

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**FACTIBILIDAD DE CAMBIO DE VOLTAJE EN LA
LÍNEA DE TRANSMISIÓN ESMERALDAS – SANTO DOMINGO
DE 138kV A 230kV.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

**MÓNICA SOLEDAD CASCANTE VALLEJO
EDWIN ASael VILLACÍS BAUTISTA**

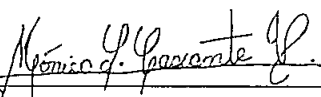
DIRECTOR: ING. VÍCTOR OREJUELA

Quito, Octubre 2003

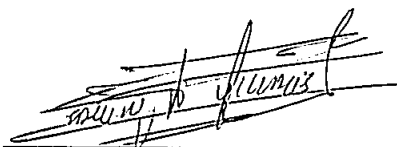
DECLARACIÓN

Nosotros, Cascante Vallejo Mónica Soledad y Villacís Bautista Edwin Asael, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría, que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional, y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Cascante Vallejo Mónica Soledad



Villacís Bautista Edwin Asael

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer a Dios por darme dos maravillosos regalos, la vida y el discernimiento.

A mi madre, porque con su trabajo y esfuerzo, ha logrado que con humildad, responsabilidad y constancia logre culminar una etapa más de mis objetivos profesionales.

A mi familia por su comprensión, cariño y paciencia; por siempre querer que cada día de mi vida sea el mejor.

Mi agradecimiento es también para el Ing. Víctor Orejuela, por darnos la idea y la guía para desarrollar el presente trabajo.

También se reconoce con gratitud el aporte otorgado por los ingenieros del Área de Expansión de TRANSELECTRIC, que supieron ayudarnos e incentivarnos, ya que sus trabajos en ésta área fueron fuentes de incalculable valor para nosotros.

A mis amigos, por compartir cada día, llenando mi vida con su presencia. Gracias por su amistad.

Un agradecimiento muy especial a mi compañero de tesis y amigo por convertirse en parte importante de mi vida, y por cristalizar conmigo esta meta, que también es la suya.

Finalmente, quiero agradecer a todas las personas que permitieron que este proyecto se lleve a cabo, todo aporte pequeño o grande, se constituyó en un ingrediente importante para este trabajo. Muchas Gracias.

Mónica Soledad Cascante Vallejo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado en su totalidad por la Srta. Mónica Soledad Cascante Vallejo y el Sr. Edwin Asael Villacís Bautista, bajo mi supervisión.



Ing. Víctor Orejuela
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar especial agradecimiento al Ing. Víctor Orejuela por su acertada y oportuna dirección de este proyecto.

A todos los ingenieros de TRANSELECTRIC S. A. del Área de Líneas de Transmisión, que supieron ayudarnos y guiarnos para culminar este proyecto de la mejor manera.

A mis familiares y amigos, que han aportado con su granito de arena para culminar mis estudios superiores.

A mi querida compañera de tesis por su paciencia, ayuda y por llegar juntos a la culminación de nuestro mutuo sueño.

Edwin Villacís Bautista.

DEDICATORIA

A Dios,
A mi familia,
A todos a quienes
pueda servir y
ayudar de alguna
manera este
proyecto.

Mónica Soledad Cascante Vallejo

DEDICATORIA

A Dios por ser quien orienta todas mis actividades llevándome por el camino del saber y de las buenas acciones.

A mis adorados padres (Asael y Elvia), quienes han sabido inculcar los mejores valores y me han enseñado a luchar en la vida.

A mis queridos hermanos por su apoyo incondicional y por estar a mi lado en los momentos difíciles.

A mis sobrinos por confiar siempre en mí y como muestra de cariño y aprecio.

Edwin Villacís Bautista.

CONTENIDO

CONTENIDO-----	i
INDICE DE TABLAS-----	vi
INDICE DE FIGURAS-----	x
INDICE DE ANEXOS-----	xii
INDICE DE APENDICES-----	xv
RESUMEN-----	xvii
PRESENTACIÓN-----	xviii
CAPÍTULO 1.	
<u>OBJETIVOS, ALCANCE Y JUSTIFICACIÓN</u>	
1.1 OBJETIVOS-----	1
1.1.1 General-----	1
1.1.2 Particulares-----	1
1.2 ALCANCE-----	2
1.3 JUSTIFICACIÓN-----	3
CAPÍTULO 2.	
<u>SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA</u>	
2.1 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA ESMERALDAS. -----	6
2.1.1 DATOS TÉCNICOS DE LA CENTRAL TÉRMICA ESMERALDAS.-----	6
2.1.2 COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN-----	7
2.1.3 DESPACHO REAL-----	8
2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES-----	9
2.2.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ESMERALDAS -----	9
2.2.2 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO-----	9
2.3 DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ESMERALDAS - SANTO DOMINGO. -----	10
2.3.1 ESTRUCTURAS UTILIZADAS-----	10
2.3.2 CONDUCTOR Y CABLE.-----	12
2.3.3 AISLADORES Y ACCESORIOS-----	13
2.3.4 CONDICIONES OPERATIVAS-----	14
2.3.4.1 Límite Térmico-----	14
2.3.4.1.1 Potencia calórica disipada por convección-----	15
2.3.4.1.2 Potencia calórica disipada por radiación-----	17

2.3.4.1.3. Calor debido al efecto solar.	17
2.3.4.2 Límites de Estabilidad	18
2.3.4.3 Pérdidas de Potencia y Energía	20
2.3.4.3.1 Pérdidas por Efecto Joule	20
2.3.4.3.2 Pérdidas por Efecto Corona	22
2.3.4.4 Confiabilidad de la Línea de Transmisión	25
2.3.4.5 Calidad de Servicio	29
2.3.4.5.1 Calidad de producto	29
2.3.4.5.2 Calidad de servicio técnico	29

CAPÍTULO 3.

ESTUDIO TÉCNICO DE LAS ALTERNATIVAS-----30

3.1 PRIMERA ALTERNATIVA: CONSTRUCCIÓN DE UNA O MÁS LÍNEAS DE 138KV PARALELAS A LA EXISTENTE.	32
3.1.1 CONDICIONES OPERATIVAS.	33
3.1.1.1 Pérdidas por Efecto Joule.	34
3.1.1.2 Pérdidas por Efecto Corona.	35
3.2 SEGUNDA ALTERNATIVA: CONSTRUCCIÓN DE UNA NUEVA LÍNEA DE 230KV DOBLE CIRCUITO.	35
3.2.1 DESMONTANDO LA ACTUAL.	35
3.2.1.1 Conductor	36
3.2.1.2 Condiciones Operativas	36
3.2.1.2.1 Pérdidas por Efecto Joule.	38
3.2.1.2.2 Pérdidas por Efecto Corona.	38
3.2.1.3 Estudio de Aislamiento en una Línea de Transmisión	39
3.2.1.3.1 Aislación de la Estructura	40
3.2.1.3.2 Sobrevoltajes a Frecuencia Industrial (60hz)	40
3.2.1.3.3 Por Efecto de Contaminación Atmosférica	42
3.2.1.3.4 Por Sobretensiones de Origen Atmosférico	44
3.2.1.3.5 Por Sobrevoltajes de Maniobra	47
3.2.1.4 Distancias de Seguridad.	49
3.2.1.4.1 Distancia de los Conductores a Tierra	49
3.2.1.5 Distancias de Aislamiento.	50
3.2.1.5.1 Distancia Mínima	50
3.2.1.5.2 Distancia entre Conductores	51
3.2.1.5.3 Aislación en el Vano	52
3.2.1.5.4 Corrientes de Cortocircuito	53
3.2.1.5.5 Corrientes de Descargas Atmosféricas	54
3.2.2 SIN DESMONTAR LA ACTUAL	55
3.2.2.1 Pérdidas por Efecto Joule.	55

3.2.2.2 Pérdidas por Efecto Corona. -----	56
-------------------------------------------	----

3.3 TERCERA ALTERNATIVA: REMODELACIÓN DE LA LÍNEA ACTUAL. -----	58
3.3.1 REMODELANDO LA LÍNEA EXISTENTE DE 138KV DOBLE CIRCUITO A UNA LÍNEA DE 230KV DOBLE CIRCUITO CON AISLADORES TIPO RETENCIÓN. -----	58
3.3.2 REMODELANDO CON AISLADORES TIPO LINE POST-----	61
3.3.3 REMODELACIÓN UTILIZANDO AISLADORES TIPO "V"-----	64
3.3.4 REMODELANDO LA LÍNEA EXISTENTE DE 138kV A UNA DE 230 kV CON DOBLE CIRCUITO Y HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE.-----	66
3.3.4.1 Pérdidas por Efecto Joule.-----	68
3.3.4.2 Pérdidas por Efecto Corona-----	69
3.4 CUARTA ALTERNATIVA: ELEVACIÓN DEL VOLTAJE A 230 KV DE LOS DOS CIRCUITOS EN LAS CONDICIONES ACTUALES-----	70
3.4.1 PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE.-----	71
3.4.2 PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA-----	71

CAPÍTULO 4.

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS-----

4.1 COSTO POR SUBESTACIONES-----	74
4.2 COSTOS DE LA LÍNEA-----	74
4.2.1 COSTOS DIRECTOS.-----	74
4.2.1.1 Costo de mano de obra-----	74
4.2.1.2 Costos de materiales-----	75
4.2.1.2.1 Costos de conductores y cables de guardia -----	76
4.2.1.2.2 Costo de Aisladores y Accesorios -----	76
4.2.1.2.3 Costo de Accesorios -----	77
4.2.1.2.4 Costo de Estructuras-----	79
4.2.2 COSTOS INDIRECTOS-----	80
4.2.2.1 Fiscalización-----	80
4.2.2.2 Costo de Estudios y Proyecto por kilómetro de línea-----	81
4.2.2.4 Utilidades-----	81
4.2.2.5 Imprevistos-----	81
4.2.2.6 Costos por Servidumbre.-----	81
4.2.3 COSTOS DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN-----	81

4.2.3.1	Costos de pérdidas de energía y potencia. -----	81
4.2.3.1.1	<i>Costo por Pérdidas por Efecto Joule</i> -----	81
4.2.3.1.2	<i>Costo por Pérdidas por Efecto Corona.</i> -----	83
4.2.3.2	Costo de pérdidas por desabastecimiento-----	83
4.3	PRIMERA ALTERNATIVA: ANÁLISIS ECONÓMICO CON LA CONSTRUCCIÓN DE DOS LÍNEAS DE 138KV DOBLE CIRCUITO PARALELAS A LA EXISTENTE. -----	84
4.3.1	COSTO POR SUBESTACIONES -----	84
4.3.1.1	Subestación Esmeraldas-----	85
4.3.1.2	Subestación Santo Domingo-----	85
4.3.2	COSTO POR CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA -----	85
4.3.3	COSTOS DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN -----	85
4.3.3.1	Costo por pérdidas de energía.-----	85
4.3.3.2	Costo Social por Energía Desabastecida.-----	85
4.4	SEGUNDA ALTERNATIVA: ANÁLISIS ECONÓMICO CON LA CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA LÍNEA DE 230KV DOBLE CIRCUITO . -----	87
4.4.1	SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL -----	87
4.4.1.1	Costo por Subestaciones-----	87
4.4.1.1.1	<i>Subestación Esmeraldas</i> -----	87
4.4.1.1.2	<i>Subestación Santo Domingo</i> -----	87
4.4.1.2	Costo por Construcción de la Línea-----	87
4.4.1.3	Costos de Pérdidas de Transmisión-----	88
4.4.2	DESMONTANTO LA LÍNEA ACTUAL -----	89
4.4.2.1	Costo por Subestaciones-----	89
4.4.2.2	Costo por Construcción de la Línea-----	89
4.4.2.3	Costos de Pérdidas de Transmisión-----	89
4.5	TERCERA ALTERNATIVA: EVALUACIÓN ECONÓMICA AL REMODELAR LA LÍNEA EXISTENTE. -----	90
4.5.1	COSTO POR SUBESTACIONES. -----	90
4.5.2	CON AISLADORES TIPO RETENSIÓN. -----	90
4.5.2.1	Costo por Construcción de la Línea-----	90
4.5.2.2	Costos de Pérdidas de Transmisión-----	91
4.5.3	CON AISLADORES LINE POST EN CONFIGURACIÓN HORIZONTAL -----	92
4.5.3.1	Costo por Construcción de la Línea-----	92
4.5.3.2	Costos de Pérdidas de Transmisión-----	92

4.5.4	CON AISLADORES TIPO "V"-----	93
4.5.4.1	Costo por Construcción de la Línea-----	93
4.5.4.2	Costos de Pérdidas de Transmisión-----	93
4.5.5	CON DOBLE CIRCUITO Y HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE.-----	94
4.5.5.1	Costo por Subestaciones-----	94
4.5.5.1.1	<i>Subestación Esmeraldas</i> -----	95
4.5.5.1.2	<i>Subestación Santo Domingo.</i> -----	95
4.5.5.2	Costo por Construcción de la Línea-----	95
4.5.5.3	Costos de Pérdidas de Transmisión-----	95
4.6	CUARTA ALTERNATIVA: EVALUACIÓN ECONÓMICA AL ELEVAR A 230 KV LOS DOS CIRCUITOS EN LAS CONDICIONES ACTUALES.-----	96
4.6.1	Costo por Construcción de la Línea-----	96
4.6.2	Costos de Pérdidas de Transmisión-----	97
4.7	COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS.-----	98
4.7.1	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD-----	99

CAPÍTULO 5
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES-----101

5.1	CONCLUSIONES-----	101
5.2	RECOMENDACIONES-----	104

GLOSARIO.

BIBLIOGRAFÍA.

ANEXOS.

APÉNDICES.

INDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 2.

- TABLA II.1: Costos variables de producción para algunas centrales térmicas. Período 01 – 02 de Abril del 2.003
- TABLA II.2: Costos variables de producción para algunas centrales térmicas. Período 03 – 09 de Abril del 2.003
- TABLA II.3: Despacho real de Termoesmeraldas. Marzo del 2.003
- TABLA II.4: Descripción de las torres utilizadas para 138kV
- TABLA II.5: Número de torres utilizadas para 138kV
- TABLA II.6: Características del Conductor BRANT (ACSR)
- TABLA II.7: Condiciones utilizadas para los conductores de la Línea existente de 138kV.
- TABLA II.8: Características de la cadena de aisladores de porcelana.
- TABLA II.9: Valores del coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura.
- TABLA II.10: Pérdidas Joule para la Línea existente Santo Domingo – Esmeraldas.
- TABLA II.11: Pérdidas Joule para la Línea existente Esmeraldas - Santo Domingo
- TABLA II.12: Factor F_i dado por g/E_{crv}
- TABLA II.13: Pérdidas por Corona a buen tiempo para la Línea existente Esmeraldas – Santo Domingo.
- TABLA II.14: Pérdidas por Corona a mal tiempo para la Línea existente Santo Domingo – Esmeraldas.
- TABLA II.15: Líneas de 138kV en la Costa utilizados como históricos.
- TABLA II.16: Tabla de datos para el cálculo de parámetros de confiabilidad.

CAPÍTULO 3.

- TABLA III.1: Características de la cadena de aisladores poliméricos a utilizarse para 138kV.

- TABLA III.2:** Pérdidas por Efecto Corona para una Línea de la primera alternativa.
- TABLA III.3:** Características de los conductores ACSR y ACAR considerados para la segunda alternativa, desmontando la Línea actual.
- TABLA III.4:** Límite Térmico de los conductores escogidos para la segunda alternativa, desmontando la Línea actual.
- TABLA III.5:** Pérdidas por Efecto Corona para los cuatro conductores seleccionados para la segunda alternativa, desmontando la Línea actual.
- TABLA III.6:** Valor de la constante k en función del número de estructuras y la probabilidad que tenga para resistir la cadena de aisladores.
- TABLA III.7:** Características de la contaminación para la Zona 1.
- TABLA III.8:** Características de los aisladores poliméricos utilizados para 230kV.
- TABLA III.9:** Distancias permitidas entre conductor y tierra para la Línea de 230kV.
- TABLA III.10:** Distancia horizontal y vertical entre conductores para la Línea de 230kV.
- TABLA III.11:** Características del Hilo de Guardia de acero galvanizado de 3/8".
- TABLA III.12:** Densidad de corriente por cortocircuito que circula por varios tipos de conductores de guarda.
- TABLA III.13:** Densidad de corriente por cortocircuito que soporta el hilo de guarda de acero galvanizado de 3/8".
- TABLA III.14:** Densidad de corriente por descargas atmosféricas que circula por varios tipos de conductores de guarda.
- TABLA III.15:** Densidad de corriente por descargas atmosféricas que circula por el hilo de Guardia de acero galvanizado de 3/8".
- TABLA III.16:** Pérdidas por Efecto Corona para los conductores analizados de la segunda alternativa, sin desmontar la Línea actual.

- TABLA III.17: Características de los conductores seleccionados, para la tercera alternativa.
- TABLA III.18: Pérdidas por Efecto Corona a buen y mal tiempo, para la tercera alternativa: aisladores en retención y aisladores tipo Line post.
- TABLA III.19: Características de un aislador tipo Line post.
- TABLA III.20: Dimensiones de los soportes calculadas en el diseño original (d) y dadas por el fabricante (f).
- TABLA III.21: Pérdidas por Efecto Corona para la tercera alternativa: utilizando aisladores en "V".
- TABLA III.22: Características de los conductores escogidos para la remodelación de la Línea con haz de conductores.
- TABLA III.23: Límite Térmico para los conductores escogidos cuando se utiliza haz de conductores.
- TABLA III.24: Pérdidas por Efecto Corona para la remodelación de la Línea con haz de conductores.
- TABLA III.25: Límite Térmico para la cuarta alternativa.
- TABLA III.26: Pérdidas por Efecto Corona para la cuarta alternativa

CAPÍTULO 4.

- TABLA IV.1: Costos de mano de obra para la construcción de una Línea de Transmisión.
- TABLA IV.2: Accesorios utilizados para una estructura tipo suspensión.
- TABLA IV.3: Accesorios utilizados para una estructura tipo anclaje.
- TABLA IV.4: Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la primera alternativa.
- TABLA IV.5: Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la segunda alternativa sin desmontar la Línea actual.
- TABLA IV.6: Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la segunda alternativa desmontando la Línea actual.
- TABLA IV.7: Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la tercera alternativa utilizando aisladores tipo retención

- TABLA IV.8:** Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la tercera alternativa utilizando aisladores tipo Line post.
- TABLA IV.9:** Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la tercera alternativa utilizando aisladores tipo "V".
- TABLA IV.10:** Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la tercera alternativa utilizando haz de dos conductores por fase.
- TABLA IV.11:** Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la cuarta alternativa.
- TABLA IV.12:** Resumen de los costos de inversión y pérdidas para las alternativas propuestas.

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO 3.

- FIGURA III.1: MW totales a transmitir para las alternativas dadas.
- FIGURA III.2: Pérdidas Joule para la primera alternativa.
- FIGURA III.3: MW por pérdidas por Efecto Joule anuales para los cuatro conductores analizados para la segunda alternativa, desmontando la Línea actual.
- FIGURA III.4: Gráfico de distancias de la cadena de aisladores
- FIGURA III.5: MW por pérdidas por Efecto Joule para los conductores analizados, para la segunda alternativa, sin desmontar la Línea actual.
- FIGURA III.6: Gráfico comparativo de Pérdidas por Efecto Corona para la segunda alternativa.
- FIGURA III.7: Configuración de aisladores tipo retención compartiendo aisladores
- FIGURA III.8: Configuración de aisladores tipo retención sin compartir aisladores
- FIGURA III.9: Pérdidas por Efecto Corona para la tercera alternativa.
- FIGURA III.10: Disposición y accesorios de un aislador tipo Line post.
- FIGURA III.11: Disposición de aisladores Line post, para mantener distancias
- FIGURA III.12: Disposición de aisladores en "V".
- FIGURA III.13: Pérdidas por Efecto Corona cuando se tiene aisladores en "V".
- FIGURA III.14: Pérdidas anuales por Efecto Joule cuando se remodela con haz de dos conductores por fase.
- FIGURA III.15: Gráfico de Pérdidas por Efecto Corona cuando se remodela con haz de dos conductores por fase.
- FIGURA III.16: Pérdidas anuales por Efecto Joule para la cuarta alternativa.
- FIGURA III.17: Gráfico de Pérdidas por Efecto Corona para la cuarta alternativa.

CAPITULO 4.

- FIGURA IV.1: Gráfico de los costos de inversión y pérdidas para la primera alternativa.
- FIGURA IV.2: Gráfico de costos para la segunda alternativa sin desmontar la Línea actual.
- FIGURA IV.3: Gráfico de costos para la segunda alternativa desmontando la Línea actual.
- FIGURA IV.4: Gráfico de costos al remodelar la Línea con aisladores tipo retención
- FIGURA IV.5: Gráfico de costos al remodelar la Línea con aisladores tipo Line post
- FIGURA IV.6: Gráfico de costos al remodelar la Línea con aisladores tipo "V".
- FIGURA IV.7: Gráfico de costos totales al remodelar la Línea con doble circuito a 230kV y haz de dos conductores por fase
- FIGURA IV.8: Gráfico de costos para la cuarta alternativa.
- FIGURA IV.9: Costos totales para las diferentes alternativas propuestas.

ÍNDICE DE ANEXOS

CAPITULO 2.

- ANEXO 2.1:** Ubicación de la Línea Esmeraldas – Santo Domingo dentro del Sistema Nacional Interconectado
- ANEXO 2.2:** Ruta de la Línea de Transmisión Esmeraldas - Santo Domingo
- ANEXO 2.3:** Esquema Actual de la Subestación Esmeraldas
- ANEXO 2.4:** Esquema Actual de la Subestación Santo Domingo
- ANEXO 2.5:** Torres Utilizadas para 138 kV
- ANEXO 2.6:** Variante Realizada en la Línea de Transmisión
- ANEXO 2.7:** Parámetros para Utilizarse en el Cálculo de Límite Térmico
- ANEXO 2.8 :** Curva del Sil
- ANEXO 2.9:** Tabla de Valores de δ , H Y δ/H a Considerar

CAPITULO 3.

- ANEXO 3.1:** Proyección de Demanda anual de Potencia para Esmeraldas
- ANEXO 3.2:** Tabla de Características de Diferentes Conductores Tipo Acsr
- ANEXO 3.3:** Tabla de Características de Diferentes Conductores Tipo Acar
- ANEXO 3.4:** Comportamiento de Cadenas de Aisladores de diferentes clases y con diferentes unidades
- ANEXO 3.5:** Modelo de Torre para 230 kV
- ANEXO 3.6:** Curva de Probabilidad de Descarga Directa sobre los Conductores en función del Ángulo de Protección de los Cables de Guardia
- ANEXO 3.7:** Probability Of Occurrence Of Peak Amplitudes Of Stroke Currents
- ANEXO 3.8:** Espaciamientos por Sobrevoltajes a Frecuencia Industrial Dfi.
- ANEXO 3.9:** Curva de Voltaje de Maniobra Críticos
- ANEXO 3.10:** Resumen de Fórmulas para el Cálculo Mecánico de Líneas de Transmisión

ANEXO 3.11: Torre y Accesorio para la Remodelación de la Línea con haz de Conductores.

CAPITULO 4.

ANEXO 4.1: Diagrama Unifilar Tentativo de la S/E Esmeraldas para la Primera Alternativa

ANEXO 4.2: Diagrama Unifilar Tentativo de la S/E Santo Domindo para la Primera Alternativa.

ANEXO 4.3: Costos de Ampliación para la Primera Alternativa

ANEXO 4.4: Costos al construir dos nuevas línea de 138kV doble circuito paralelas a la existente.

ANEXO 4.5: Costo de los accesorios para estructuras de suspensión y anclaje

ANEXO 4.6: Cálculo de la Frecuencia de Falla

ANEXO 4.7: Diagrama unifilar tentativo de la S/E Esmeraldas con dos posiciones de 230kV

ANEXO 4.8: Diagrama unifilar tentativo de la S/E Santo Domingo con dos posiciones de 230kV.

ANEXO 4.9: Costos de Ampliación de Subestaciones.

ANEXO 4.10: Segunda Alternativa. Costos al Construir una Nueva Línea de 230kv Doble Circuito sin Desmontar la Línea Actual.

ANEXO 4.11: Segunda Alternativa. Costos al Construir una Nueva Línea de 230kv Doble Circuito Desmontando la Línea Actual.

ANEXO 4.12: Tercera Alternativa. Costos al Remodelar la Línea Actual con Aisladores Tipo Retención.

ANEXO 4.13: Tercera Alternativa. Costos al Remodelar la Línea Actual con Aisladores Line Post.

ANEXO 4.14: Tercera Alternativa. Costos al Remodelar la Línea Actual con Aisladores En "V"

ANEXO 4.15: Diagrama Unifilar Tentativo para Haz de dos Conductores por Fase y Doble Circuito para la S/E Esmeraldas.

- ANEXO 4.16:** Diagrama Unifilar Tentativo para Haz de dos Conductores por Fase y Doble Circuito para la S/E Santo Domingo.
- ANEXO 4.17:** Costos de Ampliación
- ANEXO 4.18:** Tercera Alternativa. Costos al Remodelar la Línea Actual con Haz de dos Conductores Por Fase.
- ANEXO 4.19:** Cuarta Alternativa. Costos de Elevación del Voltaje a 230 kV de los dos Circuitos en las Condiciones Actuales.

ÍNDICE DE APÉNDICES

CAPITULO 3.

- APÉNDICE A: Pérdidas por Efecto Joule para la primera alternativa
- APÉNDICE B: Pérdidas por Efecto Joule para la segunda alternativa desmontando la línea actual
- APÉNDICE C: Pérdidas por Efecto Joule para la segunda alternativa sin desmontar la línea actual
- APÉNDICE D: Pérdidas por Efecto Joule para la tercera alternativa línea de 230kv doble circuito con haz de dos conductores por fase.
- APÉNDICE E: Pérdidas por Efecto Joule para la cuarta alternativa

CAPITULO 4.

- APÉNDICE F: Costo por pérdidas, energía desabastecida e inversión para la primera alternativa
- APÉNDICE G: Costo por pérdidas, energía desabastecida e inversión para la segunda alternativa sin desmontar la línea actual
- APÉNDICE H: Costo por pérdidas, energía desabastecida e inversión para la segunda alternativa desmontando la línea actual
- APÉNDICE I: Costo por pérdidas, energía desabastecida e inversión para la tercera alternativa con aisladores tipo retención
- APÉNDICE J: Costo por pérdidas, energía desabastecida e inversión para la tercera alternativa con aisladores tipo line post
- APÉNDICE K: Costo por pérdidas, energía desabastecida e inversión para la tercera alternativa con aisladores tipo "V"
- APÉNDICE L: Costo por pérdidas, energía desabastecida e inversión para la tercera alternativa utilizando haz de dos conductores por fase
- APÉNDICE M: Costo por pérdidas, energía desabastecida e inversión para la cuarta alternativa
- APÉNDICE N: Curvas de inversión vs pérdidas para las alternativas

- APÉNDICE O:** Curvas de inversión vs pérdidas para las alternativas para una sensibilidad de 6,5% de tasa de viabilidad de un proyecto.
- APÉNDICE P:** Curvas de inversión vs pérdidas para las alternativas para una sensibilidad de 8,5% de tasa de viabilidad de un proyecto.
- APÉNDICE Q:** Curvas de inversión vs pérdidas para las alternativas para una sensibilidad de 1 \$/kwh de costo social
- APÉNDICE R:** Curvas de inversión vs pérdidas para las alternativas para una sensibilidad de 3 \$/kwh de costo social

RESUMEN

Este estudio enfoca el análisis de la factibilidad técnico – económica del aumento de voltaje de la Línea de Transmisión Esmeraldas - Santo Domingo de 138kV a 230kV, para relacionarlo con el posible aumento de generación en el Sector de Esmeraldas.

El Capítulo 1 muestra los objetivos principales, el alcance y la justificación del proyecto; todo lo que se constituye en un preliminar que permita explicar el por qué es importante hacer estudios de este tipo, para la realidad que presenta el País.

En el Capítulo 2 se hace una descripción de la situación actual del sistema; es decir los componentes y elementos que lo conforman, tal como son la subestaciones Santo Domingo y Esmeraldas; así como de las condiciones operativas y algunos de los aspectos constructivos de la Línea. Además de esto, se realiza un breve resumen de algunas de las características de la Central Térmica Esmeraldas.

El Capítulo 3 consiste en un análisis de las alternativas propuestas; en cada una de estas opciones se efectúa un estudio orientado, en su mayor parte, a criterios eléctricos y mecánicos; utilizando métodos que generalmente se usan para una planificación y diseño de un sistema de transmisión; que sin ser los únicos, son los más utilizados y no necesitan de herramientas relativamente complicadas.

En el Capítulo 4 se estudia los costos de inversión de cada alternativa, lo que implica también los costos por ampliación de las Subestaciones existentes.

Para saber cuál es la alternativa más adecuada, se evalúa cada opción, tomando en cuenta los costos de inversión y las pérdidas. Siendo éstos las más importantes para escoger la alternativa más adecuada técnica y económicamente. Finalmente, en el Capítulo 5 se presentan conclusiones, recomendaciones y la bibliografía del proyecto.

PRESENTACIÓN

La elevación hacia nuevos niveles de voltaje, es una de las exigencias más cercanas con las que tendrán que enfrentarse los sistemas eléctricos en el Ecuador. El desafío constante que genera la ampliación del Sistema Nacional Interconectado, las futuras interconexiones internacionales, los niveles de desarrollo que alcanza poco a poco el País; son factores que dan importancia a este proyecto, que a pesar de que es un pequeño ingrediente, se constituye como base para un planeamiento venidero con la elevación a valores superiores de voltaje. Así, se pretende incentivar estudios más profundos que enfoquen situaciones que el País vivirá en un futuro, con la utilización de nuevos elementos y equipos, con voltajes mayores a 230kV que impliquen la utilización de diferentes tipos de estructuras y aislamientos. Estos aspectos se convertirán en un peldaño más para el sinnúmero de cambios que presentarán los sistemas eléctricos en el País.

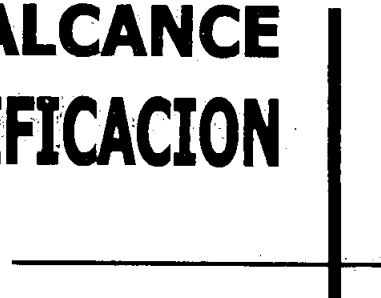
A pesar de que se puede aprender bastante acerca de las nuevas tecnologías propuestas para la remodelación de líneas de transmisión, no siempre éstas, cumplen con los requerimientos económicos que se desea de un proyecto. Al pensar un momento en la situación que vive el Ecuador, el primer objetivo que encierra un estudio o trabajo debe simplificarse en ahorro y eficiencia; de esta manera se puede ubicar en las dos partes del problema, inversionista y usuario. Solo así, un proyecto encontrará una sinergia entre lo económico y lo útil. Solo así, un proyecto tendrá mayores oportunidades de ser llevado a la práctica.

Se espera que este trabajo sea de gran interés y utilidad para futuros y ambiciosos proyectos que lo complementen y enriquezcan con nuevos conocimientos.



CAPÍTULO 1

**OBJETIVOS, ALCANCE
Y JUSTIFICACION**



CAPÍTULO 1

1. OBJETIVOS, ALCANCE Y JUSTIFICACIÓN

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 General

Debido al continuo crecimiento de la demanda y el rápido desarrollo del Sector Eléctrico Ecuatoriano, es de vital importancia garantizar que cada componente de este gran engranaje responda con las condiciones de calidad, seguridad y economía, para que sea adecuado a las exigencias de un entorno cada vez más complejo y competitivo.

Un componente importante del Sector, lo constituyen las Líneas de Transmisión, por lo que el presente trabajo tiene como objetivo principal el determinar la Factibilidad Técnico – Económica del cambio de voltaje en la Línea de Transmisión Esmeraldas - Santo Domingo, de 138 kV a 230 kV, considerando un incremento de generación en Esmeraldas.

1.1.2 Particulares

- ⊗ Describir la situación actual en la que se encuentra la Línea Esmeraldas – Santo Domingo.
- ⊗ Identificar nuevas alternativas que permitan transportar el total de la potencia adicional de generación y la potencia que se transmite actualmente.
- ⊗ Aplicar criterios técnicos que faciliten y permitan visualizar el comportamiento de cada una de las opciones planteadas.
- ⊗ Evaluar mediante consideraciones económicas, la alternativa más adecuada.

1.2 ALCANCE

En el presente proyecto, se comienza explicando la importancia de conocer técnicas y alternativas para elevar el voltaje de transmisión en la Línea Esmeraldas - Santo Domingo.

Después se describe la situación actual en que se encuentra la Central Térmica Esmeraldas, la Línea de Transmisión y las Subestaciones tanto de Santo Domingo como de Esmeraldas, para poder establecer una visión clara del campo sobre el cual se va a trabajar.

Realizando el estudio detallado de las Condiciones de Operación de la Línea, dentro de lo cual se encuentran el análisis de: límite térmico, pérdidas de potencia y energía, límites de estabilidad.

También se efectúan estudios de confiabilidad y calidad de servicio, ambos como ingredientes básicos si se quiere responder adecuadamente con la tarea que pretende mostrar este trabajo, debido a que su importancia radica fundamentalmente en que son indispensables para un buen desempeño del suministro de energía eléctrica.

Se habla de las siguientes alternativas:

PRIMERA ALTERNATIVA.- Construcción de una o más Líneas de 138kV paralelas a la existente.

SEGUNDA ALTERNATIVA.- Construcción de una nueva Línea de 230kV doble circuito:

1. Sin Desmontar la Línea actual.
2. Desmontando la Línea actual.

TERCERA ALTERNATIVA.- Con la remodelación de la Línea actual. Considerando las siguientes opciones:

1. Remodelando la Línea existente de 138kV doble circuito a una Línea de 230kV doble circuito con aisladores tipo retención.
2. Remodelando la Línea con aisladores Line post en configuración horizontal.
3. Remodelando la Línea actual con aisladores en configuración "V".
4. Remodelando la Línea existente de 138kV doble circuito para cambiarla a una Línea de 230kV a doble circuito con un haz de dos conductores por fase.

CUARTA ALTERNATIVA.- Elevación del voltaje a 230 kV de los dos circuitos en las condiciones actuales.

Las mismas que se constituyen y complementan como se ve en el desarrollo del trabajo.

Finalmente y al ser uno de los aspectos, por no decir el más importante, se realiza el análisis económico dentro del cual intervienen tanto las Líneas como las Subestaciones, lo que implica inversiones, flujos de capital y evaluación de los costos de pérdidas, calidad y confiabilidad. Este estudio será el que recomiende qué alternativa es la más adecuada económicamente.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Como es de conocimiento, las falencias existentes en cualquiera de los componentes que conforman un sistema eléctrico pueden degenerar en un conflicto que no solo implica a un sector como es el energético, sino que conforma un conglomerado de situaciones que pueden servir como parámetros evaluatorios de la situación de un País y de su régimen aplicado, por lo que el presente trabajo se desarrollará con la mayor seriedad y responsabilidad.

El S.N.I. recoge energía y suministra a una demanda no uniformemente distribuida en el País. Esto demanda un mejoramiento en la utilización de las centrales generadoras, haciéndose necesario que se cuente con líneas de

interconexión que enlacen los mercados eléctricos para satisfacer adecuadamente las necesidades de los usuarios, por lo que en este trabajo se tiene también la oportunidad de explicar cómo la nueva generación que puede implementarse en el sector se aventajaría con la elevación del voltaje, ya sea con la construcción o remodelación de la Línea de Transmisión.

Se ha considerado la elevación de voltaje en la Línea Esmeraldas – Santo Domingo, debido a que en el Sector de Esmeraldas, existe y está en operación la refinería más grande del País, la cual proporciona 40.000 barriles diarios de residuos de petróleo. Una pequeña parte de estos residuos son aprovechados como combustible por la Central Térmica Esmeraldas que esta ubicada frente a la refinería, quedando un excedente que puede utilizarse para una nueva Central Térmica con costos de operación menores debido a la cercanía; ésto hace que exista un interés en instalar nueva generación termoeléctrica.

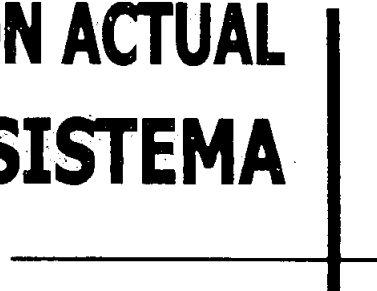
Al existir una Línea nueva en este caso de 230kV las posibles nuevas empresas generadoras se eximirán de la construcción de la misma, pagando solamente un valor determinado por peaje, por lo que este estudio se constituye en un pilar importante que puede ser llevado a práctica no solamente para este caso específico sino para muchos otros que a futuro sean necesarios. Esto permitirá tener una visión del comportamiento del sistema y sus aportes hacia el Sistema Nacional Interconectado.

Con todo esto se puede decir que el análisis de una posible elevación de voltaje para incrementar la potencia a transmitirse desde Esmeraldas hasta Santo Domingo, es necesario e importante para robustecer las condiciones del Sistema. Este esfuerzo debe ser constantemente enriquecido con futuros aportes que permitan más adelante incursionar en campos más ambiciosos con niveles de voltaje mayores que evidentemente, serán necesarios en nuestro País en un tiempo ulterior.



CAPÍTULO 2

**SITUACION ACTUAL
DEL SISTEMA**



CAPÍTULO 2

2. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA

En este Capítulo se realiza una breve descripción de la Central Térmica Esmeraldas y de las Subestaciones Esmeraldas y Santo Domingo. Se muestra también una completa descripción de la Línea de Transmisión, analizando detenidamente cada una de sus características principales, comenzando por su localización en el Sistema Nacional Interconectado.

“El Sistema Nacional Interconectado, S.N.I., se encuentra conformado por un anillo a 230 kV, con líneas de doble circuito que unen las subestaciones de Paute, Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Sto. Domingo, Sta. Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba. Vincula fundamentalmente el principal centro de generación del País (Paute), con los dos grandes centros de consumo: Guayaquil y Quito”.

“Del anillo troncal de transmisión de 230 kV, se derivan líneas radiales de 138kV y 69 kV, para enlazar los principales centros de generación y de consumo del País, excepto algunas zonas del Oriente y las islas Galápagos, que operan como sistemas aislados”.¹

La Línea de Transmisión Esmeraldas – Santo Domingo es una Línea radial a 138 kV ubicada al noroccidente del S.N.I. como se observa en el **Anexo 2.1**. Actualmente, a través de esta Línea, se aporta al S.N.I. 70 MW.

La Línea de Transmisión funciona desde agosto de 1.981 a un voltaje de 138kV doble circuito, uniendo las subestaciones respectivas de Esmeraldas y Santo Domingo, con una ruta paralela al carretero que une Esmeraldas – Quinindé – Santo Domingo como se puede ver en el **Anexo 2.2**, tiene una longitud de 154,8km. Parte de la cota 620 m.s.n.m. en la Subestación Santo Domingo y que es la máxima y llega a la cota de 16 m.s.n.m. en la Subestación Esmeraldas.

¹ CONELEC, Plan de Electrificación del Ecuador Período 2.000 – 2.009, Quito, 2.000, pág.31

La mayor parte de la Línea se encuentra en la Provincia de Esmeraldas y todo su recorrido presenta un ambiente subtropical, con orografía regular en los primeros 70 km y muy irregular y con terrenos accidentados en el tramo restante.

La Línea de Transmisión Esmeraldas – Santo Domingo, esta ubicada en la Zona 1 es decir en la Costa.²

2.1 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA ESMERALDAS

La Central Térmica Esmeraldas, aprovecha como combustible los residuos de petróleo de la Refinería Esmeraldas ubicada cerca de la misma, estimándose los mismos en alrededor de 40.000 barriles diarios. Es importante mencionar que la Central no utiliza la totalidad de estos residuos, sino solamente un porcentaje.

2.1.1 DATOS TÉCNICOS DE LA CENTRAL TÉRMICA ESMERALDAS.

Las características técnicas principales de la Central Térmica Esmeraldas son³:

1. Tipo	Vapor
2. Número de unidades	1
3. Potencia nominal (MW)	132,5
4. Potencia efectiva (MW)	125
5. Combustible	Bunker (Fuel Oil)
6. Voltaje (kV)	13,8
7. Factor de potencia	0,85
8. Tipo de turbina	Vapor
9. Constante de inercia	1,81
10. Resistencia de armadura	0,00120
11. Factor de amortiguamiento	0,0001
12. Potencia base (MW)	156,00

² CIER, BRAVO TITO, Informe de Proyectos y Obras, Quito, 1.997.

³ BAQUERO EDWIN, Tesis de Grado, Base de Datos del Sistema Nacional Interconectado, BASSIN, Quito, 1.992.

13. Potencia nominal de la turbina (MW) 130,00

2.1.2 COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN

Los aspectos que intervienen para la declaración de los costos variables de producción de la Generadora son:

1. Rendimiento kWh / galón
2. Combustible / kWh
3. Transporte / kWh
4. Lubricantes, Químicos y Otros
5. Agua Potable
6. Mantenimientos
7. Control Ambiental
8. Servicios Auxiliares

Se muestra a continuación los costos variables de producción de algunas de las centrales térmicas en diferentes períodos que se despachan antes de la Central Térmica Esmeraldas.

PERÍODO: 01 y 02 de abril del 2003⁴

EMPRESA	UNIDAD	TIPO	TOTAL ctvs US\$/kWh	100% POTENCIA EFECTIVA (MW)
MACHALA POWER	MACHALA POWER A	G	4,8903	70,0
MACHALA POWER	MACHALA POWER B	G	4,8919	69,5
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	BV	4,9414	132,0

Tabla II.1: Costos variables de producción para algunas centrales térmicas. Período 01 – 02 de Abril del 2.003

PERÍODO: 03 al 09 de abril del 2003

EMPRESA	UNIDAD	TIPO	TOTAL ctvs US\$/kWh	100% POTENCIA EFECTIVA (MW)
MACHALA POWER	MACHALA POWER A	G	4,9186	70,0
MACHALA POWER	MACHALA POWER B	G	4,9202	69,5
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	BV	4,9414	132,0

Tabla II.2: Costos variables de producción para algunas centrales térmicas. Período 03 – 09 de Abril del 2.003

⁴ CENACE, Resumen Operativo, Quito, Abril 2.003, www.cenace.org.ec

2.1.3 DESPACHO REAL

La Central de Generación Termoesmeraldas se despacha por lo general y casi siempre siguiendo el orden que se presenta a continuación:

- 1.- Todas las centrales de generación hidráulicas.
- 2.- Machala Power A
- 3.- Machala Power B
- 4.- Trinitaria
- 5.- Termoesmeraldas

La Central Termoesmeraldas en la actualidad se despacha durante las 24 horas del día tanto para demanda punta como para demanda media y base.

A continuación se muestra un despacho real semanal de la Central Termoesmeraldas. Las potencias máximas mostradas corresponden a horas pico de consumo de energía.⁵

FECHA (MARZO 2.003)	POTENCIA PROMEDIO MW	POTENCIA MÁXIMA MW
26	128,92	130,3
27	128,73	129,7
28	128,81	129,7
29	128,56	129,3
30	127,47	129,9
31	128,83	130,2

Tabla II.3: Despacho real de la Central Termoesmeraldas. Marzo del 2.003

⁵ CENACE, Resumen Operativo, Quito, Abril 2.003, www.cenace.org.ec

2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES

2.2.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ESMERALDAS

Esta Subestación se encuentra próxima a la Central de Generación y básicamente consta de dos patios de maniobra uno de 138 kV y otro de 69 kV, los dos patios tienen una barra principal y una de transferencia con sus respectivas protecciones.

Tiene instalados dos transformadores trifásicos:

El primero tiene una conexión interna Y a tierra - DELTA y esta acoplado al generador, el secundario de éste alimenta a la barra de 138 kV, la misma que se interconecta con la Subestación Santo Domingo, de esta misma barra se alimenta al patio de 69 kV.

A través de un segundo transformador AA1 con terciario, con una conexión interna Y a tierra – Y a tierra – DELTA; 138 kV – 69 kV, alimenta al patio antes mencionado de 69kV el mismo que atiende una demanda local que esta controlada por Empresa Eléctrica de Esmeraldas.

El **Anexo 2.3** muestra el diagrama unifilar de la Subestación Esmeraldas.

2.2.2 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO

Esta Subestación a diferencia de la Subestación Esmeraldas consta de tres patios de maniobra uno de 69 kV, otro de 138 kV y otro de 230 kV, pero de forma similar cada patio tiene una barra principal y una barra de transferencia excepto el patio de 230 kV que consta de doble barra con las protecciones adecuadas.

Tiene en funcionamiento dos transformadores trifásicos con terciarios y un banco inductivo de 10 MVAR.

En el patio de 138 kV se encuentra la interconexión con la Subestación Esmeraldas, de esta misma barra de acoplan dos patios de 69 kV y 230 kV respectivamente.

El patio de 69 kV esta conectado por medio de un transformador ATR con conexión interna Y a tierra – Y a tierra – DELTA 138 kV – 69 kV, el mismo alimenta una demanda bajo la supervisión de la Empresa Eléctrica de Santo Domingo.

El patio de 230 kV se acopla al de 138 kV a través de un transformador ATU con conexión interna Y a tierra – Y a tierra - DELTA 138kV - 230kV, en el terciario de este transformador se conecta un banco inductivo de 10 MVAR. De este mismo patio se realiza interconexiones tanto con la Subestación Santa Rosa, como con la Subestación Quevedo las mismas que forman parte del anillo del S.N.I. a 230kV.

El diagrama unifilar de la Subestación Santo Domingo se muestra en el **Anexo 2.4.**

2.3 DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ESMERALDAS - SANTO DOMINGO.

2.3.1 ESTRUCTURAS UTILIZADAS

En la Línea Esmeraldas - Santo Domingo se han utilizado torres autosoportantes de acero galvanizado, de forma troncopiramidal, constituidas con perfiles de acero apernados entre si. Cada torre posee además su conexión eléctrica a tierra, como medida de protección⁶.

Las torres son básicamente de dos tipos: de suspensión, destinadas para mantener el conductor dentro de cada una de las alineaciones a la altura

⁶ CEI CONSULTORES, Memoria Técnica de la Línea Esmeraldas – Santo Domingo, Quito, 1.980

requerida, y de anclaje o de ángulo, usados en los casos en que las líneas cambian de dirección o por otras exigencias del proyecto.

Las torres utilizadas son:

SL1 – 2 : Soporte de suspensión liviana en alineación

SP1 – 1 : Soporte de suspensión pesada.

AL1 – 2 : Soporte de amarre liviano.

AT1 – 2 : Soporte similar al tipo AL1 – 2, en cuanto a cargas normales, pero provisto de crucetas extendidas y accesorios adicionales para efectuar la transposición de fases.

AR1 – 2 : Soporte terminal de línea o como angular con ángulos de línea pesados.

a. Torre básica de suspensión, tipo	SL1 – 2 – 0 a 1° ángulo lineal
Vano viento	500 m
Vano peso	600 m
Máximo vano	700 m
b. Torre de suspensión pesada, tipo	SP1 – 2 – 0 a 9° ángulo lineal
Vano viento	800 m
Vano peso	1.200 m
Máximo vano	800 m
c. Ángulo medio, Torre de tensión tipo	AL1 – 2 – 0 a 30° ángulo lineal
Vano viento	800 m
Vano peso	1.500 m
Condición de tiro hacia arriba	350 kg
Máximo vano	900 m
d. Torre terminal y máximo ángulo, tipo	AR1 – 2 – 30°
Como torre de tensión	Para un ángulo de 30° a 70°
Como torre terminal	Para un ángulo de 0° a 15°
Vano viento	400 m
Vano peso	650 m
Máximo vano	550 m

Tabla II.4: Descripción de las torres utilizadas para 138kV

A continuación se presenta una tabla resumida del tipo y cantidad de estructuras utilizadas:

TORRES UTILIZADAS	
TIPO	CANTIDAD
AR1-2	3
SL1-2	323
SL2	2
AL1-2	25
SP1-2	37
SL1	2
TOTAL	392

Tabla II.5: Número de torres utilizadas para 138kV

En el **Anexo 2.5** se indican las estructuras utilizadas en la Línea, así como las cargas de diseño de las mismas.⁷

Cabe mencionar que para la construcción de la Línea existió una variante al llegar a la Subestación Esmeraldas, pasando por la estación de bombeo de Petroecuador donde se colocaron 5 torres de 230 kV, como se observa en el **Anexo 2.6**.

2.3.2 CONDUCTOR Y CABLE.

Se utilizó en esta Línea el siguiente conductor y el siguiente cable de guarda:

1. Conductor de aluminio y cobre reforzado ACSR, alma de zinc "BRANT" 397,5 MCM, 24/7, para conductores de fase en la Línea de Transmisión de 138 kV.

ACSR	CALIBRE AWG O MCM	SECCIÓN TOTAL (mm)	DIÁMETRO EXTERIOR (mm)	PESO (kg/km)	TENSIÓN DE RUPTURA (kg)	CORRIENTE POR LÍMITE TÉRMICO (A)
BRANT	397,5	227,55	19,61	761,80	6.622	584

Tabla II.6: Características del conductor BRANT (ACSR)

2. Cable de acero galvanizado, de diámetro 3/8 de pulgada, 7 hilos, para instalación del hilo de guarda.
3. Varillas y cable Copperweld , No. 8 AWG para instalación de puesta a tierra.

⁷ CEI CONSULTORES, Memoria Técnica de la Línea Esmeraldas – Santo Domingo, Quito, 1.980

Los conductores especificados fueron colocados bajo las siguientes condiciones⁸:

Mínima temperatura del aire	+5° C
Máxima temperatura del aire	+45° C
Máxima carga del viento	39kg/ m ²
Máxima tensión inicial de 397,5 kcmil ACSR a +18° C y carga del viento de 39 kg/m ²	2.048 kg/conductor
Tensión de cada día de 397,5 kcmil ACSR a +25° C y sin viento.	1.332 kg/conductor
Máxima tensión de 3/8 pulgadas. Cable de acero galvanizado a +5° C y carga de viento de 39 kg/m ²	30%
Tensión de cada día de 3/8 pulgada, cable de acero galvanizado a +25° C y sin viento.	16%
Máxima temperatura de los conductores de fase, elevada sobre la ambiental.	+13° C

Tabla II.7: Condiciones utilizadas para la colocación de los conductores de la Línea existente de 138kV.

2.3.3 AISLADORES Y ACCESORIOS

La cadena de la Línea de Transmisión esta compuesta por 9 aisladores. Todos los aisladores son hechos de porcelana.

Los aisladores de suspensión fueron ensamblados para soportar el conductor de fase ACSR (BRANT) 397,5 MCM, incluyendo todos los accesorios.

Todos los aisladores utilizados en los ensambles para instalación de las Líneas de Transmisión son manufacturados con la norma ANSI-70 "Skytone" y son del tipo "ball and socket".

Las unidades de la cadena de aisladores usados en los ensambles de la Línea de Transmisión tienen las siguientes características y cantidades⁹.

⁸ CEI CONSULTORES, Memoria Técnica de la Línea Esmeraldas – Santo Domingo, Quito, 1.980

⁹ CEI CONSULTORES, Memoria Técnica de la Línea Esmeraldas – Santo Domingo, Quito, 1.980

Tipo	Ball and socket
Tensión de flameo al Impulso crítico	
Onda de voltaje 1,2 x 50	
Positivo	125kV
Negativo	130kV
Tensión de flameo a 60Hz	
Seco	80kV
Húmedo	50kV
Tensión de flameo a baja frecuencia	110kV
Distancia de fuga	292 mm(11-1/2in)
Distancia de flameo en seco	197 mm (7-3/4in)
Espaciamiento de unidades	146mm (5 – 3/4in)
Diámetro de disco de porcelana	254 mm (10in)
Impacto de Tensión mecánica	63 kg cm (55 in lb)
Color	Café

Tabla II.8: Características de la cadena de aisladores de porcelana.

2.3.4 CONDICIONES OPERATIVAS

En lo que se refiere a condiciones operativas, se determinan en este capítulo, de acuerdo a lo que existe actualmente en la Línea de Transmisión Esmeraldas - Santo Domingo, los siguientes puntos:

- ✓ Límite térmico
- ✓ Límites de estabilidad
- ✓ Pérdidas de potencia y energía.
- ✓ Niveles de confiabilidad
- ✓ Calidad de servicio

2.3.4.1 Límite Térmico

En los conductores existe el riesgo de que si la intensidad de corriente excede ciertos valores, se producen calentamientos que sin llegar a fundirlos pueden alterar sus propiedades mecánicas y su conductividad, haciéndoles aumentar

exageradamente la flecha natural que toman al estar tendidos. Sin embargo estudios realizados indican que en el caso del cobre, aluminio, o aleaciones de aluminio se puede trabajar hasta con 90° C. Se puede decir entonces, que el límite térmico es la densidad máxima de corriente admisible en el conductor.

En el Código Eléctrico Ecuatoriano, considerando condiciones desfavorables, se tiene que el aluminio y sus aleaciones tienen un límite máximo que puede alcanzar la temperatura del conductor es de 80° C; es así que para la sierra el conductor no debe sobrepasar los 45° C y para la costa los 60° C.¹⁰

Para calcular el límite térmico de un conductor es necesario plantear la ecuación de Balance Térmico:¹¹

$$Q_c + Q_r = I^2 r + Q_s \quad (2.1)$$

$$I = \sqrt{\frac{Q_c + Q_r - Q_s}{r}} \quad (2.2)$$

Q_c : calor por convección, en vatios por pie.

Q_r : calor por radiación, en vatios por pie.

Q_s : calor por efecto solar, en vatios por pie.

I : corriente de fase de la Línea de Transmisión en amperios.

r : resistencia eléctrica, en ohmios por pie.

Encontrando el valor de la corriente por fase se puede encontrar la potencia a transmitirse por Límite Térmico para cada circuito.

2.3.4.1.1 Potencia calórica disipada por convección

El proceso de convección transfiere calor mediante el movimiento real de un fluido. En este caso, la convección natural ocurre cuando el aire está quieto o

¹⁰ Ing. SANTILLÁN Jorge, Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión, E.P.N., Quito, 2.003, pág. 6.

¹¹ BARRIGA – MELO, Tesis de Grado, Programa para estimación de costos y parámetros de Líneas de Transmisión, Quito, 1.993, pág. 4.

cuando la velocidad del viento es cero. Las pérdidas por convección están dadas en base a la dirección y velocidad del viento, altura de la línea, el tipo de superficie, etc.

