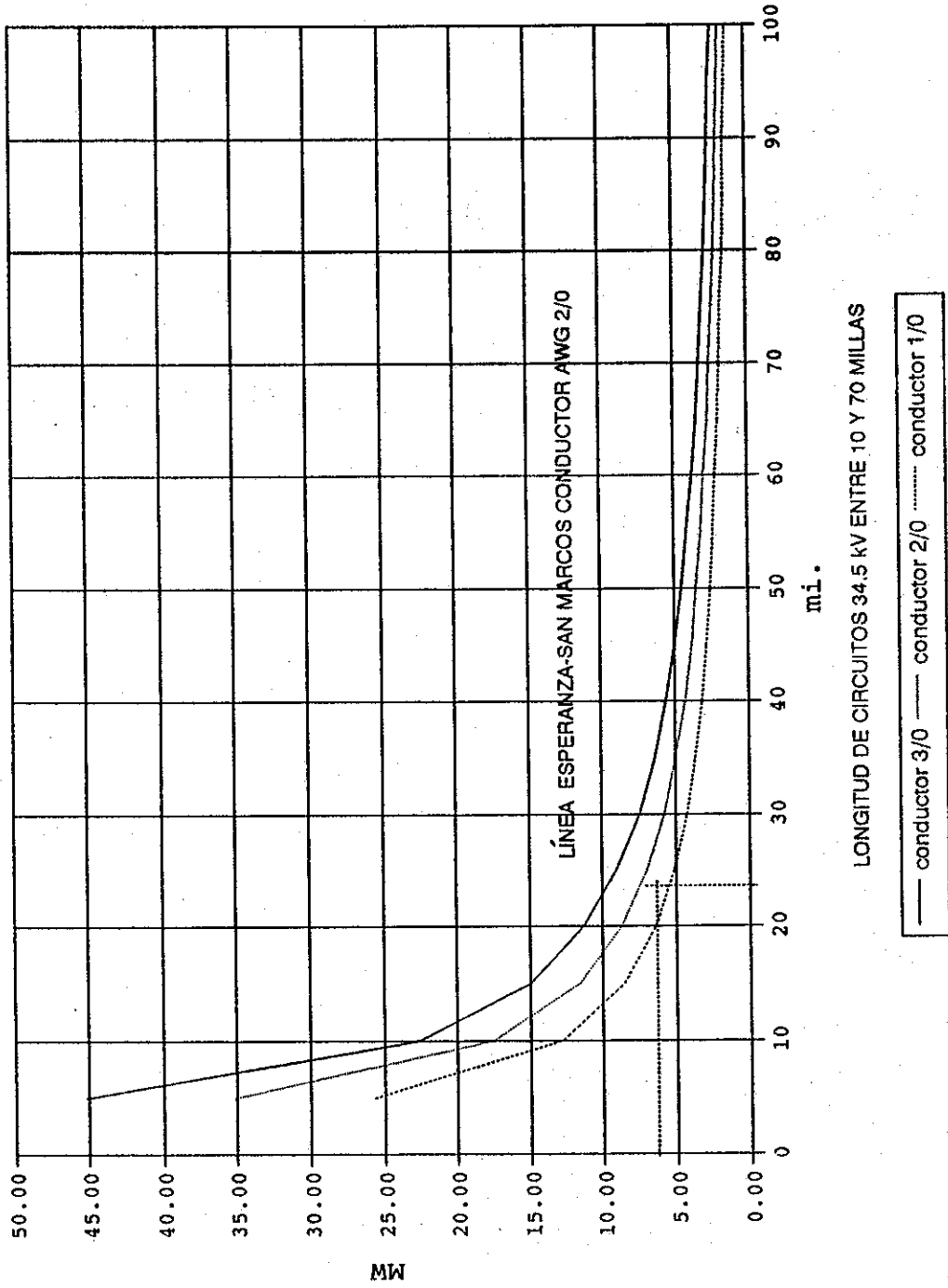
GRÁFICA 5.1.2  
CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN 13.8 KV



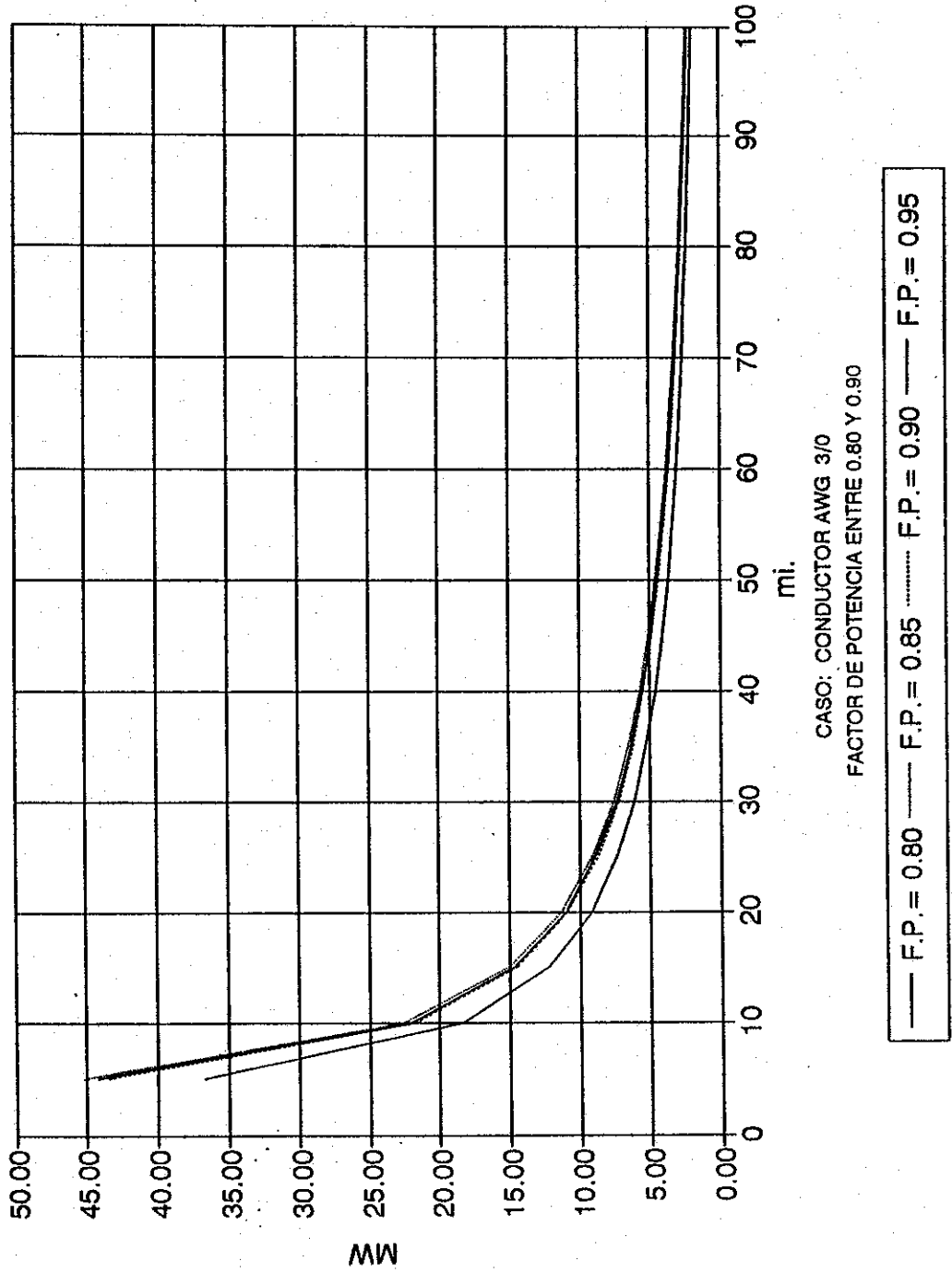
CASO: CONDUCTOR AWG 3/0  
FACTOR DE POTENCIA ENTRE 0.80 Y 0.90

— F.P. = 0.80    ..... F.P. = 0.85    ..... F.P. = 0.90    — F.P. = 0.95

GRÁFICA 5.2.1.1  
CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN 34.5 KV

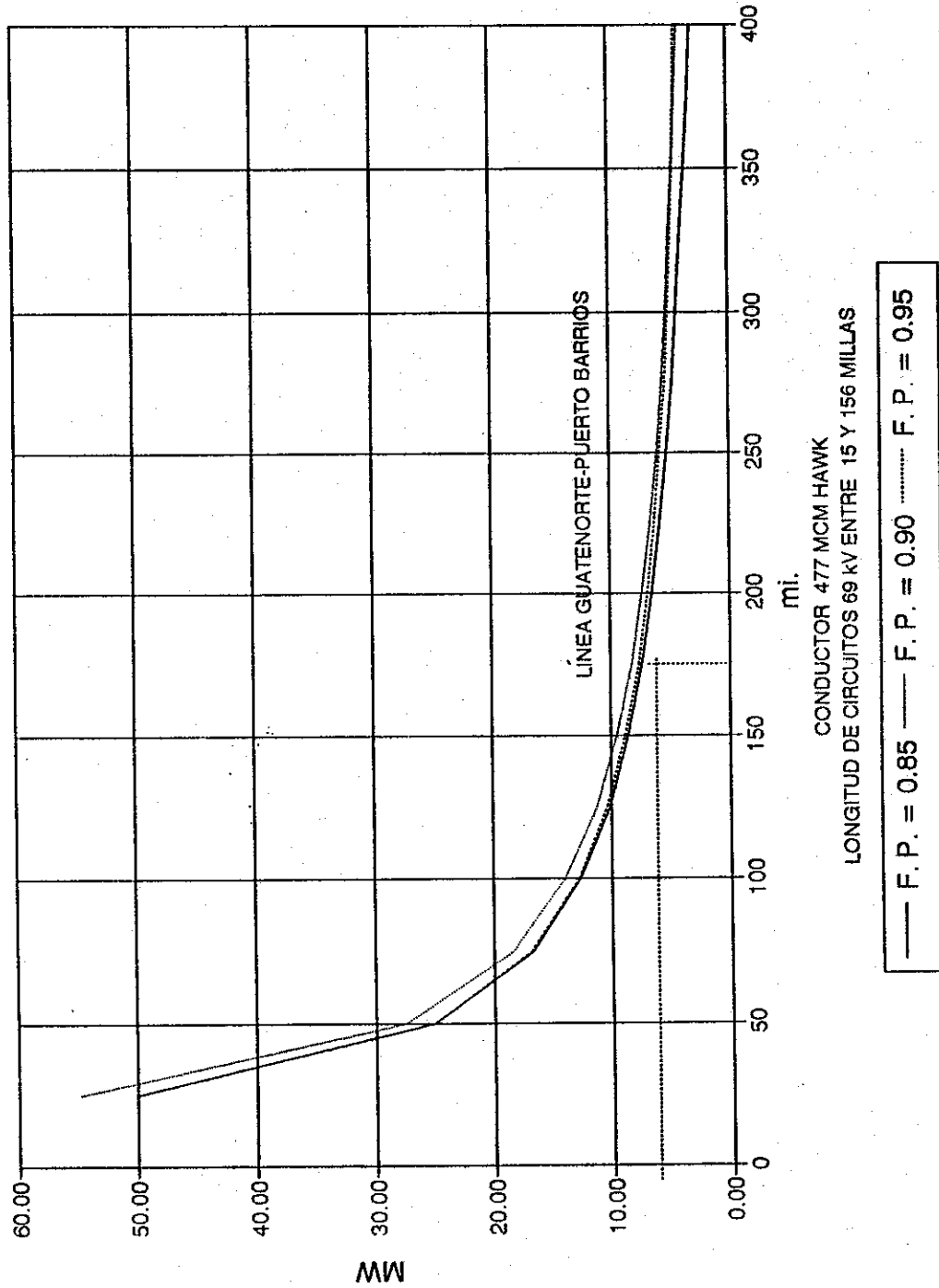


GRÁFICA 5.2.2  
CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN 34.5 KV

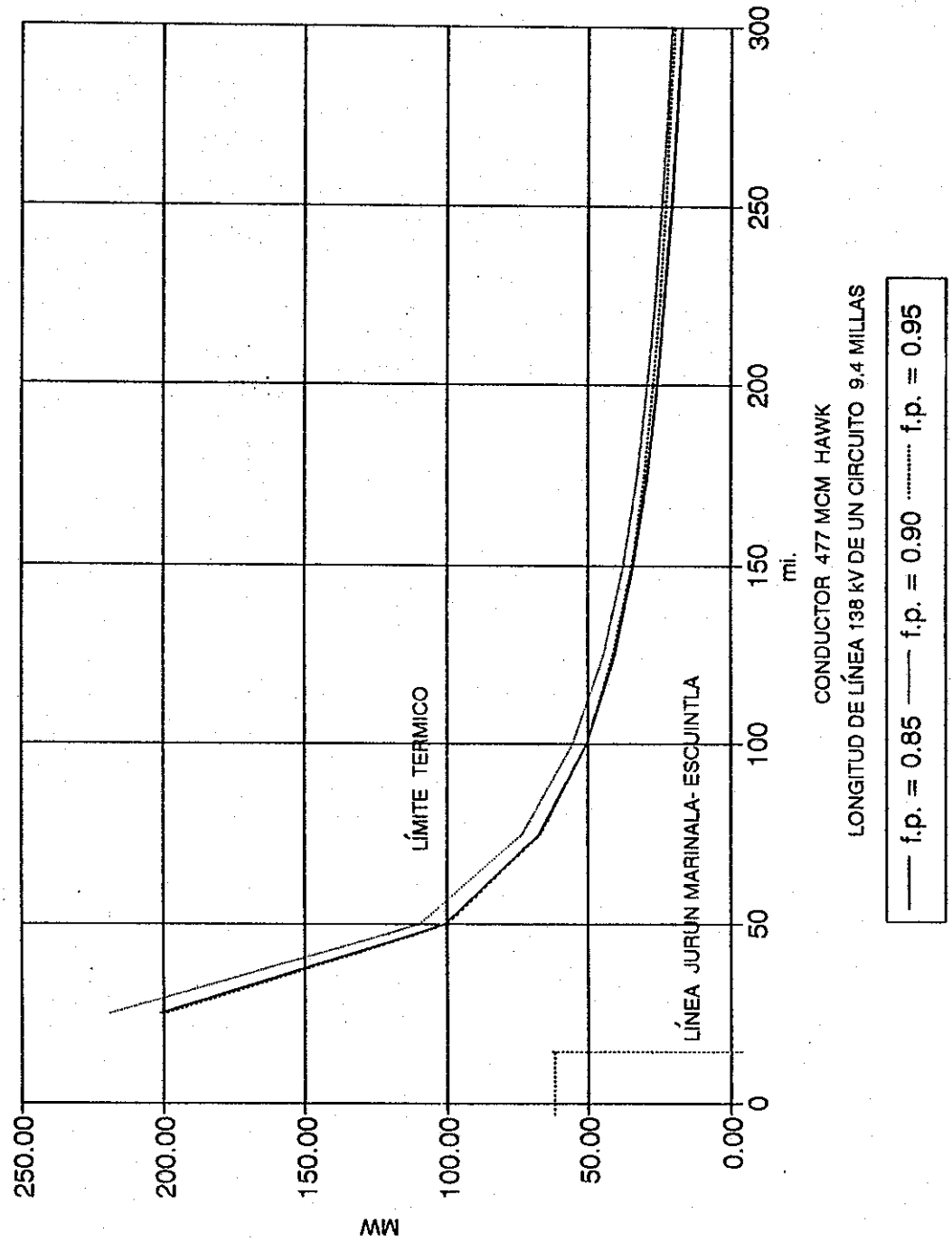




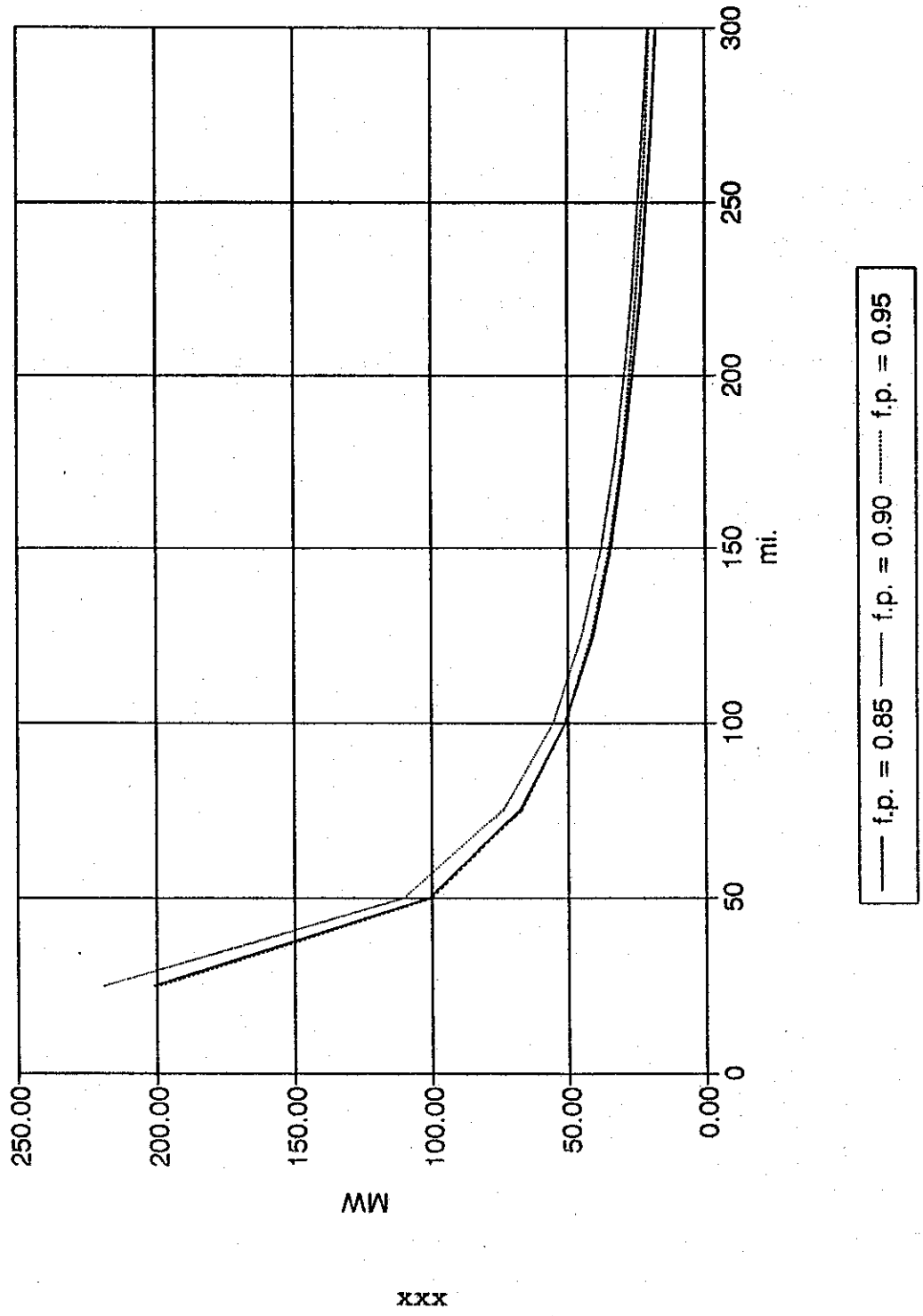
GRÁFICA 5.3.1  
CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN 69 KV



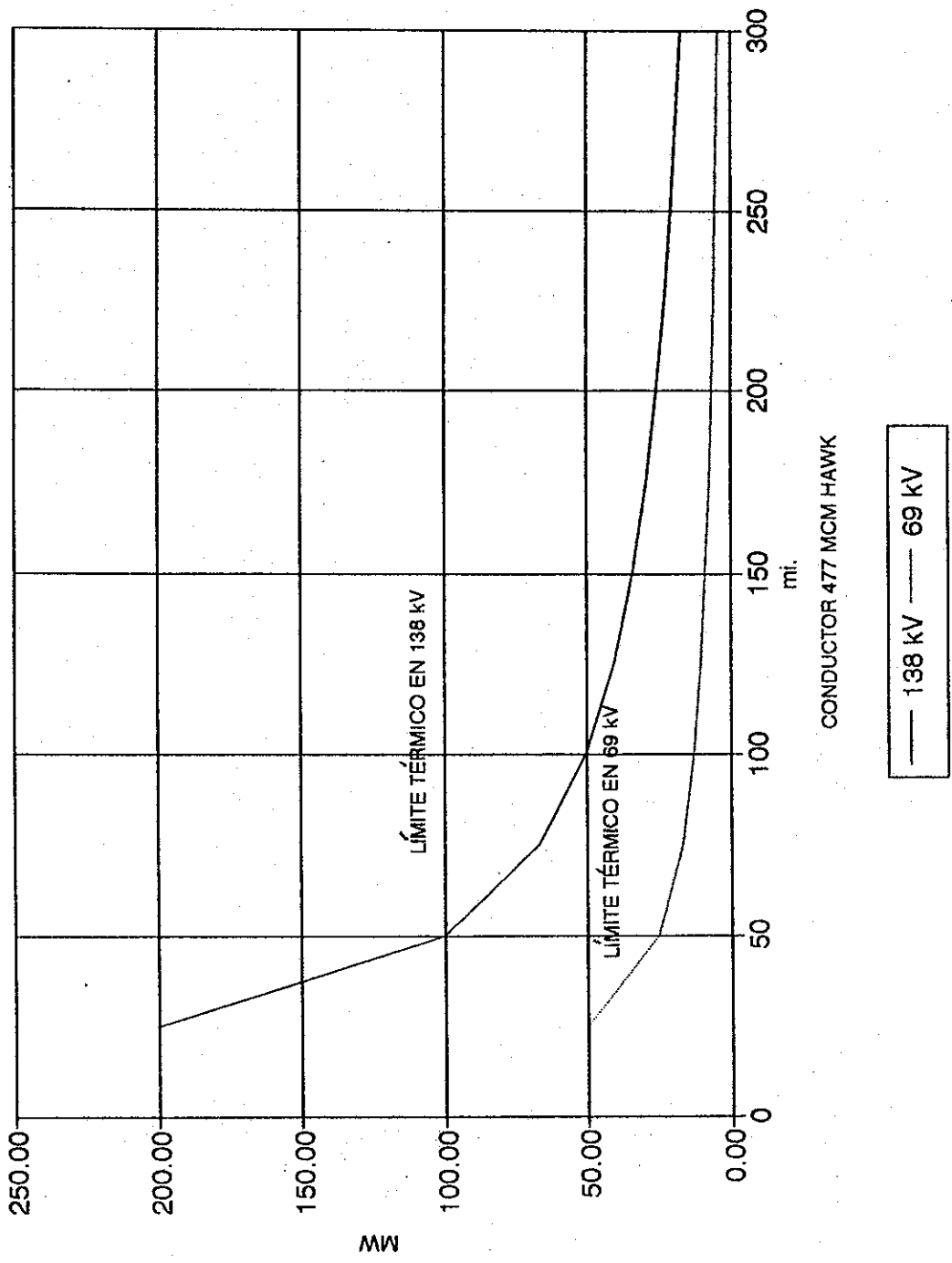
GRÁFICA 5.4.1  
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN 138 KV