Las ecuaciones utilizadas son las siguientes:

A nivel del mar y sin viento:¹²

$$Q_c = 0,072 \times D^{0,75} \times (t_c - t_a) \quad [\text{W/pie}] \quad (2.3)$$

El viento produce un enfriamiento de gran valor dependiendo de las relaciones que se presentan a continuación:

$$\frac{D_o \times \rho_f \times V}{\mu_f} = \text{entre } 0,1 \text{ y } 1.000 \quad (2.4)$$

$$Q_c = \left[1,01 + 0,371 \times \left(\frac{D \times \rho_f \times V}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] \times k_f \times (t_c - t_a) \quad [\text{W/pie}] \quad (2.5)$$

Y si la relación:

$$\frac{D_o \times \rho_f \times V}{\mu_f} = \text{entre } 1.000 \text{ y } 18.000 \quad (2.6)$$

$$Q_c = \left[0,165 \times \left(\frac{D \times \rho_f \times V}{\mu_f} \right)^{0,60} \right] \times k_f \times (t_c - t_a) \quad [\text{W/pie}] \quad (2.7)$$

D : diámetro del conductor en pulgadas.

D_o : diámetro del conductor en pies.

ρ_f: densidad relativa del aire en libras/pie²

t_a : temperatura ambiente en ° C.

t_c : temperatura media del conductor en ° C.

V : velocidad del aire en pies por hora.

μ_f : viscosidad absoluta del aire en libras por hora – pie.

$$t_f = \frac{t_c + t_a}{2} \quad (2.8)$$

Los valores de ρ_f, μ_f y k_f se encuentran en el **Anexo 2.7**, de acuerdo a t_f.

¹² Ing. SANTILLÁN Jorge, Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión, E.P.N., Quito, 2.003, pág. 6, 7.

2.3.4.1.2 Potencia calórica disipada por radiación

La radiación transfiere el calor en forma de ondas. Si se considera al conductor como un cilindro, entonces el calor radiado puede expresarse de la siguiente manera:¹³

$$q_r = 0,138 \times \varepsilon \times D \times \left[\left(\frac{K_c}{100} \right)^4 - \left(\frac{K_a}{100} \right)^4 \right] \text{ [W/pie]} \quad (2.9)$$

ε : coeficiente de emisividad que depende del conductor y es igual a 0,23 para conductor nuevo y 0,91 para conductor negro. En general se usa el promedio de 0,5.

K_c : temperatura del conductor en ° K.

K_a : temperatura ambiente en ° K.

2.3.4.1.3. Calor debido al efecto solar.

$$Q_s = a \times Q_c \times (\text{sen}\theta) \times A' \times K \quad (2.10)$$

a =coeficiente que depende del conductor y es igual a 0,23 para conductores nuevos y 0,95 para conductores negros, y en general se usa el promedio de 0,5

$$\theta = \cos^{-1}[(\cos H_c) \times \cos(Z_c - Z_t)] \quad (2.11)$$

A' = Área proyectada del conductor (D/12) (pies cuadrados por pie de línea)

K = factor por altura, ver **Anexo 2.7**.

H_c = Altitud del sol en grados sexagesimales.

Z_c = Azimut del sol en grados sexagesimales.

Z_t = Azimut de la Línea de transmisión en grados sexagesimales.

Q_c = Radiación total del sol en vatios sobre pie cuadrado. Ver **Anexo 2.7**.

En este caso, debido a la ubicación geográfica del Ecuador, el valor de θ es 90° (el sol cae perpendicularmente en la Línea Equinoccial).

¹³ Ing. SANTILLÁN Jorge, Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión, E.P.N., Quito, 2.003, pág. 7, 8.

Con lo mencionado anteriormente se encuentra el Límite Térmico para el conductor ACSR "BRANT", encontrándose para dos temperaturas y dos velocidades de viento diferentes en el día:

RESISTENCIA Ω/km	TEMPERATURA AMBIENTE $^{\circ}\text{C}$	VELOCIDAD DEL VIENTO m/s	Q_c W/PIE	Q_s W/PIE	Q_r W/PIE	POTENCIA POR CIRCUITO MW
0.1418	32	1	11.69983762	3.10105545	1.94052206	170.83293
0.1418	30	2	19.00032611	3.10105545	2.06025352	223.004195

Tabla II.9: Límite Térmico para el conductor "ACSR" BRANT.

2.3.4.2 Límites de Estabilidad

En lo referente a planificación, una aproximación para analizar la estabilidad en una Línea de Transmisión, se realiza de acuerdo al SIL (Surge Impedance Loading) que es la característica de transferencia de potencia de una línea y viene dada en MW.

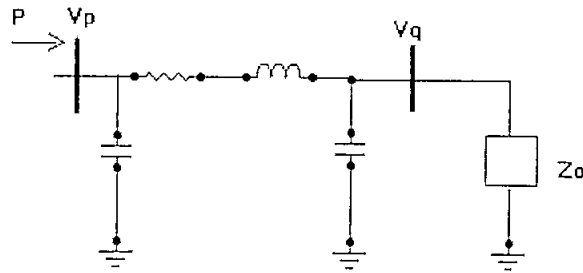
El SIL está ligado íntimamente con el límite de conducción por voltaje y el valor de la impedancia natural de la línea Z_0 así:

$$\text{SIL} = \frac{kV^2}{Z_0} \text{ [MW]} \quad (2.12)$$

Donde Z_0 se calcula con: $Z_0 = \sqrt{X_c \times X_l} = \sqrt{\frac{L}{C}}$ (2.13)

El SIL debe estimarse de acuerdo a la longitud que tenga la línea. En líneas largas el SIL puede llegar a ser menor que 1; mientras que en líneas cortas y medias es mayor que 1.

Si se considera el siguiente diagrama:



- Cuando la línea conduce 1 SIL $V_p = V_q$, los voltajes terminales son iguales.
- Cuando la línea conduce más de 1 SIL $V_p > V_q$
- Cuando la línea conduce menos que 1 SIL $V_p < V_q$

Para el cálculo de la impedancia natural, se necesita conocer los valores de la inductancia de la línea L y de la capacitancia C de la misma o en su caso respectivo los valores de las reactancias inductiva y capacitiva. Para esto se utilizan las siguientes fórmulas para el caso de simple circuito y un conductor por fase:

$$L = \left[0,5 + 4,6 \times \lg \frac{D}{r} \right] \times 10^{-4} \left[\frac{H}{km} \right] \quad (2.14)$$

$$C = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{r}} \times 10^{-9} \left[\frac{F}{km} \right] \quad (2.15)$$

D : distancia media geométrica en mm. Para las torres existentes es de 5.858 mm.

r : radio del conductor en mm. Para el conductor BRANT es de 9,805 mm.

Los valores obtenidos, reemplazando los datos en las ecuaciones (2.14) y (2.15) son: 0,001263 H/km y $9,17 \times 10^{-9}$ F/km. El valor de Z_0 es de 371,114 y el SIL calculado con la ecuación (2.12) es de 51,32 MW.

Con la ayuda de las curvas de capacidad de transferencia de potencia de la línea de transmisión del **Anexo 2.8**, se puede estimar el SIL de la Línea Esmeraldas – Santo Domingo de 154,8 km (96.2 millas). Obteniendo un valor de 2,12 SIL.

Con ésto, el valor que se puede transportar por un circuito es de 108,78 MW y por los dos circuitos es de 217,56 MW.

Actualmente, según datos proporcionados por TRANSELECTRIC la Línea transmite 69,76 MW por los dos circuitos, es decir 34,88 MW por cada uno. Con esto se tiene que el funcionamiento actual de la Línea no presenta una sobrecarga dañina para el sistema, sino todo lo contrario, cumpliendo también con el límite térmico antes establecido.

2.3.4.3 Pérdidas de Potencia y Energía

Dentro de las pérdidas, se considerarán las producidas por:

- Efecto Joule
- Efecto Corona.

2.3.4.3.1 Pérdidas por Efecto Joule

Las pérdidas por efecto Joule se determinan con la ayuda de la siguiente expresión:¹⁴

$$P_j = I^2 \times R \quad (2.16)$$

La ecuación (2.15) muestra las pérdidas de potencia por fase, de esto se puede decir que las pérdidas totales por las tres fases en kW/km serán:

$$P_{JT} = 3 \times I^2_{\text{máx}} \times R \times 10^{-3} \quad (2.17)$$

Donde:

$I_{\text{máx}}$: la corriente debida a la potencia máxima a transmitirse en amperios.

R : resistencia del conductor a su temperatura máxima admisible Ω /km.

La máxima corriente admisible del conductor se calcula con la siguiente expresión:

¹⁴ BARRIGA – MELO, Tesis de Grado, Programa para estimación de costos y parámetros de Líneas de Transmisión, Quito, 1.993, pág.:10.

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \times V \times N \times \cos \varphi} \quad (2.18)$$

Donde:

$P_{m\acute{a}x}$: es la potencia máxima a transmitirse en kW.

V : voltaje de la línea en kV.

N : número de conductores por fase

$\cos \varphi$: factor de potencia.

La resistencia del conductor a su temperatura máxima admisible se calcula con la siguiente expresión:

$$R = R_0 \times [1 + \beta(T_2 - T_1)] \quad (2.19)$$

R_0 : Resistencia del conductor a 60Hz y a una temperatura conocida 20° C.

β : Coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura, expresado en 1/grado.

β	MATERIAL
0,004	Aluminio a 25° C.
0,00353	Aleación de aluminio 5005
0,00347	Aleación de aluminio 6201
0,00374	Aleación de cobre.

Tabla II.10: Valores del coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura.

T_2 : Temperatura máxima admisible del conductor, expresada en grados Kelvin, 333° K.

T_1 : Temperatura del conductor para una resistencia conocida, expresada en grados Kelvin.

En las condiciones actuales de operación las pérdidas se consideran tomando en cuenta el dato proporcionado por TRANSELECTRIC acerca de la potencia actual de transmisión por cada circuito de la Línea que en este caso es de 34,88MW y 69,76MW por los dos circuitos; y un factor de potencia de 0,9.

Las pérdidas para los dos circuitos son las siguientes:

CONDUCTOR		RESISTENCIA CORREGIDA CON LA ECUACIÓN (2.19)	CORRIENTE	VOLTAJE	PÉRDIDAS JOULE	PÉRDIDAS TOTALES
BRANT		Ω / km	A	kV	W / km por circuito	MW en los dos circuitos
397,5	24/7	0,176	162,141	138	13.881,053	4,298

Tabla II.11: Pérdidas Joule para la Línea existente Esmeraldas - Santo Domingo

2.3.4.3.2 Pérdidas por Efecto Corona

Se considera importante explicar de una manera simple en qué consiste el Efecto Corona: Cuando un conductor adquiere un potencial elevado, da lugar a un gradiente en la superficie del mismo igual o superior a la rigidez dieléctrica del aire, produciendo corrientes de fuga, todo sucede como si el aire se hiciese conductor, las cuales producen pérdidas de potencia.¹⁵

Las pérdidas por Efecto Corona dependen principalmente de la diferencia de potencial entre los conductores y tierra, mas exactamente del gradiente de potencial en la superficie de los conductores y de las condiciones climáticas a lo largo de la Línea.

Las pérdidas pueden ser nulas con tiempo bueno y alcanzar valores elevados con lluvias intensas.

Es importante mencionar que la Línea de Transmisión Esmeraldas – Santo Domingo fue diseñada sin considerar las pérdidas por corona debido a que sus condiciones climáticas hacían que las mismas sean casi nulas.

Las pérdidas por corona empiezan a producirse desde el momento en que la tensión crítica disruptiva sea menor que la de la línea.

¹⁵ CHECA LUIS MARIA, Líneas Aéreas de Transporte de Energía Eléctrica, Tercera Edición. España, 2.000, pág. 15.

Para el cálculo de Pérdidas Corona se debe calcular el Gradiente de Voltaje de un conductor. Las fórmulas que relacionan el gradiente superficial de un conductor con su diámetro son las siguientes:¹⁶

1. Para el caso de un conductor por fase

$$g = \frac{1,1 \times \text{kV}}{\sqrt{3} \times m \times \delta^{2/3} \times \frac{d}{2} \times \ln \left(\frac{1.000 \times D}{\frac{d}{2}} \right)} \quad (2.20)$$

g : gradiente de potencial superficial del conductor, expresado en kV por mm, valor r.m.s.

kV : voltaje nominal entre fases expresado en kV.

m : factor de superficie del conductor, en este caso 0,85

δ : densidad relativa del aire. 0,93, tomada del **Anexo 2.9**

d : diámetro del conductor expresado en mm.

D : distancia media geométrica expresada en metros.

El factor 1,1 corresponde a considerar un voltaje máximo de servicio igual al 10% superior al nominal.

2. Para el caso de dos conductores por fase:

$$g = \frac{1,155 \times \text{kV}}{\sqrt{3} \times m \times \delta^{2/3} \times d \times \ln \left(\frac{1.000 \times D}{\sqrt{5} \times d} \right)} \quad (2.21)$$

d : es el diámetro del subconductor expresado en mm.

Para el conductor BRANT el gradiente de voltaje encontrado es de 18,171 kV/cm.

Para el cálculo de las Pérdidas por Efecto Corona a buen tiempo se tiene la siguiente expresión¹⁷:

¹⁶ BARRIGA - MELO, Tesis de Grado, Programa de computador para la estimación de costos y parámetros eléctricos y mecánicos de Líneas de Transmisión de 69kV a 230kV, Quito, 1993, pág. 25 - 26.

¹⁷ TRANSELECTRIC, Curso de Líneas de Transmisión, Quito – Ecuador, pág. 8 – 9.

$$PBT = \frac{0,00002094 \times f \times kV^2 \times Fi}{\left[\log\left(\frac{D}{r}\right) \right]^2} \quad (2.22)$$

PTB : pérdidas con buen tiempo en kW/km.

f : frecuencia en Hertz, 60Hz.

U : tensión eficaz de fase en kV.

r : radio del conductor cm. 0,981cm.

Dm : distancia media geométrica entre fases cm. 426 cm.

Fi : factor que depende de g/Ecrv

$$Ecrv = 18,1 \times m \times \delta \times \left(1 + \frac{0,54187}{\sqrt{r \times \delta}} \right) \quad (2.23)$$

Ecrv : gradiente crítico del conductor en kV/cm. 22,427 kV/cm.

g : gradiente de voltaje del conductor kV/cm. 18,171 kV/cm, tomado del valor calculado con la ecuación (2.20).

g/Ecrv	0.6	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.7	1.8
Fi	0.011	0.017	0.035	0.085	0.27	2.0	3.5	5.0

Tabla II.12: Factor Fi dado por g/Ecrv

El valor obtenido de g/Ecrv es de 0,84 por lo que el factor Fi es de 0,02.

m : factor dado por la superficie del conductor, 0,85.

Con esto se obtienen los siguientes resultados para los dos circuitos:

VOLTAJE kV	PÉRDIDAS EFECTO CORONA kW / km	PÉRDIDAS TOTALES EFECTO CORONA kW
138	0,413	63,871

Tabla II.13: Pérdidas por Corona a buen tiempo para la Línea existente Esmeraldas - Santo Domingo

Ahora, si se calculan las Pérdidas por Efecto Corona tomando en cuenta la presencia de lluvia se tiene que se incrementan notablemente: ¹⁸

$$P = \left[\frac{J \times kV \times r^2 \times \ln(1 + k \times Rn) \times n \times g^5}{1,609 \times \sqrt{3}} \right] \quad (2.24)$$

P : Pérdidas por Efecto Corona en kW/km de las tres fases.

J : Constante igual a $7,04 \times 10^{-10}$.

kV : Voltaje nominal entre fases.

r : Radio del conductor en cm.

g : gradiente superficial de los conductores en kV/cm, 18,171 kV/cm.

k : coeficiente igual a 10 cuando la intensidad de las precipitaciones se expresa en mm/h.

Rn : Intensidad de la lluvia medida en mm/h. 304,8mm/h¹⁹

n : número total de conductores.

El valor obtenido reemplazando estos datos es:

VOLTAJE kV	PÉRDIDAS EFECTO CORONA kW / km	PÉRDIDAS TOTALES EFECTO CORONA KW
138	3,196	494,680

Tabla II.14: Pérdidas por Corona a mal tiempo para la Línea existente Esmeraldas - Santo Domingo

2.3.4.4 Confiabilidad de la Línea de Transmisión

Se puede determinar a la confiabilidad en el sentido más general como la capacidad de que un componente desempeñe la función exigida sobre él, sobre condiciones preestablecidas, por un tiempo determinado y que puede ser expresada como una probabilidad. ²⁰

¹⁸ BARRIGA - MELO, Tesis de Grado, Programa de computador para la estimación de costos y parámetros eléctricos y mecánicos de Líneas de Transmisión de 69kV a 230kV, Quito, 1993, pág. 86 – 87.

¹⁹ CIER, BRAVO TITO, Informe de Subcomité de Proyecto y Obras, Quito, 1.997.

²⁰ ING. CARLOS RIOFRÍO, Copiados de Confiabilidad, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2.002.

Para el análisis de posibles fallas se debe considerar el valor de frecuencia de falla λ o número de interrupciones por año de la Línea de Trasmisión e interruptores. Este valor puede encontrarse ya sea con la utilización de datos históricos o mediante el cálculo con relación a un caso base.

Actualmente, TRANSELECTRIC S.A., se encuentra en una fase inicial de cálculo de índices de confiabilidad del sistema a su cargo. La valoración de la confiabilidad de las líneas de transmisión, que son los elementos predominantes en el sistema y por lo tanto los más expuestos a fallas de cualquier índole, se lo hará en base a las estadísticas de fallas que se dispone de años anteriores; utilizando el método expuesto a continuación.

Para la valoración de los índices de confiabilidad se ha clasificado a las fallas de las líneas de transmisión en: **a)** transitorias, que son aquellas cuya duración ha sido menor o igual a 30 minutos; y, **b)** permanentes, cuya duración ha sido mayor a 30 minutos.²¹

Al utilizar datos históricos, con ayuda de las siguientes expresiones se obtiene un valor promedio de frecuencia de fallas:

$$\lambda = b \times L \quad (2.25)$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n \text{FALLAS}}{L * t} \quad (2.26)$$

Donde:

Σ FALLAS: Suma de todos los datos históricos de las fallas observados.

L: Longitud total de la Línea expuesta a falla en km.

t: Período de estudio de los datos observados en años. Para mayor facilidad en la manipulación de los datos, al número de fallas se las agrupa en períodos de dos años.

b: número de fallas, por kilómetro por año

Se divide en dos sectores: Costa y Sierra, tanto para 138kV como para 230kV.

²¹ TRANSELECTRIC S.A., Datos proporcionados por el Área de Operación, Quito, 2.003.

En este caso, los valores recogidos de los años de estudio para la Costa a 138kV se presentan en la siguiente tabla:

	LÍNEAS	AÑO OPERACIÓN	L (km)
1	PASCUALES-SALITRAL	1980	17
2	QUEVEDO-PORTOVIEJO	1981	107.07
3	STO DGO-ESMERALDAS	1981	154.29
4	MILAGRO-BABAHOYO	1986	47
5	PASCUALES-LAS JUNTAS	1987	45.67
6	LAS JUNTAS-STA ELENA	1987	59.8
7	MILAGRO-MACHALA	1987	133.7
8	PASCUALES STA ELENA	1987	105.47
9	POLICENTRO-PASCUALES	1989	15.98
10	PASCUALES-ELECTROQUIL	1997	38.03
11	ELECTROQUIL-POSORJA	1997	70.31
12	QUEVEDO-DAULE PERIPA	1999	43.2
13	DAULE PERIPA - PORTOVIEJO	1999	91.2

Tabla II.15: Líneas de 138kV en la Costa utilizados como históricos.

INFORMACIÓN	LONGITUD L (km)	TRANSITORIO		PERMANENTE	
		No.FALLAS	TIEMPO (min)	No.FALLAS	TIEMPO (min)
1983-1984	278.36				
1985-1986	325.36				
1987-1988	670				
1989-1990	685.98				
1991-1992	685.98	82	1167	17	4746
1993-1994	685.98				
1995-1996	685.98	77	1184	27	2569
1997-1998	794.32	76	1143	19	8696
1999-2000	928.72	100	1100	7	4294
TOTAL	5740.68	335	4594	70	20305
PROMEDIO	FALLAS / km - AÑO	0.054120		0.011309	

Tabla II.16: Tabla de datos para el cálculo de parámetros de confiabilidad.

Con estos resultados y la longitud de la Línea Esmeraldas – Santo Domingo (154,8 km), se obtiene el valor de λ , tanto para fallas transitorias como para fallas permanentes:

Transitorias : 8,38 fallas / año

Permanentes : 1,75 fallas / año

Estos datos también permiten calcular otros parámetros importantes como son: el tiempo medio de reparación de una falla (TMRF) que se define como el tiempo

promedio en el cual se recupera la función del objeto en el período de análisis; y el índice de indisponibilidad, es decir, la probabilidad de que el objeto no opere satisfactoriamente o este fuera de servicio.

Para ésto, se utilizan las siguientes expresiones:

$$\text{TMRF} = \frac{\text{Tiempo fuera de servicio (min)}}{\text{Número de fallas}} \quad (2.27)$$

El valor obtenido de TMRF en minutos es:

Fallas Transitorias : 13,71 minutos
Fallas Permanentes : 290,07 minutos

Y para el Índice de Indisponibilidad \bar{D} :

$$\bar{D} = \frac{\lambda \times \text{TMRF}}{525.600} \quad (2.28)$$

λ : frecuencia de fallas / año

TMRF : tiempo medio de reparación de una falla en minutos.

525.600 : minutos al año.

El índice de indisponibilidad \bar{D} es:

Fallas Transitorias : 0,000218529888
Fallas Permanentes : 0,000966145686

Ahora, se puede calcular la disponibilidad (D), que es la propiedad que tiene el objeto de conservar su capacidad de trabajo en forma continua durante un intervalo de tiempo, sin paros forzados. Para ésto, se utiliza la siguiente expresión:

$$D + \bar{D} = 1 \quad (2.29)$$

Encontrando que D es:

Fallas Transitorias : 0,99978147
Fallas Permanentes : 0,99903385

2.3.4.5 Calidad de Servicio

En lo que se refiere a calidad de servicio se abarcarán dos temas principalmente:

- Calidad de producto.
- Calidad de servicio técnico

2.3.4.5.1 Calidad de producto

La Calidad de Producto se evalúa principalmente por el nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones. Como la Línea esta transportando actualmente, 70MW; que corresponde a un valor menor al de su diseño, su funcionamiento es adecuado, cumpliendo con las reglamentaciones en lo que se refiere al nivel de voltaje que se debe ser para este caso es de +/- 5% con respecto al valor nominal. La Línea de Transmisión Esmeraldas - Santo Domingo, en las condiciones actuales de operación conserva adecuadamente estos límites, sin necesidad de compensación de ningún tipo.

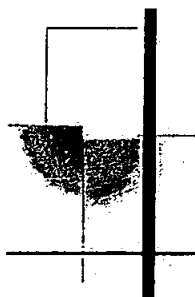
2.3.4.5.2 Calidad de servicio técnico

La Calidad del Producto Técnico se determina en base a la medición de la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.

A pesar de que la Línea está por cumplir los 30 años de vida útil según referencias dadas por el EX INECEL; se ha visto que la misma, no presenta un deterioro significativo ni dañino en sus estructuras y elementos.

Lo que ha hecho que las salidas por falla de la Línea sean mínimas, pudiendo decir que su vida útil sobrepasará los 30 años sin mayores problemas; sin embargo, se hace necesario un mantenimiento adecuado de la misma.

Finalmente, se puede decir que la Línea de Transmisión Esmeraldas - Santo Domingo se encuentra funcionando normalmente, cumpliendo con todos los límites de exigencia tanto en calidad de servicio, estabilidad y pérdidas, para las condiciones de carga actuales y al nivel de voltaje de 138 kV.



CAPÍTULO 3

**ESTUDIO TECNICO DE
LAS ALTERNATIVAS**



CAPÍTULO 3

3. ESTUDIO TÉCNICO DE LAS ALTERNATIVAS

En este Capítulo se asume que en el Sector de Esmeraldas se pretende colocar una Central de Generación de 300MW. Se toma este dato dado que es referente al Proyecto dado por Colombia.

Se propondrán y analizarán alternativas para el transporte de estos 300MW más la generación actual, ya sea con la construcción de nuevas líneas a 138kV ó 230kV o con la remodelación de la Línea existente para elevar el voltaje de 138kV a 230kV, solamente en lo que se refiere a su parte técnica, ya que en el siguiente capítulo se detallará la influencia económica que tendrá cada una de ellas.

Las alternativas propuestas son las siguientes:

PRIMERA ALTERNATIVA.- Construcción de una o más Líneas de 138kV paralelas a la existente.

SEGUNDA ALTERNATIVA.- Construcción de una nueva Línea de 230kV doble circuito:

3. Sin Desmontar la Línea actual.
4. Desmontando la Línea actual.

TERCERA ALTERNATIVA.- Con la remodelación de la Línea actual. Considerando las siguientes opciones:

5. Remodelando la Línea existente de 138kV doble circuito a una Línea de 230kV doble circuito con aisladores tipo retención.
6. Remodelando la Línea con aisladores Line post en configuración horizontal.
7. Remodelando la Línea actual con aisladores en configuración "V".

- 8. Remodelando la Línea existente de 138kV doble circuito para cambiarla a una Línea de 230kV a doble circuito con un haz de dos conductores por fase.

CUARTA ALTERNATIVA.- Elevación del voltaje a 230 kV de los dos circuitos en las condiciones actuales.

Las alternativas anteriormente propuestas deben permitir que se pueda transportar 125MW de Termoesmeraldas y 300MW de la nueva Central tomando en cuenta que esta misma generación abastecerá la carga de Esmeraldas, lo que hace necesario realizar una proyección de demanda para Esmeraldas, durante los 30 años de vida útil que se considera para las Líneas.

Con una generación total de 425MW, y una demanda de Esmeraldas para 30 años mostrada en el **Anexo 3.1** se tiene el siguiente diagrama, donde se muestra la potencia que se deberá transportar en cada año de vida útil.

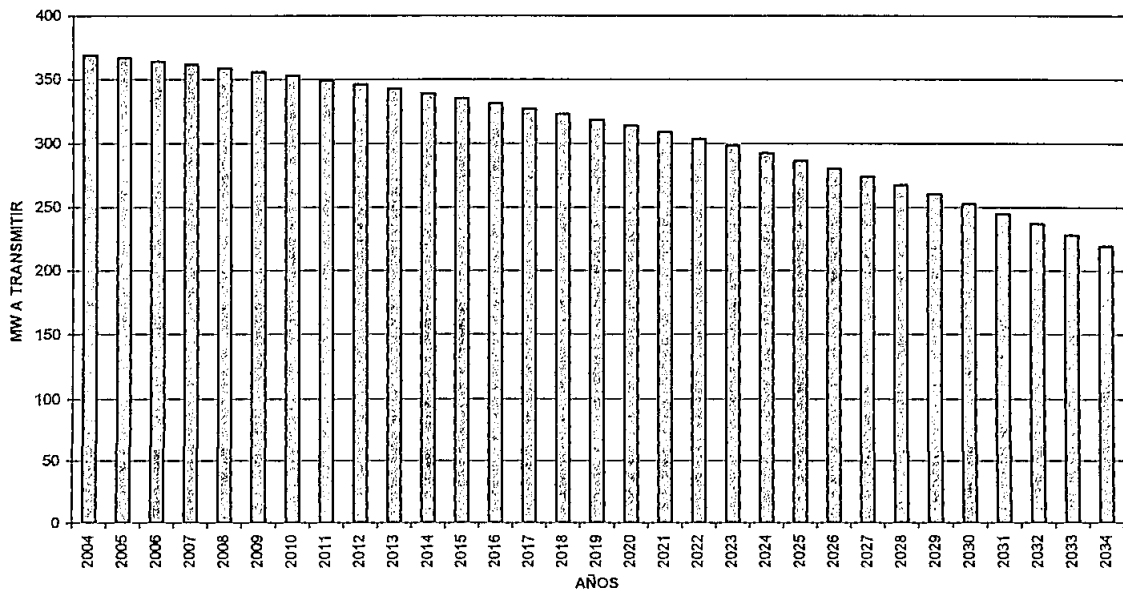


Figura III.1: MW totales a transmitir para las alternativas dadas.

3.1 PRIMERA ALTERNATIVA:

CONSTRUCCIÓN DE UNA O MÁS LÍNEAS DE 138KV PARALELAS A LA EXISTENTE.

Se parte del hecho que al aumentar una o más Líneas de 138kV con características similares a la Línea existente, se llegue a transportar los 300MW adicionales.

Las estructuras utilizadas para esta alternativa son torres del mismo tipo de las ya existentes, es decir 392 torres como las mostradas en la sección 2.3.1.

El conductor utilizado para las fases es el ACSR "BRANT" y para el hilo de guardia es el de Acero Galvanizado de 3/8' .

Los aisladores a utilizar son de tipo polimérico, que, aunque sus ventajas en cuanto a características eléctricas no difieren mucho de los aisladores de porcelana vidriada o vidrio templado, presentan importantes ventajas como las siguientes:²²

- ✓ Resistencia mecánica de trabajo en aisladores tipo suspensión de hasta tres veces comparado con el tipo convencional.
- ✓ Excelente resistencia a los factores climatológicos.
- ✓ No es afectado por la perforación eléctrica.
- ✓ Altamente resistente al vandalismo.
- ✓ Menor costo comparado con los aisladores de porcelana y vidrio.
- ✓ Menor peso con respecto a los aisladores de porcelana y vidrio.

Para ésto es necesario tomar en cuenta el comportamiento de una cadena de 9 aisladores normales de porcelana de disco de 146 x 254 mm como los utilizados actualmente en cuanto a sus voltajes críticos de aislamiento se refiere.²³

²² ENRIQUEZ HARPER Gilberto, Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica, Volumen 1, México, 1980, Pág. 219 - 239.

²³ Ing. SANTILLÁN Jorge; Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión, E.P.N. Quito, 2003, pág. 10.

Voltaje a Frecuencia Industrial en seco.	540 kV
Voltaje a Frecuencia Industrial bajo lluvia.	375 kV
Voltaje de Impulso Crítico Positivo.	860 kV
Voltaje de Impulso Crítico Negativo.	845 kV

Con estos valores y con la ayuda del catálogo de la Ohio Brass se determina la cadena de aisladores de tipo polimérico que más se aproxime y cumpla con estos requerimientos, obteniendo.²⁴

Código	511009-1201
Largo de la cadena (mm)	1.654
Número de aletas	36
Distancia de arco en seco(mm)	1.397
Distancia de fuga (mm)	3.505
Voltaje a frecuencia industrial en seco (kV)	545
Voltaje a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	505
Voltaje de impulso critico positivo (kV)	890
Voltaje de impulso critico negativo(kV)	890
Peso de la cadena(kg)	4.0

Tabla III.1: Características de la cadena de aisladores poliméricos a utilizarse para 138kV.

3.1.1 CONDICIONES OPERATIVAS.

Al utilizar el conductor tipo BRANT (ACSR) el límite térmico es determinado en forma similar al mostrado en la sección 2.3.4.1.

En cuanto al límite de estabilidad es el mismo que el encontrado en la sección 2.3.4.2, dando un valor de transporte de la Línea por circuito de 108,78 MW.

²⁴ OHIO BRASS, Hi*Lite XL Transmission Insulator, sección 26, Ohio-EEUU, Enero 2002, Pág.26.8.

No hay que olvidar que la Línea va a estar en operación a un 70% de su cargabilidad, esto quiere decir que la Línea podrá transportar el 70 % de 108,78 MW. Teniendo que cada circuito transporta 76,146 MW.

La cargabilidad del 70% que debe tener la Línea es un valor tomado en base ha experiencias en la operación de Líneas de Trasmisión, proporcionado por TRANSELECTRIC.

Con estos resultados y para transportar los 300 MW adicionales, se hace necesario la construcción de dos líneas paralelas de 138 kV doble circuito (cada Línea transmite 152,3 MW) y en la Línea actual el transporte de MW es el mismo.

3.1.1.1 Pérdidas por Efecto Joule.

Con ayuda de las ecuaciones (2.16), (2.17), (2.18) y (2.19) se calculan las Pérdidas por Efecto Joule en cada una de las nuevas Líneas de 138 kV, como se muestra en el **Apéndice A**, y sus valores se representan en el siguiente gráfico:

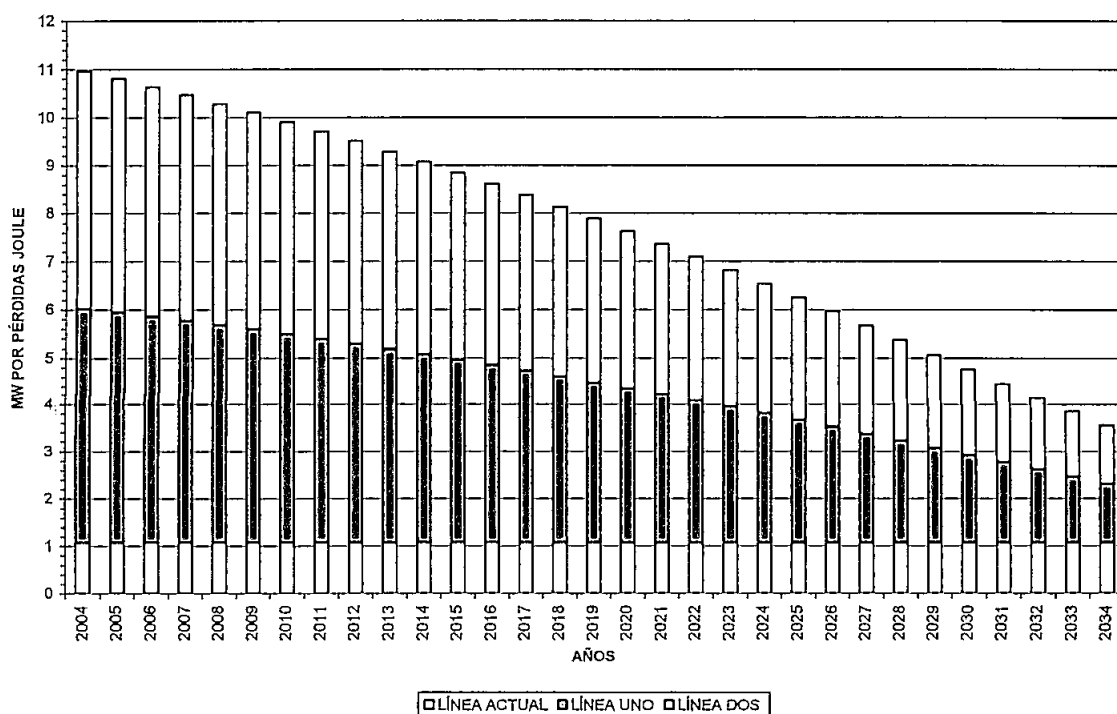


Figura III.2: Pérdidas Joule para la Primera Alternativa.

3.1.1.2 Pérdidas por Efecto Corona.

Por tener las Líneas características similares estas pérdidas son iguales a las calculadas en la sección 2.3.4.3.2 cuyos resultados para cada Línea son los mostrados a continuación:

TIEMPO	VOLTAJE kV	PÉRDIDAS EFECTO CORONA kW / km	PÉRDIDAS TOTALES EFECTO CORONA kW
Bueno	138	0,413	63,871
Bajo Lluvia	138	3,196	494,680

Tabla III.2: Pérdidas por Efecto Corona para una Línea de la Primera Alternativa.

3.2 SEGUNDA ALTERNATIVA:

CONSTRUCCIÓN DE UNA NUEVA LÍNEA DE 230KV DOBLE CIRCUITO.

En está alternativa se analiza si una sola Línea doble circuito a un nivel de voltaje de 230 kV es suficiente para transmitir los 300 MW adicionales sin desmontar la Línea actual o 370MW desmontando la Línea existente.

3.2.1 DESMONTANDO LA ACTUAL.

Se empieza haciendo una planificación de la nueva Línea, para tener una visión de su comportamiento frente a los requerimientos de esta alternativa. Esta nueva Línea debe ser capaz de transportar 370MW, 300MW de la generación introducida y 70MW que son transportados por la Línea actual, después de que la demanda de Esmeraldas ha sido abastecida con la generación existente(125MVA).

Como paso preliminar, se considera necesario realizar un análisis de:

- ❖ Conductor

- ❖ Aislamiento
- ❖ Estructuras

3.2.1.1 Conductor

Para elegir el conductor se debe tener en cuenta cuatro consideraciones: eléctricas, mecánicas, caloríficas y económicas.

Dentro de las consideraciones eléctricas se tiene que tomar en cuenta las pérdidas de energía, que llevan consigo una producción de energía no aprovechable.

Dentro de las condiciones caloríficas se toma en cuenta el límite térmico y en las consideraciones económicas se considerará el costo de los conductores y la energía por pérdidas.

En general se toma en cuenta que la elección del conductor debe tener en cuenta el cumplimiento de:

- ✓ Mínimo costo
- ✓ Reducción de pérdidas por transporte de energía.
- ✓ Buen funcionamiento.

3.2.1.2 Condiciones Operativas

Como ya se observó en el Capítulo 2, al realizar el estudio de estabilidad mediante el SIL, se obtuvo que para 138kV por los dos circuitos se puede transportar hasta 217,56 MW con lo que el conductor tipo BRANT (ACSR) cumple adecuadamente con el límite térmico, caída de voltaje y demás parámetros necesarios, sin que exista riesgo de pérdida de estabilidad. Sin embargo, al tener un voltaje de 230kV, la Línea ahora puede transportar por un circuito hasta 280,37 MW, valor obtenido de reemplazar en la ecuación (2.12) la Z_0 de diseño para 230kV que es de 400 ohmios y un valor de 2,12 veces el SIL.

Como por esta Línea se transportan 370MW por los dos circuitos, cada uno de ellos debe ser capaz de transportar 185MW, este valor esta muy por debajo al valor especificado de acuerdo al SIL.

Así, se han escogido 4 conductores tanto tipo ACSR como ACAR capaces de transmitir esta potencia, siendo los siguientes:

NOMBRE	SECCIÓN TOTAL (mm ²)	FORMACIÓN	DIÁMETRO EXTERIOR (mm)
ROOK	364	24 + 7	24,82
BLUEJAY ²⁵	803	45 + 7	31,97
ACAR 800	405	18 + 19	26,11
ACAR 1200	608	18 + 19	31,99

Tabla III.3: Características de los conductores ACSR y ACAR considerados para la Segunda Alternativa.

Las características de los conductores tipo ACSR se observan en el Anexo 3.2 y los conductores tipo ACAR en el Anexo 3.3.

El Límite Térmico se calcula como se detalla en la sección 2.3.4.1.

CONDUCTOR	RESISTENCIA Ω/km	TEMPERATURA AMBIENTE °C	VELOCIDAD DEL VIENTO m/s	Qc W/PIE	Qs W/PIE	Qr W/PIE	POTENCIA POR CIRCUITO MW
"ACSR" ROOK	0.08966	32	1	13.47	3.92	2.45	382.19
	0.08966	30	2	21.88	3.92	2.60	500.20
"ACSR" BLUEJAY	0.0535	32	1	15.69	5.06	3.16	530.47
	0.0535	30	2	25.49	5.06	3.36	696.46
"ACAR" 800 (18/19)	0.0765	32	1	13.90	4.13	2.58	419.80
	0.0765	30	2	22.58	4.13	2.74	549.77
"ACAR" 1200 (18/19)	0.05099	32	1	15.69	5.06	3.16	543.37
	0.05099	30	2	25.49	5.06	3.36	713.40

Tabla III.4: Límite Térmico de los conductores escogidos para la segunda alternativa.

²⁵ GRAINGER – STEVENSON, Análisis de Sistemas de Potencia, McGraw Hill, México, 1.996, pág. 707

3.2.1.2.1 Pérdidas por Efecto Joule.

Las Pérdidas por Efecto Joule para la nueva Línea doble circuito de 230 kV, se muestra en el **Apéndice B**, y sus valores se resumen en los siguientes gráficos para los cuatro conductores seleccionados.

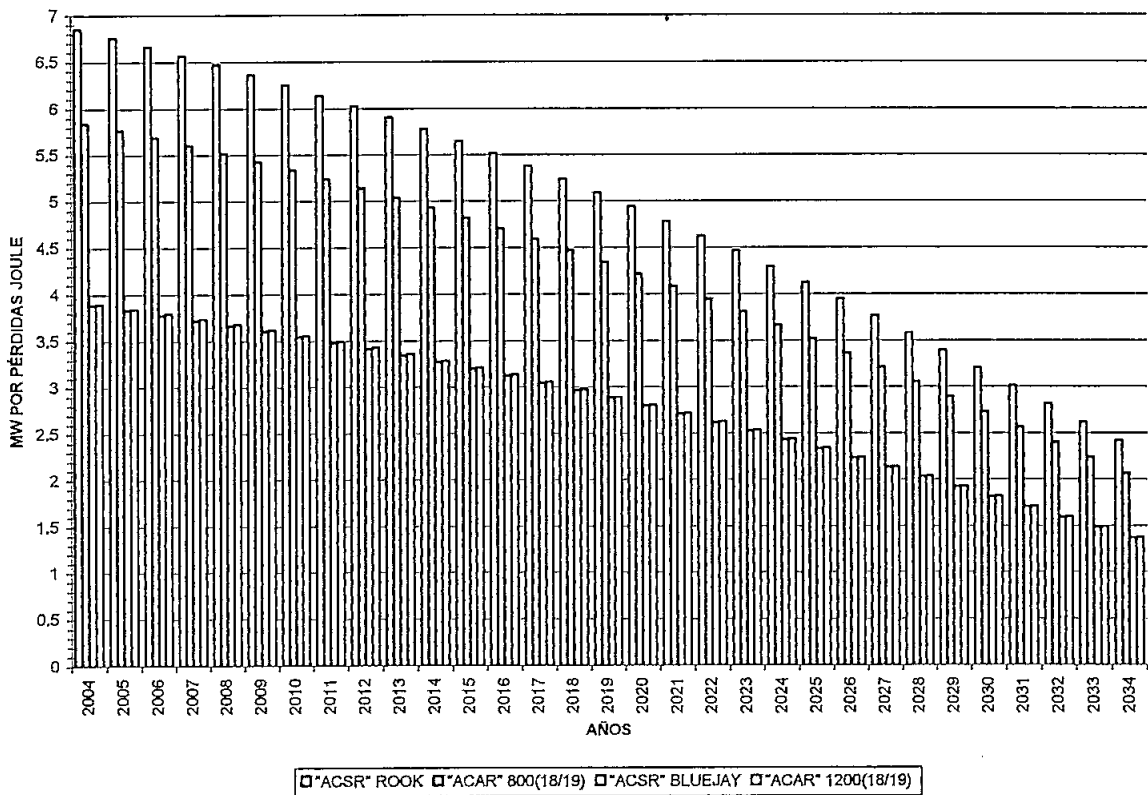


Figura III.3: MW por pérdidas por Efecto Joule anuales para los cuatro conductores analizados

Con la ayuda de éste gráfico se tiene que el conductor que presenta menores Pérdidas por Efecto Joule es el BLUEJAY "ACSR".

3.2.1.2.2 Pérdidas por Efecto Corona.

Las Pérdidas por Efecto Corona se calculan con la ayuda de las ecuaciones (2.20), (2.23) y (2.24), para buen tiempo y mal tiempo; resultando de las mismas los siguientes valores:

CONDUCTOR	TIEMPO	GRADIENTE DE VOLTAJE (kV/cm)	PÉRDIDAS EFECTO CORONA kW / km	PÉRDIDAS TOTALES EFECTO CORONA kW
"ACSR"ROOK	Bueno	23,605	3,291	509,308
	Bajo Lluvia		31,567	4886,507
"ACSR"BLUEJAY	Bueno	19,112	1,698	262,915
	Bajo Lluvia		18,221	2820,610
"ACAR" 800(18/19)	Bueno	22,625	2,831	438,872
	Bajo Lluvia		28,259	4374,485
"ACAR"1200(18/19)	Bueno	19,102	1,698	262,971
	Bajo Lluvia		18,196	2816,818

Tabla III.5: Pérdidas por Efecto Corona para los cuatro conductores seleccionados.

De acuerdo a la Tabla anterior, el conductor que presenta menores Pérdidas por Efecto Corona es el conductor BLUEJAY "ACSR".

3.2.1.3 Estudio de Aislamiento en una Línea de Transmisión

La aislación de una Línea de Transmisión se determina de acuerdo a las solicitudes a que estará sometida durante su servicio y de las condiciones meteorológicas y ambientales de las zonas por donde pasa su trazado.

Para el estudio de aislamiento, al Ecuador se lo ha dividido en dos zonas:

Zona 1 : Costa

Zona 2 : Sierra

La Línea se encuentra en la Zona 1, que se describe de la siguiente manera: "Costa, limitada por el Océano Pacífico en el oeste y por los Andes en el Este con alturas bajo los 1.000 m.s.n.m. (3.300 ft). En general, este terreno es bastante nivelado con algunas secciones de terreno pantanoso y baja resistividad de tierra".²⁶

²⁶ EX INECEL, NATIONAL INTERCONNECTED SISTEM, Selección y coordinación de aisladores, Quito., pág. 3

3.2.1.3.1 Aislación de la Estructura

Esta aislación queda determinada fundamentalmente por el número de aisladores de un diseño dado y por la distancia en aire, o espaciamiento, entre los conductores de fase y la estructura.

Para esta alternativa se utilizan aisladores poliméricos. Para ésto, se debe comenzar por determinar el número de aisladores de porcelana de una cadena para un voltaje 230kV en la Zona 1.

Para determinar el número de aisladores de la cadena se tomarán en cuenta los siguientes sobrevoltajes:

- ✓ A frecuencia industrial.
- ✓ Por contaminación
- ✓ Por descargas de origen atmosférico
- ✓ De maniobra

Las normas realizadas por el Ex - INECEL para Líneas de 138kV se utilizan actualmente para el cálculo del número de aisladores para un voltaje de 230kV.

3.2.1.3.2 Sobrevoltajes a Frecuencia Industrial (60hz)²⁷

Los sobrevoltajes a frecuencia industrial pueden ser causados por varias condiciones del sistema. Entre estos sobrevoltajes están los producidos por desbalance de fallas y sobrefrecuencia resultante de rechazo de carga.

El valor del sobrevoltaje depende de las características del sistema.

A condiciones normales el voltaje máximo (pico) fase – tierra en kV esta dado por:

$$KVp = \frac{\sqrt{2} \times kVn}{\sqrt{3}} \quad (3.1)$$

KVn : voltaje entre fases en kV, 230 kV.

²⁷ Ing. SANTILLÁN Jorge, Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión, E.P.N., Quito, 2003, pág. 4.

Voltaje de frecuencia industrial en kV:

$$KVc = K \times KVp \quad (3.2)$$

K : Variación de voltaje admisible en una Línea de Transmisión, +/- 5%.

Al valor de KVc se lo corrige por efecto de las condiciones meteorológicas, obteniendo el valor de diseño en kV, Vs:

$$Vs = \frac{KVc \times H}{\delta \times kll} \quad (3.3)$$

δ : factor de corrección debido a la densidad relativa del aire. Con un valor de 0,93. **Anexo 2.9.**

H : factor de corrección debido a la humedad del ambiente, según las normas para 138kV el valor de H es 1.

kll : factor de corrección debido a la lluvia, según las normas para 138kV el valor de kll es 1.

Al valor de Vs se lo corrige por efecto de las probabilidades de resistir ese voltaje:

$$CFO = \frac{Vs}{\left[1 - \left(\frac{\sigma}{\mu} \right) \times k \right]} \quad (3.4)$$

σ/μ : Valor que depende de la sollicitación y de la forma de onda del sobrevoltaje. Según normas es de 0,06.

k : Número de desviaciones estándar, valor que depende de la seguridad que se requiera de la Línea de Transmisión, se obtiene de la siguiente tabla:

NÚMERO DE ESTRUCTURAS						
Probabilidad	1	10	50	100	200	500
84,4%	1	1,8	2,6	2,9	3,1	3,4
97,7%	2	2,8	3,3	3,5	3,7	4,1
99,8%	.3	3,7	4	4,2	4,4	4,6

Tabla III.6: Valor de la constante k en función del número de estructuras y la probabilidad que tenga para resistir la cadena de aisladores.

Para el cálculo del número de torres se considera el vano de diseño que para la Zona 1 es de 400m. Con la longitud de la Línea de 154.800 m se obtiene que el número de torres es de: 387. Con ésto, el valor de k es 3,95.

El valor de CFO obtenido fue de 277,88 kV. Con este valor se encuentra el número de aisladores que puede resistir este voltaje que depende del tipo de aislador, por lo tanto es necesario recurrir al catálogo de la NGK presentado en el **Anexo 3.4**, para los aisladores de porcelana. Obteniendo que el número de aisladores es 7.

Nfi = 7 aisladores

3.2.1.3.3 Por Efecto de Contaminación Atmosférica

Los aisladores en servicio a la intemperie acumulan sobre su superficie cierta cantidad de materiales depositados por los agentes atmosféricos. Se dice que los aisladores están contaminados cuando su comportamiento normal es alterado por tales depósitos.

El principal efecto que la contaminación provoca en los aisladores es la disminución en su capacidad de resistir, especialmente frente a sobrevoltajes de frecuencia industrial. Como efectos más secundarios de la contaminación pueden señalarse la corrosión de las partes metálicas de los aisladores, el aumento de su corriente de fuga con la consiguiente posibilidad que se produzca operación en las protecciones, mayor radiointerferencia.

La clase de contaminación considerada para la Línea que está ubicada en la Zona 1 (Costa) es entre B y C, a continuación se presenta una tabla con sus características principales:

CONTAMINACIÓN	CARACTERÍSTICAS NOTABLES	DISTANCIA DE FUGA kV/plg DE LÍNEA A TIERRA
B	Ligera contaminación atmosférica, suburbios, grandes regiones industriales. Vías férreas, con lluvias frecuentes	1,04
C	Contaminación moderada, conteniendo sales solubles hasta un 5%. Hornos. Polvo de plantas metalúrgicas, ceniza, polvos de fertilizantes en pequeñas cantidades.	1,31

Tabla III.7: Características de la contaminación para la Zona 1.

El número de aisladores viene dado por:²⁸

$$N_c = \frac{D_f \times U}{\sqrt{3} \times d_f} \quad (3.5)$$

Df : distancia de fuga correspondiente a la clase de contaminación en pulgadas/kV.

U : voltaje nominal

df : Distancia de fuga del aislador expresada en pulgadas.

Si se tienen que:

Df : 1,175 pulg/kV

df : obtenido de las especificaciones del aislador tipo "ball and socket " del capítulo 2 es 292 mm (11,5pulgada)

U : 230 kV

El valor obtenido del número de aisladores es:

$$N_c = 14 \text{ aisladores}$$

²⁸ BARRIGA – MELO, Tesis de Grado, Programa para estimación de costos y parámetros de Líneas de Transmisión, Quito, 1.993, pág.: 33

3.2.1.3.4 Por Sobretensiones de Origen Atmosférico²⁹

El cálculo del número de aisladores por sobretensiones de origen atmosférico es muy complejo, debido a que las perturbaciones resultan de cierta combinación de sucesos que tienen, cada uno una determinada probabilidad de ocurrir. Sin embargo, es aceptable tomar como criterio básico el aceptar la probabilidad de un determinado número de perturbaciones anuales de la línea, causadas por tales descargas, antes de tratar de obtener una línea sin fallas por este motivo.³⁰

Para seleccionar el voltaje tolerable de impulso contra descargas atmosféricas, debe tener en cuenta a la densidad de descargas a tierra basándose en el nivel isocerámico.

El valor del sobrevoltaje en kV es igual a:

$$V = (1 - c) \times R \times K \times I \quad (3.6)$$

K : Factor que toma en cuenta el efecto de reflexiones, el cual es ligeramente menor a 1,0; pero para fines prácticos se considera 1,0.

R : resistencia de puesta a tierra de la estructura expresada en ohmios.

I : intensidad de corriente de la descarga, expresada en kA.

En la Zona 1 el terreno es en general suave y húmedo, de tipo pantanoso con baja resistividad en un rango desde 10 a 400 ohmios, la resistencia de puesta a tierra es alrededor de los 5 ohmios.³¹

El factor de acoplamiento se calcula de acuerdo a:

$$c = \frac{50}{Z_n} \times \ln \frac{b}{a} \quad (3.7)$$

²⁹ Ing. SANTILLÁN Jorge, Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión, E.P.N., Quito, 2003, pág. 6.

³⁰ BARRIGA – MELO, Tesis de Grado, Programa para estimación de costos y parámetros de Líneas de Transmisión, Quito, 1.993, pág.: 40.

³¹ EX INECEL, NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM, Selección y coordinación de aisladores, Quito, 1.974., pag. 4

Z_n : Impedancia del cable de guardia, 500 ohmios.

b : distancia del conductor y la imagen del cable de guardia en metros.

a : Distancia del conductor y el cable de guardia en metros.

Tomando en cuenta las dimensiones de una estructura tipo de 230kV como la que se muestra en el **Anexo 3.5**, el valor de b es 81,21 m y el de a es 5,12 m. Obteniendo un valor de c de 0,2762.

Ahora, es necesario conocer la intensidad de corriente del rayo.

El número de descargas que caen anualmente por 100km de Línea (N_s) que puede calcularse con la siguiente expresión:

$$N_s = \frac{N_g \times (4 \times h + b)}{10} \quad (3.8)$$

N_g : El número de descargas que caen anualmente por 100km² :

$$N_g = 0,025 \times (T)^{1.3} \quad (3.9)$$

T : Nivel isoceraúnico, para la Zona 1 es 30.

b : distancia horizontal entre los cables de guarda en metros. Para un solo cable de guarda, $b = 0$.

h : altura equivalente de los cables de guardia ubicados en la parte más alta de la estructura, en metros.

$$h = h_t - 0,66 \times (h_t - h_c) \quad (3.10)$$

h_t : altura en la estructura de los cables de guardia, ubicados en la parte más alta, en metros.

h_c : altura a la mitad del vano, de los cables de guardia, ubicados en la parte más alta de la estructura, en metros.

Considerando la estructura tipo de 230kV, h_t es 43,12 m y h_c 24,62 m.

Al valor de N_s se lo multiplica por los kilómetros de la Línea para conocer las perturbaciones anuales, este valor es de 15,99.

Este número de perturbaciones anuales, se utiliza para conocer la probabilidad de que se produzcan descargas que exceden al nivel de impulso del aislamiento (P2):

$$P2 = \frac{2,9 \times F2}{Ns} \quad (3.11)$$

F2 : número de perturbaciones anuales por 100km de línea debidas a descargas sobre las estructuras y cables de guardia.

$$F2 = F - F1 \quad (3.12)$$

F : número de perturbaciones anuales por 100km de línea, un valor que según normas es del 0,621. A este valor se lo multiplica por los kilómetros de la Línea y por 4, debido a que se tiene 4 recorres.

F1 : número de perturbaciones anuales por 100 km de línea debidas a descargas directas sobre los conductores de fase (en función de la altura de la torre y del ángulo de apantallamiento de la Línea):

$$F1 = P1 \times Ns \quad (3.13)$$

P1 : probabilidad de que ocurran descargas directas sobre los conductores, obtenida del **Anexo 3.6** (0,0375).

Con el valor de F1 obtenido de 0,599; se encuentra el valor de P2 para encontrar la corriente de rayo en función de esta probabilidad, con ayuda del gráfico del **Anexo 3.7**.

$$P2 = \frac{2,9 \times (F - F1)}{Ns} \quad (3.14)$$

El valor de esta corriente es de 80kA.

Al aislamiento se lo debe corregir con el factor δ por efectos de la presión atmosférica.

$$Vs = \frac{V}{\delta} \quad (3.15)$$

V_s : voltaje de diseño en kV

V : voltaje crítico en condiciones meteorológicas normales y a nivel del mar en kV:

El valor corregido por las probabilidades de resistir la cadena de aisladores expresado en kV, será:

$$CFO = \frac{V_s}{\left[1 - \left(\frac{\sigma}{\mu} \right) \times k \right]} \quad (3.16)$$

Ahora el valor de σ/μ es de 0,02. Con esto, el voltaje obtenido es de 311,279 kV.

El número de aisladores requeridos frente a sobrevoltajes de origen atmosférico se calcula con la ayuda del **Anexo 3.4**.

$$N_{sa} = 4 \text{ aisladores}$$

3.2.1.3.5 Por Sobrevoltajes de Maniobra³²

Estos sobrevoltajes se producen debido al cambio de configuración del sistema, al operar algún elemento de él, que provoque una conexión o desconexión de algún tramo, por ejemplo un interruptor.

Se debe establecer el sobrevoltaje que debe resistir el aislamiento, considerando un método probabilístico, en combinación con las condiciones meteorológicas.

El máximo sobrevoltaje susceptible de aparecer en el sistema no será superior a 2,5 o 3,0 veces el valor de cresta del voltaje máximo de servicio fase a tierra.

El valor de la sobretensión de maniobra puede estimarse como:

$$KV_c = \frac{1,05 \times \sqrt{2} \times kV_n \times K_t}{\sqrt{3}} \quad (3.17)$$

³² Ing. SANTILLÁN Jorge, Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión, E.P.N., Quito, 2003, pág. 5.

KVc : máxima sobretensión de maniobra valor de cresta fase – tierra. Onda 175x3.200seg, expresado en kV.

kVn: voltaje nominal de la línea entre fases, expresado en kV.

Kt : factor de sobretensión de maniobra, se tomará el valor utilizado para la zona 1 según normas entre 2,0 y 2,5.

De acuerdo a norma a este valor se lo corrige por condiciones atmosféricas: δ y lluvia:

$$V_s = \frac{V}{\delta \times k_{ll}} \quad (3.18)$$

Según normas, el valor de k_{ll} es de 0,95; y la relación σ/μ es de 0,05.

El valor corregido por las probabilidades de resistir la cadena de aisladores expresado en kV, será:

$$CFO = \frac{V_s}{\left[1 - \left(\frac{\sigma}{\mu} \right) \times k \right]} \quad (3.19)$$

El CFO obtenido es de 695,28 kV. Los aisladores necesarios según el Anexo 3.4 son 7.

Nm = 7 aisladores

El número de aisladores requerido será el máximo valor encontrado para los diferentes tipos de sobrevoltajes. Por lo que la cadena de aisladores para 230 kV tendrá un número de 14 aisladores del tipo porcelana vidriada.

Na = 14 aisladores

Con este valor se procede a determinar el comportamiento de esta cadena de aisladores para encontrar el aislador polimérico que mejor se adapte a estas condiciones, obteniéndose para una cadena de 14 aisladores de porcelana de disco de 146 x 254 mm:³³

³³ E.E.Q.S.A. Curso de Líneas de Transmisión para Profesionales, Quito, 1974, tabla N° 3.

Voltaje a Frecuencia Industrial en seco.	785 kV
Voltaje a Frecuencia Industrial bajo lluvia.	565 kV
Voltaje de Impulso Crítico Positivo.	1265 kV
Voltaje de Impulso Crítico Negativo.	1275 kV

Con estos valores y con la ayuda del catálogo de la Ohio Brass se determina la cadena de aisladores de tipo polimérico que más se aproxime y cumpla con estos requerimientos, obteniendo.³⁴

Código	511014 – 1201
Largo de la cadena (mm)	2.431
Número de aletas	56
Distancia de arco en seco(mm)	2.174
Distancia de fuga (mm)	5.436
Voltaje a frecuencia industrial en seco (kV)	810
Voltaje a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	750
Voltaje de impulso critico positivo (kV)	1.350
Voltaje de impulso critico negativo(kV)	1.370
Peso de la cadena(kg)	5,8

Tabla III.8: Características de los aisladores poliméricos utilizados para 230kV.

3.2.1.4 Distancias de Seguridad.

3.2.1.4.1 Distancia de los Conductores a Tierra

Se determinan con la siguiente expresión:³⁵

$$D_c - g \geq K + \frac{E_n - 110}{150 \times \delta} \quad (3.20)$$

³⁴ OHIO BRASS, Hi*Lite XL Transmission Insulator, sección 26, Ohio-EEUU, Enero 2002, Pág.26.8.

³⁵ EX INECEL, NATIONAL INTERCONNECTED SISTEM, Selección y coordinación de aisladores, Quito, 1974, Apéndice H, pág. H-1.

Donde:

Dc-g : distancia de los conductores a tierra en metros

K : 7,0 m para zonas populares

K : 6,0 m para zonas rurales

En : voltaje nominal en kV L-L. En = 230

δ : densidad relativa del aire. 0,93

Con estos datos se obtienen los siguientes resultados:

ZONA 1	AREA RURAL	AREA POPULAR
Dc-g (valor calculado)	6,85	7,85
Dc-g (valor escogido)	7,0	8,0

Tabla III.9: Distancias permitidas entre conductor y tierra para la Línea de 230kV.

3.2.1.5 Distancias de Aislamiento.

3.2.1.5.1 Distancia Mínima

Para la determinación de la Distancia mínima de la cadena de aisladores a la estructura metálica se calcula el espaciamiento mínimo que deberá tener ésta con respecto a los sobrevoltajes a frecuencia industrial y los sobrevoltajes por maniobra. Se hace entonces necesario el encontrar la Distancia Normal de la cadena de aisladores, que es la siguiente:

$$D = 2,4\text{m} + 0,3\text{m} = 2,7 \text{ m} \quad (3.21)$$

El valor de 0,3m es el adicional por accesorios a la longitud de la cadena de aisladores poliméricos que tiene una distancia longitudinal de 2,4m dado por el fabricante(OHIO BRASS).

La siguiente figura muestra la aplicación de los espaciamientos *mínimos* en la estructura:

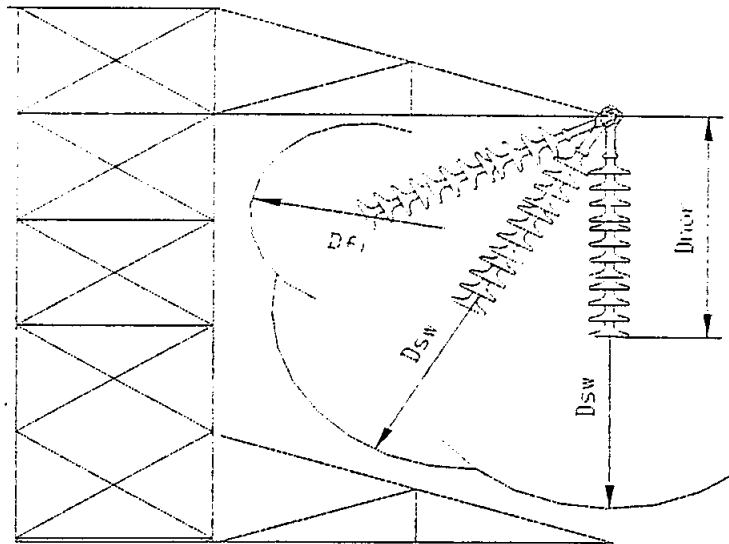


Figura III.4: Gráfico de distancias de la cadena de aisladores

El sobrevoltaje a frecuencia industrial encontrado anteriormente fue de 632,453kV, con la ayuda del **Anexo 3.8**, se encuentra el espaciamiento mínimo Dfi frente a este tipo de sobrevoltajes que es de 1,25 metros. Ahora, el sobrevoltaje de maniobra encontrado de 693,534kV indica con el **Anexo 3.9** que el espaciamiento mínimo Dsw es de 1,54 metros.

3.2.1.5.2 Distancia entre Conductores

La distancia entre conductores debe garantizar que no exista cortocircuito entre conductores, se calcula con la ayuda de la siguiente expresión:³⁶

$$D_{c-c} = b \times \sqrt{s + D_{nor}} + \frac{E_n}{150 \times \delta} \quad (3.22)$$

Dc-c : distancia entre los conductores en metros.

b : 0,75 para separación vertical

b : 0,62 para separación horizontal

s : flecha del conductor en metros. En este caso de 15,8 m.

Dnor : distancia normal de la cadena vertical para 14 aisladores.

Con esto se obtiene los siguientes resultados para la Zona 1 – 230kV:

³⁶ EX INECEL, NATIONAL INTERCONNECTED SISTEM, Selección y coordinación de aisladores, Quito, 1974, Apéndice H, pág. H-2.

	VERTICAL	HORIZONTAL
Dc-c (m)	4,8746	4,4445

Tabla III.10: Distancia horizontal y vertical entre conductores.

3.2.1.5.3 Aislación en el Vano

En la aislación en el vano se debe considerar el cumplimiento adecuado del cable de guarda.

Los cables de guardia de acero deberán estar protegidos contra la corrosión mediante galvanizado u otro medio equivalente, por lo que la elección del cable de guarda, para este caso no implica mayor problema porque, principalmente se hace de acuerdo al tipo de contaminación que posee un sector, por lo que se utilizará el mismo cable de guarda de la línea existente de 138kV que es el cable de acero galvanizado, de diámetro 3/8 pulgada, 7 hilos.

A continuación se presentan las características del Hilo de Guarda:³⁷

Diámetro nominal	3/8"
Área total efectiva	51.14 mm ²
Diámetro exterior efectivo	9.15 mm
Peso Unitario	0.407kg/m
Tensión de rotura	4900 kg
Módulo de elasticidad final	17500 kg/mm ²
Coefficiente de dilatación lineal	12x10-6/ ° C
Resistencia en ohmios / km	3,75

Tabla III.11: Características del Hilo de Guardia de acero galvanizado de 3/8".

El hilo de guarda debe estar en capacidad de resistir por un determinado tiempo tanto las corrientes de cortocircuito como las corrientes de origen atmosférico.

³⁷ TAPIA Segundo, Tesis de Grado, Diseño de estructuras para Líneas de Transmisión de 138kV y 230kV del S.N.I., E.P.N., Quito – Ecuador, 1.976,pág. 51 - 52.

3.2.1.5.4 *Corrientes de Cortocircuito*³⁸

El cable de guardia debe resistir, durante 0,1 segundos la corriente máxima de cortocircuito fase – tierra prevista para la línea, sin que su temperatura se eleve a más de 200° C, considerando nula la disipación de calor del cable de guardia.

Suponiendo un valor de la resistencia de puesta a tierra de 5 ohmios para las líneas de la zona 1, y un valor de la resistencia del cable de guardia entre dos estructuras de 1,5 ohmios (vano de 40m), se puede determinar la corriente de cortocircuito utilizando la siguiente expresión:

$$I_f = \frac{1}{n} \times I_g \times \frac{R}{r + 2R + \sqrt{r \times R}} \quad (3.23)$$

I_f : corriente que circula por cada cable de guardia en caso de cortocircuito, A

I_g : corriente de cortocircuito A (4.722,919 A)

n : número de cables de guardia

R : resistencia de la puesta a tierra de la estructura, Ω .

r : resistencia de la longitud de cable de guardia entre dos estructuras, 1,5 Ω .

Obteniendo que para la Línea Esmeraldas - Santo Domingo la I_f es 1.658,49 A

Esto se puede verificar con la ayuda de la siguiente tabla, en donde muestra la densidad de corriente en A/mm^2 por el tiempo en que se supone circula la corriente de cortocircuito (d^2t) para diferentes materiales para cable de guarda.

Material	d^2t a 200° C
Acero galvanizado	3.200
Alumoweld	6.600
Copperweld	11.100

Tabla III.12: Densidad de corriente por cortocircuito que circula por varios tipos de conductores de guarda.

³⁸ EX INECEL; Experiencia en la Construcción de Líneas, Dirección Ejecutiva de Ingeniería y Construcción, Quito, 1974.

d^2t admisible : 3.200

S : 51,14mm²

t seg	d ² (A ² /mm ⁴)	d (A/mm ²)	if (A)
0,1	32.000	179	9.148,2

Tabla III.13: Densidad de corriente por cortocircuito que soporta el hilo de guarda de acero galvanizado de 3/8".

Como se observa en el resultado obtenido para el cable de acero galvanizado, para la Línea cumple adecuadamente con los requerimientos para cortocircuito.

3.2.1.5.5 Corrientes de Descargas Atmosféricas³⁹

Cada cable de guardia debe resistir, durante 0,001 segundos la corriente máxima prevista para las descargas atmosféricas de 100.000 A.

Se procede de manera similar al segmento anterior con lo que se tiene:

Material	d ² t a 200° C
Acero galvanizado	10.500
Alumoweld	16.800
Copperweld	30.100

Tabla III.14: Densidad de corriente por descargas atmosféricas que circula por varios tipos de conductores de guarda.

Para descargas atmosféricas:

T seg	d ² (A ² /mm ⁴)	d (A/mm ²)	if (A)
0.001	10,5x10 ⁶	3.240	165.712,5

Tabla III.15: Densidad de corriente por descargas atmosféricas que circula por el hilo de guarda de acero galvanizado de 3/8".

³⁹ TAPIA Segundo, Tesis de Grado, Diseño de estructuras para Líneas de Transmisión de 138kV y 230kV del S.N.I., E.P.N., Quito – Ecuador, 1.976,pág. 51 - 52.

También cumple adecuadamente porque como se ha dicho debe soportar la corriente de descargas atmosféricas de 100.000 A.

El número de torres que se deben colocar como una primera aproximación, se calcula de acuerdo al método observado para el cálculo de número de aisladores por sobrevoltajes de maniobra; en donde el número de torres obtenido es de 387 alternativamente; pero si se requiere que el análisis de la ubicación, el tipo de estructura y el número de torres que realmente se necesitan sea el adecuado, se debe proceder con la ayuda de planos topográficos del área de trazado de la línea, al cálculo de la curva catenaria del conductor tomando en cuenta los vanos adecuados para cada tipo de torre, las discrepancias del terreno y la flecha máxima que puede tener este conductor en algunos sectores. Como este análisis es complejo, largo y necesita un grado mayor de experiencia en la construcción de líneas del que poseen los autores de este proyecto; se ha decidido tomar como vano medio 400 metros.

Como se colocan torres para 230kV no existe ningún inconveniente en lo que se refiere al cumplimiento de distancias de seguridad.

El tipo de estructura es también troncopiramidal, semejantes a las utilizadas para 138kV. Las dimensiones de la estructura tipo de 230kV a utilizarse se observa en el **Anexo 3.5**.

3.2.2 SIN DESMONTAR LA ACTUAL

En este caso, la nueva Línea de 230kV paralela a la existente, transmite 300MW; mientras que la Línea actual de 138kV transmite 70MW.

3.2.2.1 Pérdidas por Efecto Joule.

Las Pérdidas por Efecto Joule para la Línea de 138kV existente son las mismas a las presentadas en la primera alternativa (Figura III.3, Línea actual). Para la nueva

Línea de 230kV se muestran en el **Apéndice C**, y sus valores se resumen en el siguiente gráfico, para los cuatro tipos de conductores escogidos:

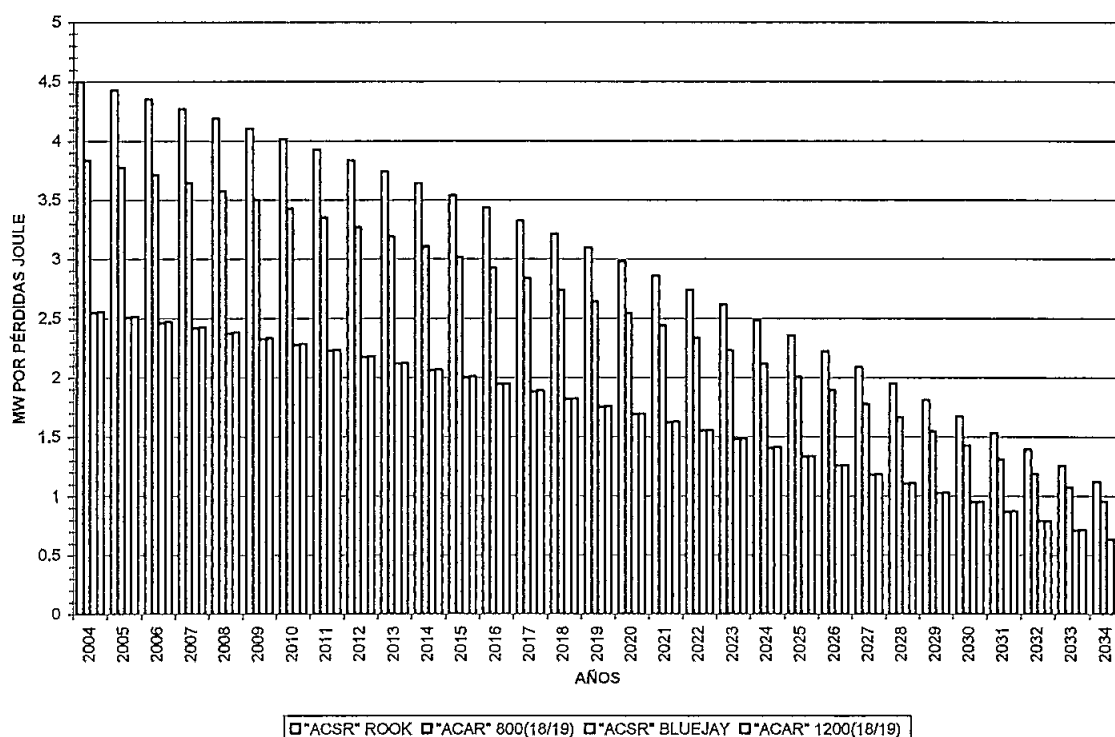


Figura III.5: MW por pérdidas por Efecto Joule para los conductores analizados.

3.2.2.2 Pérdidas por Efecto Corona.

Como es el conjunto de dejar la Línea actual y construir una nueva de 230kV doble circuito, estas pérdidas tienen los mismos valores encontrados para estas alternativas, resumiéndose en la siguiente tabla:

CONDUCTOR	TIEMPO	NIVEL DE VOLTAJE kV	GRADIENTE DE VOLTAJE (kV/cm)	PÉRDIDAS EFECTO CORONA kW / km	PÉRDIDAS TOTALES EFECTO CORONA kW
"ACSR" BRANT	Bueno	138	18,171	0,413	63,871
	Bajo Lluvia	138		3,196	494,680
"ACSR" ROOK	Bueno	230	23,605	3,291	509,308
	Bajo Lluvia	230		31,567	4886,507

"ACSR" BLUEJAY	Bueno	230	19,112	1,698	262,915
	Bajo Lluvia	230		18,221	2820,610
"ACAR" 800 (18/19)	Bueno	230	22,625	2,831	438,872
	Bajo Lluvia	230		28,259	4374,485
"ACAR" 1200 (18/19)	Bueno	230	19,102	1,698	262,971
	Bajo Lluvia	230		18,196	2816,818

Tabla III.16: Pérdidas por Efecto Corona para los conductores analizados

Estos resultados se resumen de una mejor manera en el siguiente gráfico comparativo:

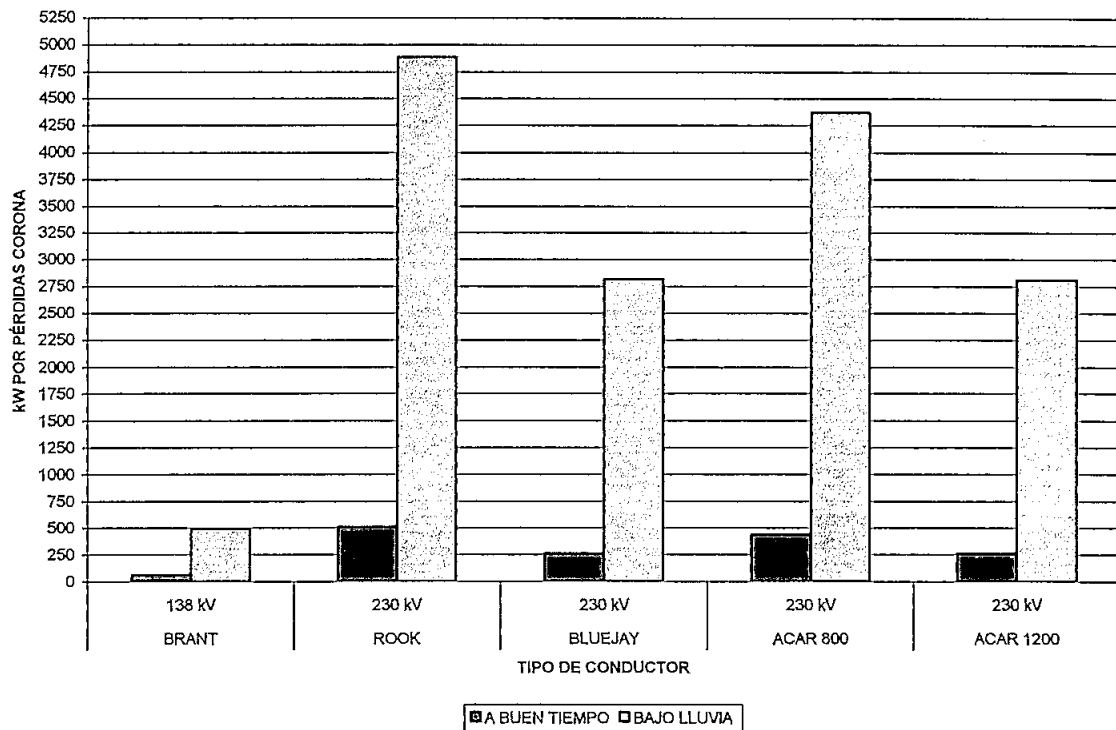


Figura III.6: Gráfico comparativo de Pérdidas por Efecto Corona

Observando los resultados anteriores, el conductor que menores pérdidas presentó tanto por Efecto Joule como por Efecto Corona es el "ACRS" BLUEJAY.

3.3 TERCERA ALTERNATIVA:

REMODELACIÓN DE LA LÍNEA ACTUAL.

3.3.1 REMODELANDO LA LÍNEA EXISTENTE DE 138kV DOBLE CIRCUITO A UNA LÍNEA DE 230kV DOBLE CIRCUITO CON AISLADORES TIPO RETENCIÓN.

Esta alternativa permite elevar el conductor al utilizar aisladores en retención en las estructuras de suspensión.

Para esta opción se utilizarán conductores tipo ACAR ó ACSR como en la segunda alternativa, tomando las mismas consideraciones.

Para llevar a cabo este cambio, se incrementa el número de aisladores más un yugo central, con la configuración que mejor responda a los requerimientos, de ésta manera:

- ✓ 7 aisladores en la horizontal
- ✓ 7 aisladores en la vertical.

Aumentando así 5 aisladores de porcelana más a los que ya se tiene, para aprovechar los existentes:

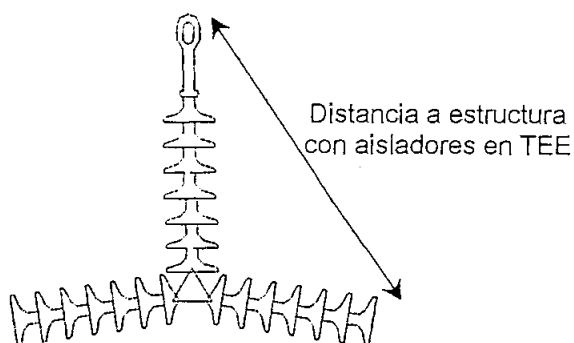


Figura III.7: Configuración de aisladores tipo retención compartiendo aisladores

Se usa esta configuración de retención para optimizar recursos ya que el número de aisladores en este caso es menor a que si se realizara una configuración como muestra la figura III.7, debido a que se comparte 7 aisladores:

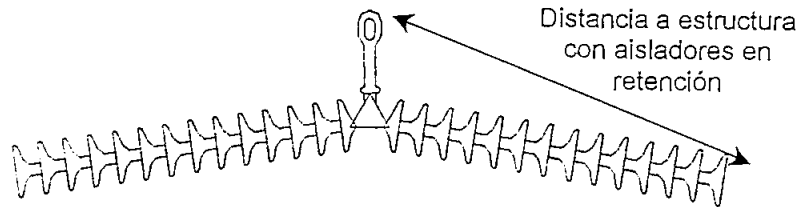


Figura III.8: Configuración de aisladores tipo retención sin compartir aisladores

Una configuración de aisladores de tipo retención permite aumentar la distancia entre conductor y tierra en comparación a la que se tendría al utilizar una cadena de tipo suspensión.

De acuerdo a la sección 3.2.1.5.1 la distancia mínima que debe tener el conductor a la estructura metálica, frente a sobrevoltaje a frecuencia industrial es de 1.25m y frente a sobrevoltaje de maniobra es de 1.54m. el espaciamiento mínimo para configuración de aisladores tipo retención de la figura III.7 encontrada es de 1.65m (tomando en cuenta que la longitud de la cadena de 7 aisladores es de 1.022m y los accesorios de 0.45m).

Por esta Línea remodelada se van a transportar 370MW por los dos circuitos, cada uno de ellos debe ser capaz de transportar 185MW, éste valor está muy por debajo al valor especificado de acuerdo al SIL.

Así, se han tomado en cuenta los 4 conductores de la segunda alternativa tanto tipo ACSR como ACAR capaces de transmitir esta potencia, siendo los siguientes:

NOMBRE	SECCIÓN TOTAL (mm ²)	FORMACIÓN	DIÁMETRO EXTERIOR (mm)
ROOK	364	24 + 7	24,82
BLUEJAY ⁴⁰	803	45 + 7	31,97
ACAR 800	405	18 + 19	26,11
ACAR 1200	608	18 + 19	31,99

Tabla III.17: Características de los conductores seleccionados.

⁴⁰ GRAINGER – STEVENSON, Análisis de Sistemas de Potencia, McGraw Hill, México, 1.996, pág. 707

El Límite Térmico es el mismo encontrado en la sección 3.2.1.2. Estos valores son los mismos para todas las opciones propuestas en la tercera alternativa; excepto al utilizar haz de dos conductores por fase.

Las Pérdidas por Efecto Joule son las mismas encontradas para la segunda alternativa, de la sección 3.2.1.2.1, al considerar los mismos conductores.

Sin embargo, las pérdidas por Efecto Corona varían debido a que la distancia media geométrica es diferente para una torre de 138kV (4,26m) con respecto a la de una torre de 230kV (5,858m).

Estas pérdidas se resumen a continuación:

CONDUCTOR	TIEMPO	GRADIENTE DE VOLTAJE (kV/cm)	PÉRDIDAS EFECTO CORONA kW / km	PÉRDIDAS TOTALES EFECTO CORONA kW
"ACSR"ROOK	Bueno	24,893	4,589	710,498
	Bajo Lluvia		41,169	6.373,11
"ACSR"BLUEJAY	Bueno	20,201	2,235	345,901
	Bajo Lluvia		24,044	3.722,049
"ACAR"800(18/19)	Bueno	23,870	4,076	631,001
	Bajo Lluvia		36,939	5.718,248
"ACAR"1200(18/19)	Bueno	20,191	2,235	345,978
	Bajo Lluvia		24,013	3.717,153

Tabla III.18: Pérdidas por Efecto Corona a buen y mal tiempo.

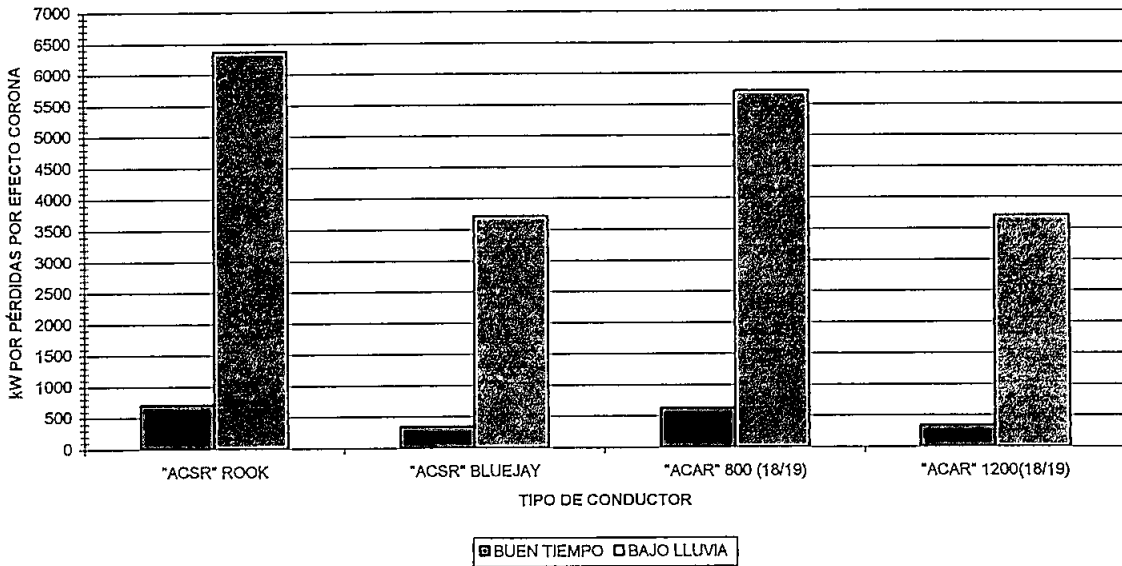


Figura III.9: Pérdidas por Efecto Corona.

Al remodelar la Línea, para lograr una distancia de seguridad entre el conductor y tierra de 7,5 m para un nivel de 230kV, la flecha debe ser disminuida, lo que se consigue tensando los conductores a un 30% de la tensión de ruptura. Esto se puede calcular con ayuda del **Anexo 3.10**.

3.3.2 REMODELANDO CON AISLADORES TIPO LINE POST

Para esta alternativa, se tiene que desmontar las crucetas y reemplazarlas con aisladores tipo Line post, estos aisladores permiten tener una mayor distancia de conductor a tierra.

Para un aislador Line post que tiene una longitud de 2,18 metros utilizado en este caso, se hace necesario colocar una ayuda de soporte como son los accesorios denominados "braced post", como se muestra en la Figura III.10:

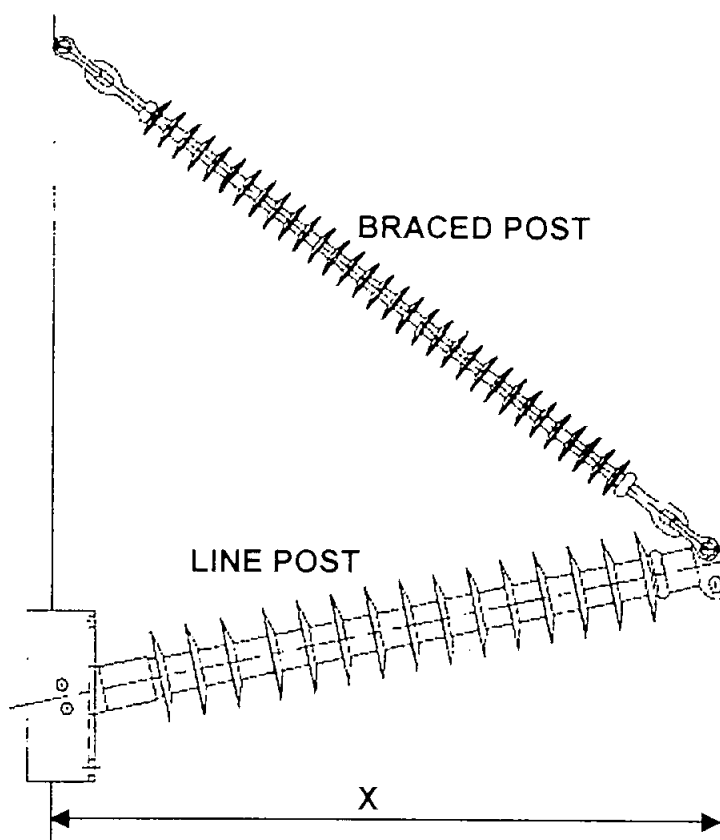


Figura III.10: Disposición y accesorios de un aislador tipo Line post.

Para determinar el aislador tipo Line Post necesario se toma en cuenta el comportamiento de la cadena de 14 aisladores de porcelana de disco de 146 x 254 mm:

Voltaje a Frecuencia Industrial en seco.	785 kV
Voltaje a Frecuencia Industrial bajo lluvia.	565 kV
Voltaje de Impulso Crítico Positivo.	1265 kV
Voltaje de Impulso Crítico Negativo.	1275 kV

Con estos valores y con la ayuda del catálogo de la Ohio Brass se tiene: ⁴¹

Código	522015 – 1102
Longitud X (mm)	2.314
Número de aletas	30
Distancia de arco en seco(mm)	2.057

⁴¹ OHIO BRASS, Hi*Lite XL Transmission Insulator, sección 26, Ohio-EEUU, Enero 2002, Pág.26.16.

Distancia de fuga (mm)	5.283
Voltaje a frecuencia industrial en seco (kV)	805
Voltaje a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	675
Voltaje de impulso critico positivo (kV)	1.265
Voltaje de impulso critico negativo(kV)	1.365
Peso de la cadena(kg)	39

Tabla III.19: Características de un aislador tipo Line post.

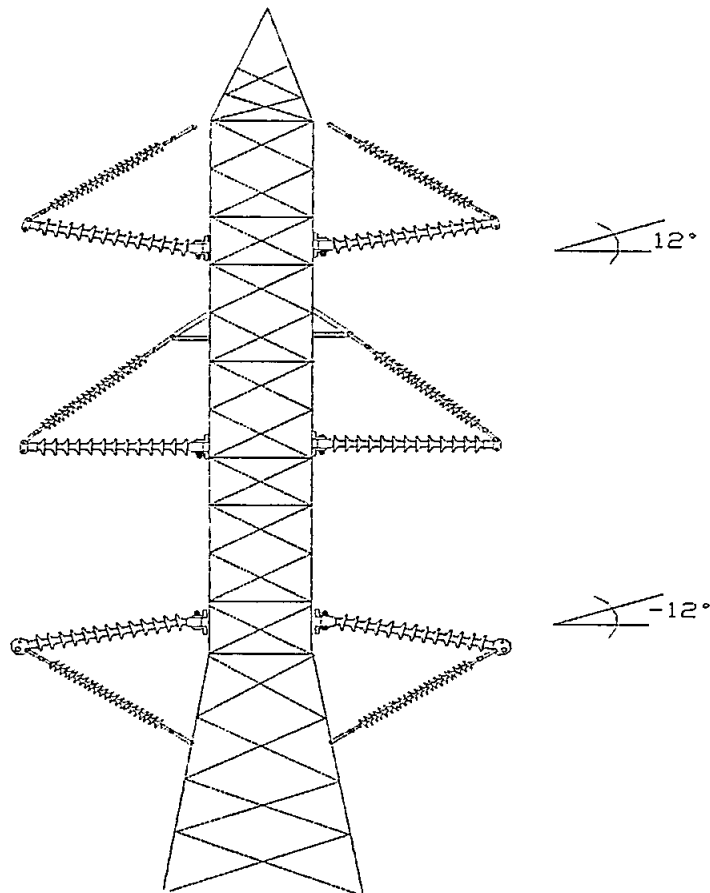


Figura III.11: Disposición de aisladores Line post, para mantener distancias

Con las diferentes torres de 138kV que se han utilizado en la Línea, si se toma en cuenta las distancias calculadas, se observa que la distancia horizontal entre fases se cumple al utilizar un aislador Line post y la distancia vertical entre fases también se cumple al conservar la configuración mostrada en la figura III.11.

El apantallamiento no se ve afectado porque tanto la distancia del Line post como la de la cruceta son de 2,18m y 2,45m respectivamente.

Con esta configuración de aisladores Line post, ahora la tensión mecánica debe ser del 29% de la tensión mecánica de ruptura, para que pueda conservar la distancia de seguridad de 7,5 m.

3.3.3 REMODELACIÓN UTILIZANDO AISLADORES TIPO "V"

La configuración de aisladores en V tiene la ventaja de mantener fijas las distancias mínimas del conductor a la estructura, debido a que ya no existe la oscilación de la cadena de aisladores.

En este caso específico, la distancia horizontal entre conductores se ve disminuida a 3.85 m y no cumple con la distancia mínima que es de 4.095 m obtenida en secciones anteriores. La distancia mínima no difiere en un valor considerable con respecto a la distancia obtenida, debido a que las estructuras actuales se fabricaron con distancias mayores a las de diseño y que las cadenas de aisladores con esta configuración permanecen fijas sin permitir que el conductor se acerque a la estructura, teniendo una distancia horizontal siempre constante.

SOPORTE TIPO	SEPARACIÓN HORIZONTAL		SEPARACIÓN VERTICAL	
	D	F	d	F
SL1 – 2	5,19	6,00	4,15	4,15
SP1 – 2	5,78	6,80	4,65	4,70
AL1–2 y AT1–2	6,53	7,00	4,00	5,00
AR1 – 2	5,14	6,80	4,15	4,20

Tabla III.20: Dimensiones de los soportes calculadas en el diseño origina (d) y dadas por el fabricante (f).

Sin embargo, la distancia vertical entre fases no se cumple. Ésto se puede comprobar con las distancias obtenidas en la sección 3.2.1.5.2.

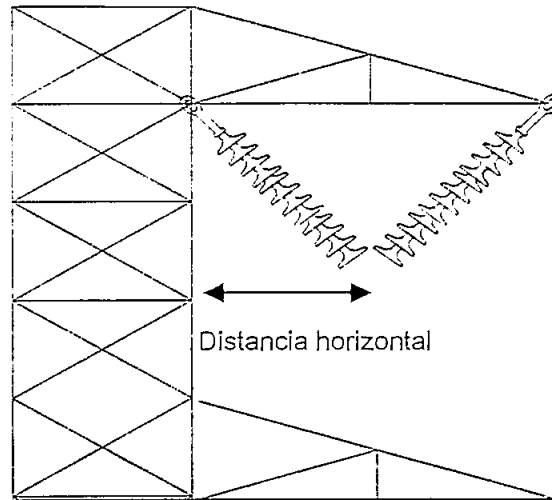


Figura III.12: Disposición de aisladores en "V".

Las pérdidas Joule y la frecuencia de fallas tienen valores similares a los anteriores para aisladores Line post y retención. Las pérdidas por Efecto Corona varían con relación a las opciones anteriores debido a que ahora la distancia media geométrica es de 3,07 m; y son las siguientes:

CONDUCTOR	TIEMPO	GRADIENTE DE VOLTAJE (kV/cm)	PÉRDIDAS EFECTO CORONA kW / km	PÉRDIDAS TOTALES EFECTO CORONA kW
"ACSR"ROOK	Bueno	25,509	4,819	746,083
	Bajo Lluvia		46,520	7.201,311
"ACSR"BLUEJAY	Bueno	20,725	2,351	364,041
	Bajo Lluvia		27,322	4.229,395
"ACAR"800(18/19)	Bueno	24,466	4,282	662,897
	Bajo Lluvia		41,785	6.468,351
"ACAR"1200(18/19)	Bueno	20,714	2,352	364,125
	Bajo Lluvia		27,286	4.223,893

Tabla III.21: Pérdidas por Efecto Corona.

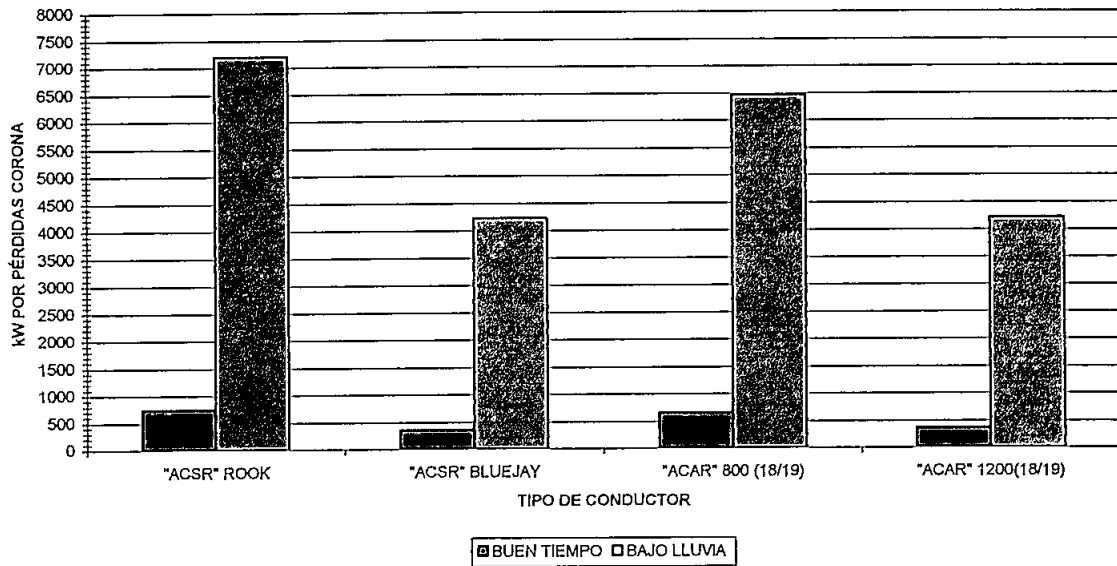


Figura III.13: Pérdidas por Efecto Corona.

3.3.4 REMODELANDO LA LÍNEA EXISTENTE DE 138kV A UNA DE 230 kV CON DOBLE CIRCUITO Y HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE.

Esta opción consiste en que se tenga dos circuitos de 230kV con un haz de dos conductores para cada fase.

En un haz de conductores los parámetros de la línea son optimizados en función del área del conductor, espaciamiento entre conductores del haz, separación entre fases y número de conductores del haz.

El uso de un haz de conductores presenta ciertas ventajas como: ⁴²

- La reactancia de una línea decrece conforme el número de conductores por fase aumenta. Entonces una línea de conductores en haz tiene una reactancia menor y límites de estabilidad más altos que una línea de conductor simple con el mismo espaciamiento entre fases.
- Controla los gradientes de voltaje de la superficie de los conductores y evita los valores altos de pérdidas por Efecto Corona y radiointerferencia.

⁴² ENRIQUEZ HARPER GILBERTO, Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica, LIMUSA, Vol 2, México, 1980, pág. 71 – 73.

Para un haz de dos conductores, la separación del haz se ha tomado un valor de distancia de 40 cm. basado en experiencias con un buen resultado para la reducción de la reactancia de la línea y un costo apropiado en Pérdidas Corona.

El aislamiento es el mismo a la primera opción que se utilizó para la construcción de una nueva Línea con una cadena de aisladores poliméricos para cada fase y la utilización del mismo cable de guarda.

Esta configuración de la realiza sobre las mismas torres existentes de 138kV. La estructura que se plantea para esta opción y el detalle accesorio del haz de conductores se puede observar en al **Anexo 3.11**.

En esta alternativa también se tiene que transportar 370MW, 185MW por cada circuito, con esto se tiene que la corriente que debe circular por cada conductor es de 258 A.

Se escoge ahora un cierto número de conductores tipo ACSR y ACAR, que cumplan con estos requerimientos, y además se considera el peso de cada uno de ellos ya que cada una de las crucetas de la torre actual debe ser capaz de soportar el peso de dos conductores, los conductores seleccionados se presentan a continuación:

NOMBRE	SECCIÓN TOTAL (mm)	FORMACIÓN	DIÁMETRO EXTERIOR (mm)
"ACSR" LINNET	198,3	26+7	18,31
"ACSR" ORIOLE	210,3	30+7	18,83
"ACAR" 350(15/4)	177	12+7	17,25
"ACAR" 350(12/7)	177	15+4	18,45

Tabla III.22: Características de los conductores escogidos para la remodelación de la Línea con haz de conductores.

Para la configuración con haz de conductores los parámetros L y C de la Línea, se calculan con expresiones diferentes a las indicadas anteriormente, y son para doble circuito las siguientes:

$$L = \frac{1}{2} \times \left[0,25 + 4,6 \times \lg \frac{D}{\sqrt{r \times \Delta}} \right] \times 10^{-4} \left[\frac{H}{km} \right] \quad (3.24)$$

$$C = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt{r \times \Delta}}} \times 10^{-9} \left[\frac{F}{km} \right] \quad (3.25)$$

D : distancia media geométrica en mm.

r : radio del conductor en mm.

Δ : distancia entre los dos conductores que conforman el haz, 400mm.

El Límite Térmico se calcula como el mostrado en la sección 2.3.4.1, encontrándose lo siguiente:

CONDUCTOR	RESISTENCIA Ω/km	TEMPERATURA AMBIENTE °C	VELOCIDAD DEL VIENTO M/s	Qc W/PIE	Qs W/PIE	Qr W/PIE	POTENCIA POR CIRCUITO MW
"ACSR" LINNET	0.1671	32	1	11,22	2,89	1,81	363,91
	0.1671	30	2	18,23	2,89	1,92	474,71
"ACSR" ORIOLE	0.1666	32	1	11,42	2,98	1,86	367,31
	0.1666	30	2	18,54	2,98	1,98	479,28
"ACAR" 350 (15/4)	0.1671	32	1	10,83	2,73	1,71	357,91
	0.1671	30	2	17,59	2,73	1,81	466,60
"ACAR" 350 (12/7)	0.1711	32	1	10,83	2,73	1,71	353,70
	0.1711	30	2	17,59	2,73	1,81	461,12

Tabla III.23: Límite Térmico para los conductores escogidos cuando se utiliza haz de conductores.

3.3.4.1 Pérdidas por Efecto Joule.

Para esta alternativa las pérdidas por Efecto Joule se presentan en el Apéndice D, para los cuatro conductores escogidos y se resumen en el siguiente gráfico.

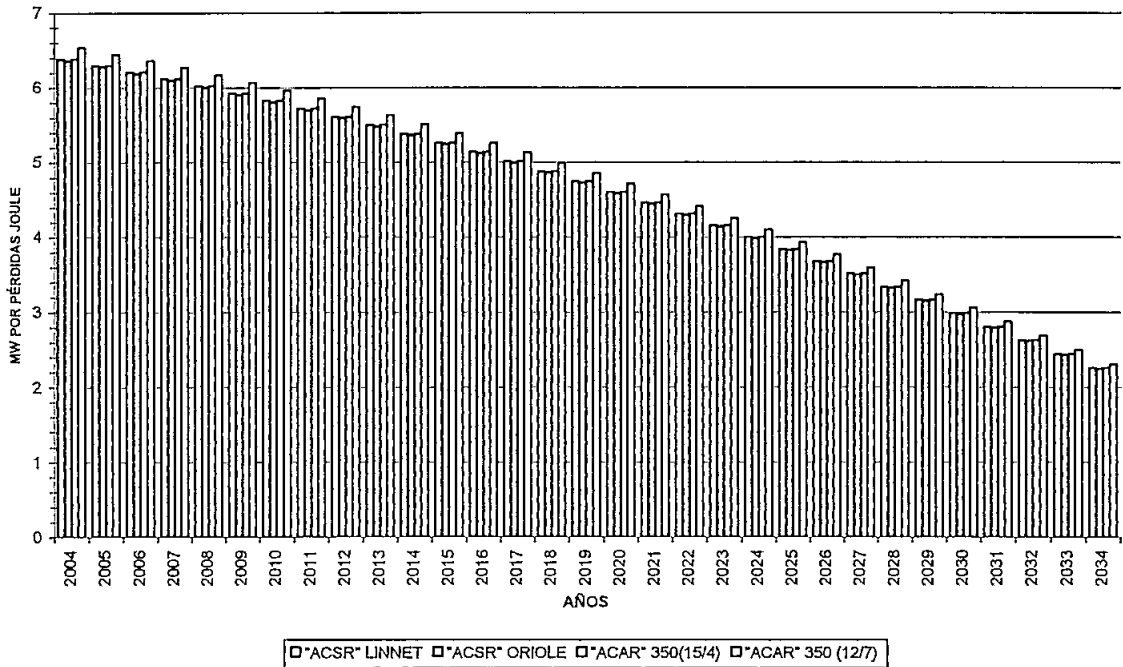


Figura III.14: Pérdidas anuales por Efecto Joule

3.3.4.2 Pérdidas por Efecto Corona

Se resumen a continuación:

CONDUCTOR	TIEMPO	GRADIENTE DE VOLTAJE (kV/cm)	PÉRDIDAS EFECTO CORONA kW / km	PÉRDIDAS TOTALES EFECTO CORONA kW
"ACSR" LINNET	Bueno	22,268	1,886	291,877
	Bajo Lluvia		12,834	1.986,737
"ACSR" ORIOLE	Bueno	21,784	1,797	278,100
	Bajo Lluvia		12,162	1.882,721
"ACAR" 350(15/4)	Bueno	23,337	2,143	331,804
	Bajo Lluvia		14,400	2.229,134
"ACAR" 350(12/7)	Bueno	23,337	2,143	331,804
	Bajo Lluvia		14,400	2.229,134

Tabla III.24: Pérdidas por Efecto Corona

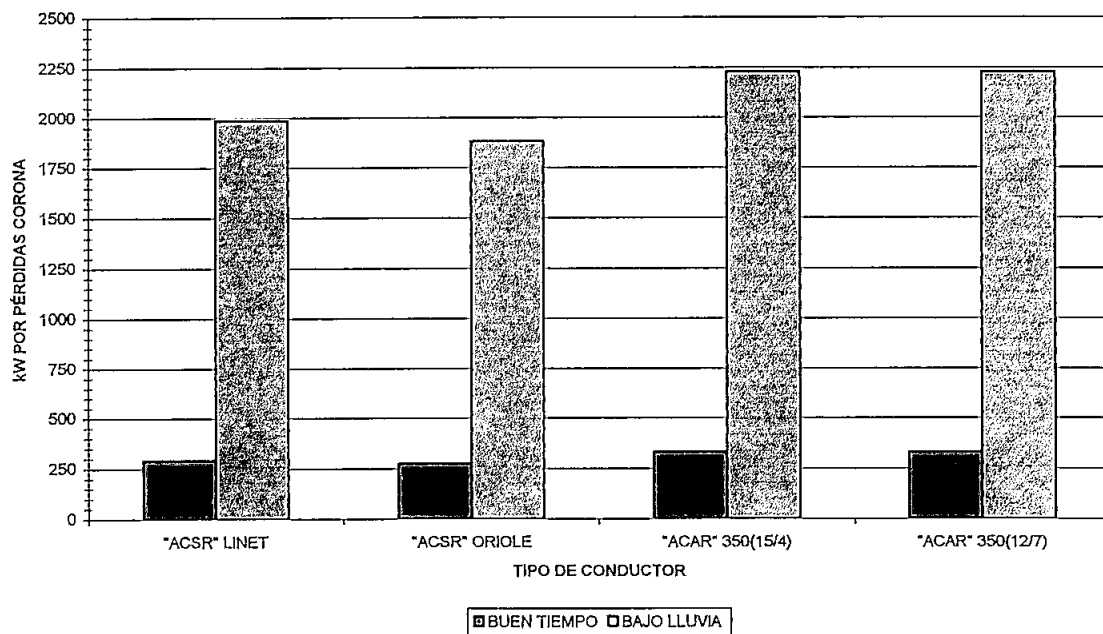


Figura III.15: Gráfico de Pérdidas por Efecto Corona.

En este caso, se necesita también una tensión mecánica del 30% para mantener la distancia de 7,5 m del conductor con respecto a tierra.

3.4 CUARTA ALTERNATIVA: ELEVACIÓN DEL VOLTAJE A 230 KV DE LOS DOS CIRCUITOS EN LAS CONDICIONES ACTUALES

En esta alternativa, se eleva el voltaje de 138kV a 230kV en los dos circuitos de la Línea, manteniendo los mismos elementos que la conforman actualmente como son las torres de 138kV, una cadena de aisladores de porcelana de 9 unidades y conductor BRANT (ACSR).

Con ayuda de las ecuaciones (2.12), (2.13), (2.14) y (2.15), y los valores encontrados para el conductor BRANT en la sección 2.3.4.2; se obtiene que a un nivel de 230kV la potencia que se puede transmitir de acuerdo al SIL por esta Línea es de 302,186 MW por circuito

El Límite Térmico se muestra a continuación:

RESISTENCIA Ω/km	TEMPERATURA AMBIENTE $^{\circ}\text{C}$	VELOCIDAD DEL VIENTO m/s	Q_c W/PIE	Q_s W/PIE	Q_r W/PIE	POTENCIA POR CIRCUITO MW
0.1418	32	1	11.69983762	3.10105545	1.94052206	284.72155
0.1418	30	2	19.00032611	3.10105545	2.06025352	371.673658

Tabla III.25: Límite Térmico para la cuarta alternativa.

3.4.1 PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE.

Para esta alternativa las pérdidas por Efecto Joule se presentan en el Apéndice E, para los cuatro conductores escogidos y se resumen en el siguiente gráfico.