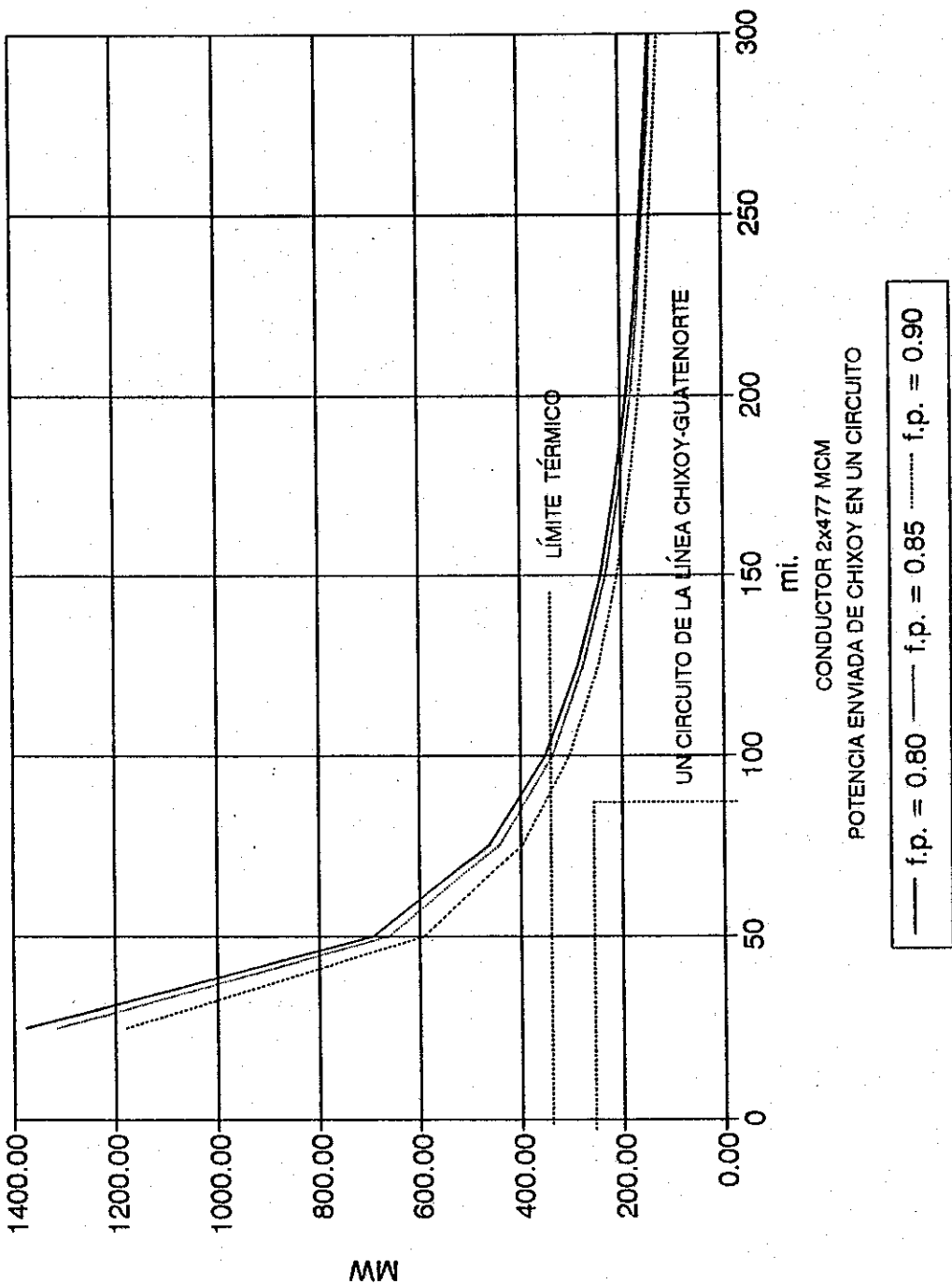
GRÁFICA 5.4.2  
 CASO 2 x 138 kV CONDUCTOR 477 MCM HAWK



GRÁFICA 5.4.3  
CAPACIDAD AL CAMBIAR VOLTAJE 69-138 kV



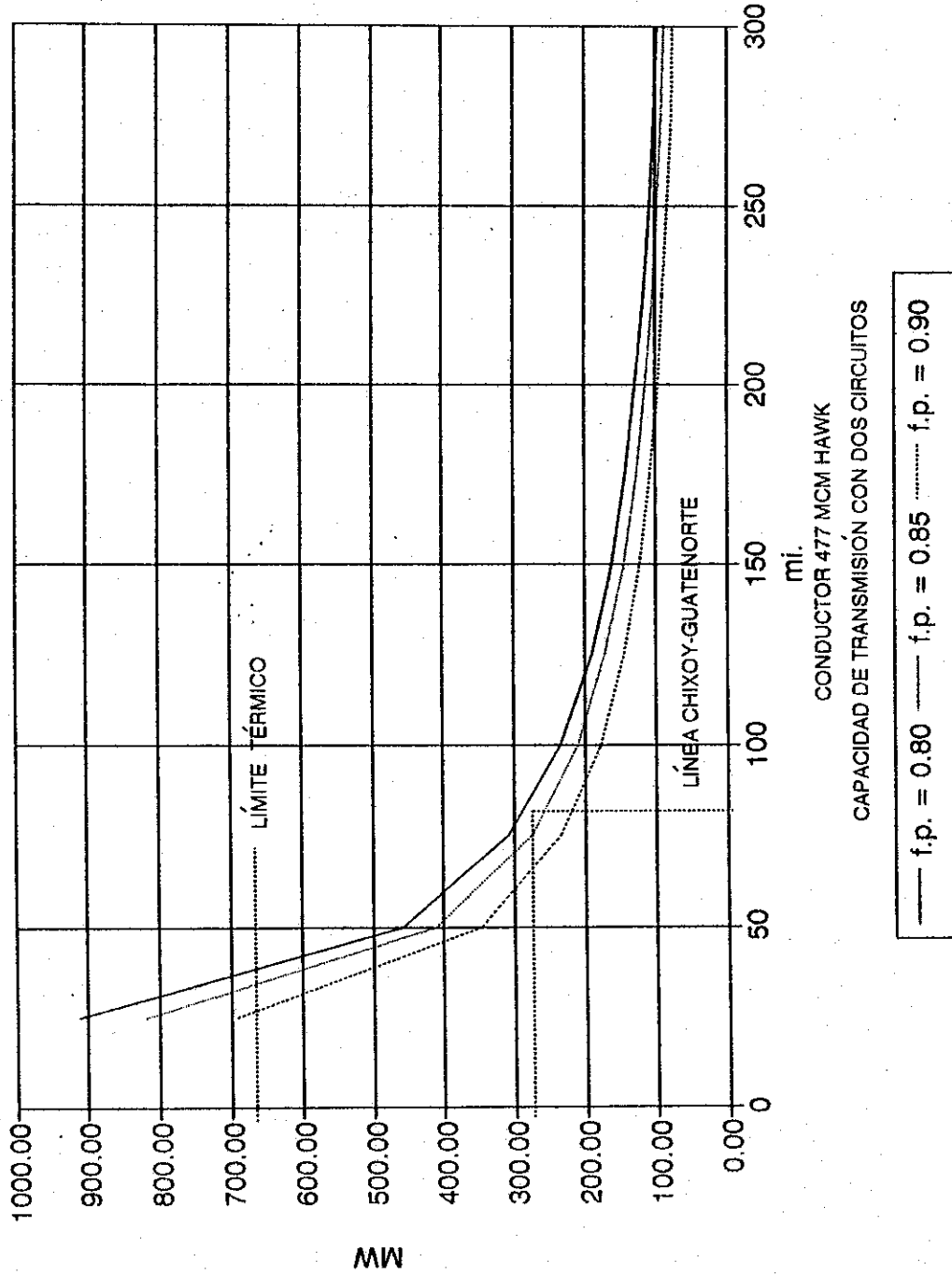
GRÁFICA 5.5.1  
CAPACIDAD DE TRANSPORTE 230 KV



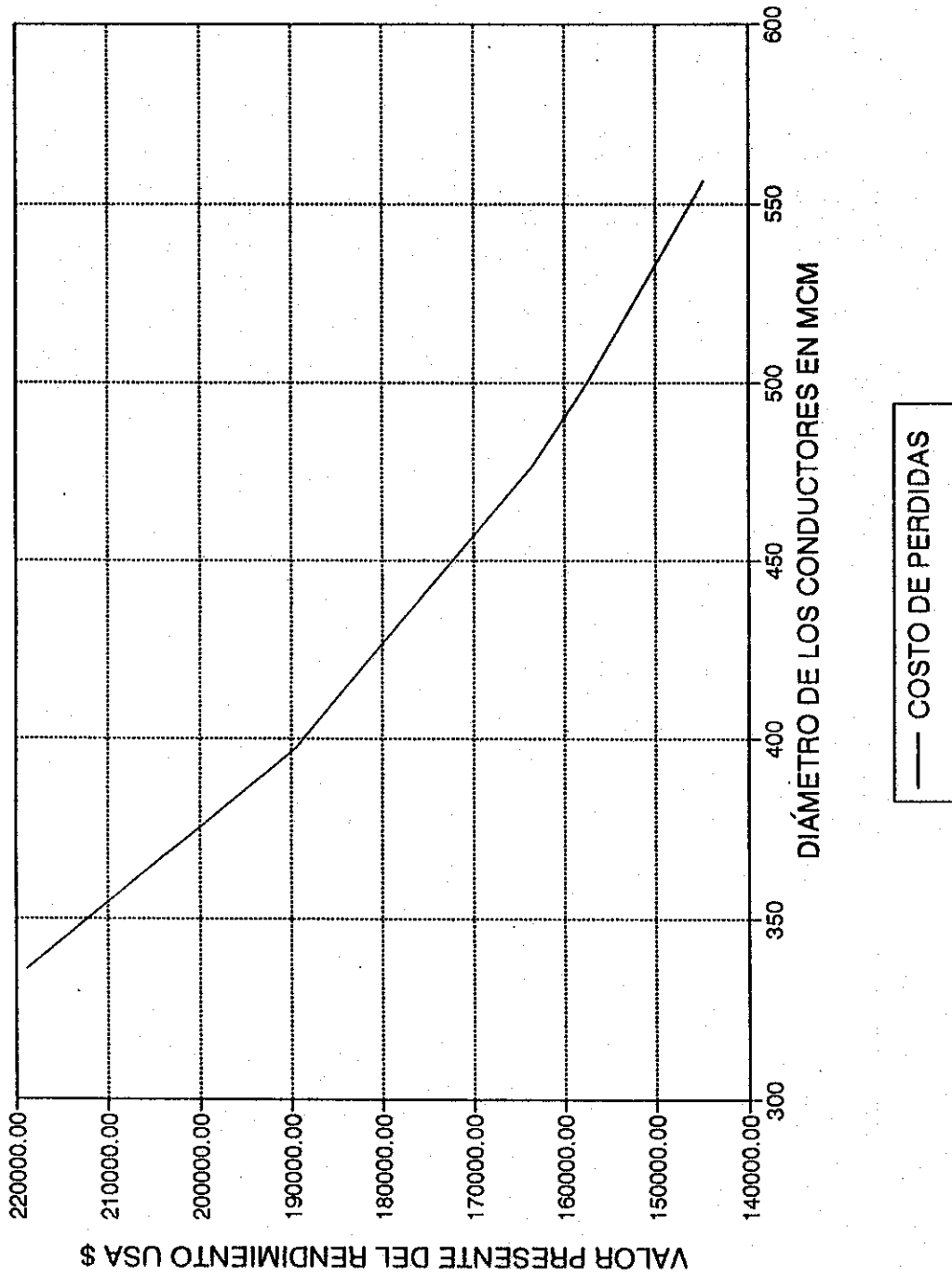
CONDUCTOR 2x477 MCM  
POTENCIA ENVIADA DE CHIXOY EN UN CIRCUITO