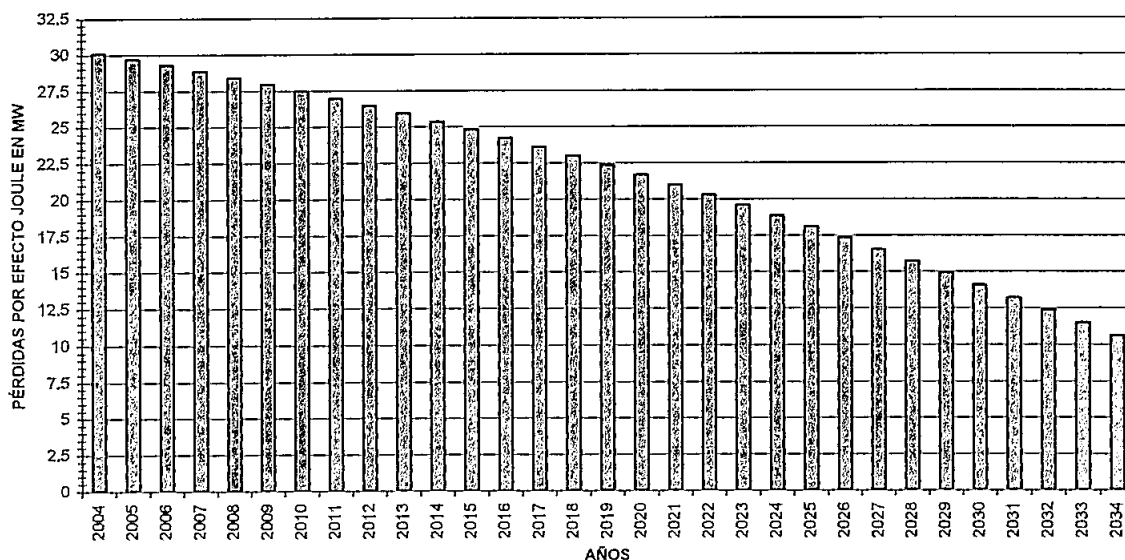


Figura III.16: Pérdidas anuales por Efecto Joule

3.4.2 PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA

Se resumen a continuación:

CONDUCTOR	TIEMPO	GRADIENTE DE VOLTAJE (kV/cm)	PÉRDIDAS EFECTO CORONA kW / km	PÉRDIDAS TOTALES EFECTO CORONA kW
"ACSR"BRANT	Bueno	30,28	14,899	2.306,44
	Bajo Lluvia		41,096	6.361,63

Tabla III.26: Pérdidas por Efecto Corona

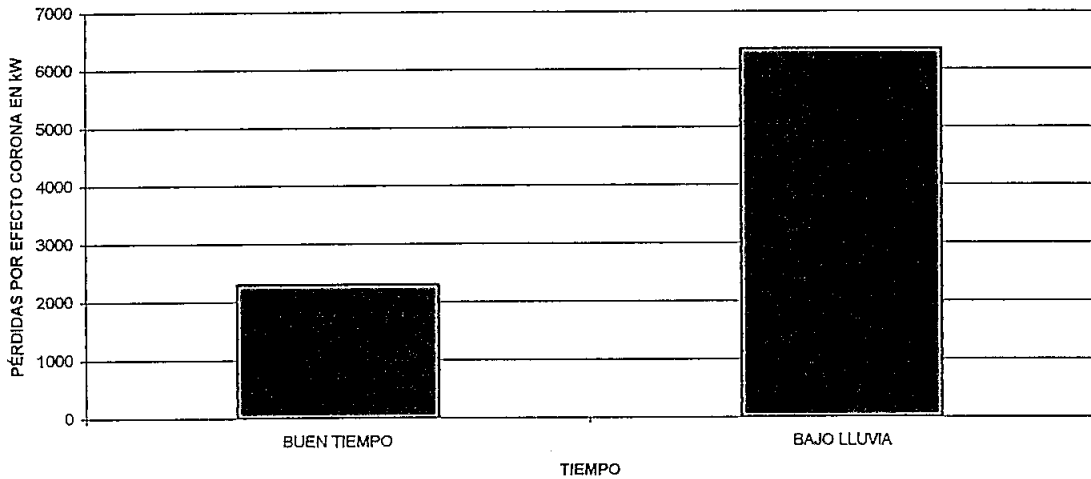


Figura III.17: Gráfico de Pérdidas por Efecto Corona.

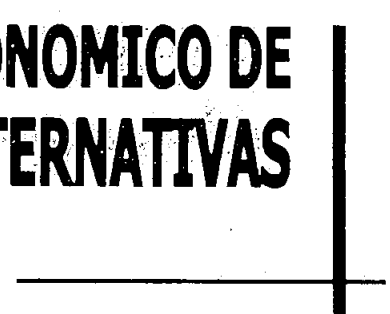
En este caso, se necesita también una tensión mecánica del 30% para mantener la distancia de 7,5 m del conductor con respecto a tierra.

Esto es lo que se puede mencionar en cuanto a lo que se refiere a las alternativas técnicas del proyecto. El veredicto final que recomiende la solución más adecuada se determina de acuerdo a la viabilidad económica que tenga cada opción.



CAPÍTULO 4

**ANALISIS ECONOMICO DE
LAS ALTERNATIVAS**



CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS

En este Capítulo se realiza el análisis económico de las diferentes opciones técnicamente viables que se mostraron en el Capítulo anterior. Determinando también el costo de inversión en las subestaciones y sus diferentes configuraciones.

Estas alternativas son:

PRIMERA ALTERNATIVA.- Construcción de una o más Líneas de 138kV paralelas a la existente.

SEGUNDA ALTERNATIVA.- Construcción de una nueva Línea de 230kV doble circuito:

1. Sin Desmontar la Línea actual.
2. Desmontando la Línea actual.

TERCERA ALTERNATIVA.- Con la remodelación de la Línea actual. Considerando las siguientes opciones:

1. Remodelando la Línea existente de 138kV doble circuito a una Línea de 230kV doble circuito con aisladores tipo retención.
2. Remodelando la Línea con aisladores Line post en configuración horizontal.
3. Remodelando la Línea actual con aisladores en configuración "V".
4. Remodelando la Línea existente de 138kV doble circuito para cambiarla a una Línea de 230kV a doble circuito con un haz de dos conductores por fase.

CUARTA ALTERNATIVA.- Elevación del voltaje a 230 kV de los dos circuitos en las condiciones actuales.

4.1 COSTO POR SUBESTACIONES

En las Subestaciones se debe estudiar los costos para ampliar tanto para la Subestación Santo Domingo como para Subestación Esmeraldas, basándose que el Ecuador mantiene una configuración de barras de Subestaciones de acuerdo al nivel de voltaje. Para 230 kV se utiliza la configuración de Doble Barra y para 138kV la configuración de Barra Principal y Transferencia.

Dentro del costo de inversión de las subestaciones se considera los costos de obra civil, estructuras y equipo.

4.2 COSTOS DE LA LÍNEA

Para estimar los costos de la Línea, se debe diferenciar y hacer un análisis por separado entre costos directos e indirectos.

4.2.1 COSTOS DIRECTOS.

Dentro de los costos directos se analizan los siguientes:

- ✓ Costo de mano de obra.
- ✓ Costo de materiales.

4.2.1.1 Costo de mano de obra

Para el costo de mano de obra, se debe especificar las diferentes obras a realizarse para la construcción de la Línea. A continuación se presenta un cuadro con las obras a realizarse y sus costos por unidad respectiva:⁴³

⁴³ TRANSELECTRIC, Datos de la Línea de Transmisión Pasto – Quito, Quito, 2.002.

OBRA A REALIZARSE	UNIDAD	COSTO POR UNIDAD EN \$
Desbroce	km	173
Marcación para excavación	C/U	5
Excavaciones	m ³	7
Premontaje de estructuras	Ton	42
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42
Montaje de estructuras	Ton	56
Erección de estructuras	Ton	371,32
Puesta a tierra	C/U	8,81
Vestido de Estructuras	C/U	400
Tendido del conductor	km	750 para 1 conductor por fase. 2.400 para dos conductores por fase
Desmontaje de crucetas	Ton	1.000

Tabla IV.1: Costos de mano de obra para la construcción de una Línea de Transmisión.

4.2.1.2 Costos de materiales

Para los costos de materiales se deberán analizar los siguientes parámetros:⁴⁴

- Costo unitario de conductores y cables de guardia.
- Peso unitario de conductores y cables de guardia.
- Costo de aisladores y accesorios, número de aisladores por cadena y número de cadenas usadas.
- Costo de estructuras y peso de las mismas.
- Proporción de estructuras de anclaje con relación al número total de estructuras por kilómetro de línea.
- Altura total de la estructura.

⁴⁴ BARRIGA – MELO, Tesis de Grado, Programa para estimación de costos y parámetros de Líneas de Transmisión, Quito, 1.993, pág.: 63 – 65.

4.2.1.2.1 Costos de conductores y cables de guardia

El costo de conductores y cables de guardia de la Línea se calcula con un exceso del 2%, para tomar en cuenta las pérdidas que se producen debido a empalmes de conducción, durante la construcción de la Línea.

Los costos de conductores de la línea se calculan con la siguiente expresión:

$$C_c = 1,02 \times 3 \times N_{cir} \times N_{cf} \times C_{uc} \times L \quad (4.1)$$

C_c : costos de conductores expresado en \$

N_{cir} : número de circuitos

N_{cf} : número de conductores por fase.

C_{uc} : costo unitario del conductor, en \$/km.

L : longitud de la Línea en km.

El costo de cables de guardia se calcula con:

$$C_{cg} = 1,02 \times N_{cg} \times C_{ucg} \times L \quad (4.2)$$

C_{cg} : costo de cables de guardia expresado en \$.

N_{cg} : número de cables de guardia.

C_{ucg} : costo unitario del cable de guardia en \$/km

4.2.1.2.2 Costo de Aisladores y Accesorios

Se considera que todos los aisladores de la Línea tienen el mismo costo unitario, pero se aumenta un 5% en el costo total de aisladores, para tomar en cuenta las pérdidas durante el transporte y montaje de los mismos. Se debe tener en cuenta las estructuras de anclaje y las de suspensión.

En el caso de tener aisladores poliméricos, la cadena tanto de suspensión como de anclaje viene fabricada con diferente número de aletas.

Costo de aisladores para estructuras de suspensión:

$$C_{aiss} = 1,05 \times 3 \times N_{cir} \times 0,93 \times \frac{L}{V_m} \times C_{as} \quad (4.3)$$

Y para las estructuras de anclaje:

$$Caisa = 1,05 \times 3 \times Ncir \times 2 \times 0,07 \times \frac{L}{Vm} \times Caa \quad (4.4)$$

Caiss : Costo de los aisladores para torres de suspensión, en \$.

Caisa : Costo de los aisladores para torres de anclaje, en \$.

L : longitud de la línea en metros.

Para aisladores poliméricos.

Cas y Caa : Costo unitario de la cadena de suspensión y anclaje respectivamente, en \$.

Para aisladores de porcelana:

Cas y Caa = Número de unidades por cadena x Costo de la unidad en \$.

Vm : vano medio en metros

0,93 y 0,07 : Proporción de torres de suspensión y de anclaje respectivamente con respecto al número total de torres para este caso.

El costo total por aisladores es la suma de los costos para torres de suspensión y para torres de anclaje.

4.2.1.2.3 Costo de Accesorios

Para esto se debe diferenciar entre los accesorios de la estructura de suspensión y de la estructura de anclaje.

Accesorios de la estructura de suspensión:

Amortiguadores stockbridge para conductor ACAR	1/conductor
Amortiguadores stockbridge para cable de acero 3/8" de diámetro de alta resistencia de tracción con varillas de armar.	1/cable de guardia

Conector cable – placa de bronce, para conductor 3 No. 8 AWG copperweld a perfil plano.	1/cable de guardia
Varillas Copperweld suministrada con conector copperweld 3 No. 8 AWG.	3/estructura
Uniones por fusión.	3/estructura
Metros de cable concéntrico de acero enchapado en cobre 3 No. 8 AWG	100/estructura

Tabla IV.2: Accesorios utilizados para una estructura tipo suspensión.

Si se asume que el costo de los accesorios para cadena de suspensión normal, en el caso de emplear dos conductores por fase, es 2,5 veces mayor que cuando se emplea un conductor por fase, el costo total de los accesorios por estructura de suspensión se calculará mediante la ecuación:⁴⁵

$$Caes = 3 \times Ncir \times Ncf \times Cuav + (Cuag + Cucp) \times Ncg + 3 \times (Cucv + Cuuf + 100 \times Cuc) \quad (4.5)$$

Caes: costo de accesorios por estructura de suspensión en \$/estructura.

Cuav: costo unitario de los amortiguadores de vibración stockbridge para conductores ACAR en \$

Cuag: costo unitario de los amortiguadores de vibración stockbridge para cables de guardia en \$

Cucp: costo unitario de los conectores para conexión de cable de guardia a perfil plano en \$.

Cucv: costo unitario de las varillas de copperweld, en \$

Cuuf: costo unitario de las uniones por fusión en \$.

Cucc: costo unitario del metro de cable concéntrico de acero enchapado en cobre 3 No. 8 AWG

Costos de los accesorios por estructura de anclaje:

⁴⁵ BARRIGA – MELO, Tesis de Grado, Programa para estimación de costos y parámetros de Líneas de Transmisión, Quito, 1.993, pág.: 67 – 71.

Conector de ranuras paralelas de bronce para conductor.	1/conductor
Conector cable – placa de bronce, para conductor 3 No. 8 AWG copperweld a perfil plano.	1/cable de guardia
Varillas Copperweld suministrada con conector copperweld 3 No. 8 AWG.	3/estructura
Uniones por fusión.	3/estructura
Metros de cable concéntrico de acero enchapado en cobre 3 No. 8 AWG	100/estructura

Tabla IV.3: Accesorios utilizados para una estructura tipo anclaje.

Si se asume lo mismo para los aisladores de suspensión cuando se tiene dos conductores por fase, el costo de los accesorios por estructura de anclaje se calcula con a siguiente expresión:

$$C_{aea} = C_{uco} \times N_{cg} + 3 \times (C_{uvc} + C_{uuf} + 100 \times C_{uuc}) \quad (4.6)$$

C_{aea} : costo de los accesorios por estructura de anclaje en \$/estructura.

C_{uco} : costo unitario del conector de ranuras paralelas para cables de guardia, en dólares.

Con esto se puede determinar el costo de los accesorios de la línea con la ayuda de la siguiente expresión:

$$C_{acc} = \frac{L}{V_m} \times [(1 - 0,07) \times C_{aes} + 0,07 \times C_{aea}] \quad (4.7)$$

C_{acc} : costo total de los accesorios en \$.

4.2.1.2.4 Costo de Estructuras

Se debe diferenciar entre estructuras de anclaje y estructuras de suspensión, debido a que el peso de las estructuras de anclaje es mayor que el peso de las estructuras de suspensión.

El costo de las estructuras se puede calcular con la ayuda de:

$$C_{est} = \frac{L}{V_m} \times C_{kg} \times (0,93 \times P_s + 0,07 \times P_a) \quad (4.8)$$

C_{est}: costo de las estructuras, en \$.

P_s : peso de las estructuras de suspensión en Kilogramos.

P_a : peso de las estructuras de anclaje en Kilogramos.

C_{kg} : costo por kilogramo de la estructura, en \$/kg.

4.2.2 COSTOS INDIRECTOS

Entre los costos indirectos se incluyen:

- ✓ Fiscalización
- ✓ Costos de estudios y proyectos.
- ✓ Imprevistos.
- ✓ Utilidades
- ✓ Costos por servidumbre.

4.2.2.1 Fiscalización

Dentro de los costos por fiscalización se encuentran:

- * Costo por ingenieros y tecnólogos.
- * Vehículos.
- * Oficina.
- * Vivienda.
- * Equipo de ingeniería para la construcción.
- * Equipos especiales.

Actualmente la fiscalización es realizada por TRANSELECTRIC y este valor es del 7% de los costos directos⁴⁶.

⁴⁶ Ing. SANTILLÁN Jorge, Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión, E.P.N., Quito, 2.003.

4.2.2.2 Costo de Estudios y Proyecto por kilómetro de línea

Se divide en dos partes:

- a. Levantamiento topográfico necesario para la elaboración de planos de planta y perfiles. Estudios de suelo, impacto ambiental.
- b. Tablas de tendido, tablas de ubicación de estructuras, además la elaboración de especificaciones.

Actualmente este valor es de 2.500 \$/km⁴⁷.

4.2.2.3 Utilidades

El valor de las utilidades está en el 10% de los costos directos.

4.2.2.4 Imprevistos

Su valor es el 5% de los costos directos.⁴⁸

4.2.2.5 Costos por Servidumbre.

Este valor actualmente es de 3.500 \$/km.⁴⁹

4.2.3 COSTOS DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

4.2.3.1 Costos de pérdidas de energía y potencia.

4.2.3.1.1 Costo por Pérdidas por Efecto Joule

Los costos por pérdidas de potencia por Efecto Joule, se obtienen con la siguiente expresión:

$$CPJ_n = 12 \times P_n \times CkW \quad (4.9)$$

⁴⁷ Ing. SANTILLÁN Jorge, Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión, E.P.N., Quito, 2.003.

⁴⁸ Ing. VILLAGÓMEZ Paúl, Seminario de Elaboración de Proyectos, E.P.N., Quito, 2.003.

⁴⁹ Ing. SANTILLÁN Jorge, Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión, E.P.N., Quito, 2.003.

CPJn : costo de pérdidas por efecto Joule al año n.

Pn : pérdidas de potencia en kW al año n, conformada por las pérdidas debidas a Efecto Joule.

CkW : costo de potencia, 5,7 \$ / kW – mes. (Dato proporcionado por el CONELEC)

Los costos por pérdidas de energía debidos a Efecto Joule se calculan mediante la siguiente expresión:

$$CEJn = 8760 \times Pn \times Fp \times CkWh \quad (4.10)$$

CJn : costo de pérdidas por efecto Joule al año n.

Pn : pérdidas de potencia en kW al año n, conformada por las pérdidas debidas a Efecto Joule.

Fp : factor de pérdidas.

CkWh : costo marginal de la energía, (5,648 ctvs\$/kWh). (Dato proporcionado por el CONELEC)

El factor de pérdidas se determina de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Fp = A \times Fc + (1 - A) \times Fc^2 \quad (4.11)$$

Donde A es una constante que para el Sistema Nacional tiene un valor de 0,15;⁵⁰ considerando un factor de carga Fc de 0,6.

El costo total por pérdidas en dólares debidas a Efecto Joule se obtiene de:

$$CTJn = CPJn + CPEJn \quad (4.12)$$

⁵⁰ FREDDY GRANJA, Tesis de Grado, Análisis Técnico – Económico y Comercial de la Interconexión Ecuador – Perú, Quito, 1.999, pág. 65

4.2.3.1.2 Costo por Pérdidas por Efecto Corona.

Se calculan con la expresión 4.11, 4.12, 4.14 con la diferencia que el valor de Pérdidas por Efecto Corona es constante durante todos los años de vida útil del conductor.

4.2.3.2 Costo de pérdidas por desabastecimiento

El costo total de energía por desabastecimiento al año n se calcula con:

$$CDn = \lambda \times t \times Fc \times Dm \times CEd \quad (4.13)$$

λ : Número de interrupciones por año.

t : Tiempo de desabastecimiento en horas.

Este tiempo depende del tipo de falla que ocurra en la Línea⁵¹:

Falla por descargas atmosféricas: 5 segundos.

Falla por rotura de cadena de aisladores o conductor: 9 horas.

Falla por caída de estructura: 27 horas.

Como la probabilidad de que exista la caída de una torre es muy baja, se utiliza el tiempo de falla por rotura de la cadena de aisladores o conductor, que es de 9 horas.

Fc : Factor de carga

Dm : Demanda máxima al año n en kW

CEd : Costo Social por energía desabastecida en \$/kWh, (1,5 \$/kWh).

Debido a que el costo social que produce la falla de una Línea de Transmisión, trae consecuencias perjudiciales para el desarrollo de las actividades normales en los diferentes sectores del País, se realiza un análisis de sensibilidad, para diferentes costos de energía: 1 \$/kWh y 3 \$/kWh. Procedimiento realizado para cada una de las alternativas propuestas debido a que el costo social es un parámetro sensible que siempre cambia y está presente durante todo el proyecto, lo que hace que los resultados se vean afectados.

⁵¹ Ing. SANTILLÁN Jorge, Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión, E.P.N., Quito, 2.003.

Para el análisis económico se requiere evaluar los costos de pérdidas de energía totales año a año durante el período de vida útil de la Línea de Transmisión.

Para evaluar económicamente cada alternativa, se debe encontrar el valor de amortización de la inversión que es constante año a año, para esto se necesita la siguiente expresión:

$$A = I \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4.14)$$

Donde:

A: Inversión inicial transformada en anualidades

I : Costo de inversión incluyendo las subestaciones.

i : Valor de viabilidad de un proyecto, que es del 7,5% dado por TRANSELECTRIC.

n: Vida útil.

Este procedimiento se realiza para poder comparar las diferentes opciones de acuerdo al costo por pérdidas y al costo por inversión que presenten.

También se realiza un estudio de sensibilidad del proyecto, el mismo que elige dos valores uno sobre 7,5% y otro debajo de éste, éstos valores son del 8,5% y 6,5% respectivamente.

4.3 PRIMERA ALTERNATIVA: ANÁLISIS ECONÓMICO CON LA CONSTRUCCIÓN DE DOS LÍNEAS DE 138kV DOBLE CIRCUITO PARALELAS A LA EXISTENTE.

4.3.1 COSTO POR SUBESTACIONES

De acuerdo a los **Anexo 4.1** y **Anexo 4.2** donde se observa la posible configuración que tendrán las subestaciones para esta alternativa.

4.3.1.1 Subestación Esmeraldas

Al patio de 138kV se le adicionan cuatro posiciones. Sus costos se observan en el **Anexo 4.3**, y ascienden a \$ 2'918.712,34.

4.3.1.2 Subestación Santo Domingo

La Subestación Santo Domingo también debe ampliar su patio de 138kV con cuatro posiciones. Los costos que esto implica se muestran en el **Anexo 4.3**.

El costo total de la ampliación de la subestación es de: 2'918.712,34 dólares. El costo por ampliar las dos subestaciones es de \$ 5'837.424,68.

4.3.2 COSTO POR CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA

Los costos directos e indirectos se resumen en el **Anexo 4.4**. Los costos de personal utilizado también se resumen en el **Anexo 4.4**.

En el **Anexo 4.5** se encuentran detallados los precios de los accesorios para torres de suspensión y de anclaje, proporcionados por ELECTROCABLES.

4.3.3 COSTOS DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

4.3.3.1 Costo por pérdidas de energía.

La energía por pérdidas se calcula para 30 años lo que se observa en el **Apéndice F** donde se muestra las pérdidas Joule y Corona, calculadas.

4.3.3.2 Costo Social por Energía Desabastecida.

En el **Apéndice F**, también se observa el costo social. Se indica también la frecuencia de fallas / año para cada opción. Con lo cual se puede calcular el costo social por energía desabastecida.

La frecuencia de fallas para esta alternativa es de 0,621 fallas/100 km – año/1 circuito; valor obtenido de las normas para diseño de Líneas de 138kV realizadas por el EX – INECEL y que son utilizadas actualmente para 230kV. A este valor se lo debe multiplicar por la longitud de la Línea en kilómetros, y por cuatro debido a los recierres existentes. Con esto, el valor obtenido es de 3,85 fallas/año/1circuito. El cálculo del valor encontrado para frecuencia de fallas se detalla en el **Anexo 4.6.**

Para obtener el Costo Social por Energía Desabastecida se toma en cuenta el valor de 0,621 fallas/100 km – año/1 circuito (1,94 fallas / 2 circuitos / año, para la longitud total de la Línea Esmeraldas – Santo Domingo); considerando únicamente 1 falla; es decir el 75% de recierres exitosos.

Los costos para esta opción se resumen en la siguiente tabla, para el tipo de conductor utilizado "ACSR" BRANT, para las dos Líneas nuevas de 138kV:

FALLAS / AÑO	1,94
P. JOULE (\$)	2'632.744,71
P. CORONA (\$)	263.472,67
COSTO SOCIAL (\$)	4'704.872,56
INVERSIÓN (\$)	4'514.519,54
TOTAL (\$)	12'115.609,48

Tabla IV.4: Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la primera alternativa.

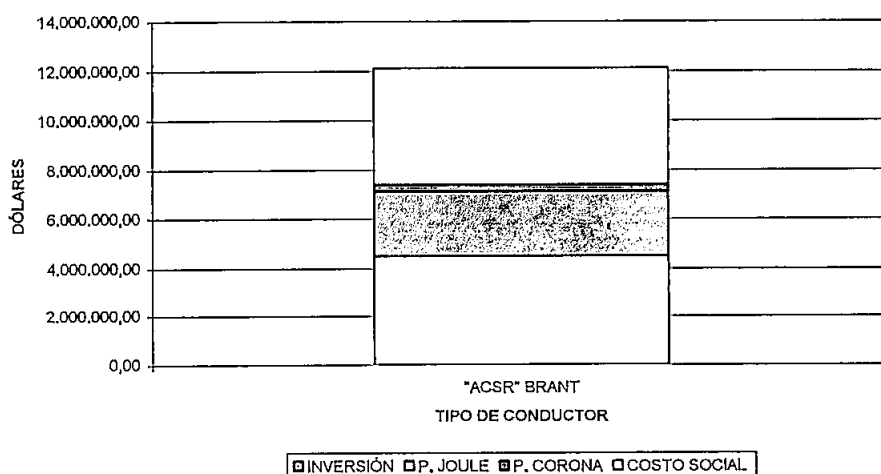


Figura IV.1: Gráfico de los costos de inversión y pérdidas para la primera alternativa.

4.4 SEGUNDA ALTERNATIVA: ANÁLISIS ECONÓMICO CON LA CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA LÍNEA DE 230KV DOBLE CIRCUITO .

4.4.1 SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL

4.4.1.1 Costo por Subestaciones

En los **Anexo 4.7** y **Anexo 4.8** se observa la posible configuración que tendrán las subestaciones al tener doble circuito.

4.4.1.1.1 Subestación Esmeraldas

Se conforma por un patio de 230kV con esquema doble barra con dos posiciones de línea y una de transformador. Sus costos se observan en el **Anexo 4.9**, y ascienden a \$ 2'720.551,39.

4.4.1.1.2 Subestación Santo Domingo

La Subestación Santo Domingo como ya posee un patio de 230kV tiene que ampliar sus instalaciones. Los costos que ésto implica se muestran en el **Anexo 4.9**.

El costo total de la ampliación de la subestación es de: 407.833,88 dólares.El costo por ampliar las dos subestaciones es de \$3'128.385,27.

4.4.1.2 Costo por Construcción de la Línea

Los costos directos e indirectos se resumen en el **Anexo 4.10**. Los costos de personal utilizado también se resumen en el **Anexo 4.10**.

4.4.1.3 Costos de Pérdidas de Transmisión

Los costos por Pérdidas debidas a Efecto Joule, Efecto Corona y el Costo Social por Energía Desabastecida se muestran en el **Apéndice G**.

Los costos para esta opción se resumen en la siguiente tabla:

FALLAS/AÑO	1,94			
CONDUCTOR	"ACSR" ROOK	"ACSR" BLUEJAY	"ACAR" 800(18/19)	"ACAR" 1200(18/19)
INVERSIÓN (\$)	2'649.781,88	3'037.318,99	2'423.718,57	2'921.057,86
P. JOULE (\$)	1'198.570,96	679.092,18	1'022.648,65	681.632,09
P. CORONA (\$)	1'301.305,87	751.146,10	1'164.951,49	750.135,36
COSTO SOCIAL (\$)	4'704.872,56	4'704.872,56	4'704.872,56	4'704.872,56
TOTAL (\$)	9'854.531,26	9'172.429,82	9'316.191,27	9'057.697,86

Tabla IV.5: Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la segunda alternativa sin desmontar la Línea actual.

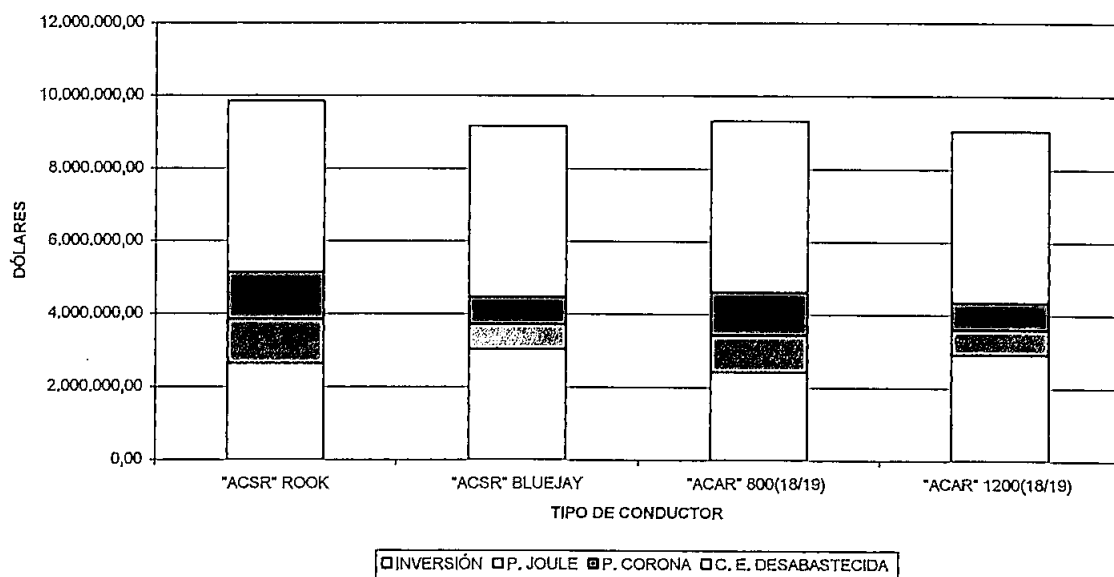


Figura IV.2: Gráfico de costos para la segunda alternativa sin desmontar la Línea actual.

El valor de frecuencia de fallas para esta alternativa es igual al encontrado en la sección 4.3.3.2; debido a que como son torres nuevas este valor se cumple por normas de diseño. De forma similar, esto se cumple para la siguiente opción: Desmontando la Línea Actual.

4.4.2 DESMONTANTO LA LÍNEA ACTUAL

4.4.2.1 Costo por Subestaciones

En los **Anexo 4.7** y **Anexo 4.8** se observa la posible configuración, esta alternativa tiene los mismos costos para las Subestaciones Esmeraldas y Santo Domingo, mostradas en la sección anterior.

4.4.2.2 Costo por Construcción de la Línea

Los costos directos e indirectos se resumen en el **Anexo 4.11**. Los costos de personal utilizado también se resumen en el **Anexo 4.11**.

4.4.2.3 Costos de Pérdidas de Transmisión

Los costos por Pérdidas debidas a Efecto Joule, Efecto Corona y el Costo Social por Energía Desabastecida se muestran en el **Apéndice H**.

Los costos para esta opción se resumen en la siguiente tabla:

FALLAS / AÑO	1,94			
	"ACSR" ROOK	"ACSR" BLUEJAY	"ACAR" 800(18/19)	"ACAR" 1200(18/19)
CONDUCTOR (\$)				
INVERSIÓN (\$)	2'385.029,50	2'737.335,96	2'179.517,40	2'631.644,03
P. JOULE (\$)	1'824.527,48	1'033.749,67	1'556.729,33	1'037.616,06
P. CORONA (\$)	1'301.305,87	751.146,10	1'164.951,49	750.135,36
COSTO SOCIAL (\$)	5'804.852,56	5'804.852,56	5'804.852,56	5'804.852,56
TOTAL (\$)	11'315.715,40	10'327.084,29	10'706.050,78	10'224.248,00

Tabla IV.6: Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la segunda alternativa desmontando la Línea actual.

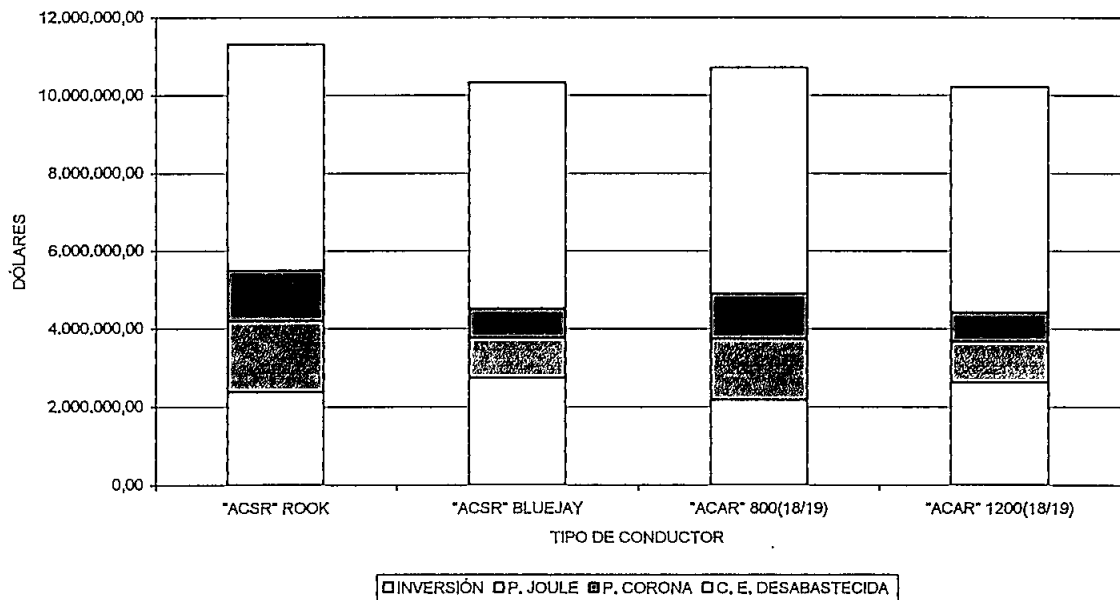


Figura IV.3: Gráfico de costos para la segunda alternativa desmontando la Línea actual.

4.5 TERCERA ALTERNATIVA: EVALUACIÓN ECONÓMICA AL REMODELAR LA LÍNEA EXISTENTE.

4.5.1 COSTO POR SUBESTACIONES.

Los valores encontrados para Subestaciones por ampliación son los iguales a los de la segunda alternativa, excepto en el caso en el que se tiene haz de dos conductores por fase y doble circuito.

El costo por ampliar las dos subestaciones es de \$3'128.385,27.

4.5.2 CON AISLADORES TIPO RETENSIÓN.

4.5.2.1 Costo por Construcción de la Línea

Los costos directos e indirectos de la Línea y de personal utilizado se resumen en el Anexo 4.12.

4.5.2.2 Costos de Pérdidas de Transmisión

Todas las pérdidas Joule y Corona y el Costo Social por Energía Desabastecida se resumen en el **Apéndice I**, para todos los conductores utilizados.

Los costos para esta opción se resumen en la siguiente tabla:

FALLAS / AÑO	1,94			
CONDUCTOR	"ACSR" ROOK	"ACSR" BLUEJAY	"ACAR" 800(18/19)	"ACAR" 1200(18/19)
INVERSIÓN (\$)	2'004.737,08	2'357.043,54	1'802.160,86	2'251.351,60
P. JOULE (\$)	1'824.527,48	1'033.749,67	1'556.729,33	1'037.616,06
P. CORONA (\$)	1'697.196,39	991.203,68	1'522.803,30	989.899,82
COSTO SOCIAL (\$)	5'804.852,56	5'804.852,56	5'804.852,56	5'804.852,56
TOTAL (\$)	11'331.313,49	10'186.849,44	10'686.546,05	10'083.720,04

Tabla IV.7: Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la tercera alternativa utilizando aisladores tipo retención

La **figura IV.4** presenta los costos tanto de pérdidas como de inversión de esta alternativa, con todos los conductores utilizados.

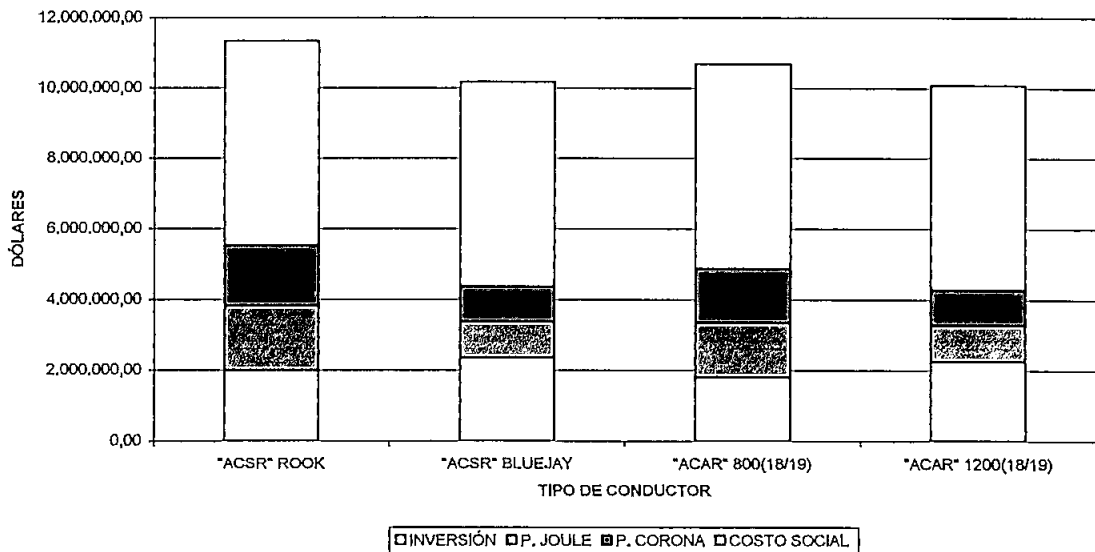


Figura IV.4: Gráfico de costos al remodelar la Línea con aisladores tipo retención

La frecuencia de falla en esta alternativa es diferente, debido a que al utilizar aisladores tipo retención, el ángulo de apantallamiento aumenta de 30° a 33,42°, el valor de P1, indicado en la sección 3.1.2.1.3; es ahora de 0,022. El sobrevoltaje final encontrado con esta variación es de 237,74 kV; lo que hace que el número

de aisladores necesarios sea 2. Esto hace que el número de aisladores que contiene la cadena en esta alternativa (14), no afecte la frecuencia de fallas debido a descargas de origen atmosférico, manteniendo su valor igual al determinado para secciones anteriores.

4.5.3 CON AISLADORES LINE POST EN CONFIGURACIÓN HORIZONTAL

4.5.3.1 Costo por Construcción de la Línea

Los costos directos e indirectos de la Línea y de personal utilizado se resumen en el Anexo 4.13.

4.5.3.2 Costos de Pérdidas de Transmisión

Todas las pérdidas Joule y Corona y el Costo Social por Energía Desabastecida se resumen en el Apéndice J, para todos los conductores utilizados.

Los costos para esta opción se resumen en la siguiente tabla:

FALLAS/AÑO	1.94			
CONDUCTOR	"ACSR" ROOK	"ACSR" BLUEJAY	"ACAR" 800(18/19)	"ACAR" 1200(18/19)
INVERSIÓN (\$)	2.026.385.43	2.378.691.89	1.823.809.21	2.272.999.95
P. JOULE (\$)	1.824.527.48	1.033.749.67	1.556.729.33	1.037.616.06
P. CORONA (\$)	1.697.196.39	991.203.68	1.522.803.30	989.899.82
COSTO SOCIAL (\$)	5.804.852.56	5.804.852.56	5.804.852.56	5.804.852.56
TOTAL (\$)	11.352.961.85	10.208.497.80	10.708.194.40	10.105.368.39

Tabla IV.8: Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la tercera alternativa utilizando aisladores tipo Line post.

La figura IV.5 presenta los costos tanto de pérdidas como de inversión de esta alternativa, con todos los conductores utilizados.

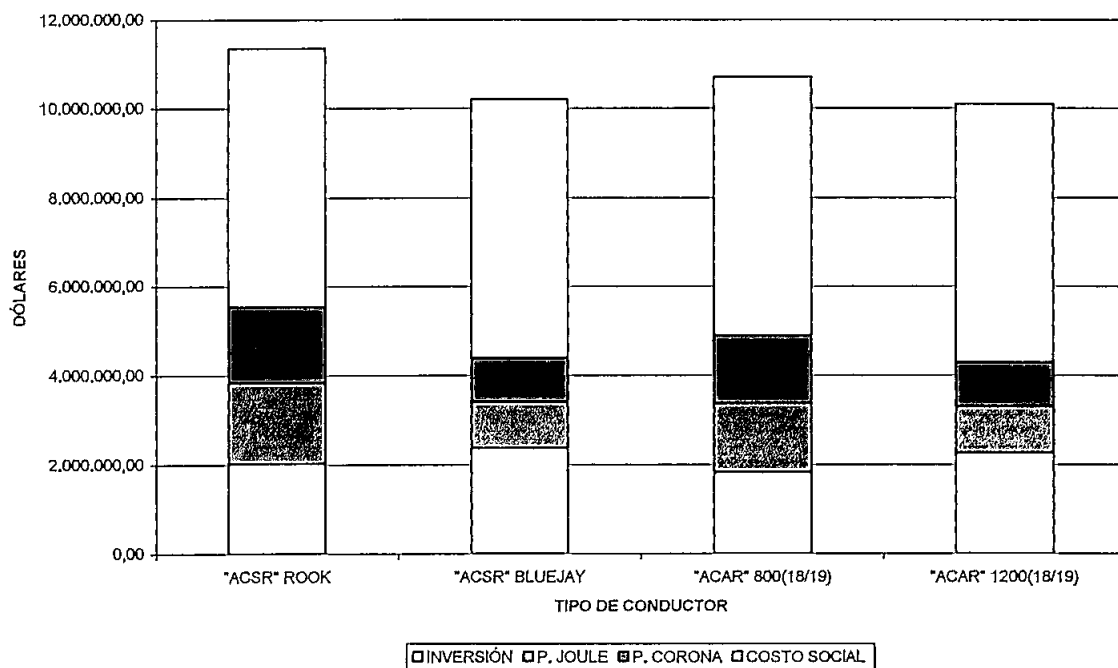


Figura IV.5: Gráfico de costos al remodelar la Línea con aisladores tipo Line post

La frecuencia de fallas es igual a las encontradas en secciones anteriores, porque el ángulo de apantallamiento sigue manteniéndose en un valor de 30°.

4.5.4 CON AISLADORES TIPO "V"

4.5.4.1 Costo por Construcción de la Línea

Los costos directos e indirectos de la Línea y de personal utilizado se resumen en el Anexo 4.14.

4.5.4.2 Costos de Pérdidas de Transmisión

Todas las pérdidas Joule y Corona y el Costo Social por Energía Desabastecida se resumen en el Apéndice K, para todos los conductores utilizados.

Los costos para esta opción se resumen en la siguiente tabla:

FALLAS / AÑO	1,94			
CONDUCTOR	"ACSR" ROOK	"ACSR" BLUEJAY	"ACAR" 800(18/19)	"ACAR" 1200(18/19)
INVERSIÓN (\$)	2'006.125,41	2'358.431,87	1'803.549,20	2'252.739,94
P. JOULE (\$)	1'824.527,48	1'033.749,67	1'556.729,33	1'037.616,06
P. CORONA (\$)	1'917.751,75	1'126.312,90	1'722.560,08	1'124.847,61
COSTO SOCIAL (\$)	5'804.852,56	5'804.852,56	5'804.852,56	5'804.852,56
TOTAL (\$)	11'553.257,20	10'323.347,00	10'887.691,16	10'220.056,17

Tabla IV.9: Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la tercera alternativa utilizando aisladores tipo "V".

La figura IV.6 presenta los costos tanto de pérdidas como de inversión de esta alternativa, con todos los conductores utilizados.

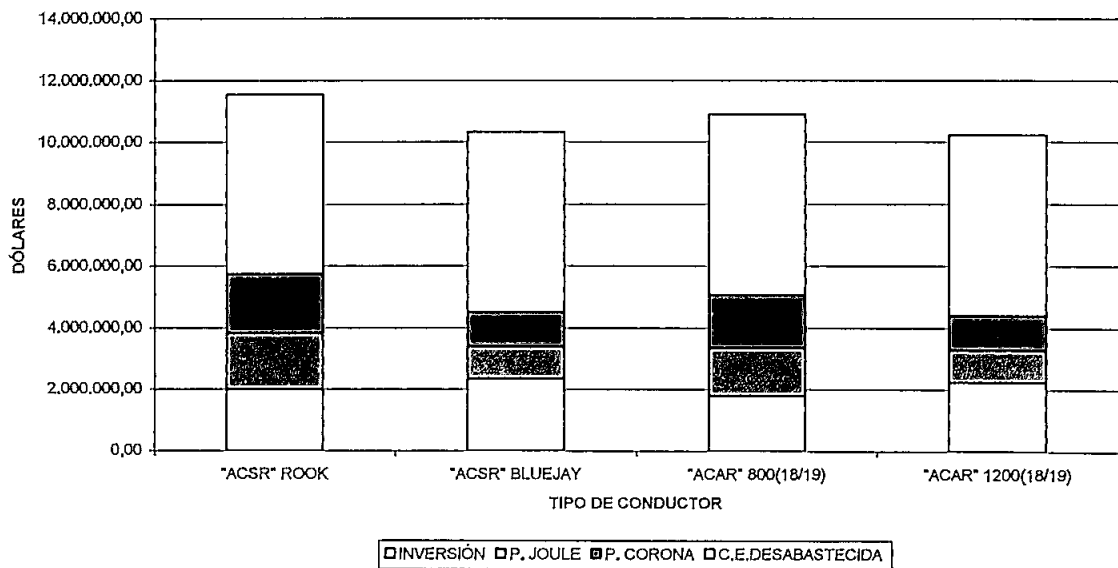


Figura IV.6: Gráfico de costos al remodelar la Línea con aisladores tipo "V"

El ángulo de apantallamiento varía a 15°; encontrando nuevamente el sobrevoltaje (194,52 kV), el número de aisladores es 2, por lo que también se mantiene el valor de la frecuencia de falla encontrado anteriormente.

4.5.5 CON DOBLE CIRCUITO Y HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE.

4.5.5.1 Costo por Subestaciones

En los Anexo 4.15 y Anexo 4.16 se observa la posible configuración que tendrán las subestaciones al tener doble circuito.

4.5.5.1.1 Subestación Esmeraldas

Se conforma por un patio de 230kV con esquema doble barra con cuatro posiciones de línea y una de transformador. Sus costos se observan en el **Anexo 4.17**, y ascienden a \$ 2'716.131,61.

4.5.5.1.2 Subestación Santo Domingo

La Subestación Santo Domingo como ya posee un patio de 230kV tiene que ampliar sus instalaciones. Los costos que ésto implica se muestran en el **Anexo 4.17**.

El costo total de la ampliación de la subestación es de: 407.833,88 dólares.

El costo por ampliar las dos subestaciones es de \$3'123.965,49.

4.5.5.2 Costo por Construcción de la Línea

Los costos directos e indirectos de la Línea y de personal utilizado se resumen en el **Anexo 4.18**.

4.5.5.3 Costos de Pérdidas de Transmisión

Todas las pérdidas Joule y Corona y el Costo Social por Energía Desabastecida se resumen en el **Apéndice L**, para los distintos tipos de conductores.

Los costos para esta opción se resumen en la siguiente tabla:

FALLAS / AÑO	1,94			
	"ACSR" LINNET	"ACSR" ORIOLE	"ACAR" 350(12/7)	"ACAR" 350(15/4)
INVERSIÓN (\$)	2'482.665,75	2'541.383,49	2'247.794,78	2'247.794,78
P. JOULE (\$)	1'700.192,62	1'695.105,27	1'740.891,43	1'700.192,62
P. CORONA (\$)	529.079,82	501.379,72	593.631,45	593.631,45
COSTO SOCIAL (\$)	5'804.852,56	5'804.852,56	5'804.852,56	5'804.852,56
TOTAL (\$)	10'516.790,75	10'542.721,04	10'387.170,22	10'346.471,41

Tabla IV.10: Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la tercera alternativa utilizando haz de dos conductores por fase.

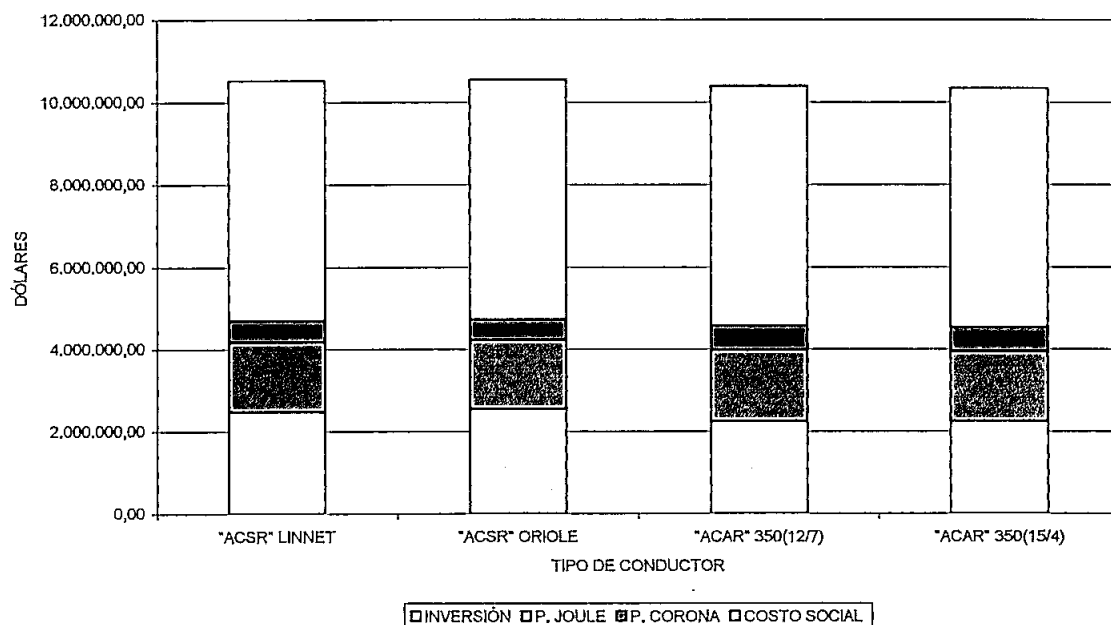


Figura IV.7: Gráfico de costos totales al remodelar la Línea con doble circuito a 230kV y haz de dos conductores por fase

En la **figura IV.7** se presenta un gráfico con los costos tanto de pérdidas como de inversión de esta alternativa.

El ángulo de apantallamiento en esta configuración baja a 22,68°, con lo que el sobrevoltaje encontrado es de 216,133 kV. Bajo estas condiciones se necesitan 2 aisladores. Con lo que el valor de frecuencia de fallas sigue siendo el mismo de las secciones anteriores.

4.6 CUARTA ALTERNATIVA: EVALUACIÓN ECONÓMICA AL ELEVAR A 230 KV LOS DOS CIRCUITOS EN LAS CONDICIONES ACTUALES.

4.6.1 Costo por Construcción de la Línea

Los costos directos e indirectos de la Línea y de personal utilizado se resumen en el **Anexo 4.19**.

4.6.2 Costos de Pérdidas de Transmisión

Todas las pérdidas Joule y Corona y el Costo Social por Energía Desabastecida se resumen en el **Apéndice M**, para todos los conductores utilizados.

Los costos para esta opción se resumen en la siguiente tabla:

FALLAS / AÑO	1,94
CONDUCTOR "ACSR" BRANT	
P. JOULE (\$)	369.636,39
P. CORONA (\$)	8'015.403,75
COSTO SOCIAL (\$)	1'694.139,73
INVERSIÓN (\$)	5'804.852,56
TOTAL (\$)	15'884.032,43

Tabla IV.11: Resumen de los costos de inversión y pérdidas para la cuarta alternativa.

La **figura IV.8** presenta los costos tanto de pérdidas como de inversión de esta alternativa, con todos los conductores utilizados.

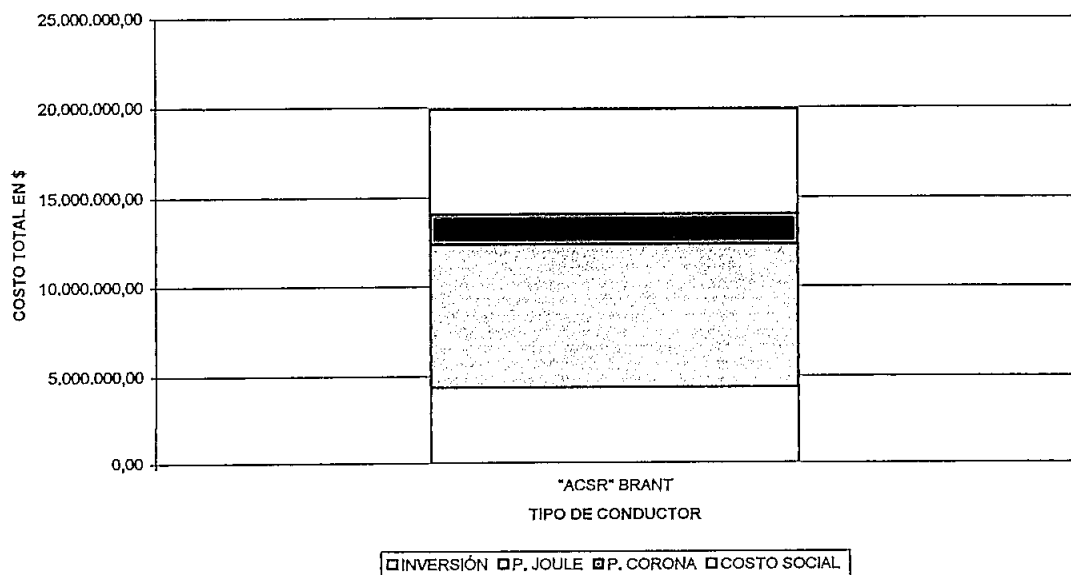


Figura IV.8: Gráfico de costos para la cuarta alternativa.

4.7 COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS.

En resumen para las alternativas presentadas se tiene:

OPCIONES	CUARTA ALT.	PRIMERA	TERCERA HAZ	SEGUNDA DESMONTANDO	TERCERA VEE	TERCERA LINE POST	TERCERA RETENCIÓN	SEGUNDA SIN DESMONTAR
CONDUCTOR	"ACSR" BRANT	"ACSR" BRANT	"ACAR" 350(15/4)	"ACAR" 1200(18/19)	"ACAR" 1200(18/19)	"ACAR" 1200(18/19)	"ACAR" 1200(18/19)	"ACAR" 1200(18/19)
INVERSIÓN (\$)	369.636,39	4'514.519,54	2'247.794,78	2'631.644,03	2'252.739,94	2'272.999,95	2'251.351,60	2'921.057,86
P. JOULE (\$)	8'015.403,75	2'632.744,71	1'700.192,62	1'037.616,06	1'037.616,06	1'037.616,06	1'037.616,06	681.632,09
P. CORONA (\$)	1'694.139,73	263.472,67	593.631,45	750.135,36	1'124.847,61	989.899,82	989.899,82	750.135,36
C. SOCIAL(\$)	5'804.852,56	4'704.872,56	5'804.852,56	5'804.852,56	5'804.852,56	5'804.852,56	5'804.852,56	4'704.872,56
TOTAL (\$)	15'884.032,43	12'115.609,48	10'346.471,41	10'224.248,00	10'220.056,17	10'105.368,39	10'083.720,04	9'057.697,86

Tabla IV.12: Resumen de los costos de inversión y pérdidas para las alternativas propuestas.