— f.p. = 0.80    - - - f.p. = 0.85    ..... f.p. = 0.90

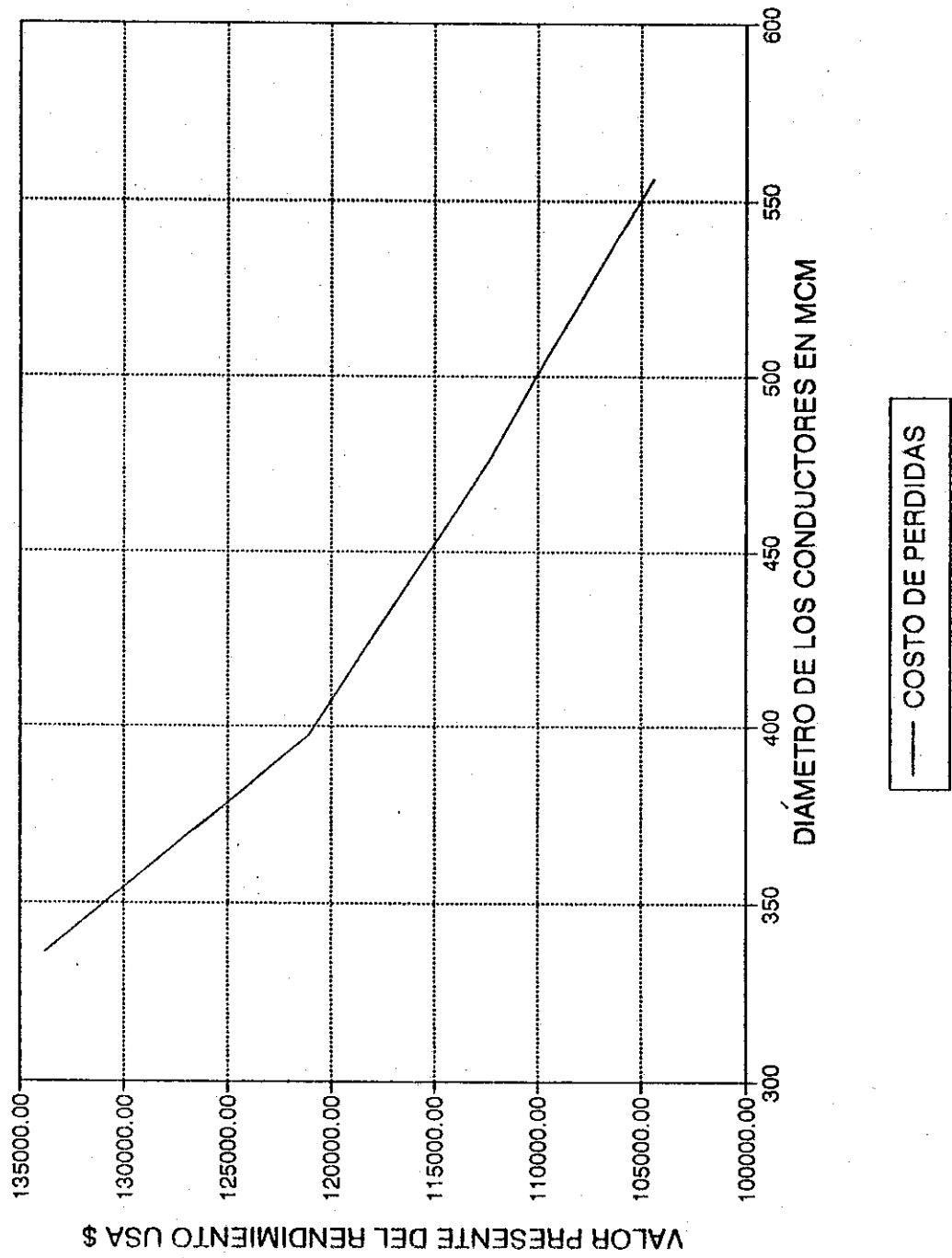
GRÁFICA 5.5.2  
CAPACIDAD DE TRANSPORTE 2x230 KV



GRÁFICA 5.6.1  
EVALUACION DE PERDIDAS EN 69 KV.



GRÁFICA 5.6.2  
EVALUACIÓN DE PERDIDAS EN 230 KV.



AXXX



# APÉNDICE C

## CUADROS

Cuadro 1.8.1

Tabla de coeficientes de resistencia

Temperatura °C	coeficiente (alfa)
0	0.00438
10	0.00420
20	0.00403
25	0.00395
30	0.00387
40	0.00373
50	0.00360
60	0.00347
70	0.00335
80	0.00325
90	0.00314
100	0.00305

**Cuadro 1.8.2**  
**Resistencias físicas del conductor**  
**en Ohmios por milla**

CODIGO DE CONDUCTOR	A.W.G. Milla	d.c. OHM	a.c.OHM	d.c. OHM	a.c. OHM
		25°C	25°C	50°C	50°C
SPARROW	2	1.4100	1.4100	1.5500	1.6600
ROBIN	1	1.1200	1.1200	1.2300	1.3400
RAVEN	1/0	0.8850	0.8880	0.9740	1.1200
QUAIL	2/0	0.7020	0.7060	0.7730	0.8950
PIGEON	3/0	0.5560	0.5600	0.6120	0.7230
PENGUIN	4/0	0.4410	0.4450	0.4850	0.5920
PARTRIDGE	266,800	0.3500	0.3500	0.3850	0.3850
OSTRICH	300,000	0.3110	0.3110	0.3420	0.3420
LINNET	336,400	0.2780	0.2780	0.3060	0.3060
ORIOLE	336,400	0.2780	0.2780	0.3060	0.3060
IBIS	397,500	0.2350	0.2350	0.2590	0.2590
HAWK	477,000	0.1960	0.1960	0.2160	0.2160
HEN	477,000	0.1960	0.1960	0.2160	0.2160
DOVE	556,500	0.1680	0.1680	0.1849	0.1859
EAGLE	556,500	0.1680	0.1680	0.1849	0.1859
GROSBEAK	636,000	0.1470	0.1470	0.1618	0.1618
DRAKE	795,000	0.1170	0.1170	0.1288	0.1288
CARDINAL	954,000	0.0979	0.0982	0.1078	0.1128
FINCH	1,113,000	0.0839	0.0844	0.0924	0.0969
FALCON	1,590,000	0.0587	0.0591	0.0646	0.0684

b/ temperatura del conductor 75oC, temperatura ambiente 25oC y viento de 1.36 millas.

Cuadro 2.2.1

Características físicas del conductor

CODIGO DE CONDUCTOR	A.W.G. Cables	TRENADO aluminio acero	DIAMETRO (pulgadas)	OHM <sup>a</sup> 20°C	PNRO TOTAL lb/1000 pies	AMPACIDAD <sup>b</sup> (amperios)
SPARROW	2	6/1	0.316	0.25980	91.3	180
ROBIN	1	6/1	0.355	0.20590	115.3	200
RAVEN	1/0	6/1	0.398	0.16330	145.4	230
QUAIL	2/0	6/1	0.477	0.12950	188.3	270
PIGEON	3/0	6/1	0.500	0.10290	230.8	300
PENGUIN	4/0	6/1	0.563	0.08156	291.1	340
WAXWING	266,800	18/1	0.609	0.06505	289.0	360
PARTRIDGE	266,800	26/7	0.642	0.06532	367.0	460
OSTRICH	300,000	26/7	0.680	0.05812	388.0	490
MERLIN	336,400	18/2	0.648	0.05158	395.0	520
LINNET	336,400	26/7	0.721	0.05176	464.0	530
ORIOLE	336,400	30/7	0.741	0.05192	527.0	530
CHICKADEE	397,500	18/1	0.743	0.04364	432.0	590
IBIS	397,500	26/7	0.783	0.04388	547.0	590
PELICAN	477,500	18/1	0.814	0.03635	518.0	550
FLICKER	477,000	24/7	0.846	0.03654	614.0	590
HAWK	477,000	26/7	0.858	0.03651	657.0	670
HEN	477,000	30/7	0.883	0.03631	748.0	670
OSPREY	477,000	18/1	0.879	0.03090	640.0	700
PARAKEET	556,500	24/7	0.914	0.03130	717.0	700
DOVE	556,500	26/7	0.927	0.03132	766.0	730
EAGLE	556,500	30/7	0.953	0.03139	872.0	730
ROOK	636,000	24/7	0.977	0.02739	819.0	780
GROSBEEK	636,000	26/7	0.990	0.02741	875.0	780
DRAKE	795,000	26/7	1.108	0.02191	1095.0	900
CARDINAL	954,000	54/7	1.196	0.01828	1228.0	1010
PINCH	1,113,000	54/19	1.293	0.01572	1432.0	1110
FALCON	1,590,000	54/19	1.545	0.01102	2044.0	1380
PETREL	101,800	12/7	0.461	0.17310	254.0	350

a/ ohms por milla

b/ temperatura del conductor 75oC, temperatura ambiente 25oC y viento de 1.36 millas.

Cuadro 5.1.1

Parámetros A y B de línea 13.8 kV

longitud	mod. A	ang. A	mod. B	ang. B
5	.999938	.000055	5.4340	.84301
10	.999752	.000221	10.7675	.84306
15	.999441	.000498	16.2995	.84316
20	.999007	.000886	21.7296	.84328
25	.998449	.001385	27.1569	.84345
30	.997767	.001995	32.5809	.84365
35	.996961	.002717	38.0008	.84389
40	.996032	.003550	43.4161	.84417
45	.994981	.004497	48.8259	.84448
50	.993807	.005556	54.2297	.84484
55	.992510	.006728	59.6267	.84522
60	.991092	.008015	65.0163	.84562
65	.989553	.009146	70.3979	.84611
70	.987893	.010933	75.7708	.84661
75	.986112	.012566	81.1342	.84715
80	.984212	.014316	86.4876	.84772
85	.982193	.016183	91.8303	.84833
90	.980055	.018170	97.1617	.84898
95	.977800	.020276	102.481	.84967
100	.975228	.022504	107.787	.85039

Cuadro 5.2.1

Parámetros A y B de línea 34.5 kV

longitud	mod. A	ang. A	mod. B	ang. B
5	.999938	.000055	5.4579	.84690
10	.999752	.000219	10.9152	.84695
15	.999442	.000493	16.3711	.84704
20	.999009	.000877	21.8250	.84717
25	.998451	.001371	27.2762	.84733
30	.997771	.001956	32.7240	.84754
35	.996967	.002691	38.1678	.84777
40	.996039	.003516	43.6068	.84805
45	.994990	.004454	48.0404	.84836
50	.993817	.005503	54.4680	.84871
55	.992523	.006664	59.8888	.84909
60	.991108	.007938	65.3022	.84951
65	.989571	.009326	70.7075	.84997
70	.987913	.010828	76.1040	.85046
75	.986136	.012446	81.4912	.85100
80	.984239	.014179	86.8628	.85156
85	.982223	.016028	92.2345	.85217
90	.980089	.017996	97.5895	.85281
95	.977837	.020082	102.932	.85349
100	.975469	.022288	108.262	.85421

Cuadro 5.3.1  
Parámetros A y B de línea 69 kV.

longitud	mod. A	ang. A	mod. B	ang. B	regulación
10	.999870	9.57e-5	6.6963	.93627	.012
20	.994813	3.82e-4	12.791	.93637	.051
30	.998833	8.59e-4	19.182	.93653	.116
40	.997926	1.52e-3	25.568	.93675	.207
50	.996761	2.39e-3	31.948	.93704	.324
60	.995338	3.44e-3	38.319	.93739	.468
70	.993659	4.69e-3	44.681	.93780	.638
80	.991724	6.14e-3	51.031	.93828	.834
90	.989533	7.78e-3	57.368	.93882	1.057
100	.987089	9.62e-3	63.690	.93943	1.307
110	.984393	1.16e-2	69.995	.94010	1.585
120	.981446	1.39e-2	76.282	.94084	1.890
130	.978250	1.63e-2	82.550	.94164	2.223
140	.974807	1.90e-2	88.796	.94250	2.584
150	.971118	.021905	95.019	.94343	2.974
160	.967186	2.49e-2	101.21	.94442	3.392
170	.963013	2.82e-2	107.39	.94548	3.840
180	.958601	.031820	113.53	.94661	4.318
190	.953953	3.55e-2	119.65	.94780	4.826
200	.949072	3.95e-2	125.73	.94906	5.365
210	.943961	4.37e-2	131.78	.95038	5.936
220	.938623	4.82e-2	137.80	.95177	6.539
230	.933061	5.29e-2	143.78	.95323	7.174
240	.927218	5.78e-2	149.73	.95475	7.842
250	.921278	6.30e-2	155.64	.95635	8.544
260	.915066	6.85e-2	161.50	.95801	9.281
270	.908645	7.42e-2	167.33	.95973	10.05
280	.902019	8.02e-2	173.11	.96153	10.86
290	.895193	8.65e-2	178.85	.96340	11.70
300	.888171	9.31e-2	184.55	.96533	12.59

Cuadro 5.4.1

Parámetros A y B de línea 138 kV, un circuito

longitud	mod. A	ang. A	mod. B	ang. B	regulación
25	.998692	3.62e-4	19.855	1.3008	0.13
50	.994772	1.45e-3	39.658	1.3011	0.52
75	.988251	3.28e-3	59.358	1.3017	1.18
100	.979151	5.87e-3	78.902	1.3026	2.12
125	.967498	9.25e-3	98.240	1.3037	3.35
150	.953328	1.34e-2	117.32	1.3050	4.89
175	.936686	.018546	136.09	1.3066	6.75
200	.917624	2.45e-2	154.51	1.3085	8.97
225	.896203	.031597	172.53	1.3106	11.58
250	.872496	3.97e-2	190.09	1.3129	14.61
275	.846572	4.91e-2	207.16	1.3156	18.12
300	.818531	5.98e-2	223.69	1.3185	22.17

Cuadro 5.4.2

Parámetros A y B de línea 138 kV, doble circuito

longitud	mod. A	ang. A	mod. B	ang. B	regulación
25	.998690	3.71e-4	38.606	1.2929	0.13
50	.994766	1.50e-3	77.111	1.2932	0.52
75	.979129	6.06e-3	153.41	1.2947	2.13
100	.967465	9.55e-3	191.01	1.2959	3.36
125	.953283	1.38e-2	228.11	1.2972	4.90
150	.953858	8.57e-3	178.15	1.3969	4.83
175	.936623	1.91e-2	264.61	1.2989	6.76
200	.917549	2.53e-2	300.42	1.3008	8.98
225	.896113	3.26e-2	335.45	1.3030	11.49
250	.872389	4.10e-2	369.60	1.3054	14.62
275	.846457	5.06e-2	402.78	1.3081	18.13
300	.818407	6.17e-2	434.91	1.3111	22.18



Cuadro 5.5.1

Parámetros A y B de línea 230 kV, circuito simple

longitud	mod. A	ang. A	mod. B	ang. B	regulación
25	.998707	2.31e-4	15.072	1.3942	0.12
50	.994835	9.26e-4	30.106	1.3944	0.52
75	.998392	2.09e-4	45.062	1.3948	1.17
100	.979397	3.74e-3	59.901	1.3953	2.10
125	.967475	5.89e-3	74.586	1.3960	3.32
150	.953858	8.57e-3	89.078	1.3969	4.83
175	.937385	1.18e-2	103.34	1.3979	6.67
200	.918503	1.56e-2	117.33	1.3991	8.87
225	.897263	2.012e-2	131.02	1.4004	11.44
250	.873735	2.52e-2	144.38	1.4019	14.45
275	.847980	3.12e-2	157.36	1.4036	17.92
300	.820078	3.80e-2	169.93	1.4054	21.93

Cuadro 5.5.2

Parámetros A y B de línea 230 kV, doble circuito

longitud	mod. A	ang. A	mod. B	ang. B	regulación
25	.998707	2.31e-4	30.144	1.3942	0.13
50	.994835	9.26e-4	60.211	1.3944	0.52
75	.998392	2.09e-4	90.122	1.3948	1.17
100	.979397	3.74e-3	119.80	1.3953	2.10
125	.967475	5.89e-3	149.17	1.3960	3.32
150	.953858	8.57e-3	178.15	1.3969	4.83
175	.937385	1.18e-2	206.67	1.3979	6.67
200	.918503	1.56e-2	234.66	1.3991	8.87
225	.897263	2.012e-2	262.04	1.4004	11.44
250	.873735	2.52e-2	288.75	1.4019	14.45
275	.847980	3.12e-2	314.71	1.4036	17.92
300	.820078	3.80e-2	339.86	1.4054	21.93