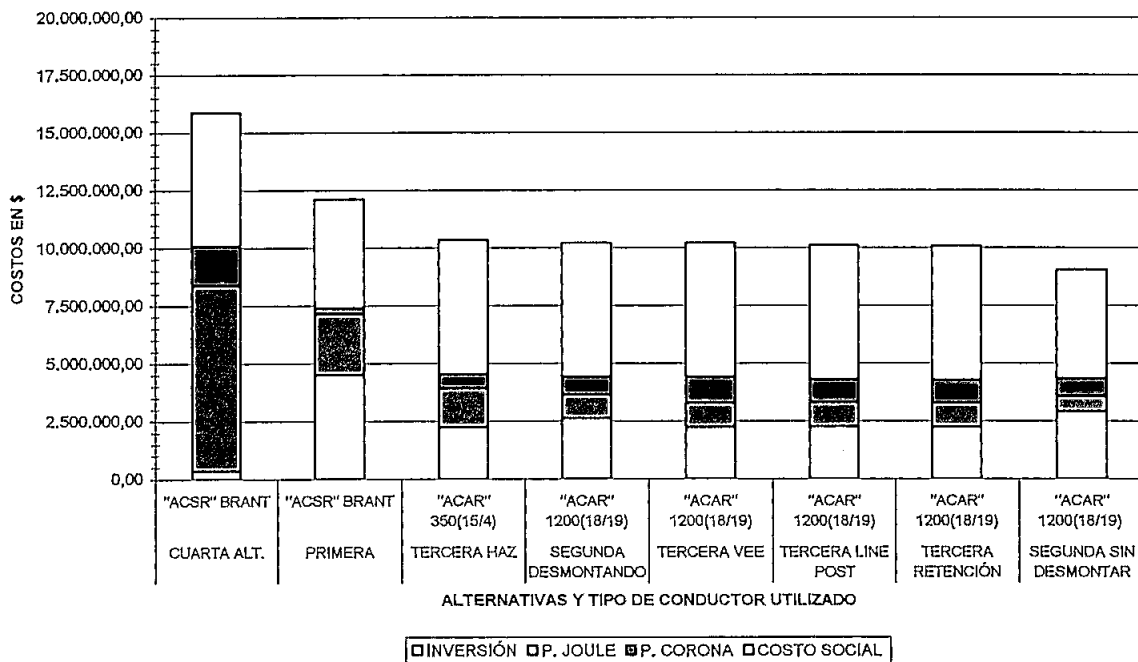


Figura IV.9: Costos totales para las diferentes alternativas propuestas.

Con estos resultados, se genera un gráfico comparativo de las alternativas, el mismo que se presenta en la figura IV.9, y otro que indique la inversión y pérdidas, para saber qué alternativa tiene menor costo total. Gráfico que se observa en el Apéndice N.

En la **figura IV.9** se presentan los resultados de los costos totales de las diferentes alternativas en orden descendente.

El mayor costo lo tiene la cuarta alternativa, es decir, elevando el voltaje en las condiciones actuales. Esto tiene como consecuencia un valor muy elevado por pérdidas Joule y Corona que es mayor que el costo social. En cuanto a inversión, es la menor comparada con las demás opciones.

La primera alternativa, en la cual se propone la construcción de Líneas de 138kV paralelas a la actual; las pérdidas por Efecto Corona son las menores encontradas.

Las opciones planteadas en la tercera alternativa y la segunda desmontando la Línea actual, tienen valores similares de costos totales, debido a que son remodelaciones de la Línea, su inversión es baja y su costo social es similar.

La propuesta de menor costo total se presenta al construir una nueva Línea de 230kV sin desmontar la actual. En esta alternativa, las pérdidas por Efecto Joule y por Efecto Corona suman un costo menor en comparación con las demás opciones, permitiendo que ésta tenga mayor posibilidad de llevarse a la práctica.

4.7.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En el procedimiento para realizar el análisis económico de cada alternativa expuesta, se obtuvo la cuota de amortización de la inversión para 30 años con un valor de viabilidad del proyecto de 7,5%, dato proporcionado por TRANSELECTRIC. Para saber de qué manera este valor influye en los resultados obtenidos respecto a qué opción es la más adecuada económicamente, se ha considerado dos valores de 8,5% y 6,5%, superior e inferior a 7,5% respectivamente, con los cuales se han generado tablas y realizado análisis como los vistos en las secciones anteriores de este capítulo.

En el **Apéndice O** y el **Apéndice P**, se indican los gráficos para la sensibilidad de 6,5% y 8,5% respectivamente. El resultado obtenido es igual al encontrado para 7,5%, con lo que éste último valor utilizado actualmente, indica una viabilidad adecuada de un proyecto.

En lo referente a Costo Social por Energía Desabastecida, en el **Apéndice Q** y **Apéndice R** se indica un resumen de los resultados obtenidos al realizar el análisis de sensibilidad con 1\$/kWh y 3\$/kWh con sus respectivos gráficos. Con lo que se puede decir que los diferentes valores escogidos para el Costo Social no alteran los resultados obtenidos cuando se utiliza 1,5 \$/kWh; siendo la opción de menor costo económico la encontrada al construir una nueva Línea de 230kV, sin desmontar la Línea actual.



CAPÍTULO 5

**CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES**



CAPÍTULO 5.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES.

1. Este proyecto demuestra que sí es factible el cambio de voltaje en la Línea de Transmisión Esmeraldas – Santo Domingo existente de 138kV a 230kV, y obtiene la opción más favorable técnica y económicamente, que nos permita transmitir un total de 370MW, encontrándose para este fin varias alternativas, que son:
 - Construcción de una o más Líneas de 138kV paralelas a la existente.
 - Construcción de una nueva Línea de 230kV doble circuito:
 - a. Sin Desmontar la Línea actual.
 - b. Desmontando la Línea actual.
 - Con la remodelación de la Línea actual. Considerando las siguientes opciones:
 - c. Remodelando la Línea existente de 138kV doble circuito a una Línea de 230kV doble circuito con aisladores tipo retención.
 - d. Remodelando la Línea con aisladores Line post en configuración horizontal.
 - e. Remodelando la Línea actual con aisladores en configuración "V".
 - f. Remodelando la Línea existente de 138kV doble circuito para cambiarla a una Línea de 230kV a doble circuito con un haz de dos conductores por fase.
 - Elevando a 230 kV los dos circuitos en las condiciones actuales.

2. La evaluación económica de un proyecto, presenta información importante para un proceso de toma de decisiones. Sin embargo, un estudio técnico es esencial y se debe ser realizado antes que el económico, debido a que indica criterios que permiten visualizar la viabilidad que tiene cada alternativa propuesta.

3. En proyectos para diseño o remodelación de Líneas de Transmisión, existen principalmente dos puntos de salida que sirven como referencia para indicar la potencia y energía a transmitir: la primera es haciendo un estudio de la demanda del sector que abastecerá o será abastecido por la Línea; y la segunda, asumiendo la posible generación que puede instalarse en un sector determinado.
4. En el País, la construcción de una Línea de Transmisión tiene un aspecto importante y difícil de conseguir que es el derecho de vía, ya que los pobladores se rehusan a que la Línea atraviese por sus propiedades, por lo que, las empresas constructoras y diseñadores buscan rutas y mecanismos que disminuyan este impacto social y de igual manera minimizar el impacto ambiental.
5. En una construcción o en un proyecto el ahorrar recursos es un aspecto importante en la inversión. En este trabajo se han mostrado alternativas que ayuden a este objetivo en dos casos específicos: desmontando la Línea actual y utilizando las mismas estructuras.
6. El mayor porcentaje de inversión que implica la construcción de una Línea de Transmisión se genera por las ampliaciones que se realizan en las Subestaciones respectivas. En este caso la mayor inversión se ha realizado en la Subestación Esmeraldas, debido a que no posee un patio de 230 kV.
7. En las condiciones actuales en las que opera la Línea de Transmisión, se observa que sus pérdidas son bajas, siendo éstas por Efecto Joule solamente del 6% y por Efecto Corona el 1,02% de la potencia total que se transmite. Al no existir valores normalizados, estos valores pueden considerarse como aceptables.
8. El conductor BRANT "ACSR" 397,5MCM se ha usado en muchos y largos tramos de 138kV y 69kV del S.N.I., pero se ha visto por experiencias y

- pruebas experimentales que al elevar o energizar este conductor a voltajes mayores, presenta un elevado Efecto Corona y hace que se incremente sus pérdidas, cosa similar sucede con las pérdidas Joule al transportar potencias elevadas a través de él.
9. La alternativa más económica, que tiene un menor costo total (\$9'057.097,86), se presenta al construir una nueva Línea a 230kV sin desmontar la Línea actual, y además, se verifica que una mayor inversión disminuye las pérdidas por Efecto Joule y por Efecto Corona.
 10. Al construir una nueva Línea de 230kV sin desmontar la Línea actual, presenta dos ventajas muy importantes; la primera se debe a que en el período de construcción de la nueva Línea, no se interrumpirá la transmisión de energía a través de la Línea actual. Y la segunda es que este nuevo sistema es redundante y por consiguiente más confiable.
 11. Al remodelar la Línea con haz de dos conductores por fase es la opción que presenta mayores exigencias mecánicas debido a que cada cruceta de las torres actuales, tienen que soportar el peso de dos conductores. Esto ha obligado a que se seleccionen conductores con menor peso de acuerdo a esta exigencia.
 12. Las tres alternativas de remodelación presentadas: al utilizar aisladores tipo retención para estructuras de suspensión, aisladores Line post y aisladores en "V"; son semejantes tanto técnica como económicamente, pudiéndose observar que sus costos tanto de inversión como de pérdidas son semejantes.
 13. Cuando se realiza la remodelación de la Línea, para obtener una distancia de seguridad entre conductor y tierra adecuada, se debe tensar el conductor a un 30% de la tensión de ruptura. Este valor, aunque es muy alto comparado con el 20% con que se tensaron los conductores inicialmente, no produce detrimentos graves en la vida útil del conductor.

14. En ciertas alternativas se usan aisladores tipo poliméricos, debido a que sus propiedades eléctricas y mecánicas mejoran y ayudan a la operación del nuevo voltaje, y económicamente disminuyen la inversión por su menor costo respecto a los de vidrio y porcelana.
15. En la cuarta alternativa la inversión es mínima (369.636,39) y la suma de las pérdidas es superior con respecto a las demás opciones; haciendo que esta sea la alternativa con mayores costos totales. Constatando que a menor inversión, existen mayores pérdidas.
16. Los resultados obtenidos en el desarrollo del proyecto muestran que las alternativas para el nivel de voltaje de 230kV, se inclinan por el uso del conductor tipo "ACAR".
17. En la construcción de una línea de doble circuito con haz de dos conductores por fase, los conductores tipo ACSR son muy pesados; por lo que se han tomado en cuenta los tipo ACAR, que permiten que las crucetas no tengan un valor desfavorable de sobrepeso al ser más livianos.
18. Ciertos parámetros normalizados, que se usan para el planeamiento y diseño de una Línea de Transmisión que se utilizan en las normas vigentes utilizadas en el País, son tomadas de estudios realizadas en otros países, los mismos que están de acuerdo a su realidad y no a la del Ecuador. Por tanto, esos valores pueden no estar de acuerdo con nuestra realidad.

5.2 RECOMENDACIONES.

1. Para un proyecto de elevación de voltaje en una Línea de transmisión ya existente, se recomienda plantear varias alternativas que no solo impliquen un voltaje de 230kV; sino superiores, dependiendo de las exigencias de cada Línea y el sector a servir.

2. El ahorrar recursos en este tipo de proyectos, conlleva a la reutilización de materiales, por lo que se recomienda hacer revisiones y pruebas de las propiedades de cada elemento, con el objeto de evaluar su comportamiento bajo nuevas condiciones; por ejemplo, el utilizar los mismos aisladores o los mismos conductores.
3. Para cualquier remodelación de la Línea se recomienda hacer un estudio mecánico de las estructuras, así como reajuste de pernos, también revisar sus conexiones de Puesta a Tierra para disminuir riesgos de descargas o contorneos.
4. Es recomendable realizar un estudio de riesgo en este tipo de proyectos, debido a que el porcentaje que se tiene para imprevistos sufre una variación como consecuencia de esto. En el presente trabajo, los imprevistos significan el 5% de los costos directos de la obra, ya que se considera un riesgo mínimo.
5. Para futuros trabajos en Líneas de Transmisión, se recomienda hacer una revisión de las normas y remuneraciones para los derechos de vía, debido a que este tema se hace cada vez más importante y decisivo para llevar un proyecto a la práctica. Es así, que se recomienda para este trabajo tomar en cuenta las alternativas que ocasionen menor impacto ambiental, como son:
 - a. Construir una Línea nueva de 230kV desmontando la Línea actual.
 - b. Remodelando la Línea existente para elevar el voltaje de 138kV a 230kV.
6. La utilización de aisladores en "V" es una buena alternativa para permitir que las distancias mínimas sean fijas, evitando la oscilación de la cadena debido al viento, prescindiendo del empleo de pesas. Por lo que se sugiere que para proyectos semejantes al desarrollado; se tome en cuenta y se aproveche las ventajas que presenta esta configuración.

7. Los resultados obtenidos en este trabajo han sido favorables en lo referente a distancias de seguridad y de aislamiento, debido a que los proveedores han incrementado las dimensiones de las crucetas y cimentaciones de las torres con respecto a las de diseño; por tanto, se recomienda que en análisis similares para otras líneas que puedan tomar como sustento los resultados de este proyecto, se analice la influencia que este limitante puede tener.

SOPORTE TIPO	SEPARACIÓN HORIZONTAL		SEPARACIÓN VERTICAL	
	D	f	d	f
SL1 – 2	5,19	6,00	4,15	4,15
SP1 – 2	5,78	6,80	4,65	4,70
AL1-2 y AT1-2	6,53	7,00	4,00	5,00
AR1 – 2	5,14	6,80	4,15	4,20

Nota.- Las dimensiones de los soportes calculadas en el diseño original (d) y del fabricante (f).

8. En el análisis del conductor, se observa que es mejor invertir en un conductor de mayor calibre para obtener menores pérdidas por Efecto Joule, que ahorrarse en conductor más delgado pero obtener pérdidas Joule elevadas.
9. Al utilizar parámetros, como el costo social o la tasa de viabilidad de un proyecto, es recomendable realizar estudios de sensibilidad que permitan comprobar si estos valores son adecuados y si una variación superior o inferior de ellos, no tenga mayor afectación en los resultados finales.
10. En trabajos o proyectos de Líneas de Transmisión intervienen una gran cantidad de parámetros, criterios y factores, que hacen la manipulación de información muy tediosa. Para facilitar el desarrollo de estos proyectos y obtener resultados confiables es recomendable elaborar programas computacionales que permitan el ingreso de este sinnúmero de variables.

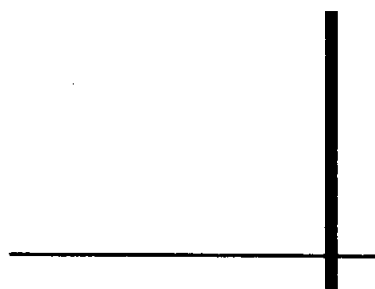
11. Para un mayor análisis, donde se profundice la afectación que este cambio de voltaje tiene en el S.N.I., se recomienda realizar los respectivos flujos de potencia para la alternativa que se desee considerar.

12. Para la elevación de voltaje en la Línea de Transmisión Esmeraldas – Santo Domingo, la alternativa que presenta ventajas tanto técnicas como económicas es la construcción de una nueva línea de 230kV sin desmontar la línea actual, convirtiéndose en la opción más recomendable para llevarla a la práctica.

13. Las torres existentes en la Línea se construyeron con un factor de sobrecarga de 1,4 para todos los casos, adicionalmente todas ellas son autosoportantes, permitiendo que las nuevas sobrecargas no afecten a las estructuras; sin embargo, se recomienda hacer un análisis mecánico que evidencie estos criterios.



GLOSARIO



GLOSARIO

ACAR .- Denominación que se da a los conductores, aluminio con aleación de aluminio. Se composición hace que tenga alta resistencia a la corrosión, utilizado principalmente en ambientes salinos y de gran contaminación.

ACSR.- Denominación que se da a los conductores de acuerdo a su composición y material, aluminio con alma de acero reforzado. El núcleo de acero reduce la resistencia a la corrosión, sin embargo presenta buenas condiciones para tracción mecánica.

CARGAS DE TORRES.- Son los esfuerzos que las estructuras de las líneas soportan. En condiciones normales existen tres: verticales (peso, conductores, aisladores), transversales (viento), longitudinales (tiro de los conductores).

CENTRAL TÉRMICA.- Una central térmica utiliza como elemento motriz el vapor generado en una caldera, por el calor producido debido a la combustión de petróleo, gas o carbón. El vapor a presión actúa sobre la turbina especial acoplada a un generador, poniéndolo en movimiento produciendo la energía eléctrica.

COSTOS VARIABLES.- Estos costo son dependientes del uso del sistema. Son principalmente los costos ocasionados por combustible, lubricantes, operadores, etc.

DISTANCIA DE FUGA.- Es la mínima distancia entre los electrodos a diferente potencial de un aislador, a través de la interfaz entre este medio y la parte dieléctrica sólida del aislador, es decir de la superficie.

DOBLE BARRA.- Configuración de una subestación conformada por dos barras que tienen cada una la capacidad de carga para toda la subestación y que puede funcionar cada barra aislada o acoplada con la otra.

ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO.- Es deducida al efectuar un balance de longitudes del cable para dos condiciones distintas; una de ellas que constituye el estado inicial o de origen y la segunda el estado final o de llegada.

ESTRUCTURA DE RETENCIÓN.- Son de dos tipos: terminal y angular. Las estructuras angulares se ubican en los vértices cuando hay cambio de dirección de la Línea. En las estructuras terminales la disposición de los conductores es alineada con la cadena; se dimensiona para soportar el tiro de los conductores a un lado y es la más pesada de las estructuras de una Línea.

ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN.- Son aquellas en donde los conductores están suspendidos mediante cadenas de aisladores y no están diseñadas para soportar esfuerzos laterales debidos al tiro de los conductores.

FLECHA.- Es la distancia del punto más bajo que forma la curva a la traza de la recta que une los puntos de suspensión.

LINEA DE TRANSMISIÓN.- Tramo radial entre dos Subestaciones consistente de un conjunto de estructuras, conductores y accesorios que forman una o más ternas de conductores disertadas para operar a voltajes mayores de 90kV. Las líneas de transmisión son de propiedad de la Empresa Única de Transmisión.

MONTAJE DE ESTRUCTURAS.- Es el ensamblado de crucetas, cuerpo, cúpula, patas de la torres después de haber unido sus perfiles o partes en el premontaje.

PATIO DE MANIOBRA.- espacio físico en donde se encuentran ubicados los elementos que conforman una subestación; vigas, columnas,, barras, equipos de maniobra, equipos de operación, montantes y transformadores.

PLANO DE PERFIL DEL TERRENO.- Es un plano topográfico que muestra la ruta por donde atraviesa la Línea de Transmisión, necesario para la ubicación de estructuras.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN.- Son aquellas líneas transmisoras y subestaciones de transmisión utilizadas para el transporte de energía eléctrica desde el punto de entrega del generador hasta el punto de recepción por un distribuidor o gran consumidor.

SUBESTACIÓN DE TRANSMISIÓN.- Es un conjunto de equipos de conexión y protección, conductores y barras, transformadores y otros equipos auxiliares que están conectados a una o más Líneas de transmisión. Podrán incluir equipos de protección para líneas de voltajes inferiores a 90kV pero no incluirán ninguna porción de dichas líneas.

TASA DE FALLAS POR AÑO (λ).- Representa o mide la velocidad de cambio de la probabilidad de fallas en el tiempo.

TENSIÓN / VOLTAJE CRÍTICO DISRUPTIVO.- Es la tensión mínima necesaria para que entre dos electrodos exista una disrupción o descarga.

TORRE AUTOSOPORTANTE.- Son aquellas que por su diseño pueden sostenerse en pie al existir un gran desequilibrio longitudinal. Son utilizadas como estructuras terminales.

VANO.- Distancia entre dos estructuras.

VESTIDO DE ESTRUCTURAS.- Es la colocación de todos los accesorios en las estructuras tales como los aisladores amortiguadores, pesas, anillos corona, etc.



BIBLIOGRAFIA



BIBLIOGRAFÍA

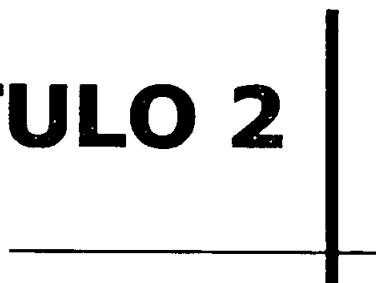
1. BARRIGA Julio; MELO Marco, Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, Programa de computador para la estimación de costos y parámetros eléctricos y mecánicos de Líneas de Transmisión de 69kV a 230kV, Quito, 1993.
2. BURGOS ESPINOZA Mario Germán, Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, Factibilidad de Cambio de Voltaje en la Línea de Transmisión Ambato – Latacunga, Quito, 1993.
3. CHECA Luis Maria, Líneas Aéreas de Transporte de Energía Eléctrica, Nuevas gráficas, 1 edición, Madrid, 1948
4. CHECA Luis Maria, Líneas Aéreas de Transporte de Energía Eléctrica, Marcombo, Tercera Edición, España 2000.
5. CIER, BRAVO Tito, Informe del Subcomité de Proyectos y Obras, Quito, 1997.
6. CONELEC, Plan de Electrificación del Ecuador, Período 2002 – 2011, Quito – Ecuador, 2002.
7. EDISON ELECTRIC INSTITUTE, EHV Transmission Line Reference Book, New York, 1968.
8. E.E.Q.S.A; Cursos de Líneas de Transmisión para profesionales, Quito, 1974.
9. ENRIQUEZ HARPER Gilberto, Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica, LIMUSA, Volumen 1 y Volumen 2, México, 1980.

10. Ex INECEL, CEI Consultores, Memoria Técnica Línea Santo Domingo – Esmeraldas, Quito – Ecuador, 1981.
11. EX INECEL, National Interconnected System, Selección y coordinación de aisladores, Quito, 1974.
12. EX INECEL; Experiencia en la Construcción de Líneas, Dirección Ejecutiva de Ingeniería y Construcción.
13. RIOFRÍO Carlos, Escuela Politécnica Nacional, Carrera de Ingeniería Eléctrica, Copiados de Confiabilidad, Quito – Ecuador, 2002.
14. SANTILLÁN Jorge, Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión, E.P.N., Quito, 2003.
15. TRANSELECTRIC; Curso de Líneas de Transmisión, Capítulo 1, Quito.
16. TRANSELECTRIC; Datos proporcionados Línea de Transmisión Pasto – Quito, Quito, 2002.
17. VILLAGÓMEZ Paúl, Seminario de Gerencia y Desarrollo de Proyectos, E.P.N. Quito, 2003.

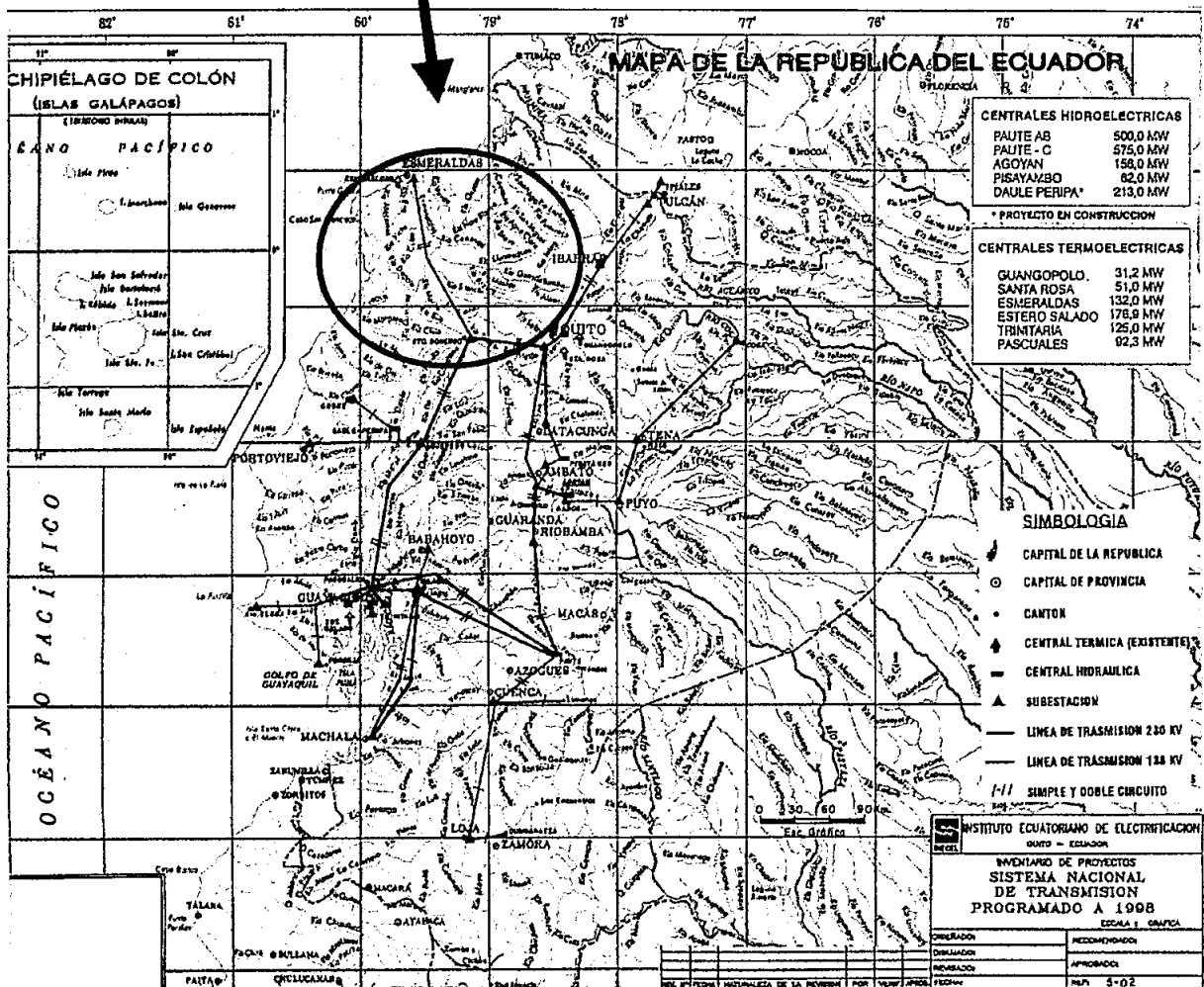
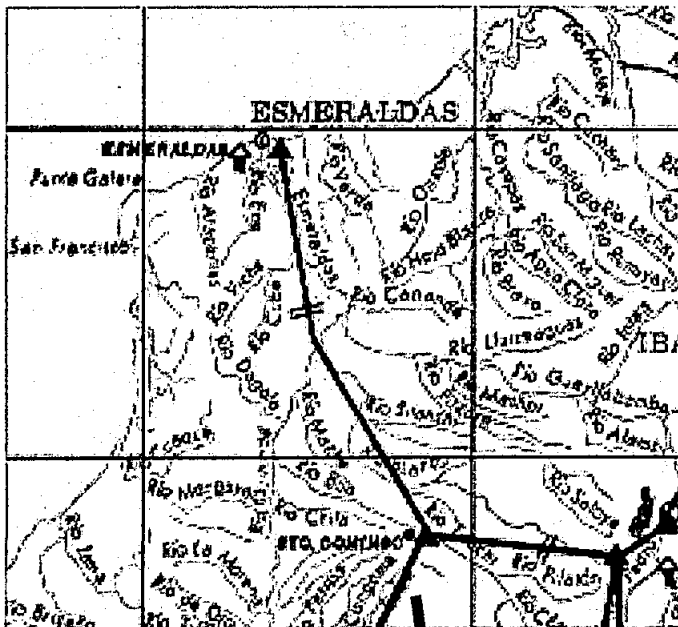


ANEXOS

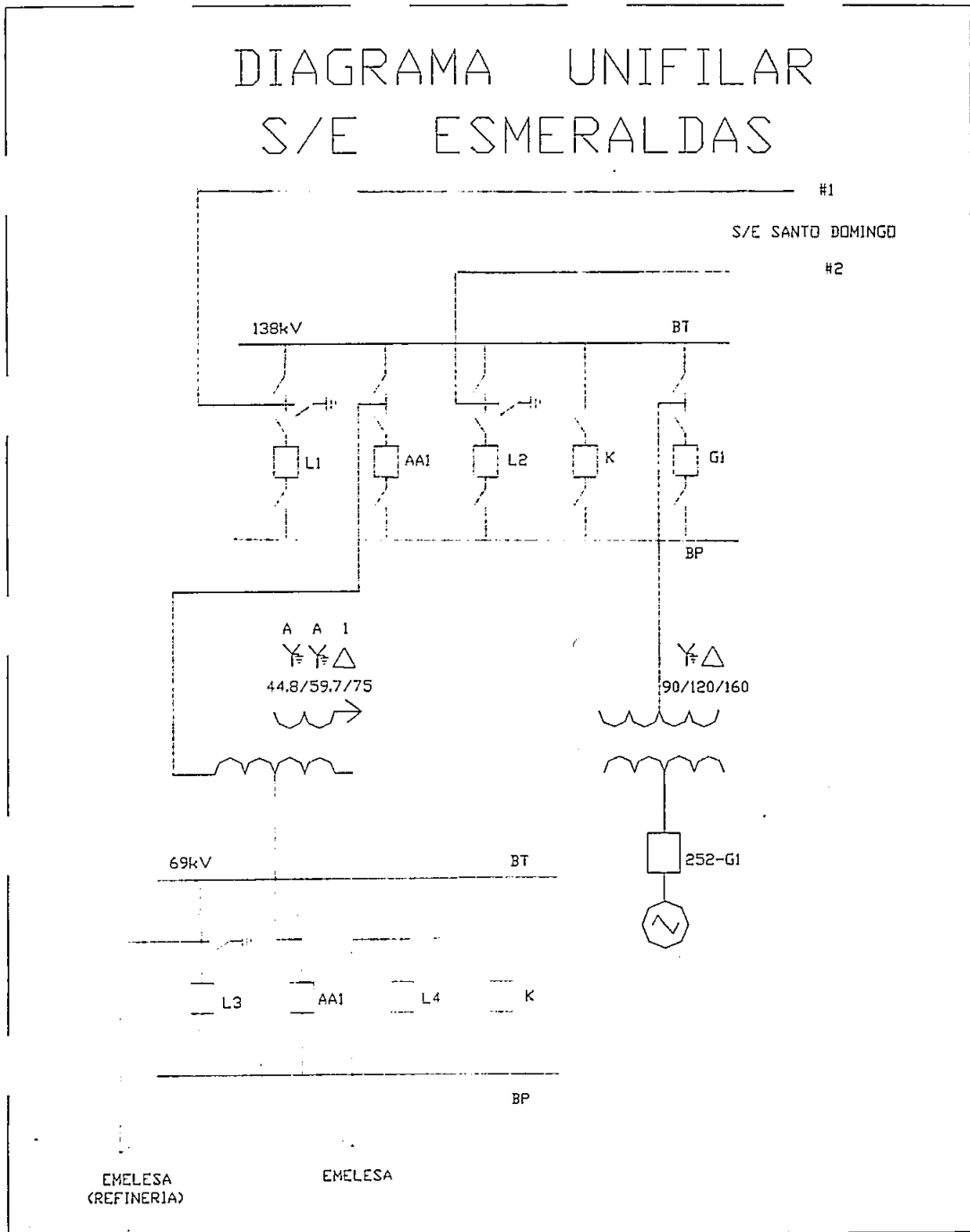
CAPITULO 2



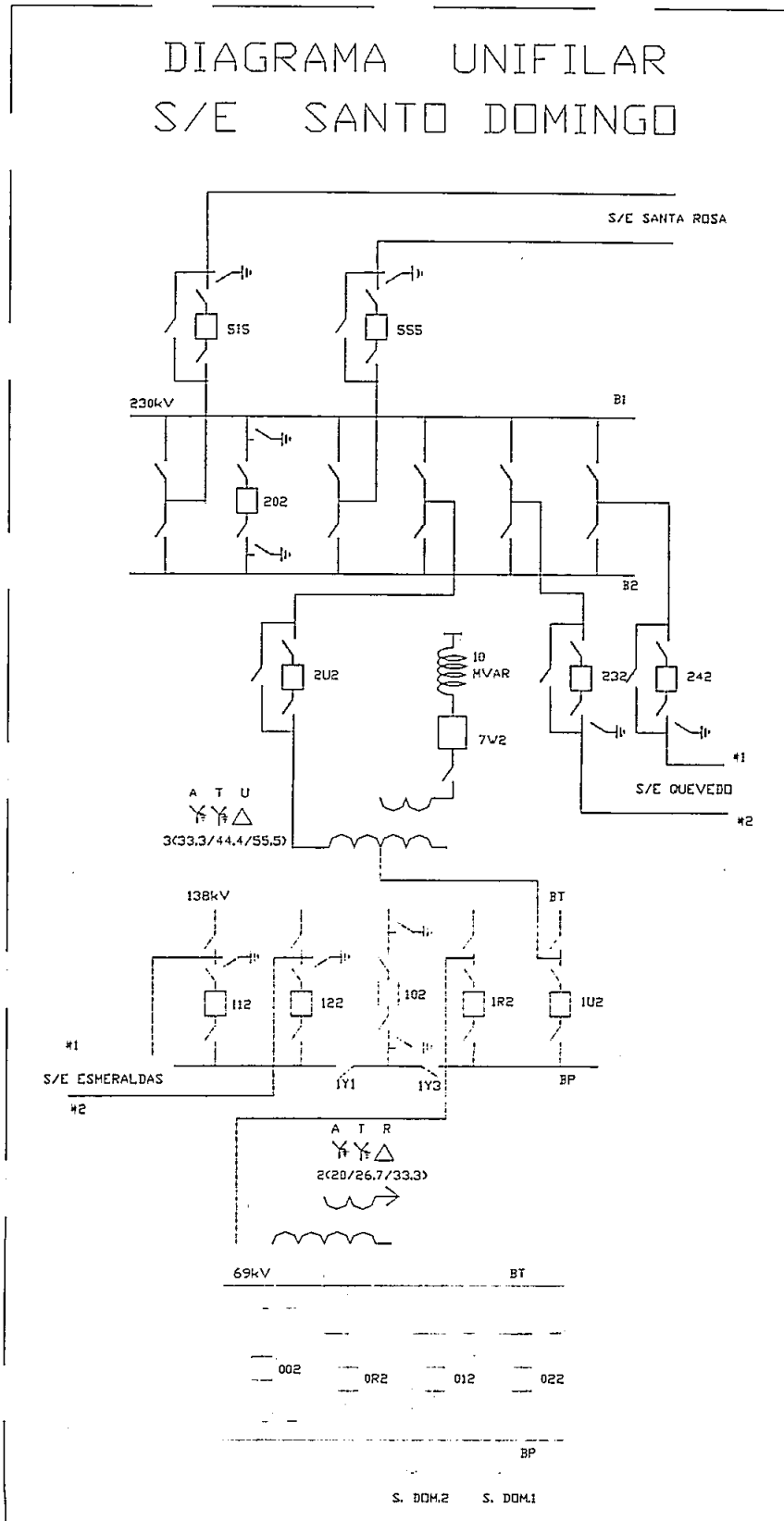
ANEXO 2.1: UBICACIÓN DE LA LÍNEA ESMERALDAS – SANTO DOMINGO DENTRO DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO



ANEXO 2.3: ESQUEMA ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN ESMERALDAS



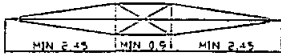
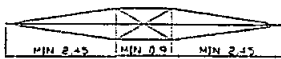
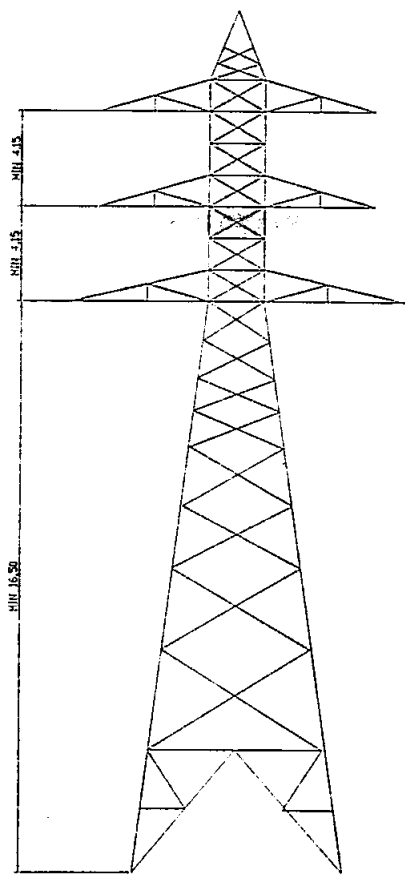
ANEXO 2.4: ESQUEMA ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO



ANEXO 2.5: TORRES UTILIZADAS PARA 138 kV

TIPO SL1 - 2

SUSPENSION LIVIANA (0° - 1°)

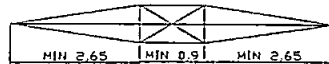
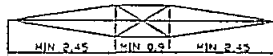
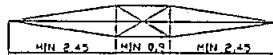
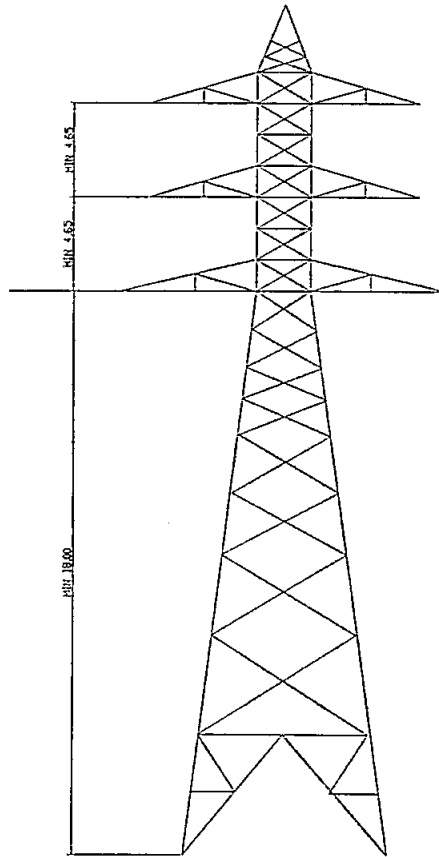


TODAS LAS DISTANCIAS ESTAN EXPRESADAS EN METROS

ANEXO 2.5: TORRES UTILIZADAS PARA 138 KV

TIPO SP1 - 2

SUSPENSION PESADA (0° - 9°)

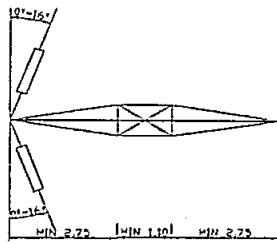
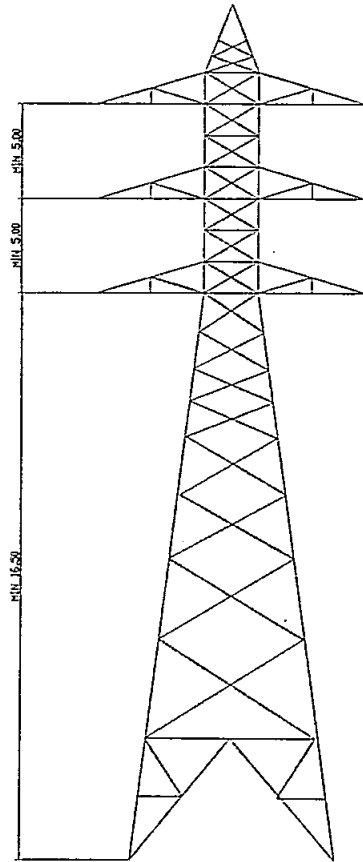


TODAS LAS DISTANCIAS ESTAN EXPRESADAS EN METROS

ANEXO 2.5: TORRES UTILIZADAS PARA 138 KV

TIPO ALI - 2

ANCLAJE LIVIANO (0° - 30°)

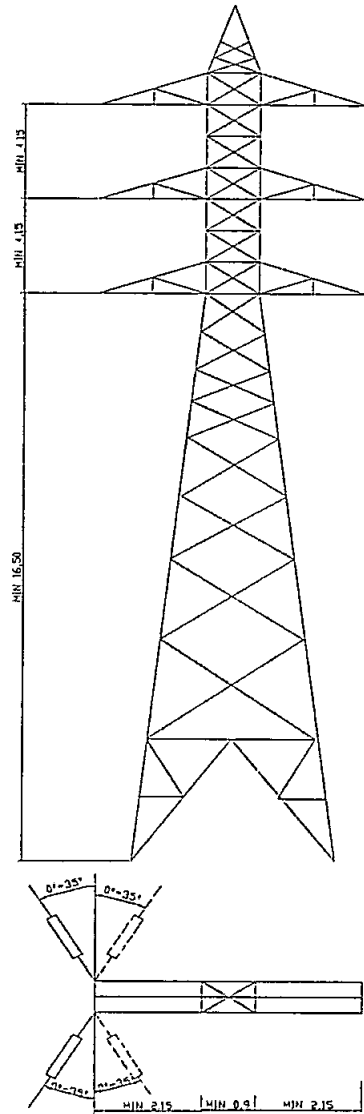


TODAS LAS DISTANCIAS ESTAN EXPRESADAS EN METROS

ANEXO 2.5: TORRES UTILIZADAS PARA 138 KV

TIPO SRI - 2

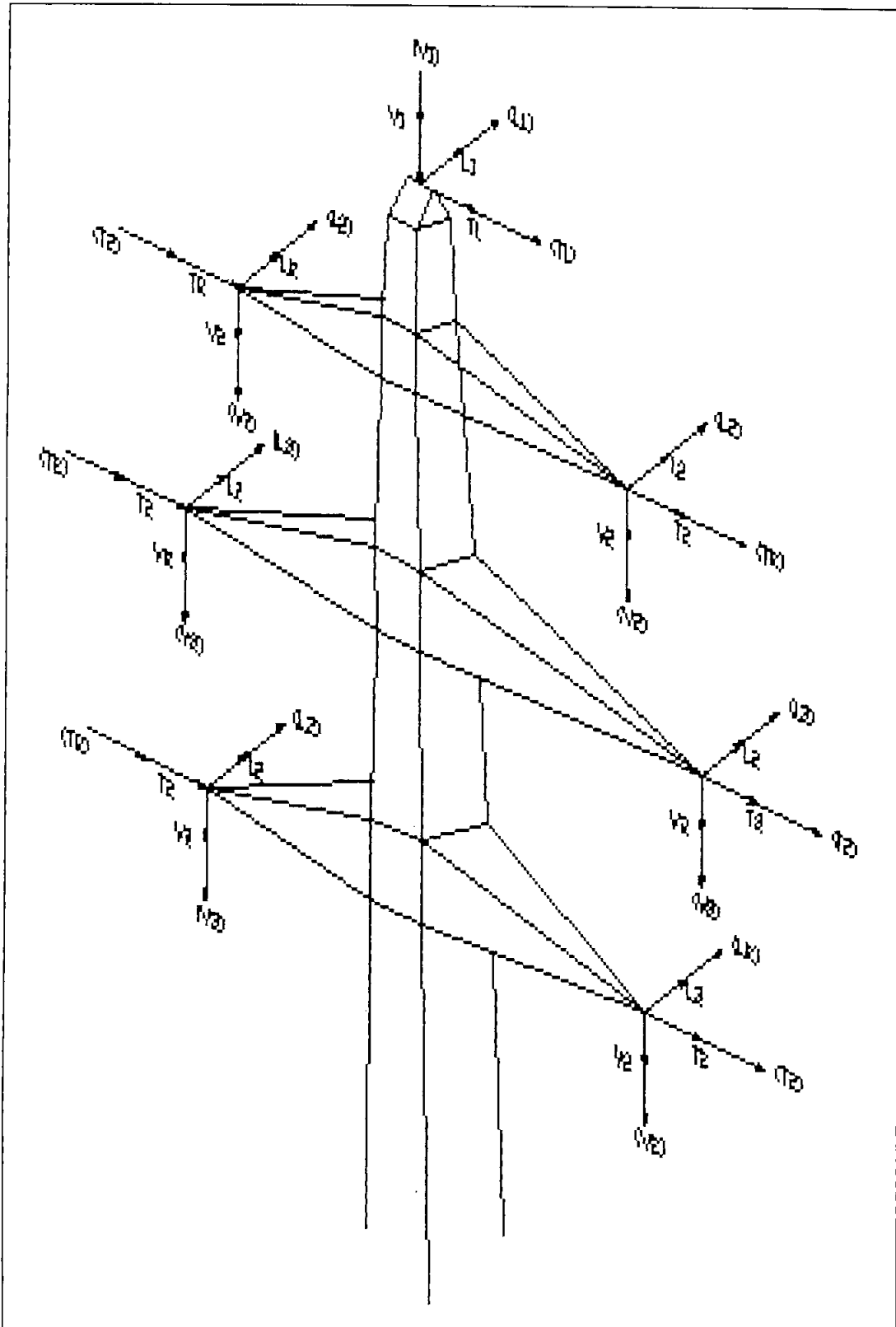
ANCLAJE Y REMATE (30° - 70°)



TODAS LAS DISTANCIAS ESTAN EXPRESADAS EN METROS

ANEXO 2.5: DIAGRAMA BÁSICO DE CARGAS PARA SOPORTES

L / T SANTO DOMINGO – ESMERALDAS



CASE	GROUND WIRE				CONDUCTOR				NOT				
	V1	(V1)	L1	(L1)	T1	(T1)	V2	(V2)		L2	(L2)	T2	(T2)
a) MAXIMUM WIND	350	-	-	-	300	-	752	-	-	-	661	-	
b) VERTICAL OVERLOAD	350	294	-	-	95	-	752	550	-	-	203	-	1
c) LONGITUDINAL OVERLOAD	350	-	-	1.200	95	-	752	-	-	1.842	203	-	2
d) LONGITUDINAL UNBALANCE	350	-	280	-	163	-	752	-	573	-	356	-	
e) STRINGING	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

NOTES:

1. Loads (V1) and (V2) applied on ground wire and any phase conductor simultaneously. Load (V2) applied on any two phase conductors simultaneously.
2. Loads (L1) and (L2) applied on ground wire and any two phase conductors simultaneously. Load (L2) applied on any two phase conductors simultaneously.
3. Erection loads of 300 Kg. applied on any crossarm joint and 180 Kg. on any member with an slope lower than 45°.
4. Tower weight with an overload factor of 1,4 in all cases.

WIND ON TOWER

Wind load: 80 Kg/m² for case (a) - 40 Kg/m² for case (d) and 20 Kg/m² for cases (b) and (c).
Wind load applied on 1,5 times the projected area of tower. at 0°; 45° and 90° with line direction.

SINGLE CIRCUIT INSTALLATION

Initial installation of single circuit shall be considered

References: Loads direction Appendix VII-B.
Tower Dimensions: Drawing N° 2014-E-2001

CASE	GROUND WIRE					CONDUCTOR					NOTE	
	V1	(V1)	L1	(L1)	T1	(T1)	V2	(V2)	L2	(L2)		T2
a) MAXIMUN WIND	690	-	-	-	495	-	1.400	-	-	-	1.061	-
b) VERTICAL OVERLOAD	690	586	-	-	289	-	1.400	1.097	-	-	603	-
c) LONGITUDINAL OVERLOAD	690	-	-	1.200	289	-	1.400	-	-	1.842	603	-
d) LONGITUDINAL UNEBALANCE	690	-	280	-	358	-	1.400	-	573	-	756	-
e) STRINGING	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

NOTES:

WIND ON TOWER

1. Loads (V1) and (V2) applied on ground wire and any phase conductor simultaneously. Load (V2) applied on any two phase conductors simultaneously.

Wind load: 80 Kg/m² for case (a) - 40 Kg/m² for case (d) and 20 Kg/m² for cases (b) and (c).

2. Loads (L1) and (L2) applied on ground wire and any two phase conductors simultaneously. Load (L2) applied on any two phase conductors simultaneously.

Wind load applied on 1,5 times the projected area of tower. at 0°; 45° and 90° with line direction.

SINGLE CIRCUIT INSTALLATION

3. Erection loads of 300 Kg, applied on any crossarm joint and 180 Kg, on any member with an slope lower than 45°.

Initial installation of single circuit shall be considered.

4. Tower weight with an overload factor of 1,4 in all cases.

References: Loads direction Appendix VII-B-1

Tower Dimention: Drawing N°
2014-E-2001

CASE	GROUND WIRE			(T1)	CONDUCTOR			NOTES		
	V1	(V1)	(L1)		(L1)	T1	(T1)		(T2)	
a) MAXIMUM WIND	869	-	-	1.008	-	1.855	-	2.133	-	1
b) VERTICAL OVERLOAD	869	733	-	796	-	1.855	1.372	-	1.646	-
c) LONGITUDINAL OVERLOADS	869	-	-	796	-	1.855	-	2.456	1.646	-
d) LONGITUDINAL UNBALANCE	869	-	700	867	-	1.855	-	1.433	-	1.808
e) STRINGING	869	-	-	796	-	1.855	480	-	2.456	1.646

NOTES:

1. Loads (V1) and (V2) applied on ground wire and any phase conductor simultaneously. Load (V2) applied on any two phase conductors simultaneously.
2. Loads (L1) and (L2) applied on ground wire and any two phase conductors simultaneously. Load (L2) applied on any two phase conductors simultaneously.
3. Load (V2) applied on two phase conductors simultaneously. Load (L1) applied on ground wire and (L2) on one to three phase conductors belonging to one circuit.
4. Erection loads of 300 Kg. applied on any crossarm joint and 180 Kg. on any member with an slope lower than 45°.
5. Tower weight with an overload factor of 1,4 in all cases.
6. For type AT1-2 a vertical lead of 500kg applied at the end of the crossarms extensions shall be considered.

WIND ON TOWER

Wind load: 80 Kg/m² for case (a) - 40 Kg/m² for case (d) and 20 Kg/m² for cases (b) and (c).

Wind load applied on 1,5 times the projected area of tower. at 0°; 45° and 90° with angle bisector.

SINGLE CIRCUIT INSTALLATION

Initial installation of single circuit shall be considered.

References: Loads direction Appendix VII-B.1
 Tower Dimentions: Drawing N° 2014-E-2001 and 2002

CASE	GROUND WIRE					CONDUCTOR					NOTES	
	V1	(V1)	L1	(L1)	T1	(T1)	V2	(V2)	L2	(L2)		T2
a) MAXIMUM WIND	384	-	-	-	1.836	-	945	-	-	-	3.822	-
b) VERTICAL OVERLOADS	384	318	-	-	1.664	-	945	594	-	-	3.422	-
c) LONGITUDINAL OVERLOAD	384	-	-	1.200	1.664	-	945	-	-	2.456	3.422	-
d) LONGITUDINAL UNBALANCE	384	-	700	-	1.721	-	945	-	1.433	-	3.555	-
e) STRINGING	384	-	-	1.200	1.664	-	945	480	-	2.456	3.422	-

NOTES:

1. Loads (V1) and (V2) applied on ground wire and any phase conductor simultaneously. Load (V2) applied on any two phase conductors simultaneously.
2. Loads (L1) and (L2) applied on ground wire and any two phase conductors simultaneously. Load (L2) applied on any two phase conductors simultaneously.
3. Load (V2) applied on two phase conductors simultaneously. Load (L1) applied on ground wire and (L2) on one to three phase conductors belonging to one circuit.
4. Erection loads of 300 Kg. applied on any crossarm joint and 180 Kg. on any member with an slope lower than 45°.
5. Tower weight with an overload factor of 1,4 in all cases.

WIND ON TOWER

Wind load: 80 Kg/m² for case (a) - 40 Kg/m² for case (d) and 20 Kg/m² for cases (b) and (c).

Wind load applied on 1,5 times the projected area of tower. at 0°; 45° and 90° with angle bisector.

SINGLE CIRCUIT INSTALLATION

Initial installation of single circuit shall be considered.

CHECK FOR LOADS AS DEAD END TOWER

References: Loads direction Appendix VII-B.1
Tower Dimensions: Drawing N°
2014-E-2001

CASE	GROUND WIRE			CONDUCTOR					NOTES	
	V1	(V1)	L1 (L1)	T1	(T1)	V2	(V2)	L2 (L2)		T2 (T2)
a) MAXIMUN WIND	384	-	1.400	595	-	945	-	2.865	1.282	-
b) VERTICAL OVERLOAD	384	318	1.400	423	-	945	594	2.865	882	1
c) LONGITUDINAL OVERLOAD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d) LONGITUDINAL UNBALANCE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
e) STRINGING	384	-	-	423	-	945	480	-	882	2

NOTES:

1. Loads (V1) and (V2) applied on ground wire and any phase conductor simultaneously. Load (V2) applied on any two phase conductors simultaneously.
2. Load (V2) applied on two phase conductors simultaneously. Load (L1) applied on ground wire and (L2) on one to three phase conductors belonging to one circuit.
3. Erection loads of 300 Kg. applied on any crossarm joint and 180 Kg. on any member with an slope lower than 45°.
4. Tower weight with an overload factor of 1,4 in all cases.

WIND ON TOWER

Wind load: 80 Kg/m² for case (a) - 40 Kg/m² for case (d) and 20 Kg/m² for cases (b) and (c).

Wind load applied on 1,5 times the projected area of tower. at 0°; 45° and 90° with angle bisector.

SINGLE CIRCUIT INSTALLATION

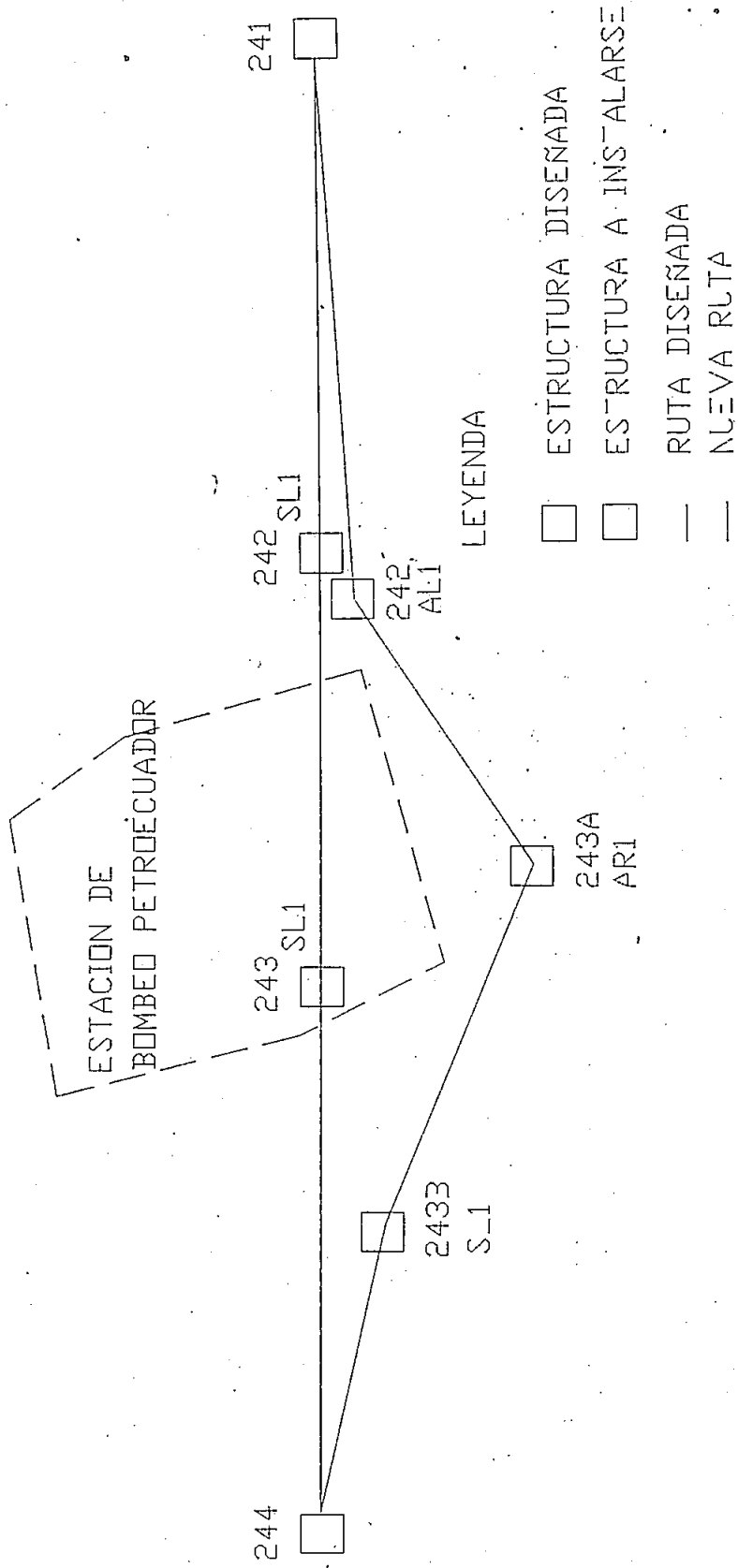
Initial installation of single circuit shall be considered.

CHECK FOR LOADS AS ANGLE TOWER

References: Loads direction Appendix VII-B.1
Tower dimentionions; Drawing N° 1
2014-E-2001

ANEXO 2.6: VARIANTE REALIZADA EN LA LINEA DE TRANSMISIÓN

VARIANTE LINEA DE TRANSMISION
SANTO DOMINGO - ESMERALDAS



ANEXO 2.7: PARÁMETROS PARA UTILIZARSE EN EL CÁLCULO DE LÍMITE TÉRMICO

FORMULAS FOR COMPUTING CURRENT-TEMPERATURE VALUES

1. Introduction • definitions of terms

Introduction

It has been found that formulas for convected heat loss developed by McAdams¹⁾ give results in close agreement with current-temperature tests on stranded conductors. Normally, computations are made assuming air conditions at sea level. However, at extremely high altitudes such as exist in the Rocky Mountains area (10,000 feet above sea level) the reduced air density

results in an appreciable reduction of convected heat loss. Also at such an altitude the heat received from the sun is increased by 25 per cent.

Only the necessary formulas and tables are included. Derivation of the formulas will be found in AIEE Transactions Paper 35-41, February, 1935, titled "Current-Carrying Capacity of ACSR."

Definitions of Terms

I = Conductor current—amperes at 60 cps

q_c = Convected heat loss—watts per lineal foot of conductor

q_r = Radiated heat loss—watts per lineal foot of conductor

q_s = Heat gain from the sun—watts per lineal foot of conductor

r = 60 cps ac resistance per lineal foot of conductor

t_a = Ambient temperature, degrees C

t_c = Average temperature of conductor, degrees C

t_f = Air film temperature, degrees C, $t_f = \frac{t_c + t_a}{2}$

Table 6-5A

D = Conductor diameter in inches

ρ = Density of air, lbs/cu ft

Table 6-5A

V = Velocity of air stream, feet/hr

μ = Absolute viscosity of air, lbs_f/(hr) (ft)

Table 6-5A

k = Thermal conductivity of air, watts/(sq ft) (C)

Table 6-5A

T_c = Temperature of conductor, degrees Kelvin

T_a = Ambient temperature, degrees Kelvin

ϵ = Coefficient of emissivity, 0.23 to 0.91

σ = Coefficient of solar absorption, 0.23 to 0.95

Q = Total solar and sky radiated heat, watts/sq ft

Table 6-6A

A' = Projected area of conductor, square feet per lineal foot = $\frac{D}{12}$

θ = Effective angle of incidence of the sun's rays

H_s = Altitude of sun, degrees

Tables 6-6A & 6-6B

Z_s = Azimuth of sun, degrees

Table 6-6A

Z_l = Azimuth of line, degrees

Table 6-6A

Table G-5A. Viscosity, Density and Thermal Conductivity of Air

Temperature		°K	$\left(\frac{^{\circ}\text{K}}{100}\right)^4$	Absolute Viscosity μ lb/(hr) (ft)	Density ρ air lb/cu ft	Thermal Conductivity of Air k watts/(sq ft)(°C)
°F	°C					
32	0	273	55.55	0.0415	0.0697	0.00737
41	5	278	59.73	0.0421	0.0793	0.00750
59	10	283	64.14	0.0427	0.0779	0.00762
59	15	288	68.60	0.0433	0.0765	0.00773
63	20	293	73.70	0.0439	0.0752	0.00784
77	25	298	78.86	0.0444	0.0740	0.00795
85	30	303	84.29	0.0450	0.0728	0.00807
95	35	308	89.99	0.0456	0.0716	0.00818
101	40	313	95.98	0.0461	0.0704	0.00830
113	45	318	102.26	0.0467	0.0693	0.00841
122	50	323	108.85	0.0472	0.0683	0.00852
131	55	328	115.74	0.0478	0.0672	0.00864
140	60	333	122.96	0.0484	0.0661	0.00875
149	65	338	130.52	0.0489	0.0652	0.00886
158	70	343	138.41	0.0494	0.0643	0.00898
167	75	348	146.66	0.0500	0.0634	0.00909
176	80	353	155.27	0.0505	0.0627	0.00921
185	85	358	164.26	0.0510	0.0616	0.00932
194	90	363	173.63	0.0515	0.0608	0.00943
203	95	368	183.40	0.0521	0.0599	0.00952
212	100	373	193.57	0.0526	0.0591	0.00966

G(65) HILSZAETH and TOUTOUNIAN, "The Viscosity, Thermal Conductivity and Prandtl Number for Air and Other Gases," ASME Transactions, Vol 76, 1954, pp. 967-981.

G(66) RICHARD D. MADISON, Editor, *Fun Engineering*, 5th edition, Buffalo Forge Company, Buffalo, New York, 1943.

G(67) W. H. McADAMS, *Heat Transmission*, 3rd edition, McGraw-Hill Book Company, New York, 1954.

Table 6-6A. Altitude and Azimuth in Degrees of the Sun at Various Latitudes[⊙]
Declination 23.0° • Northern Hemisphere • June 10 and July 3

Degrees North Latitude	Local Sun Time					
	10:00 A.M.		12:00 N.		2:00 P.M.	
	H_c	Z_c	H_c	Z_c	H_c	Z_c
20	62	78	37	0	62	252
25	62	83	38	180	62	272
30	62	93	33	180	62	302
35	61	107	78	180	61	253
40	60	115	73	180	60	245
45	57	122	68	180	57	238
50	54	128	63	180	54	232
60	47	137	53	180	47	223
70	40	143	43	180	40	217

Table 6-6B. Total Heat Received by a Surface at Sea Level Normal to the Sun's Rays[⊙]

Solar Altitude Degrees H_c	Q_c watts/sq ft (See Table 6-6C)	
	Clear Atmosphere	Industrial Atmosphere
5	21.7	
10	40.2	12.6
15	54.2	22.3
20	64.4	30.5
25	71.5	39.2
30	77.0	46.6
35	81.5	53.0
40	84.8	57.5
45	87.4	61.5
50	90.0	64.5
60	92.9	67.5
70	95.0	71.6
80	95.8	75.2
90	96.4	77.4
		78.9

Table 6-6C. Solar Heat Multiplying Factors for High Altitudes[⊙]

Elevation above Sea Level, feet	Multiplier for Values in Table 6-6B
0	1.00
5,000	1.15
10,000	1.25
15,000	1.30

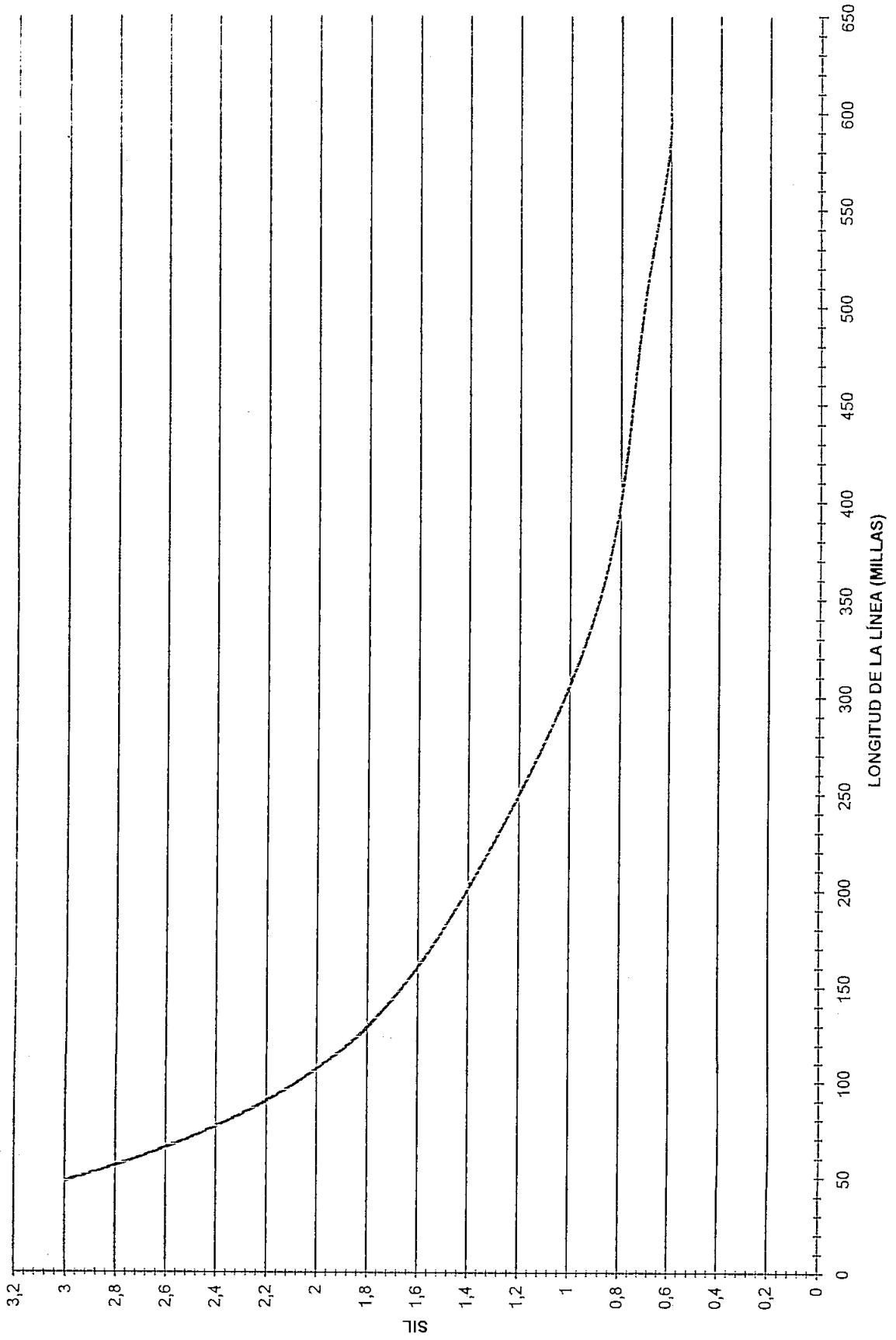
[⊙]The American Nautical Almanac, U. S. Naval Observatory, Washington, D. C., 1957.

[⊙]Sight Reduction Tables for Air Navigation, U. S. Navy Hydrographic Office, H. O. Publication No. 209, Vols II & III.

[⊙](609) Heating, Ventilating and Air-Conditioning Guide 1955, American Society of Heating and Air-Conditioning Engineers.

[⊙](610) J. I. Yetter, "Power from Solar Energy," ASHRAE Transactions, Vol 79, No. 6, August, 1957, pp. 1319-1357.

ANEXO 2.8 : CURVA DEL SIL



ANEXO 2.9: TABLA DE VALORES DE δ , H y δ/H A CONSIDERAR

ALTITUD EN m	FACTOR QUE CONSIDERA LA DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE δ	FACTOR QUE CONSIDERA LA HUMEDAD H	δ/H
0	1,0	0,95	1,052
300	0,965	0,95	1,016
600	0,93	0,95	0,979
1.000	0,886	0,95	0,933
1.500	0,835	0,95	0,88
2.000	0,799	0,95	0,84
2.500	0,751	0,95	0,79
3.000	0,705	0,95	0,74
3.500	0,658	0,95	0,69

Siendo δ :

$$\delta = 0,92 \times \frac{b}{273 + T}$$

b : presión barométrica del aire expresada en mmHg.

T : Temperatura ambiente expresada en Centígrados.

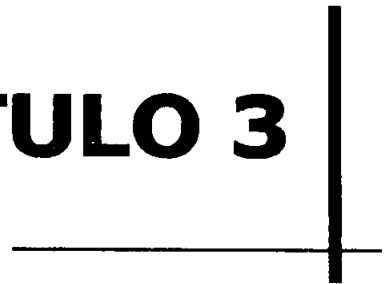
$$\log b = \log 76 - \frac{h}{18.336,00}$$

h : altura sobre el nivel del mar en metros.



ANEXOS

CAPITULO 3



**ANEXO 3.1: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ESMERALDAS
POTENCIA EN MW**

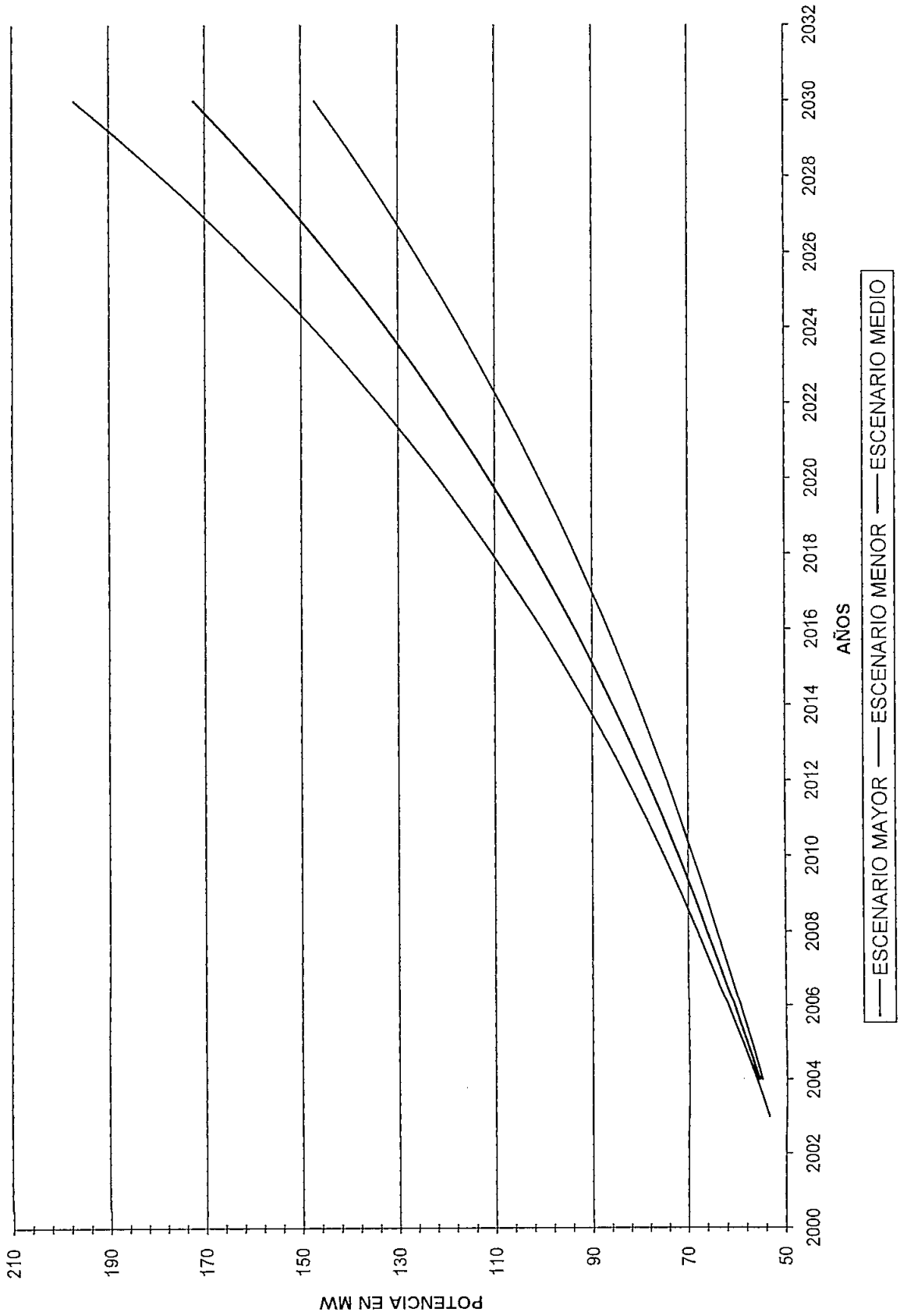
AÑOS	ESCENARIOS		
	MAYOR	MENOR	MEDIO
2001	49	49	49
2002	51	51	51
2003	54	53	53
2004	56	55	56
2005	59	57	58
2006	62	59	61
2007	65	62	63
2008	68	64	66
2009	72	66	69
2010	75	69	72
2011	79	72	75
2012	83	74	79
2013	87	77	82
2014	91	80	86
2015	96	83	90
2016	100	87	93
2017	105	90	98
2018	110	93	102
2019	116	97	107
2020	122	101	111
2021	128	105	116
2022	134	109	121
2023	141	113	127
2024	148	117	132
2025	155	122	138
2026	163	127	145
2027	171	131	151
2028	179	137	158
2029	188	142	165
2030	197	147	172
2031	207	153	180
2032	217	159	188
2033	228	165	197
2034	239	171	205

Métodos utilizados.- Línea de Tendencia y crecimiento de PIB y TARIFA:

$$G(E)1=0.067$$

$$E_{n+1}=(1+G(E))^n E_n$$

ANEXO 3.1: PROYECCIÓN DE DEMANDA ANUAL DE POTENCIA PARA ESMERALDAS



**ANEXO 3.2: TABLA DE CARACTERÍSTICAS DE DIFERENTES
CONDUCTORES TIPO ACSR**

**CONDUCTORES DE ALUMINIO REFORZADOS
CON ACERO A.C.S.R.**



CONDUCTOR ELABORADO BAJO NORMAS: ASTM B230 ASTM B232
NEH

NOMBRE CLAVE	CALIBRE AWG O MCM	SECCION		FORMACION		DIAMETRO EXTERIOR mm.	PESO			TENSION DE RUPTURA Kg.	RESISTENCIA C.C. a 20 C ohms/Km.	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE AMP.
		AL mm ²	TOTAL mm ²	No. DE HILOS POR DIAMETRO (mm)	AL		St	AL Kg/Km	ACERO Kg/Km			
Turkey	6	13.30	15.46	6x1,68 + 1x1,68	5,04	36.39	17.22	53.61	530.00	2.154	105	
Swan	4	21.15	24.71	6x2,12 + 1x2,12	6,36	57.89	27.42	85.31	830.00	1.353	140	
Sparrow	2	33.62	29.22	6x2,67 + 1x2,67	8,01	92.02	43.63	135.65	1265.00	0.8507	184	
Raven	1/0	53.49	62.38	6x3,37 + 1x3,37	10,11	146.50	69.40	215.90	1940.00	0.5351	242	
Quail	2/0	67.43	78.64	6x3,78 + 1x3,78	11,34	184.60	87.50	272.10	2425.00	0.4245	278	
Pigeon	3/0	85.01	99.23	6x4,25 + 1x4,25	12,75	232.70	110.20	342.90	3030.00	0.3367	315	
Penguin	4/0	107.20	125.10	6x4,77 + 1x4,77	14,31	293.50	139.00	432.50	3820.00	0.2671	357	
Warwing	266.80	135.20	157.20	18x3,09 + 1x3,09	15,47	371.50	58.30	429.80	3210.00	0.2126	449	
Partridge	266.80	135.20	142.60	26x2,57 + 7x2,00	16,28	373.50	171.90	545.40	5100.00	0.2117	457	
Ostrich	300.00	152.00	176.70	26x2,73 + 7x2,12	17,28	419.70	193.00	612.70	5730.00	0.1900	492	
Piper	300.00	152.00	187.50	30x2,54 + 7x2,54	17,78	470.20	276.80	697.00	7000.00	0.1902	490	
Merlin	336.40	170.50	179.90	18x3,47 + 1x3,47	17,37	468.40	73.60	542.00	4060.00	0.1666	519	
Linnet	336.40	170.50	196.30	26x2,89 + 7x2,25	18,31	470.70	216.70	687.40	6375.00	0.1671	529	
Oriole	336.40	170.50	210.30	30x2,69 + 7x2,69	18,83	471.30	310.30	781.60	7735.00	0.1666	535	
Chickadee	397.50	201.42	212.50	18x3,77 + 1x3,77	18,87	554.40	87.10	641.50	4717.00	0.1427	576	
Brant	397.50	201.42	227.55	24x3,27 + 7x2,18	19,61	557.90	203.90	761.80	6622.00	0.1418	584	
Ibis	397.50	201.42	234.20	26x3,14 + 7x2,44	19,88	556.10	255.60	811.70	7340.00	0.1414	587	
Lark	397.50	201.42	248.40	30x2,92 + 7x2,92	20,44	556.60	366.70	923.30	9060.00	0.1405	594	
Pelican	477.00	241.70	255.10	18x4,14 + 1x4,14	20,68	666.30	104.60	770.90	5579.00	0.1189	646	
Flicker	477.00	241.70	273.10	24x3,58 + 7x2,39	21,48	669.70	244.40	914.10	7802.00	0.1175	655	
Hawk	477.00	241.70	281.10	26x3,44 + 7x2,68	21,80	667.40	307.50	974.90	8820.00	0.1175	659	
Hen	477.00	241.70	298.10	30x3,20 + 7x3,20	22,40	668.00	440.00	1108.00	10590.00	0.1170	666	
Heron	500.00	253.30	312.40	30x3,28 + 7x3,28	22,96	701.00	461.00	1162.00	11090.00	0.1141	694	
Osprey	556.50	282.00	298.20	18x4,47 + 1x4,47	23,22	784.50	125.60	910.10	6215.00	0.1015	711	
Parakeet	556.50	282.00	318.52	24x3,87 + 7x2,58	23,22	781.30	285.50	1066.80	9004.00	0.1010	721	
Dove	556.50	282.00	327.90	26x3,72 + 7x2,89	23,55	779.00	358.00	1137.00	10140.00	0.1007	728	
Eagle	556.50	282.00	347.80	30x3,46 + 7x3,46	24,22	779.00	514.00	1293.00	12360.00	0.1001	734	
Peacock	805	306.60	346.39	24x4,03 + 7x2,69	24,21	849.80	309.50	1159.30	9798.00	0.08420	760	
Squab	805	306.60	356.45	26x3,87 + 7x3,01	24,54	850.40	389.80	1240.20	10954.00	0.08410	765	
Teal	805	306.60	378.45	30x3,61 + 19x2,16	25,25	851.20	546.20	1397.40	13630.00	0.08402	773	
Hook	836	322.30	364.00	24x4,14 + 7x2,76	24,82	892.90	325.80	1218.70	10274.00	0.08966	784	
Grosbeak	836	322.30	374.70	26x3,97 + 7x3,09	25,15	890.00	409.90	1299.90	11340.00	0.08953	789	
Egret	836	322.30	395.60	30x3,70 + 19x2,22	25,90	891.00	575.00	1466.00	14330.00	0.08948	798	
Flamingo	886.6	337.74	381.55	24x4,23 + 7x2,82	25,40	936.00	341.00	1277.00	10773.00	0.08550	817	
Starling	715.50	362.50	421.60	26x4,21 + 7x3,28	26,68	1001.00	461.00	1462.00	12750.00	0.07966	849	
Redwing	715.50	362.50	445.10	30x3,92 + 19x2,25	27,43	1002.00	646.00	1648.00	15690.00	0.07958	859	
Drake	795.00	402.80	468.00	26x4,44 + 7x3,45	28,11	1116.20	511.00	1627.40	14290.00	0.07051	907	
Mallard	795.00	402.80	494.70	30x4,14 + 19x2,48	28,96	1114.00	719.00	1833.00	17440.00	0.06977	918	

**ANEXO 3.3: TABLA DE CARACTERÍSTICAS DE DIFERENTES
CONDUCTORES TIPO ACAR**

**CONDUCTORES DE ALUMINIO REFORZADOS
CON ALEACION DE ALUMINIO 6201-T81 A.C.A.R.**



CONDUCTOR ELABORADO BAJO NORMAS: ASTM B524
MEN

CALIBRE AWG O MCM	SECCION			FORMACION		DIAMETRO EXTERIOR mm.	PESO			TENSION DE RUPTURA Kg.	RESISTENCIA C.C. a 20 °C ohms/Km.	(*) CAPACIDAD DE CORRIENTE DE AMP.
	H19 mm ²	T81 mm ²	TOTAL mm ²	No. DE HILOS POR DIAMETRO (mm)	H19 T81		H19 Kg/Km	T81 Kg/Km	TOTAL Kg/Km			
4	12.08	9.06	21.15	4x1,96 + 3x1,58	5.88	33.06	24.84	57.90	508.00	1.4481	130	
2	19.21	14.41	33.62	4x2,47 + 3x2,47	7.11	38.08	39.42	77.50	794.00	0.9099	178	
1/0	30.57	22.92	53.49	4x3,12 + 3x3,12	9.36	84.05	62.77	146.82	1220.00	0.5722	236	
2/0	38.53	28.90	67.43	4x3,50 + 3x3,50	10.50	106.06	79.14	185.20	1501.00	0.4538	268	
3/0	48.58	36.43	85.01	4x3,93 + 3x3,93	11.79	133.58	99.66	233.24	1860.00	0.3601	319	
4/0	61.26	45.94	107.20	4x4,42 + 3x4,42	13.26	168.09	125.54	293.63	2350.00	0.2853	360	
250	100.25	26.74	127.00	15x2,91 + 4X2,91	14.55	275.19	73.04	348.23	2485.00	0.2339	412	
250	80.21	46.79	127.00	12x2,91 + 7X2,91	14.55	220.15	127.90	348.05	2812.00	0.2395	411	
300	120.00	32.00	152.00	15x3,19 + 4X3,19	15.95	330.23	81.90	412.13	2948.00	0.1948	463	
300	96.00	56.00	152.00	12x3,19 + 7x3,19	15.95	264.78	153.20	417.98	3347.00	0.1994	459	
350	139.74	37.26	177.00	15x3,45 + 4X3,45	17.25	385.00	102.20	487.20	3388.00	0.1671	510	
350	111.79	65.21	177.00	12x3,45 + 7X3,45	17.25	308.00	179.48	487.48	3814.00	0.1711	505	
400	180.26	42.74	203.00	15x3,69 + 4X3,69	18.45	440.00	116.80	556.80	3823.00	0.1462	556	
400	128.21	74.79	203.00	12x3,69 + 7x3,69	18.45	353.00	203.80	556.80	4318.00	0.1497	543	
450	180.00	48.00	228.00	15x3,91 + 4X3,91	19.55	495.00	131.40	626.40	4240.00	0.1299	597	
450	144.00	84.00	228.00	12x3,91 + 7x3,91	19.55	395.00	230.60	625.60	4807.00	0.1330	583	
500	159.79	93.21	253.00	12x4,12 + 7x4,12	20.60	440.00	256.00	696.00	5352.00	0.1198	633	
500	205.14	47.86	253.00	30x2,95 + 7x2,95	20.65	565.00	131.00	696.00	4698.00	0.1167	650	
500	123.08	129.92	253.00	18x2,95 + 19x2,95	20.65	339.00	356.00	695.00	5998.00	0.1225	619	
550	176.21	102.79	279.00	12x4,32 + 7x4,32	21.60	483.00	283.00	766.00	5895.00	0.1089	685	
550	226.22	52.78	279.00	30x3,10 + 7x3,10	21.70	622.00	145.00	767.00	5308.00	0.1060	697	
550	135.73	143.27	279.00	18x3,10 + 19x3,10	21.70	374.00	392.00	766.00	6530.00	0.1113	670	
600	192.00	112.00	304.00	12x4,51 + 7x4,51	22.55	528.00	306.00	834.00	6395.00	0.0995	718	
600	246.49	57.51	304.00	30x3,23 + 7x3,23	22.61	678.00	157.00	835.00	5805.00	0.0972	724	
600	147.89	156.11	304.00	18x3,23 + 19x3,23	22.61	408.00	427.00	833.00	7168.00	0.1021	703	
650	266.76	62.24	328.00	30x3,37 + 7x3,37	23.59	735.00	171.00	906.00	6260.00	0.0898	760	
650	180.05	168.95	328.00	18x3,37 + 19x3,37	23.59	441.00	464.00	905.00	7755.00	0.0942	740	
700	287.84	67.16	355.00	30x3,49 + 7x3,49	24.43	792.00	183.00	975.00	6666.00	0.0833	811	
700	172.70	182.30	355.00	18x3,49 + 19x3,49	24.43	475.00	499.00	974.00	8118.00	0.0875	775	
750	308.11	71.89	380.00	30x3,62 + 7x3,62	25.34	848.00	197.00	1045.00	7075.00	0.0777	840	
750	184.86	195.14	380.00	18x3,62 + 19x3,62	25.34	509.00	535.00	1044.00	8617.00	0.1312	807	
800	326.38	76.82	405.00	30x3,73 + 7x3,73	26.11	905.00	210.00	1115.00	7530.00	0.0729	857	
800	197.03	207.97	405.00	18x3,73 + 19x3,73	26.11	543.00	570.00	1113.00	9206.00	0.0765	835	
850	349.46	81.54	431.00	30x3,85 + 7x3,85	26.95	961.00	223.00	1184.00	7891.00	0.0698	910	
850	209.68	221.32	431.00	18x3,85 + 19x3,85	26.95	577.00	606.00	1183.00	9705.00	0.0720	869	
900	369.73	86.27	456.00	30x3,96 + 7x3,96	27.72	1018.00	237.00	1255.00	8345.00	0.0647	923	
900	221.84	234.16	456.00	18x3,96 + 19x3,96	27.72	611.00	644.00	1255.00	10180.00	0.0679	919	
950	390.00	91.00	481.00	30x4,07 + 7x4,07	28.49	1074.00	249.00	1323.00	8800.00	0.0614	950	
950	234.00	247.00	481.00	18x4,07 + 19x4,07	28.49	644.00	678.00	1322.00	10840.00	0.0644	927	
1000	411.06	95.92	507.00	30x4,18 + 7x4,18	29.26	1130.00	262.00	1392.00	9250.00	0.05829	983	
1000	246.65	260.35	507.00	18x4,18 + 19x4,18	29.26	679.00	713.00	1392.00	11430.00	0.06119	958	
1100	451.82	105.38	557.00	30x4,38 + 7x4,38	30.66	1244.00	288.00	1532.00	10205.00	0.05300	1065	
1100	270.97	286.03	557.00	18x4,38 + 19x4,38	30.66	745.00	786.00	1531.00	12560.00	0.05564	1015	
1200	492.97	115.03	608.00	30x4,57 + 7x4,57	31.99	1357.00	315.00	1672.00	11110.00	0.04857	1100	
1200	295.78	312.22	608.00	18x4,57 + 19x4,57	31.99	814.00	856.00	1670.00	13696.00	0.05099	1075	
1250	514.05	119.95	634.00	30x4,67 + 7x4,67	32.69	1419.00	316.00	1735.00	11810.00	0.04663	1148	
1250	308.43	325.57	634.00	18x4,67 + 19x4,67	32.69	848.00	889.00	1737.00	14285.00	0.04898	1092	
1300	534.32	124.68	659.00	30x4,76 + 7x4,76	33.32	1470.00	340.00	1810.00	12060.00	0.04486	1169	
1300	320.59	338.41	659.00	18x4,76 + 19x4,76	33.32	882.00	927.00	1809.00	14030.00	0.04709	1135	

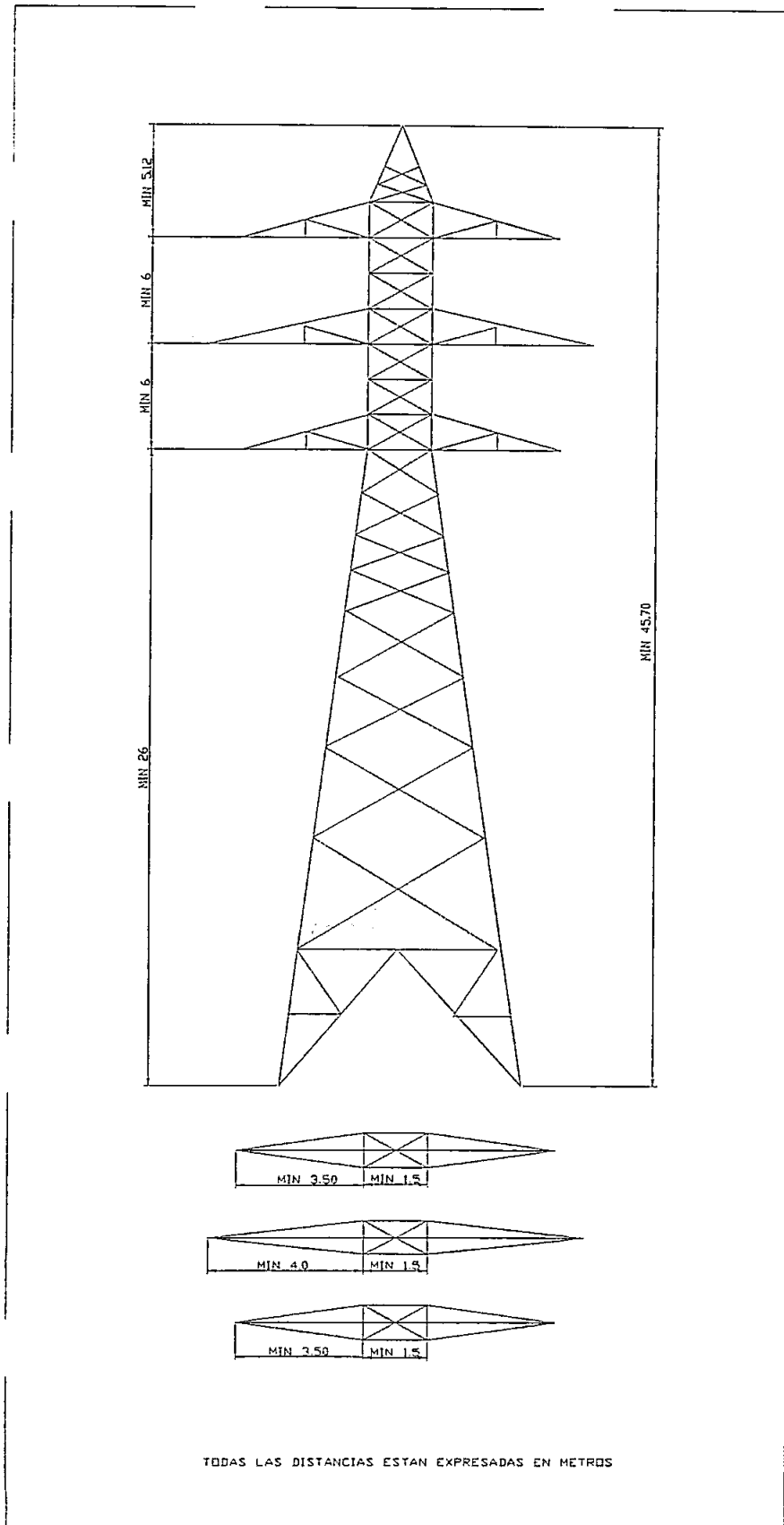
ANEXO 3.4: COMPORTAMIENTO DE CADENAS DE AISLADORES DE DIFERENTES CLASES Y CON DIFERENTES UNIDADES

STANDARD STRING FLASHOVER CHARACTERISTICS OF SUSPENSION INSULATORS
based on the test procedures of ANSI C29.1

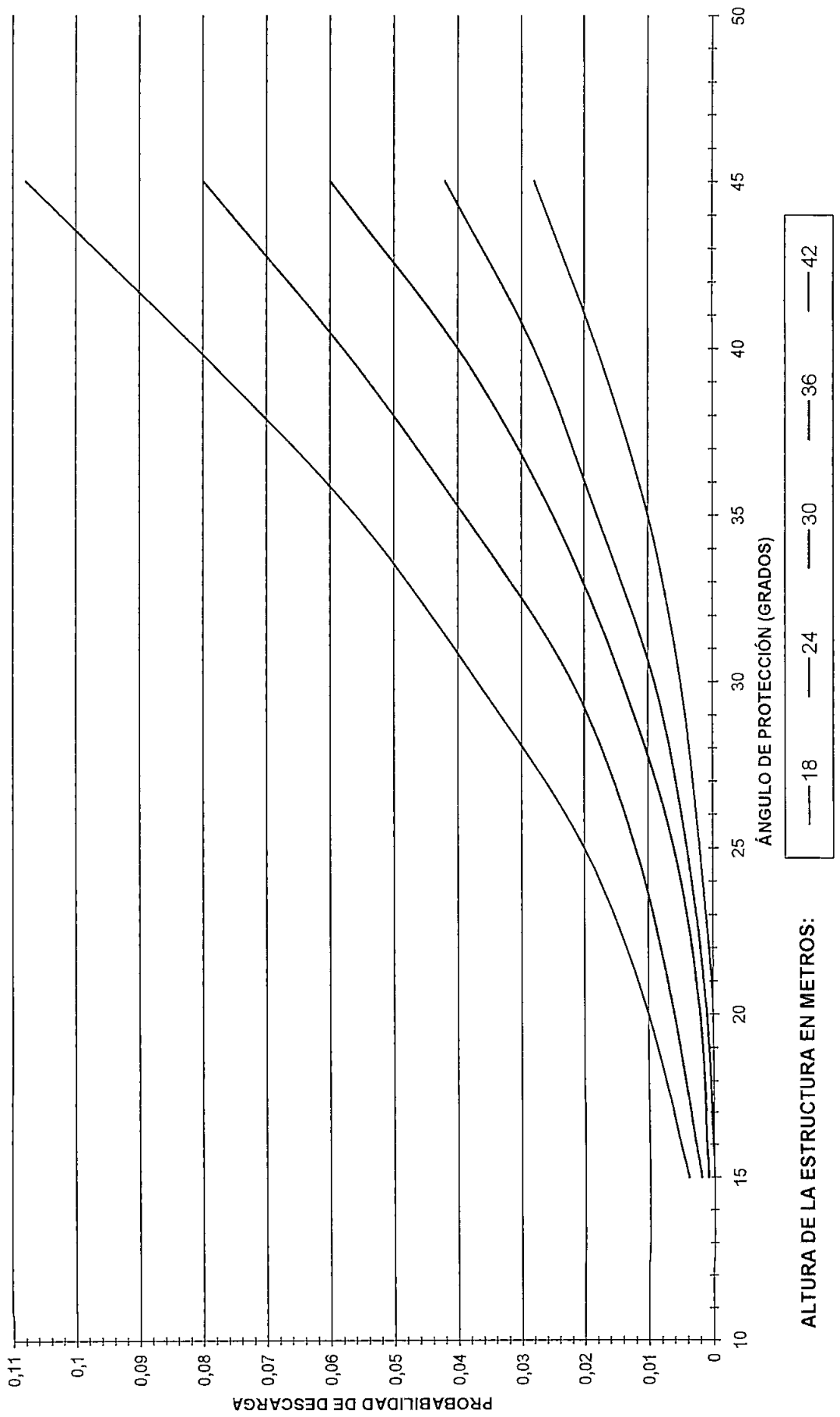
Disc Dia & Spacing	No. of Unit	No. of Unit																										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
4" x 5 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/V	50	120	175	225	275	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	Wet/V	30	55	90	105	130	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	Positive Impulse Average Flashover	Positive/V	170	200	200	245	260	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	Negative Impulse Average Flashover	Negative/V	100	170	275	255	435	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7 1/2" x 5 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/V	65	130	190	245	295	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	Wet/V	35	65	95	130	165	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	Positive Impulse Average Flashover	Positive/V	115	225	310	380	465	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	Negative Impulse Average Flashover	Negative/V	115	215	305	375	455	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10" x 5 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/V	90	145	200	250	300	348	390	440	485	530	575	615	660	700	745	785	825	865	905	945	985	1,025	1,065	1,105	1,145	
	Wet/V	50	85	125	140	200	225	270	305	340	380	415	450	485	520	555	595	615	650	680	715	745	775	805	835	865	895	
	Positive Impulse Average Flashover	Positive/V	125	250	335	420	490	565	648	720	790	865	935	1,000	1,075	1,145	1,220	1,290	1,365	1,435	1,510	1,580	1,650	1,720	1,790	1,860	1,930	
	Negative Impulse Average Flashover	Negative/V	120	210	325	395	485	535	605	680	750	825	905	985	1,060	1,140	1,210	1,290	1,385	1,435	1,510	1,585	1,660	1,735	1,810	1,885	1,960	
10" x 4 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/V	90	155	215	270	325	380	435	485	540	590	640	690	735	785	830	875	920	965	1,010	1,055	1,100	1,145	1,190	1,235	1,280	
	Wet/V	50	90	130	170	215	255	295	335	375	415	455	495	535	575	615	655	695	735	775	815	855	895	935	975	1,015	1,055	
	Positive Impulse Average Flashover	Positive/V	125	245	355	440	525	610	695	780	860	945	1,025	1,105	1,185	1,265	1,345	1,425	1,505	1,585	1,665	1,745	1,825	1,905	1,985	2,065	2,145	
	Negative Impulse Average Flashover	Negative/V	120	255	345	415	495	585	670	760	845	930	1,015	1,095	1,190	1,275	1,360	1,440	1,530	1,615	1,700	1,785	1,870	1,955	2,040	2,125	2,210	
11" x 4 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/V	90	155	220	275	330	385	435	490	540	595	645	695	745	790	840	890	935	980	1,025	1,070	1,115	1,160	1,205	1,250	1,290	
	Wet/V	50	85	120	180	200	240	280	320	360	400	440	475	510	545	580	615	650	685	720	750	785	815	850	890	930	970	
	Positive Impulse Average Flashover	Positive/V	140	255	340	430	510	610	700	790	880	970	1,075	1,170	1,265	1,360	1,455	1,550	1,645	1,740	1,835	1,930	2,025	2,120	2,215	2,310	2,405	
	Negative Impulse Average Flashover	Negative/V	140	255	345	425	515	610	700	790	880	970	1,060	1,150	1,240	1,330	1,420	1,510	1,605	1,700	1,795	1,890	1,985	2,080	2,175	2,270	2,365	
12 1/2" x 4 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/V	95	180	280	338	400	460	520	585	660	720	780	840	895	950	1,005	1,060	1,115	1,170	1,225	1,280	1,335	1,390	1,445	1,500	1,555	
	Wet/V	55	100	145	190	235	280	325	370	415	460	510	555	595	635	675	720	760	800	840	880	920	960	1,000	1,040	1,080		
	Positive Impulse Average Flashover	Positive/V	145	270	400	495	580	665	775	870	965	1,060	1,155	1,250	1,340	1,440	1,530	1,630	1,725	1,820	1,915	2,010	2,100	2,190	2,280	2,370	2,460	
	Negative Impulse Average Flashover	Negative/V	150	255	380	465	560	660	760	860	975	1,080	1,180	1,280	1,380	1,480	1,580	1,680	1,780	1,880	1,980	2,080	2,175	2,270	2,365	2,460	2,550	
10" x 5 1/2" FOG TYPE	Low-Frequency Average Flashover	Dry/V	100	180	270	375	440	510	580	650	720	790	860	930	1,000	1,070	1,140	1,210	1,280	1,350	1,420	1,490	1,560	1,630	1,700	1,770	1,840	
	Wet/V	40	85	130	185	230	270	305	335	365	395	425	455	480	505	530	555	580	605	625	645	665	685	705	725	740		
	Positive Impulse Average Flashover	Positive/V	150	270	380	475	570	665	760	855	950	1,045	1,140	1,235	1,330	1,425	1,520	1,615	1,710	1,805	1,900	1,995	2,090	2,185	2,280	2,375	2,470	
	Negative Impulse Average Flashover	Negative/V	140	280	355	435	520	605	690	775	860	945	1,030	1,115	1,200	1,285	1,370	1,455	1,540	1,625	1,710	1,795	1,880	1,965	2,050	2,135	2,220	
11 1/2" x 4 1/2" FOG TYPE	Low-Frequency Average Flashover	Dry/V	100	170	240	300	360	420	475	530	585	640	690	740	790	840	885	930	975	1,020	1,065	1,110	1,155	1,200	1,245	1,290	1,335	
	Wet/V	60	105	145	185	225	265	305	345	380	415	450	485	520	555	590	620	650	680	705	730	750	770	795	820	845		
	Positive Impulse Average Flashover	Positive/V	180	280	405	500	605	710	810	905	1,000	1,095	1,195	1,275	1,365	1,455	1,545	1,635	1,725	1,815	1,905	1,995	2,085	2,175	2,265	2,355	2,445	
	Negative Impulse Average Flashover	Negative/V	170	280	380	480	580	675	780	885	990	1,045	1,140	1,235	1,330	1,425	1,520	1,615	1,710	1,805	1,900	1,995	2,090	2,185	2,280	2,370	2,460	
12" x 4 1/2" FOG TYPE	Low-Frequency Average Flashover	Dry/V	110	175	240	300	360	420	475	535	595	650	695	745	795	845	895	940	990	1,040	1,090	1,135	1,175	1,220	1,260	1,305	1,345	
	Wet/V	45	125	140	195	235	275	310	345	385	420	455	495	535	570	605	645	685	725	765	805	845	885	920	960	1,000		
	Positive Impulse Average Flashover	Positive/V	190	280	390	490	595	710	820	930	1,040	1,140	1,245	1,350	1,455	1,560	1,665	1,770	1,875	1,980	2,085	2,190	2,295	2,400	2,500	2,600		
	Negative Impulse Average Flashover	Negative/V	170	245	355	465	580	690	800	910	1,020	1,130	1,245	1,360	1,470	1,590	1,705	1,820	1,935	2,050	2,165	2,280	2,395	2,510	2,625	2,740		
15 1/2" x 4 1/2" FOG TYPE	Low-Frequency Average Flashover	Dry/V	120	185	240	340	415	485	565	620	695	755	815	875	935	995	1,065	1,115	1,175	1,235	1,295	1,355	1,410	1,470	1,525	1,580	1,635	
	Wet/V	70	125	170	215	260	300	340	385	440	485	530	575	620	665	710	755	795	840	885	930	970	1,015	1,060	1,105	1,150		
	Positive Impulse Average Flashover	Positive/V	180	345	480	600	720	840	960	1,080	1,195	1,310	1,430	1,550	1,665	1,790	1,900	2,020	2,130	2,250	2,370	2,470	2,595	2,720	2,835	2,950	3,065	
	Negative Impulse Average Flashover	Negative/V	130	215	435	550	670	790	900	1,015	1,130	1,245	1,370	1,490	1,610	1,730	1,845	1,960	2,075	2,185	2,300	2,415	2,505	2,640	2,750	2,865	2,980	

Note: Humidity correction of all low-frequency dry flashover values is done in accordance with ANSI C29.1. It is found that erratic humidity effects occur for large spacings and for high values of humidity and that low-frequency flashover strength variation of long insulator strings is less than that of short strings. Where sufficient data are collected on humidity vs. low-frequency flashover voltage characteristics, more reasonable humidity correction curves will be observed.