# APÉNDICE D DIAGRAMAS

DIAGRAMA 3.1  
 DIAGRAMA DE POTENCIA EN EL  
 PLANO COMPLEJO

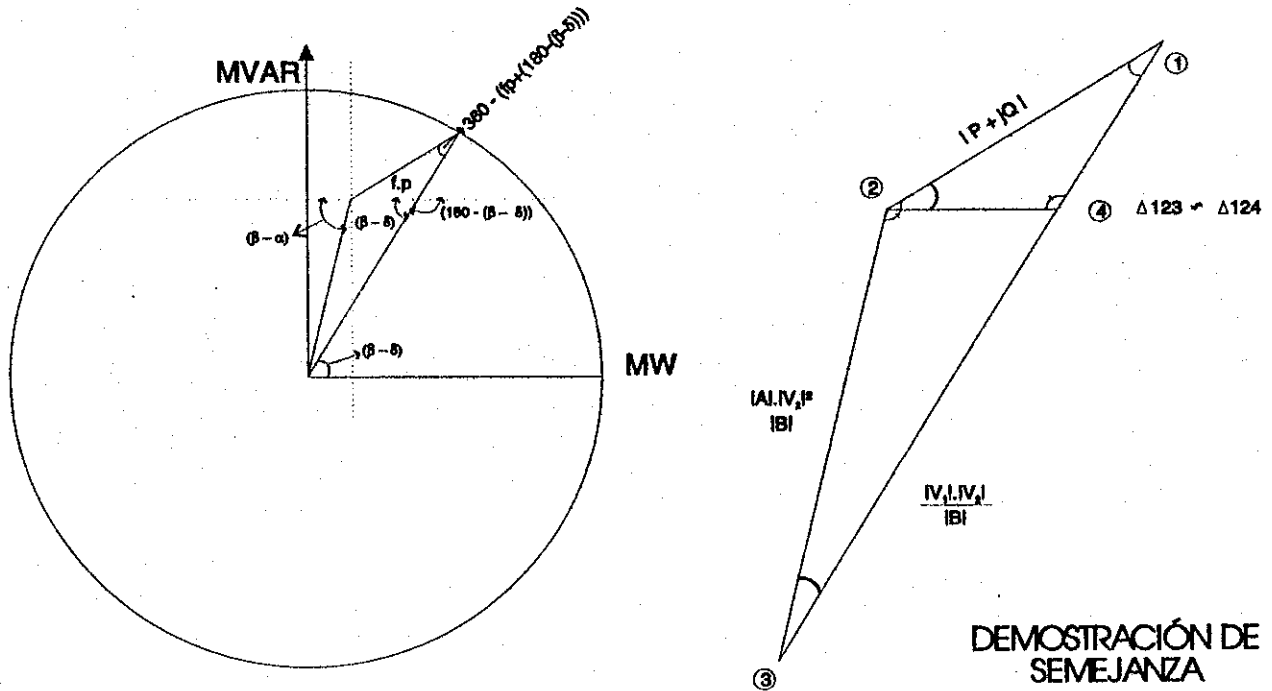
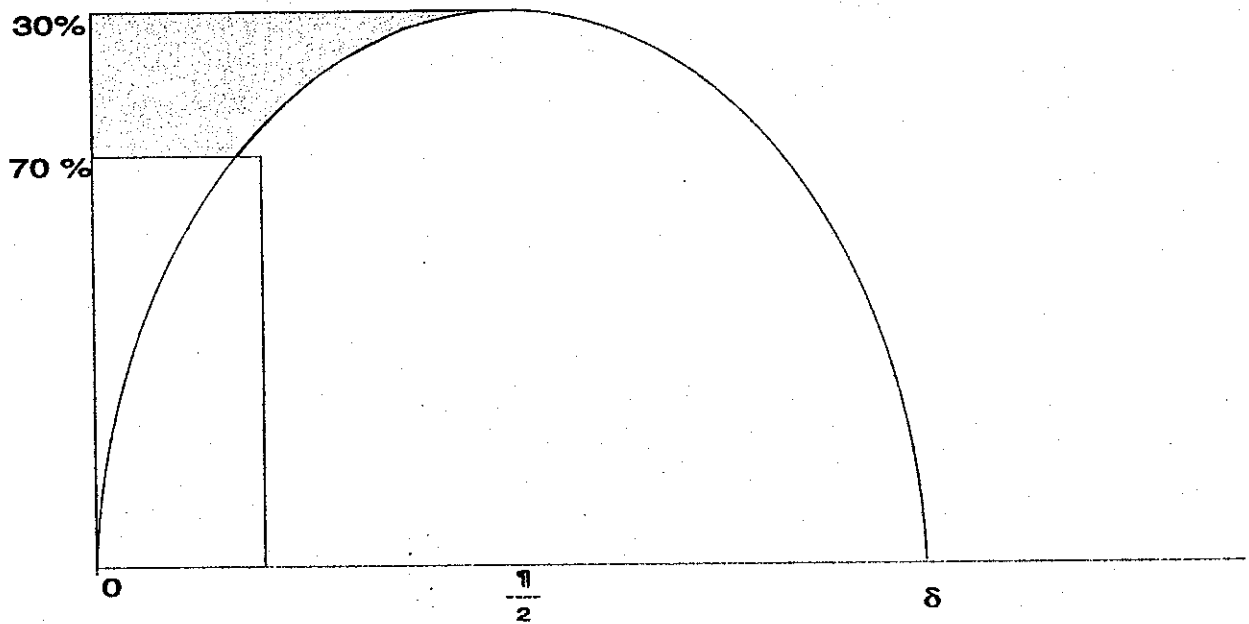
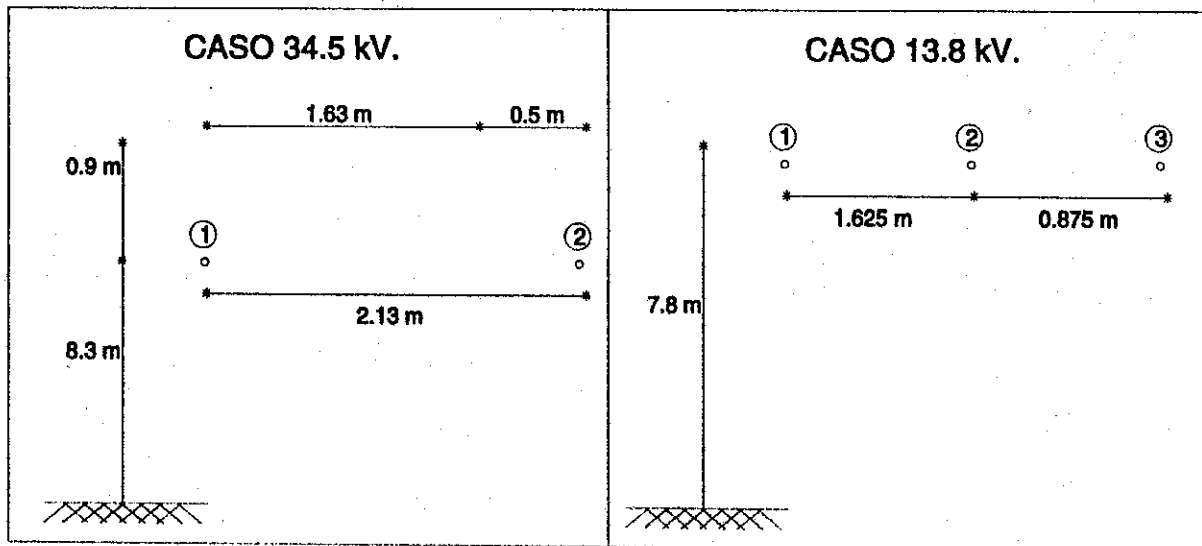
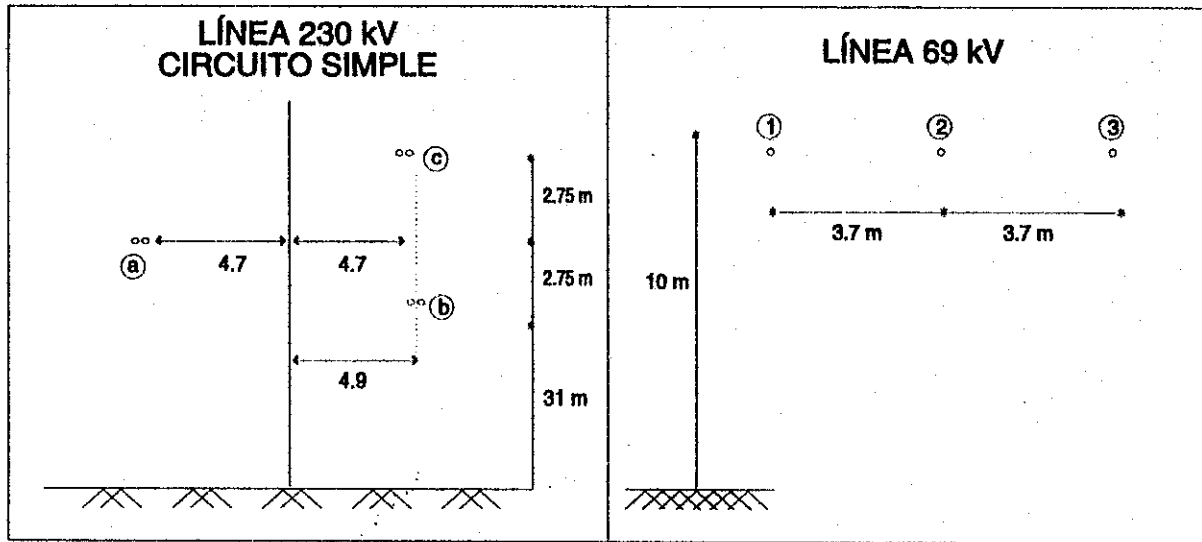
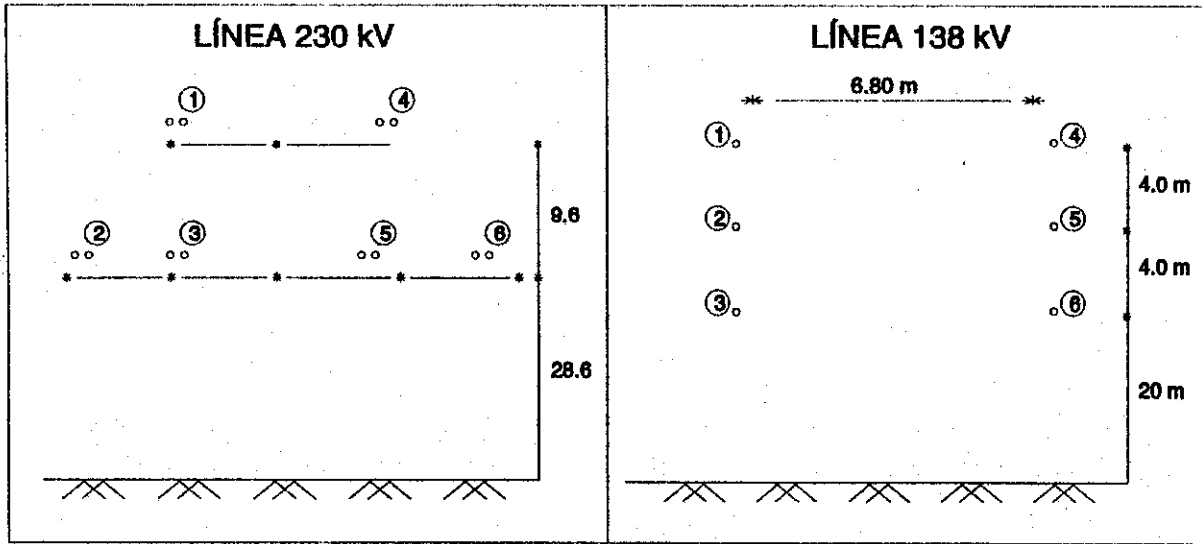


DIAGRAMA 3.2  
 MARGEN DE ESTABILIDAD EN ESTADO ESTABLE



# DIAGRAMA 2.5.1 CONFIGURACIÓN DE CONDUCTORES NORMA INDE



# APÉNDICE E CÓDIGO FUENTE

```

5 CLS : DIM x(6), Y(6): PI = 3.141592654#
6 DIM MODRO(40), ANGRO(40), RERO(40), IMRO(40), REA(40), IMA(40),
RESH(40), IMSH(40), losr(40)
7 DIM REB(40), IMB(40), REC(40), IMC(40), MODULA(40), ANGULA(40),
MODULB(40), ANGULB(40), regf(40)
8 DIM MODULC(40), ANGULC(40), PRUERE(40), PRUEIM(40), FERRANT(40),
FERRANG(40), ICHARG(40), LOSS(40)
9 DIM ICHANG(40), POTRES(40), potgen(40), SIL(40), MODSH(40), ANGSH(40),
ANGDEL(40), CORRI(40), qres(40)
10 PRINT ' parametros de transmision '
15 OPEN "ENTRADA.dat" FOR INPUT AS #1
16 OPEN "datos.sal" FOR OUTPUT AS #2
20 INPUT #1, N: REM NUMERO DE CIRCUITOS
25 INPUT #1, v1: REM VOLTAJE DE ENTRADA
30 INPUT #1, A: REM NUMERO DE CONDUCTORES POR FASE
35 INPUT #1, DI: REM DIAMETRO DEL CONDUCTOR
40 INPUT #1, L: REM LONGITUD UNITARIA
45 INPUT #1, R: REM RESISTENCIA DEL CONDUCTOR
46 INPUT #1, G: REM RADIO GEOMETRICO MEDIO DEL CONDUCTOR
47 INPUT #1, LONGI: REM LONGITUD DE LA LINEA A CALCULAR
48 INPUT #1, DELTA: REM INCREMENTO DE LONGITUD
49 INPUT #1, REGU: REM REGULACION DE VOLTJE PERMITIDA
50 INPUT #1, FACPO: REM FACTOR DE POTENCIA DE OPERACION DE LA LINEA
51 INPUT #1, RESER: REM MARGEN DE RESERVA(%) PARA ESTABILIDAD EDO.
ESTABLE
52 RESPO = 1 - RESER / 100
53 SENINV = ATN(RESPO / SQR(1 - RESPO ^ 2)): REM SENO INVERSO DEL
ANGULO DE RESERVA DE POTENCIA
54 ARCOSFP = ATN((SQR(1 - FACPO ^ 2) / FACPO))
55 IF A = 1 THEN R = R ELSE IF A = 2 THEN R = R / 2
60 IF A = 3 THEN R = R / 3 ELSE IF A = 4 THEN R = R / 4
65 IF A = 1 THEN GOTO 75 ELSE IF A = 2 THEN GOTO 80
70 IF A = 3 THEN GOTO 85 ELSE IF A = 4 THEN GOTO 90
75 DM = G: GOTO 95
80 INPUT #1, d: DM = SQR(G * d): GOTO 95: REM distancia del haz
85 INPUT #1, d: DM = (G * d ^ 2) ^ (1 / 3): GOTO 95
90 INPUT #1, d: DM = (G * d ^ 3) ^ (1 / 4) * 1.09
95 IF N = 1 GOTO 100 ELSE GOTO 120
100 FOR I = 1 TO 3
105 INPUT #1, x(I), Y(I)
110 NEXT I
115 GOTO 140
120 FOR I = 1 TO 6
125 INPUT #1, x(I), Y(I)
127 PRINT #2, " X = "; x(I); " Y = "; Y(I)
130 NEXT I