ANEXO 3.5: MODELO DE TORRE PARA 230 KV



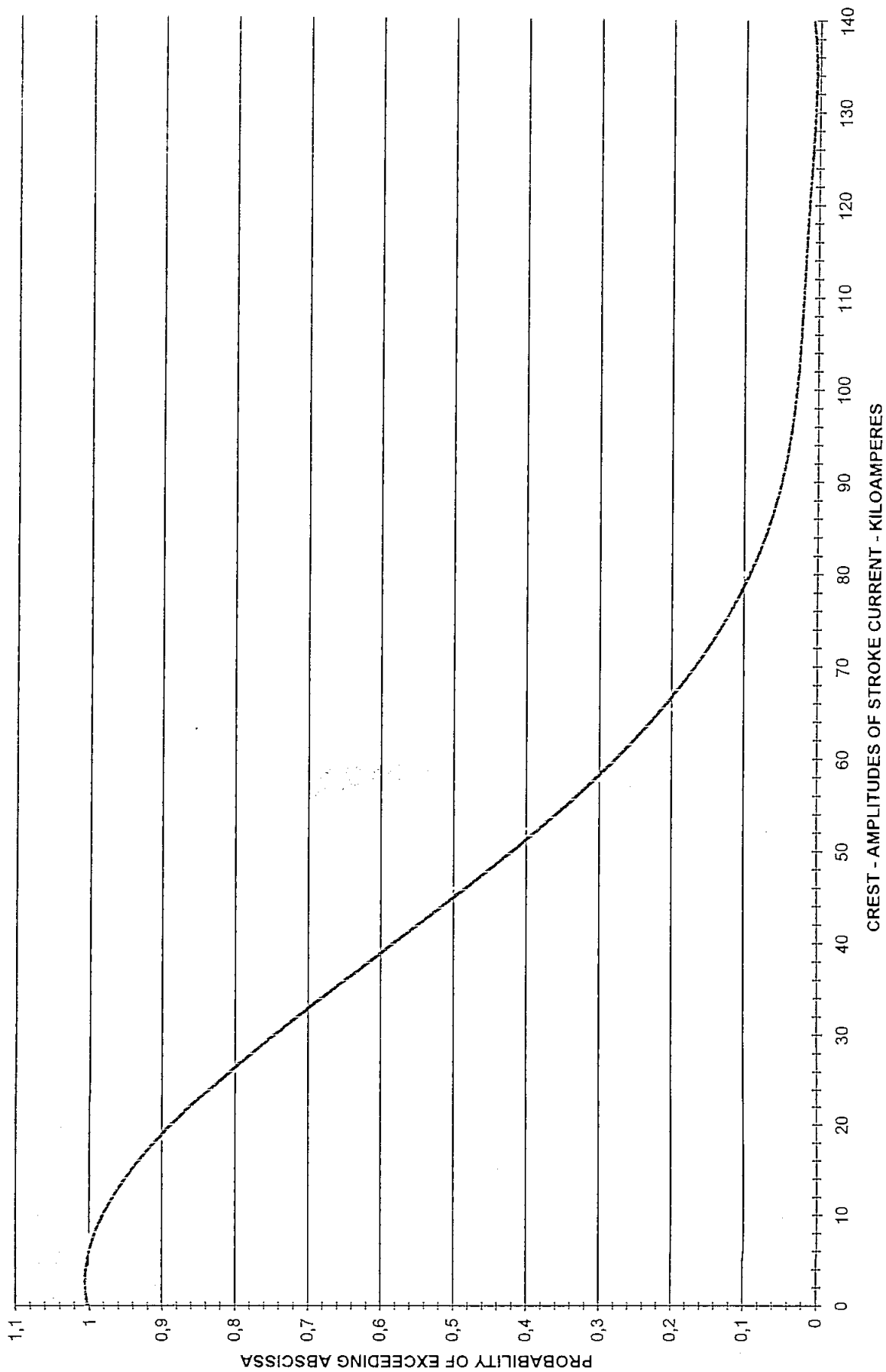
ANEXO 3.6: CURVA DE PROBABILIDAD DE DESCARGA DIRECTA SOBRE LOS CONDUCTORES EN FUNCIÓN DEL ÁNGULO DE PROTECCIÓN DE LOS CABLES DE GUARDIA



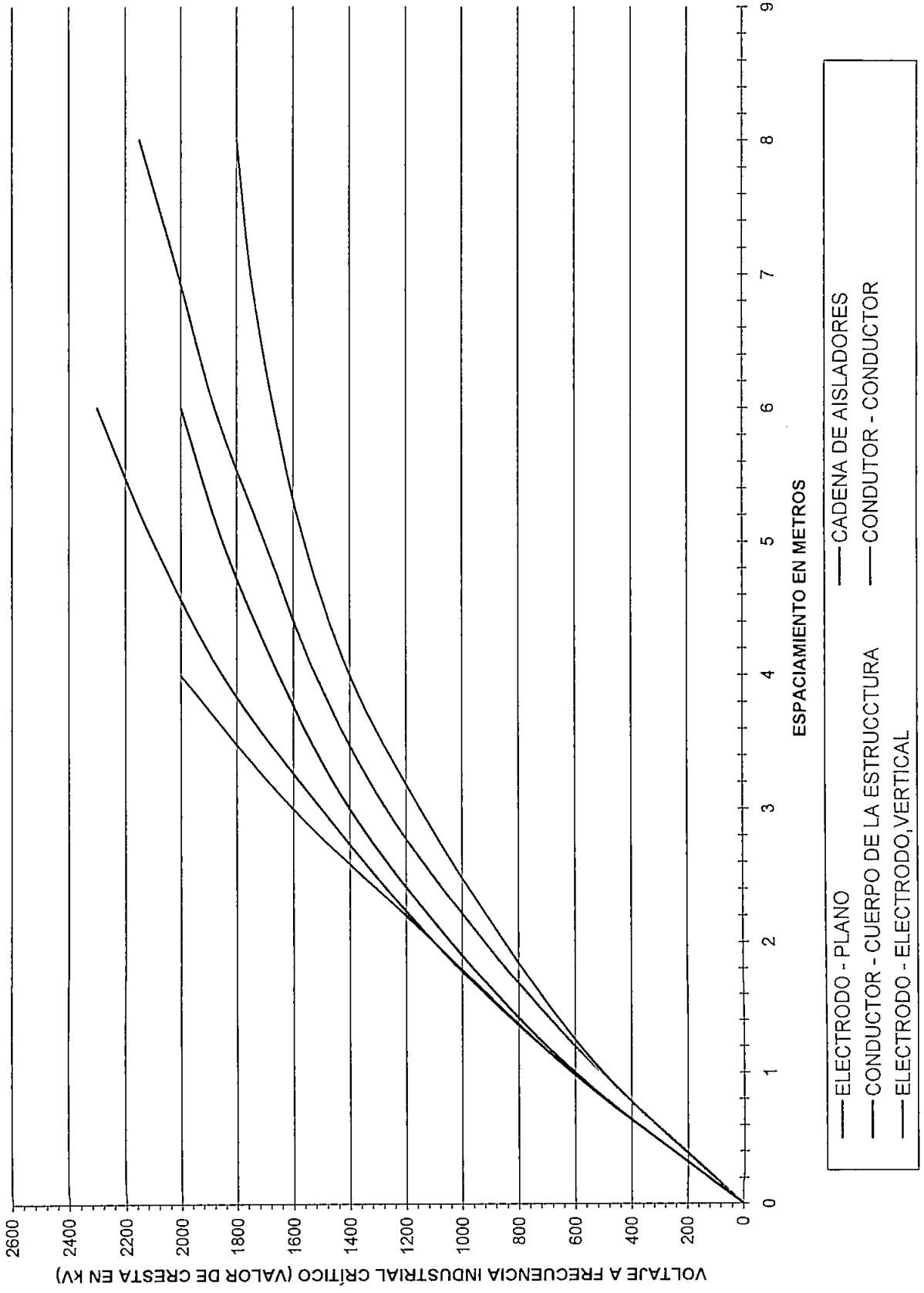
ALtura de la estructura en metros:

— 18 — 24 — 30 — 36 — 42

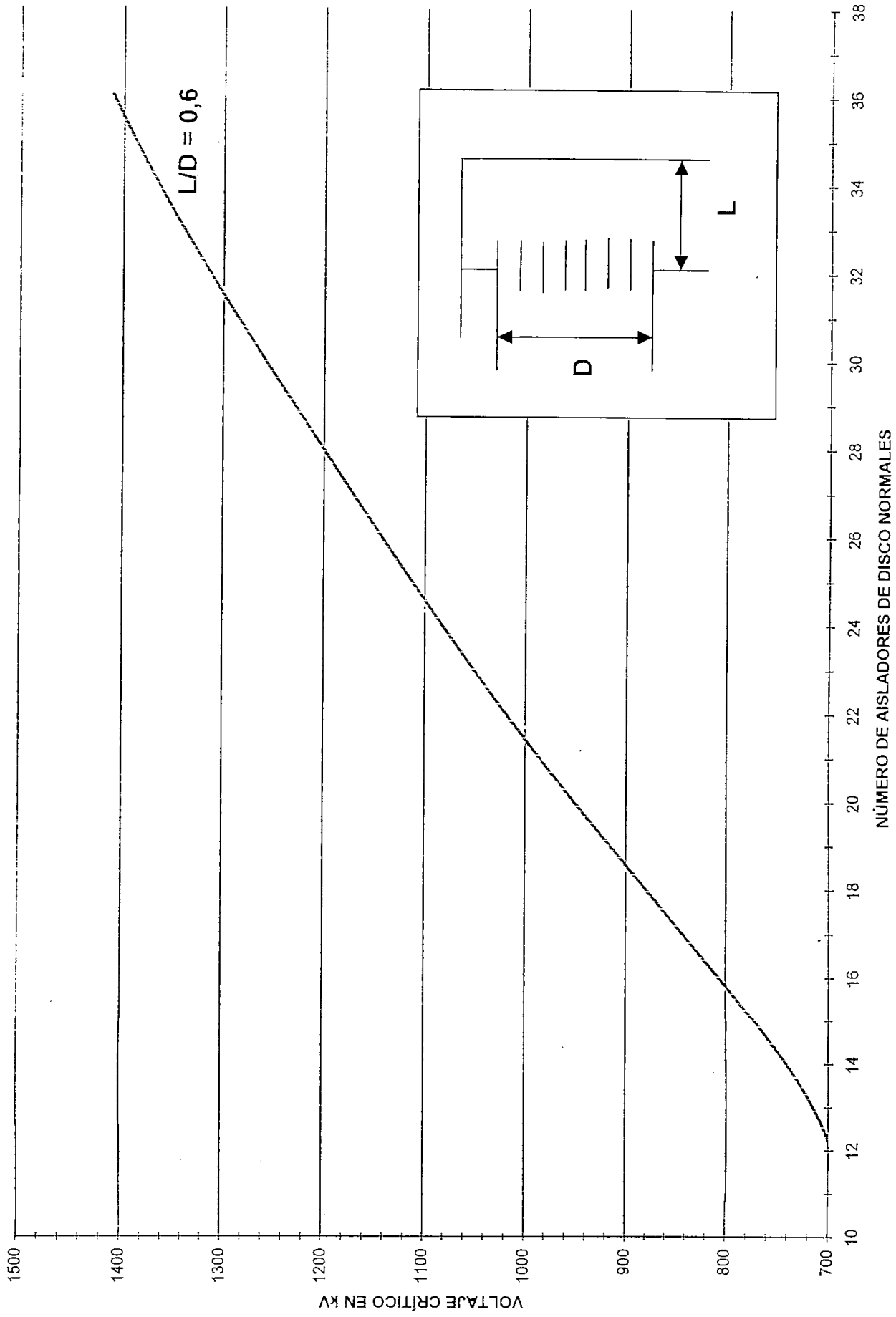
ANEXO 3.7: PROBABILITY OF OCCURRENCE OF PEAK AMPLITUDES OF STROKE CURRENTS



ANEXO 3.8: ESPACIAMIENTOS POR SOBREVOLTAJES A FRECUENCIA INDUSTRIAL Dfi.



ANEXO 3.9: CURVA DE VOLTAJE DE MANIOBRA CRÍTICOS



ANEXO 3.10: RESUMEN DE FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

CÁLCULO MECANICO DEL CONDUCTOR.

Tensión y flechas máximas.

La tensión del conductor se calcula partiendo de las siguientes bases:

Desde el punto de vista económico resulta conveniente utilizar el máximo de la capacidad mecánica del conductor.

Reglamentariamente la tensión máxima del conductor, con sobrecarga máxima y temperatura mínima no debe sobrepasar el 33% de la tensión de ruptura.

Para la tensión de cada día, según lo utilizado se tiene:

Para conductor de aluminio 20%

Para conductor de aleación de aluminio 22%

Además este porcentaje puede ser aumentado en un 25% al usar dispositivos de protección contra vibración.

Cálculo de tensión final.

Se calcula mediante la Ecuación de Cambio de Estado:

$$T1^3 + T1^2 \times K1 - K2 = 0$$

donde:

$$K1 = E \times A \times \alpha \times (t_f - t_o) - T_o + \frac{(V \times p_o)^2 \times A \times E}{24 \times T_o^2}$$

$$K2 = \frac{(V \times p_l)^2 \times A \times E}{24}$$

E : módulo de elasticidad en kg/mm², 7.988 para Aluminio y 6.300 para la aleación de Aluminio.

A : área de la sección transversal del conductor en mm^2 .

α : coeficiente de dilatación lineal, 1°C , 0,0000195 para el Aluminio y 0,000023 para la aleación de Aluminio.

t_f : Temperatura final del conductor en $^\circ\text{C}$.

t_o : Temperatura inicial del conductor en $^\circ\text{C}$.

T_o : Tensión mecánica inicial del conductor en kg.

V : vano.

p_o : Peso por metro del conductor en kg/m.

p_1 : resultante de la carga de viento por metro del conductor y el peso por metro en kg/m.

$$p_1 : \sqrt{p_o^2 + P_v^2}$$

P_v : presión del viento en kg:

V_v : Velocidad del viento en m/s, 25m/s.

K : constante = 1 para superficies cilíndricas.

= 2 para superficies planas.

ϕ : diámetro del conductor en m.

$$P_v = k \times \frac{V_v^2}{16} \times \phi$$

Para el cálculo de la flecha normal en conductores y cables de guardia, las temperaturas a considerarse son:

Zona 1: 25°C

Zona 2: 12°C

Sin viento.

Para la flecha mínima inicial de los conductores y cables de guardia se considera:

Zona 1: 5°C

Zona 2: -5°C

Sin viento.

Para la flecha máxima final de los conductores y cables de guardia se considera:

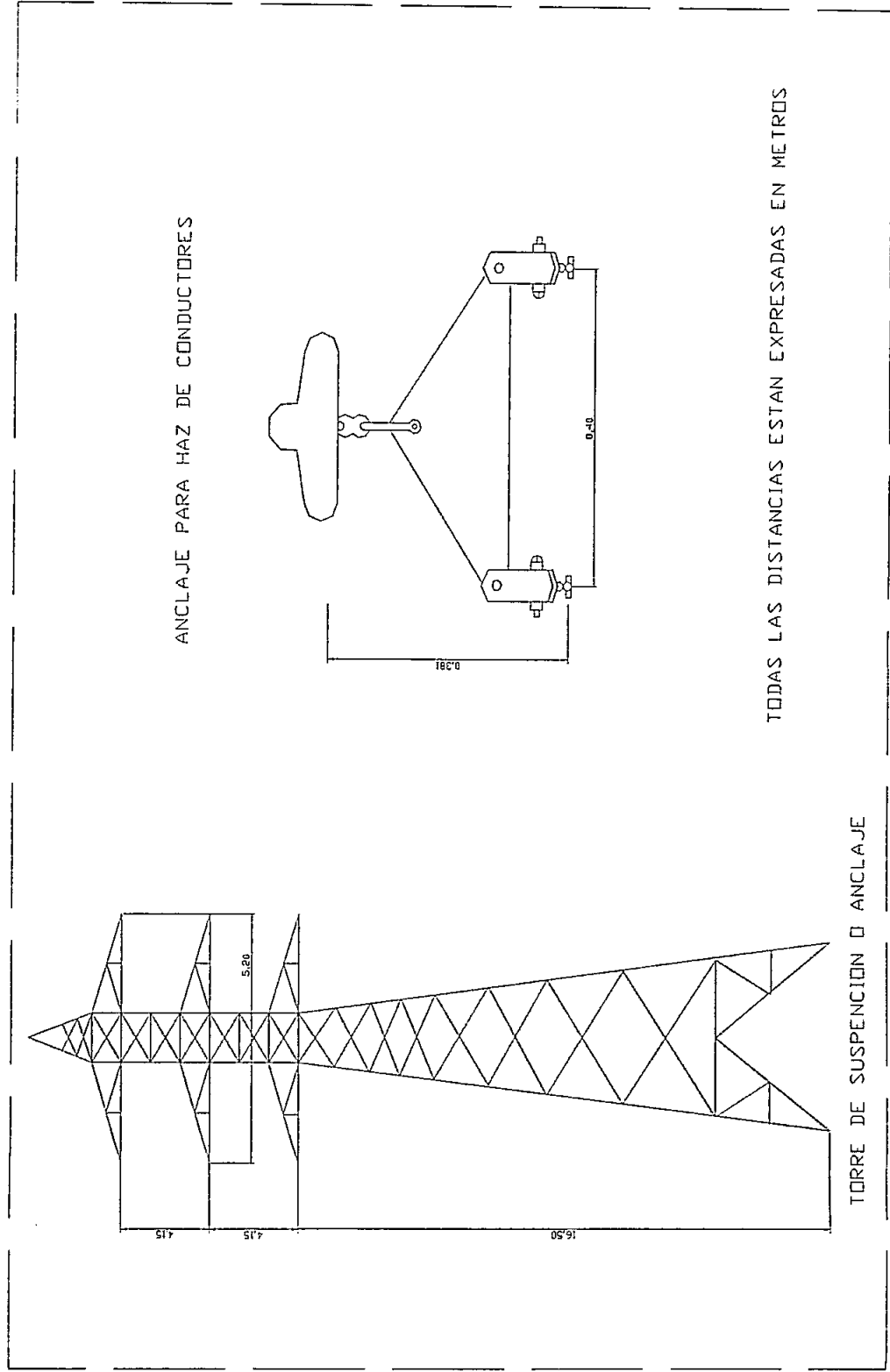
Zona 1: 60°C

Zona 2: 45°C

Sin viento.

Tomado de: Ing. SANTILLÁN Jorge, Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión, E.P.N., Quito, 2.003.

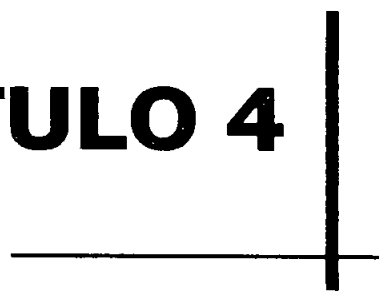
ANEXO 3.11: TORRE Y ACCESORIO PARA LA REMODELACIÓN DE LA LÍNEA CON HAZ DE CONDUCTORES.



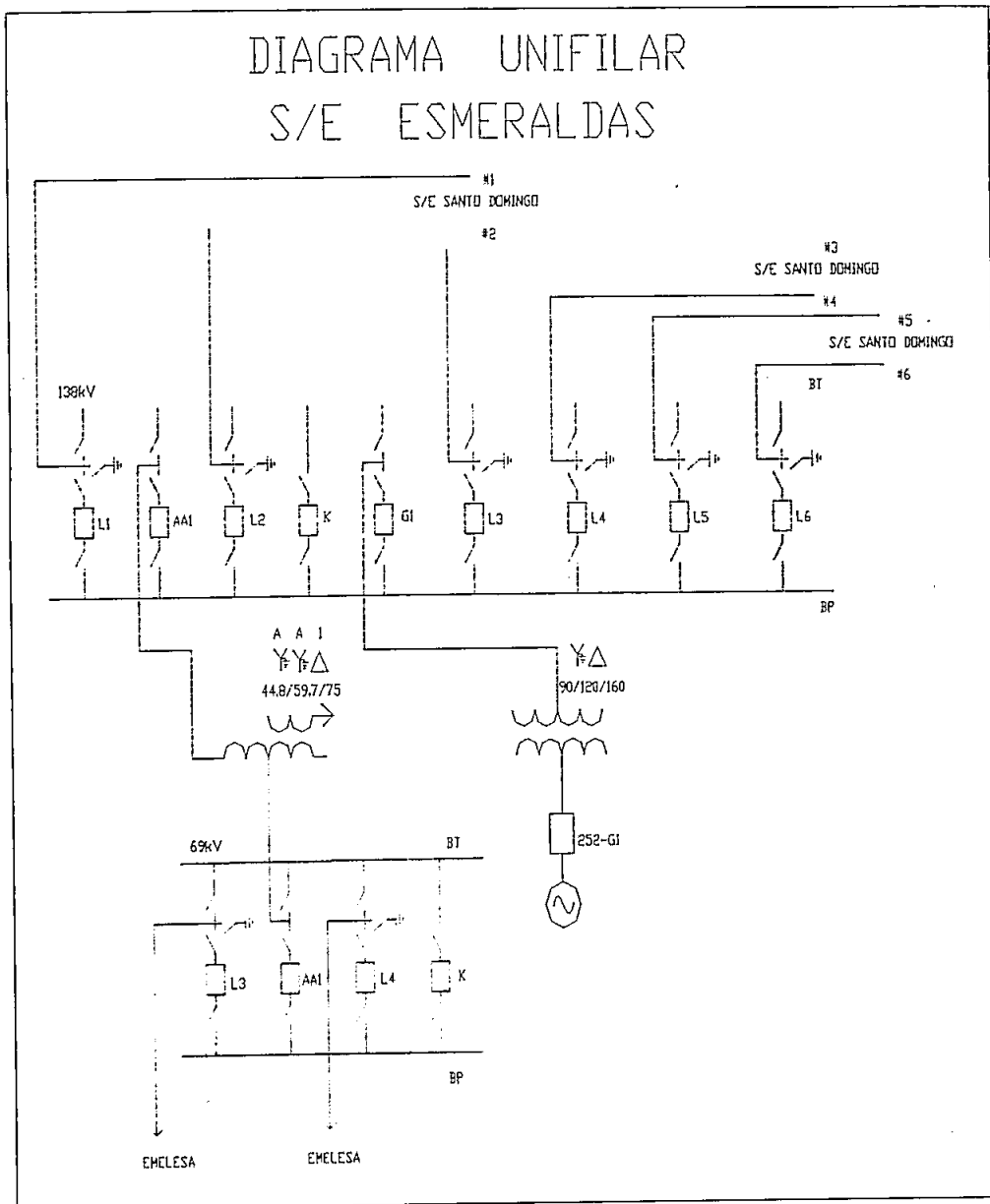


ANEXOS

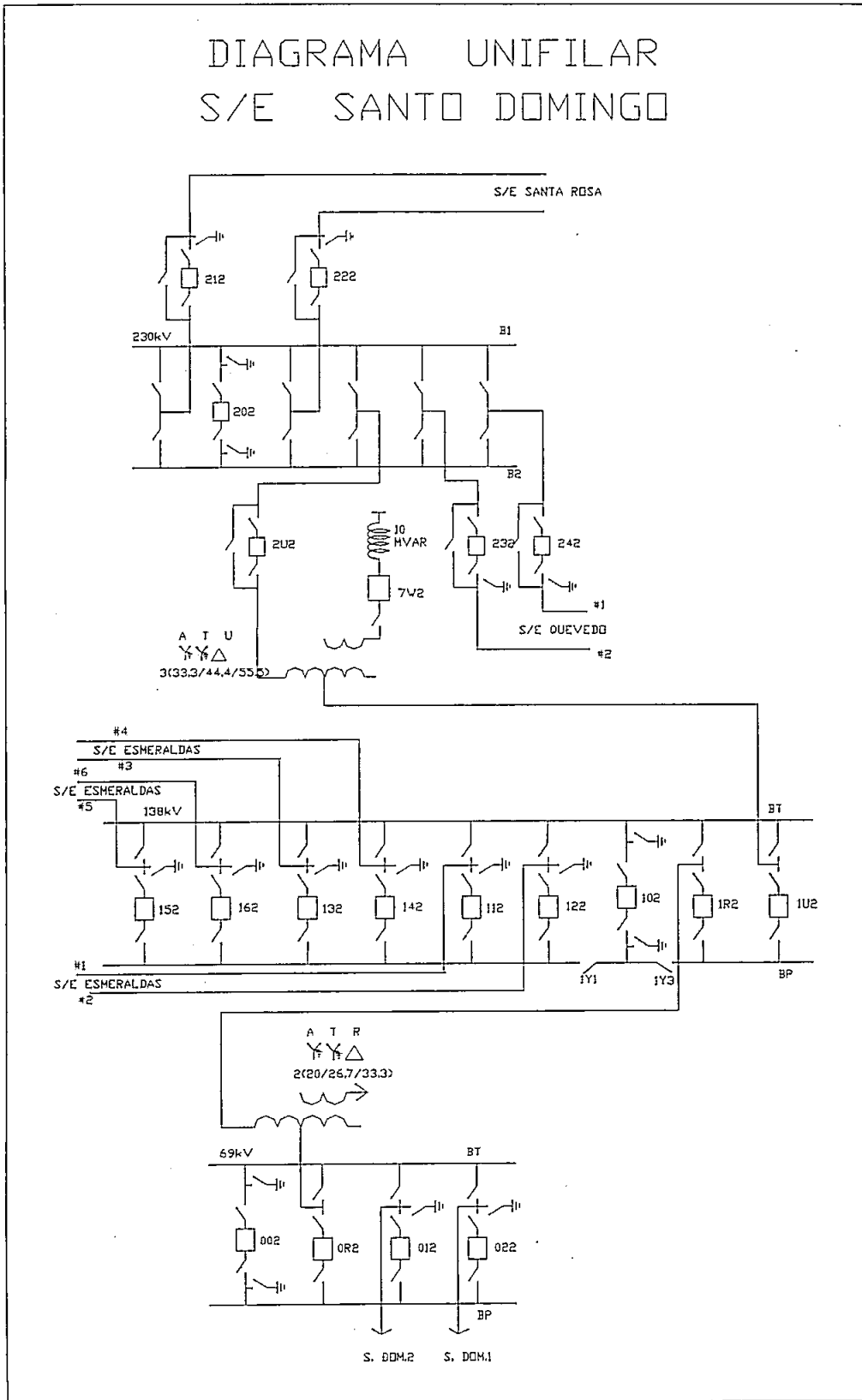
CAPITULO 4



ANEXO 4.1: DIAGRAMA UNIFILAR TENTATIVO DE LA S/E ESMERALDAS
 PARA LA PRIMERA ALTERNATIVA

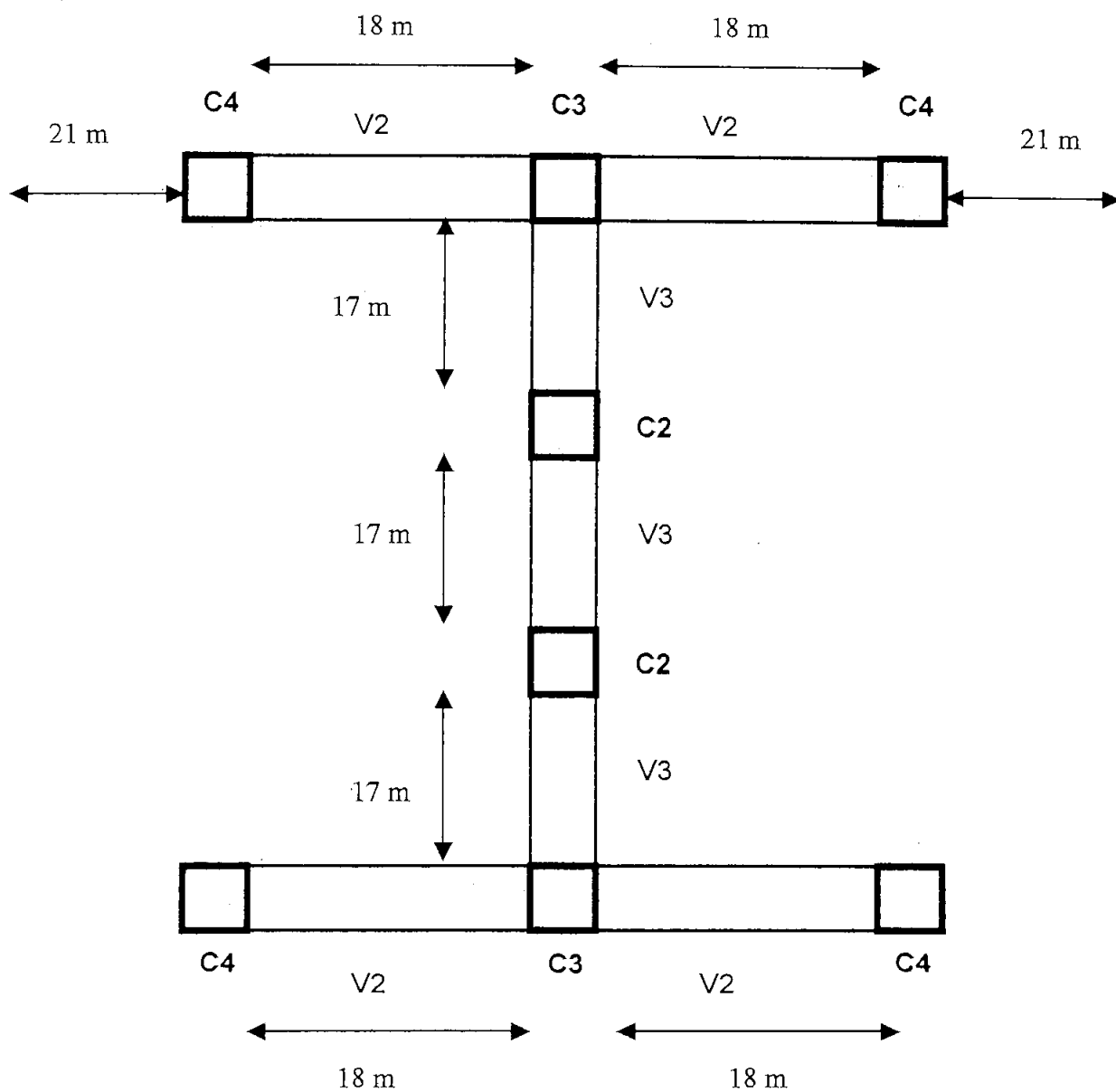


ANEXO 4.2: DIAGRAMA UNIFILAR TENTATIVO DE LA S/E SANTO DOMINGO PARA LA PRIMERA ALTERNATIVA.



ANEXO 4.3: GRÁFICO DE LAS VIGAS Y COLUMNAS UTILIZADAS EN SUBESTACIONES.

Con la ayuda del siguiente esquema se pueden realizar los cálculos respectivos del número necesario de vigas y columnas:



**ANEXO 4.3: COSTOS DE AMPLIACIÓN PARA LA PRIMERA ALTERNATIVA
SUBESTACIÓN ESMERALDAS**

NIVEL DE VOLTAJE 138 KV

ESTRUCTURAS METÁLICAS					
VIGAS					
TIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	MONTAJE POR ESTRUCTURA \$	TOTAL \$	
V2	10	1.406,50	253,17	16.596,70	
V3	5	1.263,60	227,45	7.455,24	
COLUMNAS					
TIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	MONTAJE POR ESTRUCTURA \$	TOTAL \$	
C2	5	2.881,52	518,67	17.000,97	
C3	1	2.975,57	535,60	3.511,17	
C4	10	1.932,65	347,88	22.805,27	
Costo Total Estructuras Metálicas				67.369,35	

CIMENTACIONES EQUIPO DE CORTE Y SECCIONAMINETO					
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$		
Disyuntor	1.900,00	5	9.500,00		
Seccionador sin Puesta a Tierra	1.800,00	11	19.800,00		
Seccionador con Puesta a Tierra	1.800,00	4	7.200,00		
CIMENTACIONES ESTRUCTURAS METÁLICAS					
Estructura	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$		
C2	2.900,00	5	14.500,00		
C3	2.900,00	1	2.900,00		
C4	2.900,00	10	29.000,00		
Costo Total Obra Civil-Cimentaciones				82.900,00	

SUBESTACIÓN ESMERALDAS

NIVEL DE VOLTAJE 138 KV

COSTOS EQUIPO DE CORTE Y SECCIONAMINETO				
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$	Total \$
Disyuntor	102.990,38	5	514.951,90	
Seccionador con By Pass	11461,79	0	-	
Seccionador sin Puesta a Tierra	10.877,77	11	119.655,47	
Seccionador con Puesta a Tierra	13.671,68	4	54.686,72	
Costo Total				689.294,09

MALLA DE PUESTA A TIERRA		
ESQUEMA DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y BYPASS		
Valor m² \$ / m²	Area m²	Total \$
1,25	6630	8287,50

Area= (17x3)+(21+18+18+21)

TCs, Tps, transformador			
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$
TCs ALSTON, BIL 1050	10359,63	4	41438,52
TPs, ALSTON, con acople capacitivo	7355,72	4	29422,88
AUTOTRANSFORMADOR TRIFÁSICO 138/230/13,8 KV	2000000	1	2000000,00
Costo Total			2.070.861,40

COSTO TOTAL POR AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EN DÓLARES:	2.918.712,34
-----------------------------------------------------------------	---------------------

**ANEXO 4.3: COSTOS DE AMPLIACIÓN PARA LA PRIMERA ALTERNATIVA
SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO**

NIVEL DE VOLTAJE 138 kV

ESTRUCTURAS METÁLICAS					
VIGAS					
TIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	MONTAJE POR ESTRUCTURA \$	TOTAL \$	TOTAL \$
V2	10	1.406,50	253,17	16.596,70	
V3	5	1.263,60	227,45	7.455,24	
COLUMNAS					
TIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	MONTAJE POR ESTRUCTURA \$	TOTAL \$	TOTAL \$
C2	5	2.881,52	518,67	17.000,97	
C3	1	2.975,57	535,60	3.511,17	
C4	10	1.932,65	347,88	22.805,27	
Costo Total Estructuras Metálicas					67.369,35

CIMENTACIONES EQUIPO DE CORTE Y SECCIONAMINETO				
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$	Total \$
Disyuntor	1.900,00	5	9.500,00	
Seccionador sin Puesta a Tierra	1.800,00	11	19.800,00	
Seccionador con Puesta a Tierra	1.800,00	4	7.200,00	
CIMENTACIONES ESTRUCTURAS METÁLICAS				
Estructura	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$	Total \$
C2	2.900,00	5	14.500,00	
C3	2.900,00	1	2.900,00	
C4	2.900,00	10	29.000,00	
Costo Total Obra Civil-Cimentaciones				82.900,00

SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO

NIVEL DE VOLTAJE 138 KV

COSTOS EQUIPO DE CORTE Y SECCIONAMINETO			
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$
Disyuntor	102.990,38	5	514.951,90
Seccionador con By Pass	11461,79	0	-
Seccionador sin Puesta a Tierra	10.877,77	11	119.655,47
Seccionador con Puesta a Tierra	13.671,68	4	54.686,72
Costo Total			689.294,09

MALLA DE PUESTA A TIERRA		
ESQUEMA DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y BYPASS		
Valor m ² \$ / m ²	Area m ²	Total \$
1,25	6630	8287,50

Area= (17x3)+(21+18+18+21)

TCs, Tps, transformador			
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$
TCs ALSTON, BIL 1050	10359,63	4	41438,52
TPs, ALSTON, con acople capacitivo	7355,72	4	29422,88
AUTOTRANSFORMADOR TRIFÁSICO 138/230/13,8 KV	2000000	1	2000000,00
Costo Total			2.070.861,40

COSTO TOTAL POR AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EN DÓLARES:	2.918.712,34
-----------------------------------------------------------------	---------------------

ANEXO 4.4: PRIMERA ALTERNATIVA

COSTOS AL CONSTRUIR DOS NUEVAS LÍNEA DE 138KV DOBLE CIRCUITO PARALELAS A LA EXISTENTE.

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

BRANT "ACSR" DOBLE CIRCUITO

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	21'600.172,80
MANO DE OBRA	7.876.028,94
GUARDIA	251.054,64
AISLADORES	376.640,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	309.901,91
	30'548.053,24
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	2'138.363,72
ESTUDIOS	774.000,00
SERVIDUMBRE	541.800,00
IMPREVISTOS	1'527.402,66
UTILIDADES	3'054.805,32
	8'036.371,71
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'918.712,34
	2'918.712,34
COSTO TOTAL	53'318.219,56

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	173	9.288	1.606.824,00
Marcación para excavación	C/U	5	784	3.920,00
Excavaciones	m3	7	501760	3.512.320,00
Premontaje de estructuras	Ton	42	2.033	85.365,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	2.033	85.365,00
Montaje de estructuras	Ton	56	2.033	113.820,00
Erección de estructuras	Ton	371,32	2.033	754.707,90
Puesta a tierra	C/U	8,81	784	6.907,04
Vestido de estructuras	c/u	400	784	313.600,00
Tendido del conductor	km	750	1857,6	1.393.200,00
Desmontaje	ton	1000	0	0,00
TOTAL				7.876.028,94

ANEXO 4.5: COSTO DE LOS ACCESORIOS PARA ESTRUCTURAS DE SUSPENSIÓN Y ANCLAJE

DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO EN \$
Amortiguadores stockbridge para conductor ACAR	51,750
Amortiguadores stockbridge para cable de acero 3/8" de diámetro de alta resistencia de tracción con varillas de armar.	45,280
Conector cable - placa de bronce, para conductor 3 No. 8 AWG copperweld a perfil plano.	2,410
Varillas Copperweld 3/4" suministrada con conector copperweld 3 No. 8 AWG.	12,090
Uniones por fusión.	21,250
Metros de cable concéntrico de acero enchapado en cobre 3 No. 8 AWG	1,330
Conector de ranuras paralelas de bronce para conductor.	3,390

Datos proporcionados por ELECTROCABLES.

ANEXO 4.6: CÁLCULO DE LA FRECUENCIA DE FALLA

Para comprobar el valor de frecuencia de fallas utilizado por el Ex – INECEL de 0,625 fallas / 100km / 1circuito / año con 4 recierres (2,5 fallas / 100km / 1circuito / año); se utiliza el Método del Caso Base dado por Edison Electric Institute (EHV Transmission Line Reference Book).

A continuación se describe este método:

El número de interrupciones por 100km de línea por año se calcula sumando el número de interrupciones debidas a descargas directas sobre los conductores de fase y el número de interrupciones debidas a descargas sobre las estructuras y cables de guardia.

Para este trabajo, F1 se calcula con la siguiente ecuación:

$$F1 = P1 \times (0,58 \times ht + 1,16 \times hc + 0,44 \times b)$$

F1 : Probabilidad de fallas que podrían ocurrir de acuerdo a P1 (es el encontrado en la **sección 3.2.1.3.4**), 0,038.

ht : altura en la estructura de los conductores o cables de guardia ubicados en la parte más alta en pies. ht 43,12m.

hc : altura a la mitad del vano, de los conductores o cables de guardia ubicados en la parte más alta de la estructura en pies. hc 24,62m (torre para 230kV).

b : distancia horizontal entre los conductores o cables de guardia en pies. Para un solo cable de guardia es 0.

El valor obtenido de F1 es 2,0356 fallas / 100 millas / año / 1circuito.

Para determinar F se utiliza la siguiente expresión: ¹

$$F = \left[1,65 \times \beta \times e^{-\frac{s}{2 \times S_0}} \times F_0 + F1 \right] \times \frac{1}{100}$$

F : Interrupciones / 100 millas / año / 1 circuito.

¹ EDISON ELECTRIC INSTITUTE, GENERAL ELECTRIC COMPANY, EHV Transmission Line Reference Book, New York – E.E.U.U., 1.978, pág. 297 – 299.

β : Factor que relaciona el caso básico con otro diferente, 0,65. Se indica en la página 2, siendo $h_t = 43,12$ m y h_o (altura de la torre del caso base) = 148 pies (39,3m).

s : Longitud del vano para una estructura diferente a la básica, 400 metros.

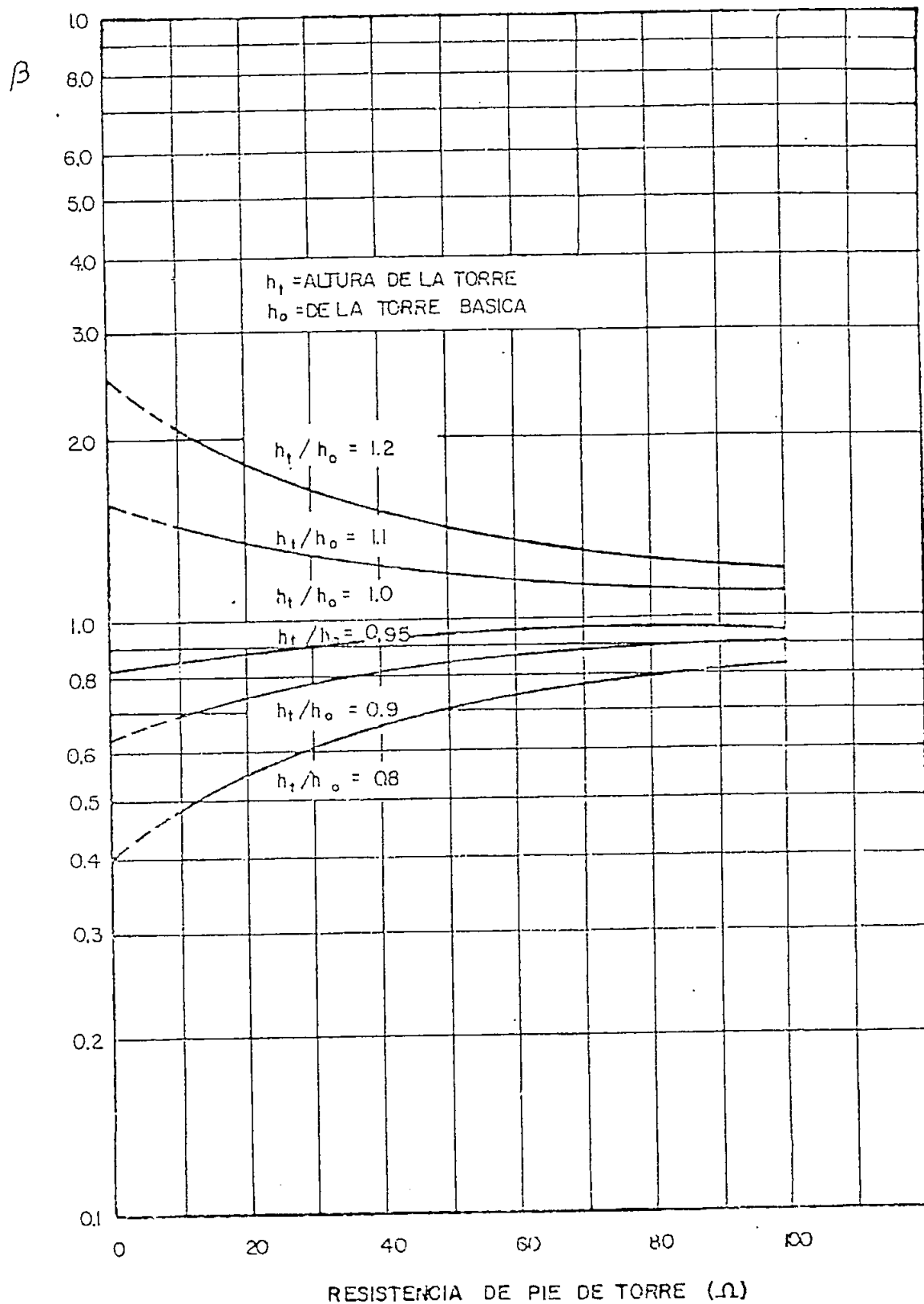
s_o : Longitud del vano para la estructura base, 335 metros.

F_o : interrupciones del caso base / 100 millas / año, (17). Se indica en la página 3.

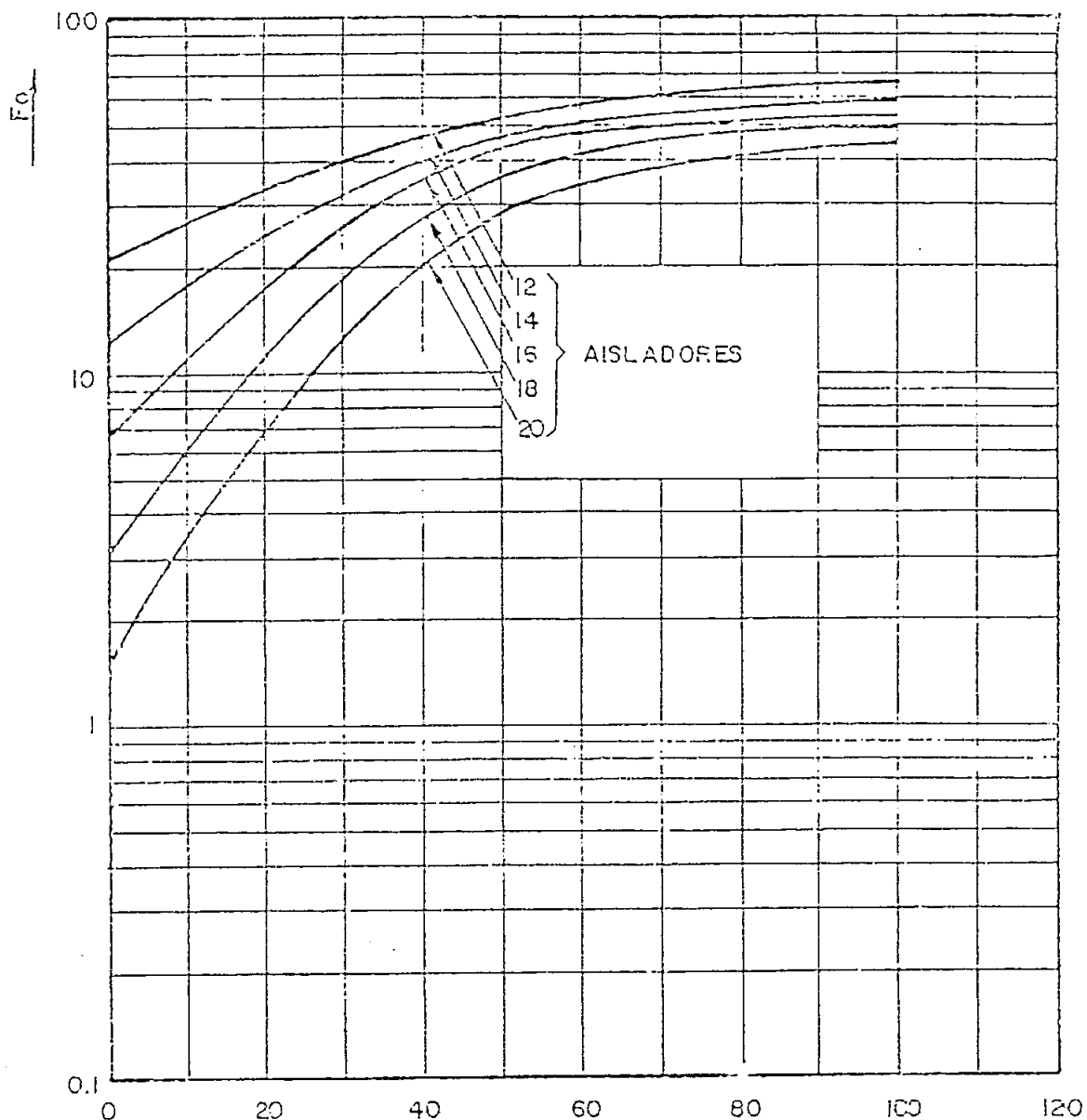
I : nivel isoceraúnico, 30.

El valor encontrado de F es 3,622 fallas / 100 millas / 1circuito / año. A este valor se lo debe multiplicar por las millas de la Línea 96,18 millas (154,8 km); lo que nos da un valor de F de 3,5 fallas / 1circuito / año.

El valor encontrado utilizado por el Ex – INECEL es de 3,87 fallas / 1 circuito / año; para la Línea Santo Domingo - Esmeraldas, con lo cual se puede decir que el valor obtenido y el utilizado son similares.



EFFECTO DE LA RELACION DE INTERRUPTORES AL CAMBIAR LA ALTURA DE LA TORRE RESPECTO A LA ALTURA DE LA TORRE BASICA



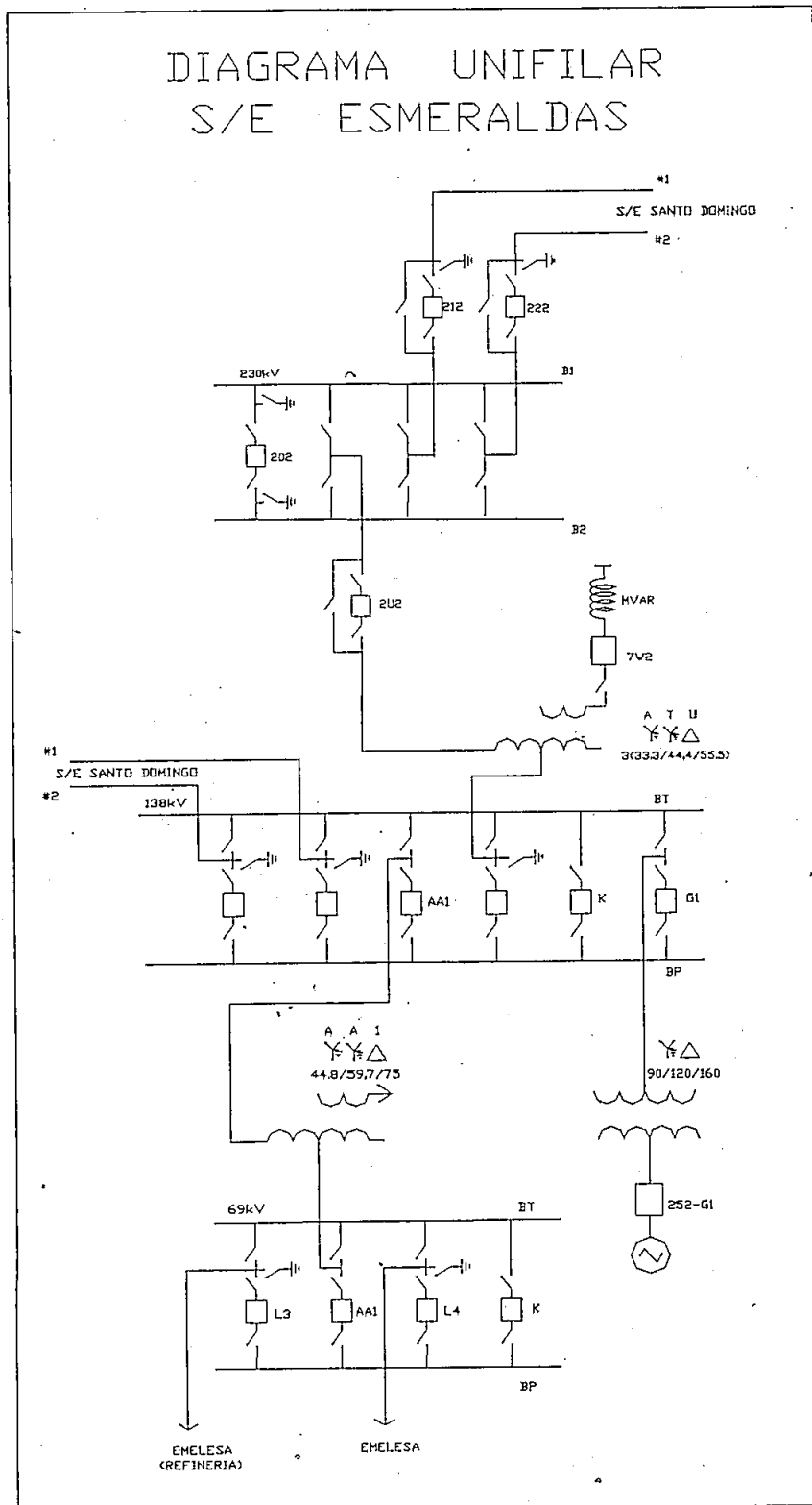
RESISTENCIA DE PIE DE TORRE (Ω)

CURVAS DE COMPORTAMIENTO CONTRA RAYOS PARA CIRCUITO DOBLE VERTICAL CON UN CABLE DE TIERRA (VER FIG. 24)

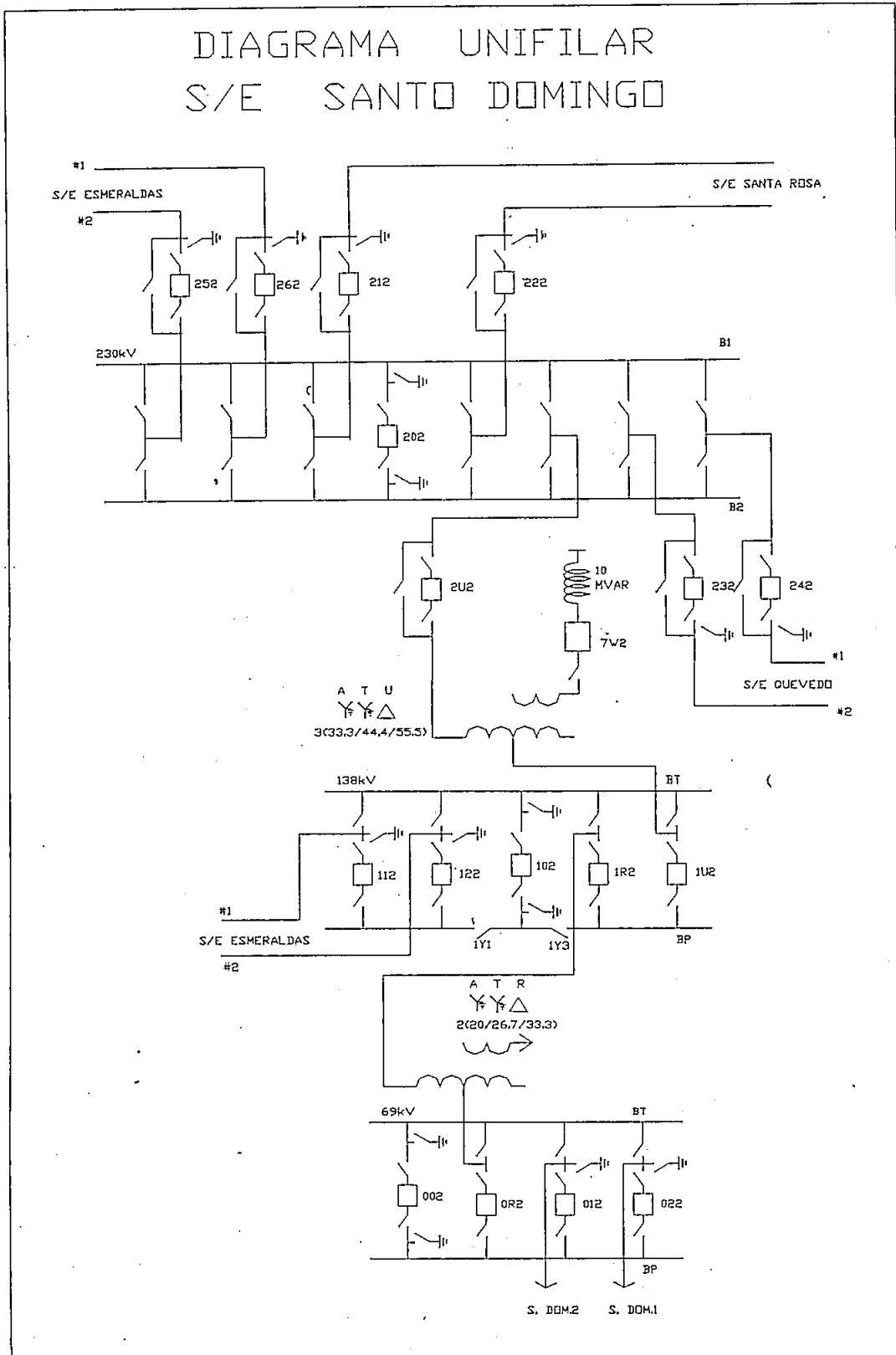
(VANO MEDIO=1100 PIES = S_0)

PARA LINEAS MEJORES A 345 KV

**ANEXO 4.7: DIAGRAMA UNIFILAR TENTATIVO DE LA S/E ESMERALDAS
CON DOS POSICIONES DE 230kV.**



ANEXO 4.8: DIAGRAMA UNIFILAR TENTATIVO DE LA S/E SANTO DOMINGO CON DOS POSICIONES DE 230kV.



ANEXO 4.9: COSTOS DE AMPLIACIÓN

SUBESTACIÓN ESMERALDAS

ESQUEMA CON 2 POSICIONES DE LINEA Y 1 DE TRANSFORMADOR
NIVEL DE VOLTAJE 230 KV

ESTRUCTURAS METALICAS				
VIGAS				
TIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	MONTAJE POR ESTRUCTURA \$	TOTAL \$
V2	4	1.406,50	253,17	6.638,68
V3	3	1.263,60	227,45	4.473,14
COLUMNAS				
TIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	MONTAJE POR ESTRUCTURA \$	TOTAL \$
C2	2	2.881,52	518,67	6.800,39
C3	2	2.975,57	535,60	7.022,35
C4	4	1.932,65	347,88	9.122,11
Costo Total Estructuras Metálicas				34.056,66

CIMENTACIONES EQUIPO DE CORTE Y SECCIONAMINETO				
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$	
Disyuntor	1.900,00	4	7.600,00	
Seccionador sin Puesta a Tierra	1.800,00	9	16.200,00	
Seccionador con Puesta a Tierra	1.800,00	4	7.200,00	
CIMENTACIONES ESTRUCTURAS METALICAS				
Estructura	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$	
C2	2.900,00	2	5.800,00	
C3	2.900,00	2	5.800,00	
C4	2.900,00	4	11.600,00	
Costo Total Obra Civil-Cimentaciones			54.200,00	

SUBESTACIÓN ESMERALDAS
ESQUEMA CON 2 POSICIONES DE LINEA Y 1 DE TRANSFORMADOR
NIVEL DE VOLTAJE 230 KV

COSTOS EQUIPO DE CORTE Y SECCIONAMINETO			
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$
Disyuntor	102.990,38	4	411.961,52
Seccionador con By Pass	11461,79	2	27.343,36
Seccionador sin Puesta a Tierra	10.877,77	9	97.899,93
Seccionador con Puesta a Tierra	13.671,68	4	54.686,72
Costo Total			591.891,53

MALLA DE PUESTA A TIERRA		
ESQUEMA DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y BYPASS		
Valor m²	Area m²	Total \$
1,25	3978	4972,50

Area= (17x3)+(21+18+18+21)

TCS, Tps, transformador			
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$
TCS ALSTON, BIL 1050	10359,63	2	20719,26
Ps, ALSTON, con acople capacitiv	7355,72	2	14711,44
TOTRASFORMADOR TRIFÁSICO 138/230/13,8 kV	2000000	1	2000000,00
Costo Total			2.035.430,70

COSTO TOTAL POR AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EN DÓLARES:	2.720.551,39
-----------------------------------------------------------------	---------------------

ANEXO 4.9: COSTOS DE AMPLIACIÓN

SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO

NIVEL DE VOLTAJE 230 KV

ESTRUCTURAS METALICAS					
VIGAS					
TIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	MONTAJE POR ESTRUCTURA \$	TOTAL \$	
V2	2	1.406,50	253,17	3.319,34	
V3	2	1.263,60	227,45	2.982,10	
COLUMNAS					
TIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	MONTAJE POR ESTRUCTURA \$	TOTAL \$	
C2	1	2.881,52	518,67	3.400,19	
C3	1	2.975,57	535,60	3.511,17	
C4	2	1.932,65	347,88	4.561,05	
Costo Total Estructuras Metálicas				17.773,86	

CIMENTACIONES EQUIPO DE CORTE Y SECCIONAMINETO				
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$	
Disyuntor	1.900,00	2	3.800,00	
Seccionador sin Puesta a Tierra	1.800,00	6	10.800,00	
Seccionador con Puesta a Tierra	1.800,00	2	3.600,00	
CIMENTACIONES ESTRUCTURAS METALICAS				
Estructura	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$	
C2	2.900,00	1	2.900,00	
C3	2.900,00	1	2.900,00	
C4	2.900,00	2	5.800,00	
Costo Total Obra Civil-Cimentaciones			29.800,00	

SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO

NIVEL DE VOLTAJE 230 KV

COSTOS EQUIPO DE CORTE Y SECCIONAMINETO			
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$
Disyuntor	102.990,38	2	205.980,76
Seccionador con By Pass	11461,79	2	22.923,58
Seccionador sin Puesta a Tierra	10.877,77	6	65.266,62
Seccionador con Puesta a Tierra	13.671,68	2	27.343,36
Costo Total			321.514,32

MALLA DE PUESTA A TIERRA		
ESQUEMA DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y BYPASS		
Valor m ² \$ / m ²	Area m ²	Total \$
1,25	2652	3315,0

Area= (17x2)+(21+18+18+21)

TCs, Tps, transformador			
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$
TCs ALSTON, BIL 1050	10359,63	2	20719,26
TPs, ALSTON, con acople capacitivo	7355,72	2	14711,44
Costo Total			35.430,70

COSTO TOTAL POR AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EN DÓLARES:	407.833,88
----------------------------------------------------------	-------------------

ANEXO 4.10: SEGUNDA ALTERNATIVA

COSTOS AL CONSTRUIR UNA NUEVA LÍNEA DE 230KV DOBLE
CIRCUITO SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL.