```

```

135 CLOSE #1
140 d1 = SQR((x(1) - x(2)) ^ 2 + (Y(1) - Y(2)) ^ 2): PRINT #2, " D1 = "; d1
145 d2 = SQR((x(1) - x(3)) ^ 2 + (Y(1) - Y(3)) ^ 2): PRINT #2, " D2 = "; d2
150 d3 = SQR((x(2) - x(3)) ^ 2 + (Y(2) - Y(3)) ^ 2): PRINT #2, " D3 = "; d3
155 EQ = (d1 * d2 * d3) ^ (1 / 3): PRINT #2, " eq = "; EQ
158 IF N = 1 THEN DS = DM ELSE GOTO 165
160 GOTO 267
165 a1 = SQR((x(3) - x(2)) ^ 2 + (Y(3) - Y(2)) ^ 2): PRINT #2, " a1 = "; a1
170 a2 = SQR((x(3) - x(5)) ^ 2 + (Y(3) - Y(5)) ^ 2): PRINT #2, " a2 = "; a2
175 a3 = SQR((x(4) - x(2)) ^ 2 + (Y(4) - Y(2)) ^ 2): PRINT #2, " a3 = "; a3
180 a4 = SQR((x(4) - x(5)) ^ 2 + (Y(4) - Y(5)) ^ 2): PRINT #2, " a4 = "; a4
185 AB = (a1 * a2 * a3 * a4) ^ (1 / 4): PRINT #2, " ab = "; AB
190 b1 = SQR((x(2) - x(1)) ^ 2 + (Y(2) - Y(1)) ^ 2): PRINT #2, " b1 = "; b1
195 b2 = SQR((x(2) - x(6)) ^ 2 + (Y(2) - Y(6)) ^ 2): PRINT #2, " b2 = "; b2
200 b3 = SQR((x(5) - x(1)) ^ 2 + (Y(5) - Y(1)) ^ 2): PRINT #2, " b3 = "; b3
205 b4 = SQR((x(5) - x(6)) ^ 2 + (Y(5) - Y(6)) ^ 2): PRINT #2, " b4 = "; b4
210 bc = (b1 * b2 * b3 * b4) ^ (1 / 4): PRINT #2, " bc = "; bc
215 c1 = SQR((x(3) - x(1)) ^ 2 + (Y(3) - Y(1)) ^ 2): PRINT #2, " c1 = "; c1
220 c2 = SQR((x(3) - x(6)) ^ 2 + (Y(3) - Y(6)) ^ 2): PRINT #2, " c2 = "; c2
225 c3 = SQR((x(4) - x(1)) ^ 2 + (Y(4) - Y(1)) ^ 2): PRINT #2, " c3 = "; c3
230 c4 = SQR((x(4) - x(6)) ^ 2 + (Y(4) - Y(6)) ^ 2): PRINT #2, " c4 = "; c4
235 ac = (c1 * c2 * c3 * c4) ^ (1 / 4): PRINT #2, " ac = "; ac
240 c7 = SQR((x(1) - x(6)) ^ 2 + (Y(1) - Y(6)) ^ 2): PRINT #2, " c7 = "; c7
245 c6 = SQR((x(2) - x(5)) ^ 2 + (Y(2) - Y(5)) ^ 2): PRINT #2, " c6 = "; c6
250 c5 = SQR((x(4) - x(3)) ^ 2 + (Y(4) - Y(3)) ^ 2): PRINT #2, " c5 = "; c5
255 ga = SQR(DM * c5): GB = SQR(DM * c6): GC = SQR(DM * c7): PRINT #2,
" ga = "; ga
256 PRINT #2, " ga = "; ga: PRINT #2, " gb = "; GB: PRINT #2, " gc = "; GC
260 DS = (ga * GB * GC) ^ (1 / 3): PRINT #2, " Ds = "; DS
265 EQ = (AB * bc * ac) ^ (1 / 3): PRINT #2, " eq = "; EQ
267 IF N = 1 THEN GOTO 275 ELSE GOTO 270
270 XL = (.0000002 * (LOG(EQ / DS)) * 2 * PI * 60 * L * 1600) * 2: GOTO 280
271 OPEN "ERROR.DAT" FOR OUTPUT AS #3: PRINT #3, "# CIRC"; N, "VOLT ";
v1, "CONDUCTORES POR FASE"; A
272 PRINT #3, "DIAM "; DI, "LONGITUD "; L, "RES "; R, "GMR "; G, "ESPACIAM
"; d, "EQ = "; EQ
273 PRINT #3, "DM = "; DM, " DS = "; DS, "LONGITUD = "; LONGI, " DELTA = ";
DELTA
274 CLOSE #2
275 XL = (.0000002 * (LOG(EQ / DS)) * 2 * PI * 60 * 1600 * L)
280 OPEN "SALE_CAP.DAT" FOR OUTPUT AS #4
285 PRINT #4, " IMPEDANCIA = "; R * L; " + j "; XL; " OHM/mi "
290 IF N = 1 THEN GOTO 295 ELSE IF N = 2 THEN GOTO 315
295 IF A = 1 THEN DS = DI / 2: GOTO 340
300 IF A = 2 THEN DS = SQR(DI / 2 * d): GOTO 340
305 IF A = 3 THEN DS = (DI / 2 * d ^ 2) ^ (1 / 3): GOTO 340

```





```

465 REZC = MODZC * COS(ANGZC): IMZC = MODZC * SIN(ANGZC)
470 PRINT #5, "IMPEDANCIA CARACTERISTICA: ***** ";
MODZC; " < "; ANGZC
472 REM PRINT #5, "IMPEDANCIA CARACTERISTICA: ***** ";
REZC; " j "; IMZC: REM ok
475 REM calculo de la constante de propagacion:
480 REM PRINT #5, "LONGI"; LONGI: REM LONGITUD DE LA LINEA
485 REM PRINT #5, "DELTA"; DELTA: REM INCREMENTO DE LONGITUD
495 MODRO(S) = SQR(modz * mody): ANGRO(S) = (ANGZ + ANGY) / 2
496 REM PRINT #5, "RO = "; MODRO(S); " < "; ANGRO(S)
500 REM calculo en forma rectangular
505 RERO(S) = MODRO(S) * COS(ANGRO(S)): IMRO(S) = MODRO(S) *
SIN(ANGRO(S))
510 REM calculo de las constantes generalizadas: SIGUE CTE "A"
515 REA(S) = 1 + .5 * (RERO(S) ^ 2 - IMRO(S) ^ 2) + (RERO(S) ^ 4 - 6 *
RERO(S) ^ 2 * IMRO(S) ^ 2 + IMRO(S) ^ 4) / 24
520 IMA(S) = RERO(S) * IMRO(S) * (1 + (RERO(S) ^ 2 - IMRO(S) ^ 2) / 6 + (3 *
RERO(S) ^ 4 - 10 * RERO(S) ^ 2 * IMRO(S) ^ 2 + 3 * IMRO(S) ^ 4) / 360)
525 REM ahora se calcula la funcion seno hiperbolica
530 RESH(S) = RERO(S) * (1 + (RERO(S) ^ 2 - 3 * IMRO(S) ^ 2) / 6 + (RERO(S) ^
4 - 10 * RERO(S) ^ 2 * IMRO(S) ^ 2 + 5 * IMRO(S) ^ 4) / 120)
535 IMSH(S) = IMRO(S) * (1 + (3 * RERO(S) ^ 2 - IMRO(S) ^ 2) / 6 + (5 *
RERO(S) ^ 4 - 10 * RERO(S) ^ 2 * IMRO(S) ^ 2 + IMRO(S) ^ 4) / 120)
536 MODSH(S) = SQR(RESH(S) ^ 2 + IMSH(S) ^ 2): ANGSH(S) = ATN(IMSH(S) /
RESH(S))
538 REM PRINT #5, "funcion senohiperbolico "; MODSH(S); " < "; ANGSH(S)
540 REM calculo de la cte "B"
544 REB(S) = (REZC * RESH(S) - IMZC * IMSH(S)): IMB(S) = (IMZC * RESH(S) +
REZC * IMSH(S))
545 REM ///////////////////////////////////calculo de la admitancia caracteristica
546 MODYC = SQR(mody / modz): ANGYC = (ANGY - ANGZ) / 2: REM
MODIFICADAS
547 REYC = MODYC * COS(ANGYC): IMYC = MODYC * SIN(ANGYC): REM
MODIFICADAS
549 PRINT #5, "longit parcial"; LT; " millas."
550 REM PRINT #5, "ADMITANCIA CARACTERISTICA "; MODYC; " < ";
ANGYC
565 REM \\\\\\\\\\\ definicion de cte "C" \\\\\\\\\\\
570 REM ** REC(S) = (REYC * RESH(S) - IMYC * IMSH(S)): IMC(S) = (IMYC *
RESH(S) + REYC * IMSH(S))
572 MODULC(S) = MODYC * MODSH(S): ANGULC(S) = (ANGYC + ANGSH(S)):
REM ultima modificacion
575 REM calculo de constantes en forma polar
580 MODULA(S) = SQR(REA(S) ^ 2 + IMA(S) ^ 2): ANGULA(S) = ATN(IMA(S) /
REA(S))
585 MODULB(S) = SQR(REB(S) ^ 2 + IMB(S) ^ 2): ANGULB(S) = ATN(IMB(S) /

```

```

REB(S))
586 IF N = 2 THEN GOTO 587 ELSE 596
587 MODULB(S) = MODULB(S) * 2: MODULC(S) = MODULC(S) / 2
588 PRINT #5, "CONSTANTE a dos circuitos "; MODULA(S); " < "; ANGULA(S)
589 PRINT #5, "CONSTANTE b dos circuitos "; MODULB(S); " < "; ANGULB(S)
590 PRINT #5, "CONSTANTE c dos circuitos "; MODULC(S); " < "; ANGULC(S)
591 PRINT #5, "CONSTANTE d dos circuitos "; MODULA(S); " < "; ANGULA(S)
592 PRUERE(S) = MODULA(S) * MODULA(S) * COS(ANGULA(S) + ANGULA(S)) -
MODULB(S) * MODULC(S) * COS(ANGULB(S) + ANGULC(S))
593 PRUEIM(S) = MODULA(S) ^ 2 * SIN(2 * ANGULA(S)) - MODULB(S) *
MODULC(S) * SIN(ANGULB(S) + ANGULC(S))
594 PRINT #5, "prueba de las constantes "; PRUERE(S); " j"; PRUEIM(S)
595 GOTO 635
596 PRINT #5, "CONTANTE a un circuito "; MODULA(S); " < "; ANGULA(S)
600 PRINT #5, "CONTANTE b un circuito "; MODULB(S); " < "; ANGULB(S)
605 PRINT #5, "CONTANTE c un circuito "; MODULC(S); " < "; ANGULC(S)
610 PRINT #5, "CONTANTE d un circuito "; MODULA(S); " < "; ANGULA(S)
615 PRUERE(S) = MODULA(S) * MODULA(S) * COS(ANGULA(S) + ANGULA(S)) -
MODULB(S) * MODULC(S) * COS(ANGULB(S) + ANGULC(S))
620 PRUEIM(S) = MODULA(S) ^ 2 * SIN(2 * ANGULA(S)) - MODULB(S) *
MODULC(S) * SIN(ANGULB(S) + ANGULC(S))
625 PRINT #5, "prueba de las constantes "; PRUERE(S); " j"; PRUEIM(S)
630 REM ----- CALCULO DEL EFECTO FERRANTI -----
635 FERRANT(S) = v1 / MODULA(S): FERRANG(S) = -ANGULA(S): PRINT #5,
"EFECTO FERRANTI *****"; FERRANT(S); " < "; FERRANG(S)
636 REM CALCULO DE LA CORRIENTE DE CARGA-----
637 ICHARG(S) = -(MODULC(S) * v1 / SQR(3)) / MODULA(S): ICHANG(S) =
(ANGULC(S) - ANGULA(S))
638 PRINT #5, "CORRIENTE DE CARGA (kAMP) *****"; ICHARG(S); " <
"; ICHANG(S)
639 REM <<<<<<< CALCULO DE LA MAXIMA POTENCIA DE
TRANSPORTE >>>>>>>>
640 ANGPOT = ARCOSFP
641 ANGDEL(S) = ANGPOT + ANGULA(S): REM PRINT #5, "ANGULO DE
POTENCIA "; ANGDEL(S); " ANGULO FACTOR DE POTENCIA "; ANGPOT
642 POTRES(S) = -(MODULA(S) / MODULB(S) * (v1 / MODULA(S)) ^ 2 *
COS(ANGULB(S) - ANGULA(S))) + v1 * (v1 / MODULA(S)) / MODULB(S) *
COS(ANGULB(S) - ANGDEL(S))
643 qres(S) = -(MODULA(S) / MODULB(S) * (v1 / MODULA(S)) ^ 2 *
SIN(ANGULB(S) - ANGULA(S))) + v1 * (v1 / MODULA(S)) / MODULB(S) *
SIN(ANGULB(S) - ANGDEL(S))
644 losr(S) = (POTRES(S) ^ 2 + qres(S) ^ 2) * R * LT / (v1 / MODULA(S)) ^ 2
645 PRINT #5, " P + j Q ="; POTRES(S), " +j "; qres(S)
648 IF N = 1 THEN CORRI(S) = ((POTRES(S) / (3 * A)) / ((v1 / SQR(3)) * FACPO))
ELSE GOTO 650
649 LOSS(S) = 3 * A * CORRI(S) ^ 2 * R * LT * 1.1 * 2: GOTO 651

```

```

650 CORRI(S) = ((POTRES(S) * 1000000 / (3 * A)) / ((v1 * 1000 / SQR(3)) *
FACPO)) / (3 * A); LOSS(S) = 3 * A * CORRI(S) ^ 2 * R * LT * 1.1 / 1000000
651 IF v1 < 69 THEN POTRES(S) = POTRES(S) - LOSS(S) / 2 ELSE POTRES(S) =
POTRES(S) - LOSS(S) - losr(S)
652 IF POTRES(S) < 0 THEN GOTO 810
653 IF (v1 / MODULA(S) - v1) / v1 * 100 < REGU THEN GOTO 660
654 IF (v1 / MODULA(S) - v1) / v1 * 100 > REGU AND COS(ANGDEL(S)) <
SENINV THEN GOTO 662
658 IF (v1 / MODULA(S) - v1) / v1 * 100 > REGU AND COS(ANGDEL(S)) >
SENINV THEN GOTO 665
660 PRINT #5, "LONGITUD*****"; LT; " mi POTENCIA RECIBO (MW) -----> ";
POTRES(S); GOTO 670
662 PRINT #5, "LONGITUD*****"; LT; " mi POTENCIA RECIBO (MW) -----> ";
POTRES(S); " excede regulacion y estabilidad": GOTO 670
665 PRINT #5, "LONGITUD*****"; LT; " mi POTENCIA RECIBO (MW) -----> ";
POTRES(S); " excede regulacion": GOTO 670
670 REM >>>>>>>>> MAXIMA POTENCIA GENERABLE EN LA LINEA
<<<<<<<<<<<
671 REM PRINT #5, "loss "; LOSS(S), " losr "; losr(S)
672 PRINT #5, "CONTANTE a un circuito segunda prueba "; MODULA(S); " < ";
ANGULA(S)
673 PRINT #5, "CONTANTE b un circuito segunda prueba "; MODULB(S); " < ";
ANGULB(S)
675 potgen(S) = (MODULA(S) / MODULB(S)) * (v1 ^ 2 / MODULA(S)) *
COS(ANGULA(S) - ANGULB(S)) + v1 ^ 2 / (MODULA(S) * MODULB(S)) *
COS(ANGULB - ANGDEL(S))
676 regf(S) = ((v1 / MODULA(S) - v1) / v1) * 100
677 PRINT #5, "regulacion = "; regf(S)
678 REM PRINT #5, " perdidas = "; LOSS(S) + losr(S)
680 IF N = 2 THEN potgen(S) = potgen(S) / 2 ELSE potgen(S) = potgen(S)
682 PRINT #5, "PERDIDAS DE POTENCIA POR JOULE "; LOSS(S) / 2; " MW
por circuito "
683 REM PRINT #5, "PERDIDAS POR POTENCIA REACTIVA "; LOSr(S); " MW "
685 REM PRINT #5, "LONGITUD mi *****"; LT; " POTENCIA GENERADA
POR CIRCUITO (MW)*****"; potgen(s) - LOSS(s)
690 REM ////////// CALCULO DE LA POTENCIA NATURAL //////////
695 SIL(S) = v1 ^ 2 / SQR(x / B)
700 PRINT #5, "POTENCIA SIL^^^^"; SIL(S); " (MW)"
795 NEXT LT
800 CLOSE
810 REM PRINT #5, " SE EXCEDE EL LIMITE DE TRANSPORTE DE LA LINEA A
PARTIR DE "; LT; " kms."
815 REM STOP

```

Archivo de entrada, caso ejemplo:

1	número de circuitos
69.0	voltaje de operación
1	conductores por fase
0.0715	diámetro del conductor
1.000	longitud unitaria
0.2120	resistencia
0.0289	radio geométrico medio
100	longitud a calcular
25.	incremento de longitud
5	regulación de voltaje
0.85	factor de potencia
30.	margen de reserva estabilidad estado estable
00.00,32.80	coordenadas
12.10,32.80	coordenadas
34.20,32.80	coordenadas

# APÉNDICE F

## CASO EJEMPLO

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
Biblioteca Central

LVV

Módulo de la impedancia = ..... 20.55275  
ángulo de la impedancia = ..... 1.309976  
Módulo de la admitancia = ..... 1.316042E-04  
ángulo de la admitancia = ..... 1.570796  
modulo z = 20.55275 modulo y = 1.316042E-04  
Impedancia característica: \*\*\*\*\* 395.1847 < -.1304101  
longit parcial 25 millas.  
Constante A un circuito .9986936 < 3.490551E-04  
Constante B un circuito 20.5438 < 1.310092  
Constante C un circuito 1.315469E-04 < 1.570913  
Constante D un circuito .9986936 < 3.490551E-04  
prueba de las constantes 1 j-2.183706E-10  
EFECTO FERRANTI \*\*\*\*\* 69.09026 < -3.490551E-04  
CORRIENTE DE CARGA (kAMP) \*\*\*\*\*-5.24731E-03 < 1.570564  
P + j Q = 109.1154 +j -65.17858  
LONGITUD\*\*\*\*\* 25 millas. POTENCIA RECIBO (MW) -----> 50.82061  
Constante A un circuito segunda prueba .9986936 < 3.490551E-04  
Constante B un circuito segunda prueba 20.5438 < 1.310092  
regulacion = .1308064  
PERDIDAS DE POTENCIA POR JOULE 20.17924 MW por circuito  
POTENCIA SIL^^^^ 12.25658 (MW)  
Módulo de la impedancia = ..... 41.1055  
ángulo de la impedancia = ..... 1.309976  
Módulo de la admitancia = ..... 2.632084E-04  
ángulo de la admitancia = ..... 1.570796  
modulo z = 41.1055 modulo y = 2.632084E-04  
IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA: \*\*\*\*\* 395.1847 < -.1304101  
longitud parcial 50 millas.  
Constante A un circuito .9947785 < 1.399885E-03  
Constante B un circuito 41.03392 < 1.310442  
Constante C un circuito 2.627501E-04 < 1.571262  
Constante D un circuito .9947785 < 1.399885E-03  
prueba de las constantes 1 j-3.074587E-10  
EFECTO FERRANTI \*\*\*\*\* 69.36217 < -1.399885E-03  
CORRIENTE DE CARGA (kAMP) \*\*\*\*\*-1.052216E-02 < 1.569862  
P + j Q = 54.82108 +j -32.79882  
LONGITUD\*\*\*\*\* 50 millas. POTENCIA RECIBO (MW) -----> 25.4549  
Constante A un circuito segunda prueba .9947785 < 1.399885E-03  
Constante B un circuito segunda prueba 41.03392 < 1.310442  
regulación = .5248893  
Pérdidas de potencia por efecto Joule 10.18727 MW por circuito  
POTENCIA SIL^^^^ 12.25658 (MW)  
Módulo de la impedancia = ..... 61.65825  
ángulo de la impedancia = ..... 1.309976  
Módulo de la admintancia = ..... 3.948126E-04  
ángulo de la admitancia = ..... 1.570796

modulo z = 61.65825 modulo y = 3.948126E-04  
IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA: \*\*\*\*\* 395.1847 < -.1304101

longitud parcial 75 millas.

Constante A un circuito .9882663 < 3.163596E-03  
Constante B un circuito 61.41684 < 1.311024  
Constante C un circuito 3.932668E-04 < 1.571844  
Constante D un circuito .9882663 < 3.163596E-03  
prueba de las constantes 1 j-1.545752E-09  
EFECTO FERRANTI \*\*\*\*\* 69.81924 < -3.163596E-03  
CORRIENTE DE CARGA (kAMP) \*\*\*\*\*-1.585265E-02 < 1.568681  
P + j Q = 36.84243 +j -22.10154  
LONGITUD\*\*\*\*\* 75 millas. POTENCIA RECIBO (MW) -----> 17.01859  
Constante A un circuito segunda prueba .9882663 < 3.163596E-03  
Constante B un circuito segunda prueba 61.41684 < 1.311024  
regulación = 1.187303

Pérdidas de potencia por efecto Joule 6.901607 MW por circuito

POTENCIA SIL^^^^ 12.25658 (MW)

Módulo de la impedancia = ..... 82.21099  
ángulo de la impedancia = ..... 1.309976  
Módulo de la admitancia = ..... 5.264168E-04  
ángulo de la admitancia = ..... 1.570796  
modulo z = 82.21099 modulo y = 5.264168E-04  
IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA: \*\*\*\*\* 395.1847 < -.1304101

longitud parcial 100 millas.

Constante A un circuito .9791766 < 5.65908E-03  
Constante B un circuito 81.63932 < 1.311841  
Constante C un circuito 5.227563E-04 < 1.572662  
Constante D un circuito .9791766 < 5.65908E-03  
prueba de las constantes 1 j-3.186192E-09  
EFECTO FERRANTI \*\*\*\*\* 70.46737 < -5.65908E-03  
CORRIENTE DE CARGA (kAMP) \*\*\*\*\*-.021268 < 1.567002  
P + j Q = 27.94546 +j -16.82815  
LONGITUD\*\*\*\*\* 100 mi POTENCIA RECIBO (MW) -----> 12.81356  
Constante A un circuito segunda prueba .9791766 < 5.65908E-03  
Constante B un circuito segunda prueba 81.63932 < 1.311841  
regulación = 2.126626

Pérdida de potencia por efecto Joule 5.294378 MW por circuito

POTENCIA SIL^^^^ 12.25658 (MW)