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

ROOK "ACSR" DOBLE CIRCUITO

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	15'063.278,40
MANO DE OBRA	3'905.684,10
GUARDIA	251.054,64
AISLADORES	218.400,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	413.202,55
	19'985.874,64
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'399.011,22
ESTUDIOS	387.000,00
SERVIDUMBRE	541.800,00
IMPREVISTOS	999.293,73
UTILIDADES	1'998.587,46
	5'325.692,42
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	31'294.947,57

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	173	4.644	803.412,00
Marcación para excavación	C/U	5	350	1.750,00
Excavaciones	m3	7	224000	1.568.000,00
Premontaje de estructuras	Ton	42	1.355	56.910,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	56	1.355	75.880,00
Erección de estructuras	Ton	371,32	1.355	503.138,60
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	1000	0	0,00
TOTAL				3.905.684,10

**COSTOS AL CONSTRUIR UNA NUEVA LÍNEA DE 230KV DOBLE
CIRCUITO SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL.**

BLUEJAY "ACSR" DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	18'473.832,00
MANO DE OBRA	3'905.684,10
GUARDIA	251.054,64
AISLADORES	218.400,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	413.202,55
	23'396.428,24
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'637.749,97
ESTUDIOS	387.000,00
SERVIDUMBRE	541.800,00
IMPREVISTOS	1'169.821,41
UTILIDADES	2'339.642,82
	6'076.014,21
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	35'871.910,50

COSTOS POR MAONO DE OBRA

DECRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	173	4.644	803.412,00
Marcación para excavación	C/U	5	350	1.750,00
Excavaciones	m3	7	224000	1.568.000,00
Premontaje de estructuras	Ton	42	1.355	56.910,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	56	1.355	75.880,00
Erección de estructuras	Ton	371,32	1.355	503.138,60
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	Ton	1000	0	0,00
TOTAL				3.905.684,10

**COSTOS AL CONSTRUIR UNA NUEVA LÍNEA DE 230KV DOBLE
CIRCUITO SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL.**

"ACAR" 800(18/19) DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	13'073.788,80
MANO DE OBRA	3'905.684,10
GUARDIA	251.054,64
AISLADORES	218.400,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	413.202,55
	17'996.385,04
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'259.746,95
ESTUDIOS	387.000,00
SERVIDUMBRE	541.800,00
IMPREVISTOS	899.819,25
UTILIDADES	1'799.638,50
	4'888.004,70
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	28'625.052,52

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	173	4.644	803.412,00
Marcación para excavación	C/U	5	350	1.750,00
Excavaciones	m3	7	224000	1.568.000,00
Premontaje de estructuras	Ton	42	1.355	56.910,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	56	1.355	75.880,00
Erección de estructuras	Ton	371,32	1.355	503.138,60
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	1000	0	0,00
TOTAL				3.905.684,10

**COSTOS AL CONSTRUIR UNA NUEVA LÍNEA DE 230KV DOBLE
CIRCUITO SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL.**

"ACAR" 1200(18/19) DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	17'450.665,92
MANO DE OBRA	3'905.684,10
GUARDIA	251.054,64
AISLADORES	218.400,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	413.202,55
	22'373.262,16
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'566.128,35
ESTUDIOS	387.000,00
SERVIDUMBRE	541.800,00
IMPREVISTOS	1'118.663,10
UTILIDADES	2'237.326,21
	5'850.917,67
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	34'498.821,62

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	173	4.644	803.412,00
Marcación para excavación	C/U	5	350	1.750,00
Excavaciones	m3	7	224000	1.568.000,00
Premontaje de estructuras	Ton	42	1.355	56.910,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	56	1.355	75.880,00
Erección de estructuras	Ton	371,32	1.355	503.138,60
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	1000	0	0,00
TOTAL				3.905.684,10

ANEXO 4.11: SEGUNDA ALTERNATIVA

COSTOS AL CONSTRUIR UNA NUEVA LÍNEA DE 230KV DOBLE
CIRCUITO DESMONTANDO LA LÍNEA ACTUAL.

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

ROOK "ACSR" DOBLE CIRCUITO

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	15'063.278,40
MANO DE OBRA	4'118.772,10
GUARDIA	251.054,64
AISSLADORES	218.400,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	413.202,55
	20'198.962,64
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'413.927,38
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	1'009.948,13
UTILIDADES	2'019.896,26
	4'830.771,78
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	28'168.119,69

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	5	350	1.750,00
Excavaciones	m3	7	224000	1.568.000,00
Premontaje de estructuras	Ton	42	1.355	56.910,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	56	1.355	75.880,00
Erección de estructuras	Ton	371,32	1.355	503.138,60
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	1000	1016,5	1.016.500,00
TOTAL				4.118.772,10

**COSTOS AL CONSTRUIR UNA NUEVA LÍNEA DE 230KV DOBLE
CIRCUITO DESMONTANDO LA LÍNEA ACTUAL.**

BLUEJAY "ACSR" DOBLE CIRCUITO

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	18'473.832,00
MANO DE OBRA	4'118.772,10
GUARDIA	251.054,64
AISLADORES	218.400,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	413.202,55
	23'609.516,24
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'652.666,13
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	1'180.475,81
UTILIDADES	2'360.951,62
	5'581.093,57
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	32'328.995,09

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	5	350	1.750,00
Excavaciones	m3	7	224000	1.568.000,00
Premontaje de estructuras	Ton	42	1.355	56.910,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	56	1.355	75.880,00
Erección de estructuras	Ton	371,32	1.355	503.138,60
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	1000	1016,5	1.016.500,00
TOTAL				4.118.772,10

**COSTOS AL CONSTRUIR UNA NUEVA LÍNEA DE 230KV DOBLE
CIRCUITO DESMONTANDO LA LÍNEA ACTUAL.**

"ACAR" 800(18/19) DOBLE CIRCUITO

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	13'073.788,80
MANO DE OBRA	4'118.772,10
GUARDIA	251.054,64
AISLADORES	218.400,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	413.202,55
	18'209.473,04
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'274.663,11
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	910.473,65
UTILIDADES	1'820.947,30
	4'393.084,06
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	25'740.942,38

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4,644	0,00
Marcación para excavación	C/U	5	350	1.750,00
Excavaciones	m3	7	224000	1.568.000,00
Premontaje de estructuras	Ton	42	1.355	56.910,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	56	1.355	75.880,00
Erección de estructuras	Ton	371,32	1.355	503.138,60
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	1000	1016,5	1.016.500,00
TOTAL				4.118.772,10

**COSTOS AL CONSTRUIR UNA NUEVA LÍNEA DE 230KV DOBLE
CIRCUITO DESMONTANDO LA LÍNEA ACTUAL.**

"ACAR" 1200(18/19) DOBLE CIRCUITO

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	17'450.665,92
MANO DE OBRA	4'118.772,10
GUARDIA	251.054,64
AISLADORES	218.400,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	413.202,55
	22'586.350,16
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'581.044,51
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	1'129.317,50
UTILIDADES	2'258.635,01
	5'355.997,03
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	31'080.732,47

COSTO POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	5	350	1.750,00
Excavaciones	m3	7	224000	1.568.000,00
Premontaje de estructuras	Ton	42	1.355	56.910,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	56	1.355	75.880,00
Erección de estructuras	Ton	371,32	1.355	503.138,60
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	1000	1016,5	1.016.500,00
TOTAL				4.118.772,10

ANEXO 4.12: TERCERA ALTERNATIVA

COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON AISLADORES TIPO
RETENCIÓN.

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

ROOK "ACSR" DOBLE CIRCUITO

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	15'063.278,40
MANO DE OBRA	896.593,50
GUARDIA	0
AISLADORES	423.360,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	16'517.486,84
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'156.224,07
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	825.874,34
UTILIDADES	1'651.748,68
	4'020.847,10
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	23'676.719,22

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m3	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	0	1016,5	0,00
TOTAL				896.593,50

COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON AISLADORES TIPO RETENCIÓN.

BLUEJAY "ACSR" DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	18'473.832,00
MANO DE OBRA	896.593,50
GUARDIA	0
AISLADORES	423.360,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	19'928.040,44
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'394.962,83
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	996.402,02
UTILIDADES	1'992.804,04
	4'771.168,89
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	27'837.594,61

COSTO POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m3	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	0	1016,5	0,00
TOTAL				896.593,50

**COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON AISLADORES TIPO
RETENCIÓN.**

"ACAR" 800(18/19) DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	13'102.210,08
MANO DE OBRA	896.593,50
GUARDIA	0
AISLADORES	423.360,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	14'556.418,52
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'018.949,29
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	727.820,92
UTILIDADES	1'455.641,85
	3'589.412,07
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	21'284.215,87

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m3	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	0	1016,5	0,00
TOTAL				896.593,50

COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON AISLADORES TIPO RETENCIÓN.

"ACAR" 1200(18/19) DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	17'450.665,92
MANO DE OBRA	896.593,50
GUARDIA	0
AISLADORES	423.360,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	18'904.874,36
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'323.341,20
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	945.243,71
UTILIDADES	1'890.487,43
	4'546.072,36
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	26'589.331,99

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m3	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	0	1016,5	0,00
TOTAL				896.593,50

ANEXO 4.13: TERCERA ALTERNATIVA

COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON AISLADORES LINE
POST.

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

ROOK "ACSR" DOBLE CIRCUITO

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	15'063.278,40
MANO DE OBRA	899.523,50
GUARDIA	0
AISLADORES	630.000,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	16'727.056,84
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'170.893,97
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	836.352,84
UTILIDADES	1'672.705,68
	4'066.952,50
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	23'932.394,62

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m3	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	Ton	1000	2,93	2.930,00
TOTAL				899.523,50

COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON AISLADORES LINE POST.

BLUEJAY "ACSR" DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	18'473.832,00
MANO DE OBRA	899.523,50
GUARDIA	0
AISLADORES	630.000,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	20'137.610,44
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'409.632,73
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	1'006.880,52
UTILIDADES	2'013.761,04
	4'817.274,29
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	28'093.270,01

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m ³	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	1000	2,93	2.930,00
TOTAL				899.523,50

**COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON AISLADORES LINE
POST.**

"ACAR" 800(18/19) DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	13'102.210,08
MANO DE OBRA	899.523,50
GUARDIA	0
AISLADORES	630.000,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	14'765.988,52
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'033.619,19
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	738.299,42
UTILIDADES	1'476.598,85
	3'635.517,47
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	21'539.891,27

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m3	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	1000	2,93	2.930,00
TOTAL				899.523,50

**COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON AISLADORES LINE
POST.**

"ACAR" 1200(18/19) DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	17'450.665,92
MANO DE OBRA	899.523,50
GUARDIA	0
AISLADORES	630.000,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	19'114.444,36
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'338.011,10
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	955.722,21
UTILIDADES	1'911.444,43
	4'592.177,76
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	26'845.007,39

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4,644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m3	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1,355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1,355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1,355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1,355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	1000	2,93	2.930,00
TOTAL				899.523,50

ANEXO 4.14: TERCERA ALTERNATIVA

COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON AISLADORES EN "V"

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

ROOK "ACSR" DOBLE CIRCUITO

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	15'063.278,40
MANO DE OBRA	896.593,50
GUARDIA	0
AISLADORES	436.800,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	16'530.926,84
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'157.164,87
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	826.546,34
UTILIDADES	1'653.092,68
	4'023.803,90
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTOS TOTAL	23'693.116,02

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m ³	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	Ton	0	1016,5	0,00
TOTAL				896.593,50

COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON AISLADORES EN "V"

BLUEJAY "ACSR" DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	18'473.832,00
MANO DE OBRA	896.593,50
GUARDIA	0
AISLADORES	436.800,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	19'941.480,44
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'395.903,63
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	997.074,02
UTILIDADES	1'994.148,04
	4'774.125,69
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	27'853.991,41

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m3	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	0	1016,5	0,00
TOTAL				896.593,50

COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON AISLADORES EN "V"

"ACAR" 800(18/19) DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación:

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	13'102.210,08
MANO DE OBRA	896.593,50
GUARDIA	0
AISLADORES	436.800,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	14'569.858,52
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'019.890,09
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	728.492,92
UTILIDADES	1'456.985,85
	3'592.368,87
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	21'300.612,67

COSTO POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m ³	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	0	1016,5	0,00
TOTAL				896.593,50

COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON AISLADORES EN "V"

"ACAR" 1200(18/19) DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

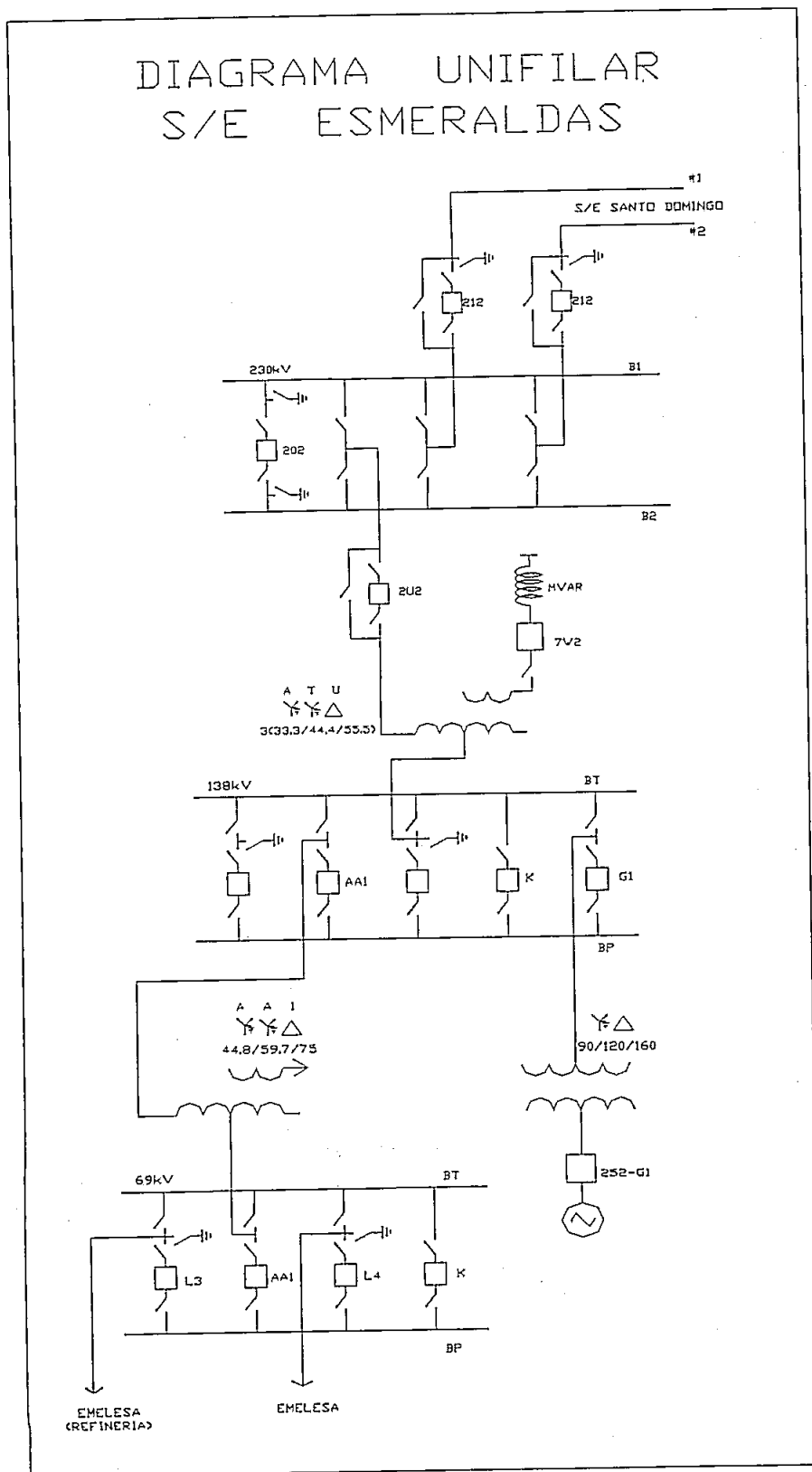
Los costos se resumen a continuación:

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	17'450.665,92
MANO DE OBRA	896.593,50
GUARDIA	0
AISLADORES	436.800,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	18'918.314,36
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'324.282,00
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	945.915,71
UTILIDADES	1'891.831,43
	4'549.029,16
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	26'605.728,79

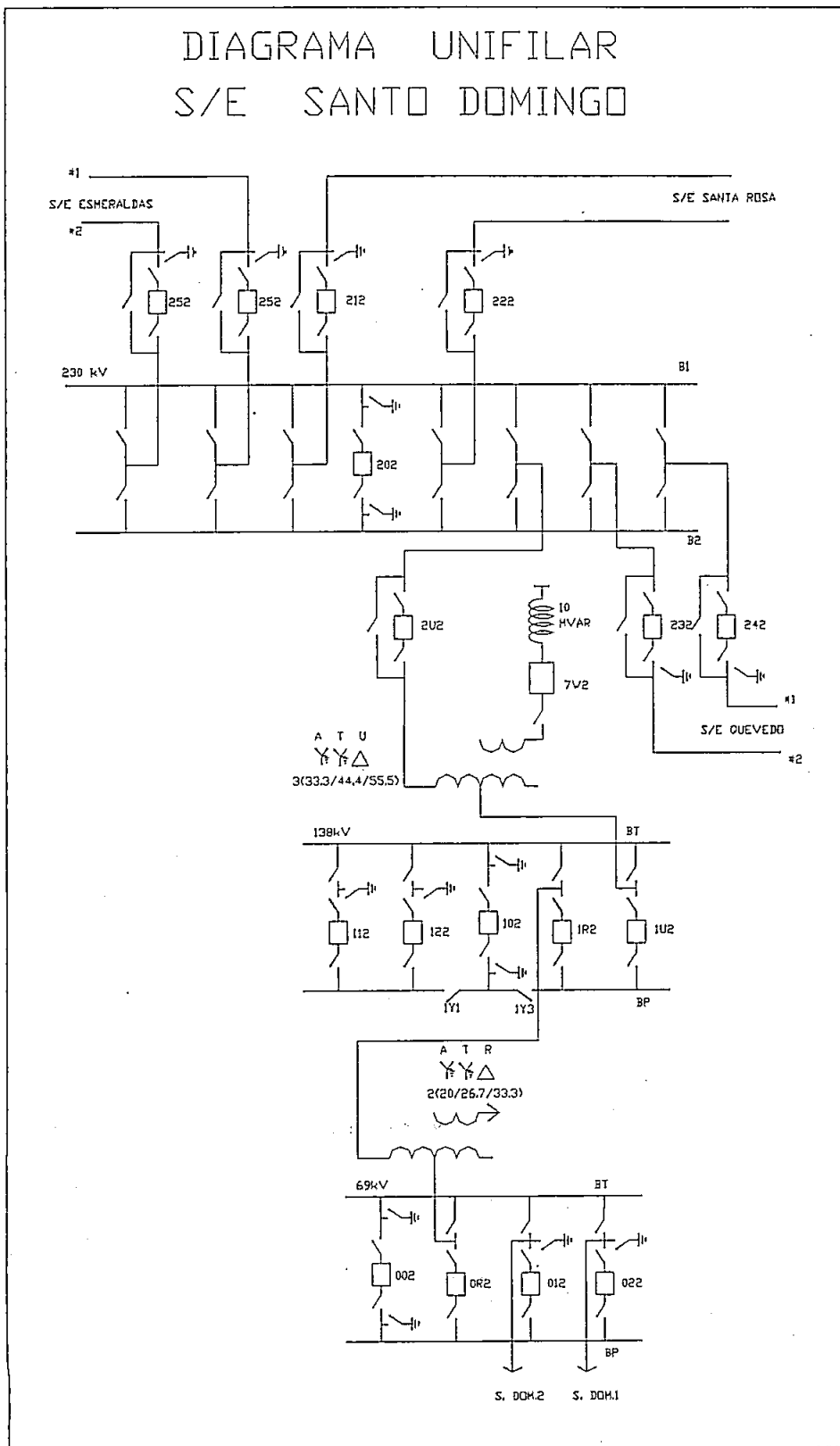
COSTO POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4,644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m ³	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1,355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1,355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1,355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1,355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	0	1016,5	0,00
TOTAL				896.593,50

ANEXO 4.15: DIAGRAMA UNIFILAR TENTATIVO PARA HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE Y DOBLE CIRCUITO PARA LA S/E ESMERALDAS.



ANEXO 4.16: DIAGRAMA UNIFILAR TENTATIVO PARA HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE Y DOBLE CIRCUITO PARA LA S/E SANTO DOMINGO.



**ANEXO 4.17: COSTOS DE AMPLIACIÓN
CON DOBLE CIRCUITO Y HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE
SUBESTACIÓN ESMERALDAS
ESQUEMA CON 2 POSICION DE LINEA Y 1 DE TRANSFORMADOR
NIVEL DE VOLTAJE 230 KV**

ESTRUCTURAS METALICAS				
VIGAS				
TIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	MONTAJE POR ESTRUCTURA \$	TOTAL \$
V2	4	1.406,50	253,17	6.638,68
V3	3	1.263,60	227,45	4.473,14
COLUMNAS				
TIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	MONTAJE POR ESTRUCTURA \$	TOTAL \$
C2	2	2.881,52	518,67	6.800,39
C3	2	2.975,57	535,60	7.022,35
C4	4	1.932,65	347,88	9.122,11
Costo Total Estructuras Metálicas				34.056,66

CIMENTACIONES EQUIPO DE CORTE Y SECCIONAMINETO				
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$	
Disyuntor	1.900,00	4	7.600,00	
Seccionador sin Puesta a Tierra	1.800,00	9	16.200,00	
Seccionador con Puesta a Tierra	1.800,00	4	7.200,00	
CIMENTACIONES ESTRUCTURAS METALICAS				
Estructura	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$	
C2	2.900,00	2	5.800,00	
C3	2.900,00	2	5.800,00	
C4	2.900,00	4	11.600,00	
Costo Total Obra Civil-Cimentaciones			54.200,00	

CON DOBLE CIRCUITO Y HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE
 SUBESTACIÓN ESMERALDAS
 ESQUEMA CON 2 POSICION DE LINEA Y 1 DE TRANSFORMADOR
 NIVEL DE VOLTAJE 230 KV

COSTOS EQUIPO DE CORTE Y SECCIONAMINETO			
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$
Disyuntor	102.990,38	4	411.961,52
Seccionador con By Pass	11461,79	2	22.923,58
Seccionador sin Puesta a Tierra	10.877,77	9	97.899,93
Seccionador con Puesta a Tierra	13.671,68	4	54.686,72
Costo Total			587.471,75

MALLA DE PUESTA A TIERRA		
ESQUEMA DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y BYPASS		
Valor m ² \$ / m ²	Area m ²	Total \$
1,25	3.978,00	4972,50

Area= (17x3)+(21+18+18+21)

TCs, Tps, transformador			
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$
TCs ALSTON, BIL 1050	10359,63	2	20719,26
TPs, ALSTON, con acople capacitivo	7355,72	2	14711,44
AUTOTRANSFORMADOR TRIFÁSICO 138/230/13,8 KV	2000000	1	2000000,00
Costo Total			2.035.430,70

COSTO TOTAL POR AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EN DÓLARES:	2.716.131,61
-----------------------------------------------------------------	---------------------

SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO
 CON DOBLE CIRCUITO Y HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE
 NIVEL DE VOLTAJE 230 KV

ESTRUCTURAS METALICAS					
VIGAS					
TIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	MONTAJE POR ESTRUCTURA \$	TOTAL \$	TOTAL \$
V2	2	1.406,50	253,17	3.319,34	
V3	2	1.263,60	227,45	2.982,10	
COLUMNAS					
TIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	MONTAJE POR ESTRUCTURA \$	TOTAL \$	TOTAL \$
C2	1	2.881,52	518,67	3.400,19	
C3	1	2.975,57	535,60	3.511,17	
C4	2	1.932,65	347,88	4.561,05	
Costo Total Estructuras Metálicas					17.773,86

CIMENTACIONES EQUIPO DE CORTE Y SECCIONAMINETO					
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$		
Disyuntor	1.900,00	2	3.800,00		
Seccionador sin Puesta a Tierra	1.800,00	6	10.800,00		
Seccionador con Puesta a Tierra	1.800,00	2	3.600,00		
CIMENTACIONES ESTRUCTURAS METALICAS					
Estructura	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$		
C2	2.900,00	1	2.900,00		
C3	2.900,00	1	2.900,00		
C4	2.900,00	2	5.800,00		
Costo Total Obra Civil-Cimentaciones					29.800,00

SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO
 CON DOBLE CIRCUITO Y HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE
 NIVEL DE VOLTAJE 230 KV

COSTOS EQUIPO DE CORTE Y SECCIONAMINETO			
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$
Disyuntor	102.990,38	2	205.980,76
Seccionador con By Pass	11461,79	2	22.923,58
Seccionador sin Puesta a Tierra	10.877,77	6	65.266,62
Seccionador con Puesta a Tierra	13.671,68	2	27.343,36
Costo Total			321.514,32

MALLA DE PUESTA A TIERRA		
ESQUEMA DOBLE BARRA CON UN SOLO DISYUNTOR Y BYPASS		
Valor m ² \$ / m ²	Area m ²	Total \$
1,25	2652	3315,0

Area= (17x2)+(21+18+18+21)

TCs, Tps, transformador			
Elemento	Costo unitario \$	Cantidad	Total \$
TCs ALSTON, BIL 1050	10359,63	2	20719,26
TPs, ALSTON, con acople capacitivo	7355,72	2	14711,44
Costo Total			35.430,70

COSTO TOTAL POR AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EN DÓLARES:	407.833,88
-----------------------------------------------------------------	-------------------

ANEXO 4.18: TERCERA ALTERNATIVA

COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON HAZ DE DOS
CONDUCTORES POR FASE.

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación

LINNET "ACSR" DOBLE CIRCUITO

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	19'894.896,00
MANO DE OBRA	896.593,50
GUARDIA	0
AISLADORES	218.400,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	21'144.144,44
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'480.090,11
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	1'057.207,22
UTILIDADES	2'114.414,44
	5'038.711,77
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	29'321.241,49

COSTO POR MANO DE OBRAS

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m3	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	0	1016,5	0,00
TOTAL				896.593,50

**COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON HAZ DE DOS
CONDUCTORES POR FASE.**

ORIOLE "ACSR" DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	20'463.321,60
MANO DE OBRA	896.593,50
GUARDIA	0
AISLADORES	218.400,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	21'712.570,04
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'519.879,90
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	1'085.628,50
UTILIDADES	2'171.257,00
	5'163.765,41
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	30'014.720,72

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4,644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m3	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1,355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1,355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1,355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1,355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	0	1016,5	0,00
TOTAL				896.593,50

**COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON HAZ DE DOS
CONDUCTORES POR FASE.**

"ACAR" 350(12/7) DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	17'621.193,60
MANO DE OBRA	896.593,50
GUARDIA	0
AISLADORES	218.400,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	18'870.442,04
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'320.930,94
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	943.522,10
UTILIDADES	1'887.044,20
	4'538.497,25
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	26'547.324,56

COSTO POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m3	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	ton	0	1016,5	0,00
TOTAL				896.593,50

**COSTOS AL REMODELAR LA LÍNEA ACTUAL CON HAZ DE DOS
CONDUCTORES POR FASE.**

"ACAR" 350(15/4) DOBLE CIRCUITO

COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos se resumen a continuación

COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	17'621.193,60
MANO DE OBRA	896.593,50
GUARDIA	0
AISLADORES	218.400,00
ACCESORIOS	134.254,94
ESTRUCTURAS	0
	18'870.442,04
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	1'320.930,94
ESTUDIOS	387.000,00
IMPREVISTOS	943.522,10
UTILIDADES	1'887.044,20
	4'538.497,25
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	26'547.324,56

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	4.644	0,00
Marcación para excavación	C/U	0	350	0,00
Excavaciones	m3	0	224000	0,00
Premontaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	1.355	56.910,00
Montaje de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Erección de estructuras	Ton	0	1.355	0,00
Puesta a tierra	C/U	8,81	350	3.083,50
Vestido de estructuras	c/u	400	350	140.000,00
Tendido del conductor	km	750	928,8	696.600,00
Desmontaje	Ton	0	1016,5	0,00
TOTAL				896.593,50

ANEXO 4.19: CUARTA ALTERNATIVA

COSTOS DE ELEVACIÓN DEL VOLTAJE A 230 KV DE LOS DOS CIRCUITOS EN LAS CONDICIONES ACTUALES.

COSTOS DE INVERSIÓN

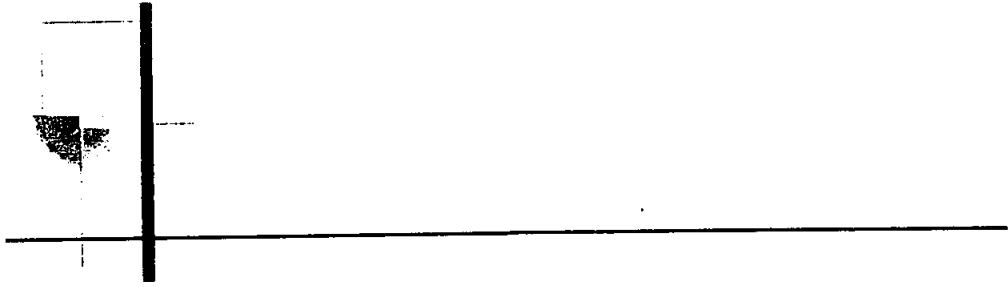
Los costos se resumen a continuación:

BRANT "ACSR" DOBLE CIRCUITO

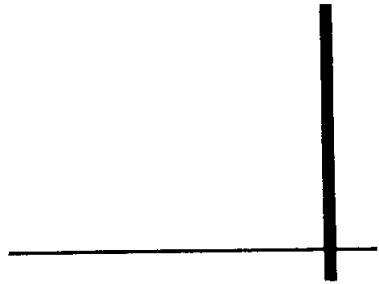
COSTOS DIRECTOS	DÓLARES
CONDUCTORES	0
MANO DE OBRA	92.272,04
GUARDIA	0
AISLADORES	0
ACCESORIOS	0
ESTRUCTURAS	0
	92.272,04
COSTOS INDIRECTOS	
FISCALIZACIÓN	6.459,04
ESTUDIOS	387.000,00
SERVIDUMBRE	0
IMPREVISTOS	4.613,60
UTILIDADES	9.227,20
	407.299,84
CAPACITOR	10.000,00
SUBESTACIONES	2'720.551,39
	407.833,88
COSTO TOTAL	4'365.548,59

COSTOS POR MANO DE OBRA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	COSTO UNITARIO \$	CANTIDAD	COSTO TOTAL \$
Desbroce	Km ²	0	9.288	0.00
Marcación para excavación	C/U	0	784	0.00
Excavaciones	m3	0	501760	0.00
Premontaje de estructuras	Ton	0	2.033	0.00
Revisión y Ajuste de pernos y tornillos	Ton	42	2.033	85.365.00
Montaje de estructuras	Ton	0	2.033	0.00
Erección de estructuras	Ton	0	2.033	0.00
Puesta a tierra	C/U	8,81	784	6.907.04
Vestido de estructuras	c/u	0	784	0.00
Tendido del conductor	km	0	1857.6	0.00
Desmontaje	ton	0	0	0.00
TOTAL				92.272.04



APENDICES



APÉNDICE A: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA PRIMERA ALTERNATIVA

NIVEL DE VOLTAJE DE 138kV
CONDUCTOR TIPO "ACSR" BRANT

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LAS DOS LÍNEAS	MW A TRANSPORTAR POR CADA LÍNEA	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA ACTUAL (MW)	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA 1 NUEVA (MW)	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA 2 NUEVA (MW)	PÉRDIDAS JOULE DE TODO EL SISTEMA (MW)
2004	299.406425	149.703212	1.08076625	4.94308334	4.94308334	10.9669329
2005	296.954365	148.477182	1.08076625	4.86244977	4.86244977	10.8056658
2006	294.392501	147.19625	1.08076625	4.77891369	4.77891369	10.6385936
2007	291.715844	145.857922	1.08076625	4.69240769	4.69240769	10.4655816
2008	288.919177	144.459589	1.08076625	4.60286716	4.60286716	10.2865006
2009	285.997041	142.99852	1.08076625	4.51023095	4.51023095	10.1012282
2010	282.943725	141.471862	1.08076625	4.41444221	4.41444221	9.90965066
2011	279.753256	139.876628	1.08076625	4.31544913	4.31544913	9.7116645
2012	276.419384	138.209692	1.08076625	4.21320598	4.21320598	9.50717822
2013	272.935572	136.467786	1.08076625	4.10767416	4.10767416	9.29611458
2014	269.294981	134.64749	1.08076625	3.99882336	3.99882336	9.07841297
2015	265.490454	132.745227	1.08076625	3.88663289	3.88663289	8.85403204
2016	261.514504	130.757252	1.08076625	3.77109319	3.77109319	8.62295263
2017	257.3593	128.67965	1.08076625	3.65220742	3.65220742	8.38518109
2018	253.016644	126.508322	1.08076625	3.52999333	3.52999333	8.14075292
2019	248.477963	124.238981	1.08076625	3.40448526	3.40448526	7.88973677
2020	243.734283	121.867142	1.08076625	3.27573638	3.27573638	7.63223901
2021	238.776217	119.388109	1.08076625	3.1438212	3.1438212	7.36840865
2022	233.593941	116.796971	1.08076625	3.00883831	3.00883831	7.09844288
2023	228.177175	114.088588	1.08076625	2.87091346	2.87091346	6.82259316
2024	222.515163	111.257581	1.08076625	2.73020289	2.73020289	6.54117204
2025	216.596647	108.298324	1.08076625	2.58689715	2.58689715	6.25456054
2026	210.409849	105.204925	1.08076625	2.44122514	2.44122514	5.96321652
2027	203.942442	101.971221	1.08076625	2.29345874	2.29345874	5.66768374
2028	197.181524	98.5907621	1.08076625	2.14391785	2.14391785	5.36860196
2029	190.113595	95.0567977	1.08076625	1.99297593	1.99297593	5.0667181
2030	182.724526	91.3622628	1.08076625	1.84106613	1.84106613	4.76289851
2031	174.999527	87.4997637	1.08076625	1.68868814	1.68868814	4.45814254
2032	166.923124	83.4615618	1.08076625	1.5364156	1.5364156	4.15359745
2033	158.479116	79.2395578	1.08076625	1.38490435	1.38490435	3.85057495
2034	149.650549	74.8252744	1.08076625	1.23490154	1.23490154	3.55056932

**APÉNDICE B: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA SEGUNDA
ALTERNATIVA
DESMONTANDO LA LÍNEA ACTUAL
NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV
CONDUCTOR TIPO "ACSR" ROOK**

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LA LÍNEA	MW A TRANSPORTAR POR CADA CIRCUITO	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA NUEVA (MW)
2004	369.406425	184.703212	6.85124640
2005	366.954365	183.477182	6.76059334
2006	364.392501	182.196250	6.66652572
2007	361.715844	180.857922	6.56894708
2008	358.919177	179.459589	6.46776192
2009	355.997041	177.998520	6.36287621
2010	352.943725	176.471862	6.25419802
2011	349.753256	174.876628	6.14163821
2012	346.419384	173.209692	6.02511123
2013	342.935572	171.467786	5.90453595
2014	339.294981	169.647490	5.77983670
2015	335.490454	167.745227	5.65094437
2016	331.514504	165.757252	5.51779761
2017	327.35930	163.679650	5.38034425
2018	323.016644	161.508322	5.23854285
2019	318.477963	159.238981	5.09236438
2020	313.734283	156.867142	4.94179421
2021	308.776217	154.388109	4.78683418
2022	303.593941	151.796971	4.62750502
2023	298.177175	149.088588	4.46384895
2024	292.515163	146.257581	4.29593265
2025	286.596647	143.298324	4.12385047
2026	280.409849	140.204925	3.94772804
2027	273.942442	136.971221	3.76772627
2028	267.181524	133.590762	3.58404575
2029	260.113595	130.056798	3.3969316
2030	252.724526	126.362263	3.20667893
2031	244.999527	122.499764	3.01363875
2032	236.923124	118.461562	2.81822458
2033	228.479116	114.239558	2.62091971
2034	219.650549	109.825274	2.42228525

**APÉNDICE B: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA SEGUNDA
ALTERNATIVA
DESMONTANDO LA LÍNEA ACTUAL
NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV
CONDUCTOR TIPO "ACSR" BLUEJAY**

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LA LÍNEA	MW A TRANSPORTAR POR CADA CIRCUITO	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA NUEVA (MW)
2004	369.406425	184.703212	3.88181259
2005	366.954365	183.477182	3.83044994
2006	364.392501	182.196250	3.77715265
2007	361.715844	180.857922	3.72186607
2008	358.919177	179.459589	3.66453609
2009	355.997041	177.998520	3.60510943
2010	352.943725	176.471862	3.54353401
2011	349.753256	174.876628	3.47975933
2012	346.419384	173.209692	3.41373690
2013	342.935572	171.467786	3.34542077
2014	339.294981	169.647490	3.27476806
2015	335.490454	167.745227	3.20173962
2016	331.514504	165.757252	3.12630068
2017	327.359300	163.679650	3.04842168
2018	323.016644	161.508322	2.96807915
2019	318.477963	159.238981	2.88525664
2020	313.734283	156.867142	2.79994586
2021	308.776217	154.388109	2.71214785
2022	303.593941	151.796971	2.62187436
2023	298.177175	149.088588	2.52914931
2024	292.515163	146.257581	2.43401047
2025	286.596647	143.298324	2.33651131
2026	280.409849	140.204925	2.23672300
2027	273.942442	136.971221	2.13473672
2028	267.181524	133.590762	2.03066612
2029	260.113595	130.056798	1.92465007
2030	252.724526	126.362263	1.81685579
2031	244.999527	122.499764	1.70748214
2032	236.923124	118.461562	1.59676342
2033	228.479116	114.239558	1.48497347
2034	219.650549	109.825274	1.37243019

**APÉNDICE B: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA SEGUNDA
ALTERNATIVA
DESMONTANDO LA LÍNEA ACTUAL
NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV
CONDUCTOR TIPO "ACAR" 800 (18/19)**

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LA LÍNEA	MW A TRANSPORTAR POR CADA CIRCUITO	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA NUEVA (MW)
2004	369.406425	184.703212	5.84564298
2005	366.954365	183.477182	5.76829568
2006	364.392501	182.196250	5.68803499
2007	361.715844	180.857922	5.60477863
2008	358.919177	179.459589	5.51844509
2009	355.997041	177.99852	5.42895416
2010	352.943725	176.471862	5.3362274
2011	349.753256	174.876628	5.24018875
2012	346.419384	173.209692	5.14076521
2013	342.935572	171.467786	5.03788757
2014	339.294981	169.64749	4.93149128
2015	335.490454	167.745227	4.82151734
2016	331.514504	165.757252	4.70791342
2017	327.359300	163.679650	4.59063501
2018	323.016644	161.508322	4.46964675
2019	318.477963	159.238981	4.34492388
2020	313.734283	156.867142	4.21645390
2021	308.776217	154.388109	4.08423840
2022	303.593941	151.796971	3.94829505
2023	298.177175	149.088588	3.80865988
2024	292.515163	146.257581	3.66538978
2025	286.596647	143.298324	3.51856525
2026	280.409849	140.204925	3.36829350
2027	273.942442	136.971221	3.21471180
2028	267.181524	133.590762	3.05799130
2029	260.113595	130.056798	2.89834115
2030	252.724526	126.362263	2.73601314
2031	244.999527	122.499764	2.57130676
2032	236.923124	118.461562	2.40457484
2033	228.479116	114.239558	2.23622973
2034	219.650549	109.825274	2.06675018

**APÉNDICE B: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA SEGUNDA
ALTERNATIVA
DESMONTANDO LA LÍNEA ACTUAL
NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV
CONDUCTOR TIPO "ACAR" 1200 (18/19)**

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LA LÍNEA	MW A TRANSPORTAR POR CADA CIRCUITO	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA NUEVA (MW)
2004	369.406425	184.703212	3.89633118
2005	366.954365	183.477182	3.84477643
2006	364.392501	182.196250	3.79127979
2007	361.715844	180.857922	3.73578643
2008	358.919177	179.459589	3.67824203
2009	355.997041	177.998520	3.61859311
2010	352.943725	176.471862	3.55678738
2011	349.753256	174.876628	3.49277417
2012	346.419384	173.209692	3.42650481
2013	342.935572	171.467786	3.35793317
2014	339.294981	169.64749	3.28701621
2015	335.490454	167.745227	3.21371463
2016	331.514504	165.757252	3.13799353
2017	327.359300	163.679650	3.05982326
2018	323.016644	161.508322	2.97918023
2019	318.477963	159.238981	2.89604796
2020	313.734283	156.867142	2.81041810
2021	308.776217	154.388109	2.72229171
2022	303.593941	151.796971	2.63168058
2023	298.177175	149.088588	2.53860872
2024	292.515163	146.257581	2.44311405
2025	286.596647	143.298324	2.34525023
2026	280.409849	140.204925	2.24508870
2027	273.942442	136.971221	2.14272098
2028	267.181524	133.590762	2.03826113
2029	260.113595	130.056798	1.93184856
2030	252.724526	126.362263	1.82365111
2031	244.999527	122.499764	1.71386839
2032	236.923124	118.461562	1.60273557
2033	228.479116	114.239558	1.49052750
2034	219.650549	109.825274	1.37756329

APÉNDICE C: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA SEGUNDA
ALTERNATIVA
SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL
NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV
CONDUCTOR TIPO "ACSR" ROOK

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LA LÍNEA	MW A TRANSPORTAR POR CADA CIRCUITO	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA NUEVA (MW)
2004	299.406425	149.703212	4.50072967
2005	296.954365	148.477182	4.42731195
2006	294.392501	147.19625	4.35125147
2007	291.715844	145.857922	4.27248684
2008	288.919177	144.459589	4.19095924
2009	285.997041	142.998520	4.10661299
2010	282.943725	141.471862	4.01939633
2011	279.753256	139.876628	3.92926208
2012	276.419384	138.209692	3.83616862
2013	272.935572	136.467786	3.74008078
2014	269.294981	134.647490	3.64097097
2015	265.490454	132.745227	3.53882036
2016	261.514504	130.757252	3.43362024
2017	257.359300	128.679650	3.32537349
2018	253.016644	126.508322	3.21409627
2019	248.477963	124.238981	3.09981984
2020	243.734283	121.867142	2.98259263
2021	238.776217	119.388109	2.86248246
2022	233.593941	116.796971	2.73957911
2023	228.177175	114.088588	2.61399707
2024	222.515163	111.257581	2.48587862
2025	216.596647	108.298324	2.35539722
2026	210.409849	105.204925	2.22276131
2027	203.942442	101.971221	2.08821845
2028	197.181524	98.5907621	1.95205989
2029	190.113595	95.0567977	1.81462566
2030	182.724526	91.3622628	1.67631019
2031	174.999527	87.4997637	1.53756842
2032	166.923124	83.4615618	1.39892266
2033	158.479116	79.2395578	1.26097006
2034	149.650549	74.8252744	1.12439091

**APÉNDICE C: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA SEGUNDA
ALTERNATIVA
SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL
NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV
CONDUCTOR TIPO "ACSR" BLUEJAY**

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LA LÍNEA	MW A TRANSPORTAR POR CADA CIRCUITO	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA NUEVA (MW)
2004	299.406425	149.703212	2.55004536
2005	296.954365	148.477182	2.50844799
2006	294.392501	147.196250	2.46535328
2007	291.715844	145.857922	2.42072643
2008	288.919177	144.459589	2.37453412
2009	285.997041	142.998520	2.32674482
2010	282.943725	141.471862	2.27732917
2011	279.753256	139.876628	2.22626047
2012	276.419384	138.209692	2.17351512
2013	272.935572	136.467786	2.11907321
2014	269.294981	134.64749	2.06291909
2015	265.490454	132.745227	2.00504210
2016	261.514504	130.757252	1.94543730
2017	257.359300	128.679650	1.88410633
2018	253.016644	126.508322	1.82105834
2019	248.477963	124.238981	1.75631104
2020	243.734283	121.867142	1.68989188
2021	238.776217	119.388109	1.62183927
2022	233.593941	116.796971	1.55220409
2023	228.177175	114.088588	1.48105121
2024	222.515163	111.257581	1.40846123
2025	216.596647	108.298324	1.33453244
2026	210.409849	105.204925	1.25938294
2027	203.942442	101.971221	1.18315299
2028	197.181524	98.5907621	1.10600761
2029	190.113595	95.0567977	1.02813946
2030	182.724526	91.3622628	0.94977200
2031	174.999527	87.4997637	0.87116301
2032	166.923124	83.4615618	0.79260842
2033	158.479116	79.2395578	0.71444657
2034	149.650549	74.8252744	0.63706289

**APÉNDICE C: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA SEGUNDA
ALTERNATIVA
SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL
NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV
CONDUCTOR TIPO "ACAR" 800 (18/19)**

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LA LÍNEA	MW A TRANSPORTAR POR CADA CIRCUITO	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA NUEVA (MW)
2004	299.406425	149.703212	3.84012737
2005	296.954365	148.477182	3.77748566
2006	294.392501	147.196250	3.71258909
2007	291.715844	145.857922	3.64538527
2008	288.919177	144.459589	3.57582402
2009	285.997041	142.998520	3.50385784
2010	282.943725	141.471862	3.42944255
2011	279.753256	139.876628	3.35253791
2012	276.419384	138.209692	3.27310840
2013	272.935572	136.467786	3.19112402
2014	269.294981	134.647490	3.10656122
2015	265.490454	132.745227	3.01940395
2016	261.514504	130.757252	2.92964475
2017	257.359300	128.679650	2.83728610
2018	253.016644	126.508322	2.74234179
2019	248.477963	124.238981	2.64483848
2020	243.734283	121.867142	2.54481749
2021	238.776217	119.388109	2.44233670
2022	233.593941	116.796971	2.33747270
2023	228.177175	114.088588	2.23032318
2024	222.515163	111.257581	2.12100953
2025	216.596647	108.298324	2.00967976
2026	210.409849	105.204925	1.89651171
2027	203.942442	101.971221	1.78171661
2028	197.181524	98.5907621	1.66554295
2029	190.113595	95.0567977	1.54828087
2030	182.724526	91.3622628	1.43026689
2031	174.999527	87.4997637	1.31188918
2032	166.923124	83.4615618	1.19359339
2033	158.479116	79.2395578	1.07588902
2034	149.650549	74.8252744	0.95935651

**APÉNDICE C: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA SEGUNDA
ALTERNATIVA
SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL
NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV
CONDUCTOR TIPO "ACAR" 1200 (18/19)**

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LA LÍNEA	MW A TRANSPORTAR POR CADA CIRCUITO	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA NUEVA (MW)
2004	299.406425	149.703212	2.55958293
2005	296.954365	148.477182	2.51782998
2006	294.392501	147.196250	2.47457409
2007	291.715844	145.857922	2.42978033
2008	288.919177	144.459589	2.38341525
2009	285.997041	142.998520	2.33544721
2010	282.943725	141.471862	2.28584674
2011	279.753256	139.876628	2.23458703
2012	276.419384	138.209692	2.18164441
2013	272.935572	136.467786	2.12699887
2014	269.294981	134.64749	2.07063473
2015	265.490454	132.745227	2.01254127
2016	261.514504	130.757252	1.95271354
2017	257.359300	128.679650	1.89115318
2018	253.016644	126.508322	1.82786938
2019	248.477963	124.238981	1.76287992
2020	243.734283	121.867142	1.69621234
2021	238.776217	119.388109	1.62790520
2022	233.593941	116.796971	1.55800958
2023	228.177175	114.088588	1.48659057
2024	222.515163	111.257581	1.41372909
2025	216.596647	108.298324	1.33952380
2026	210.409849	105.204925	1.26409323
2027	203.942442	101.971221	1.18757817
2028	197.181524	98.5907621	1.11014425
2029	190.113595	95.0567977	1.03198486
2030	182.724526	91.3622628	0.95332430
2031	174.999527	87.4997637	0.87442130
2032	166.923124	83.4615618	0.79557290
2033	158.479116	79.2395578	0.71711871
2034	149.650549	74.8252744	0.63944560

**APÉNDICE D: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA TERCERA
ALTERNATIVA
LÍNEA DE 230KV DOBLE CIRCUITO CON HAZ DE DOS CONDUCTORES
POR FASE.
NIVEL DE VOLTAJE DE 230KV
CONDUCTOR TIPO "ACSR" LINNET**

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LA LÍNEA	MW A TRANSPORTAR POR CADA CIRCUITO	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA NUEVA (MW)
2004	369.406425	184.703212	6.3843591
2005	366.954365	183.477182	6.29988371
2006	364.392501	182.196250	6.21222645
2007	361.715844	180.857922	6.12129744
2008	358.919177	179.459589	6.02700768
2009	355.997041	177.998520	5.92926954
2010	352.943725	176.471862	5.82799737
2011	349.753256	174.876628	5.72310810
2012	346.419384	173.209692	5.61452200
2013	342.935572	171.467786	5.50216349
2014	339.294981	169.647490	5.38596204
2015	335.490454	167.745227	5.26585325
2016	331.514504	165.757252	5.14177995
2017	327.359300	163.679650	5.01369353
2018	323.016644	161.508322	4.88155537
2019	318.477963	159.238981	4.74533843
2020	313.734283	156.867142	4.60502907
2021	308.776217	154.388109	4.46062900
2022	303.593941	151.796971	4.31215753
2023	298.177175	149.088588	4.15965402
2024	292.515163	146.257581	4.00318060
2025	286.596647	143.298324	3.84282519
2026	280.409849	140.204925	3.67870486
2027	273.942442	136.971221	3.51096955
2028	267.181524	133.590762	3.33980618
2029	260.113595	130.056798	3.16544318
2030	252.724526	126.362263	2.98815553
2031	244.999527	122.499764	2.80827033
2032	236.923124	118.461562	2.62617291
2033	228.479116	114.239558	2.44231365
2034	219.650549	109.825274	2.25721539

**APÉNDICE D: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA TERCERA
 ALTERNATIVA
 LÍNEA DE 230kV DOBLE CIRCUITO CON HAZ DE DOS CONDUCTORES
 POR FASE.
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV
 CONDUCTOR TIPO "ACSR" ORIOLE**

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LA LÍNEA	MW A TRANSPORTAR POR CADA CIRCUITO	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA NUEVA (MW)
2004	369.406425	184.703212	6.36525569
2005	366.954365	183.477182	6.28103307
2006	364.392501	182.196250	6.19363810
2007	361.715844	180.857922	6.10298117
2008	358.919177	179.459589	6.00897354
2009	355.997041	177.99852	5.91152786
2010	352.943725	176.471862	5.81055872
2011	349.753256	174.876628	5.70598330
2012	346.419384	173.209692	5.59772212
2013	342.935572	171.467786	5.48569980
2014	339.294981	169.647490	5.36984606
2015	335.490454	167.745227	5.25009666
2016	331.514504	165.757252	5.12639461
2017	327.359300	163.679650	4.99869146
2018	323.016644	161.508322	4.86694868
2019	318.477963	159.238981	4.73113934
2020	313.734283	156.867142	4.59124981
2021	308.776217	154.388109	4.44728181
2022	303.593941	151.796971	4.29925461
2023	298.177175	149.088588	4.14720742
2024	292.515163	146.257581	3.99120220
2025	286.596647	143.298324	3.83132661
2026	280.409849	140.204925	3.66769736
2027	273.942442	136.971221	3.50046396
2028	267.181524	133.590762	3.32981274
2029	260.113595	130.056798	3.15597147
2030	252.724526	126.362263	2.97921431
2031	244.999527	122.499764	2.79986737
2032	236.923124	118.461562	2.61831483
2033	228.479116	114.239558	2.43500570
2034	219.650549	109.825274	2.25046131

**APÉNDICE D: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA TERCERA
ALTERNATIVA
LÍNEA DE 230KV DOBLE CIRCUITO CON HAZ DE DOS CONDUCTORES
POR FASE.
NIVEL DE VOLTAJE DE 230KV
CONDUCTOR TIPO "ACAR" 350 (12/7)**

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LA LÍNEA	MW A TRANSPORTAR POR CADA CIRCUITO	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA NUEVA (MW)
2004	369.406425	184.703212	6.53718636
2005	366.954365	183.477182	6.45068883
2006	364.392501	182.196250	6.36093325
2007	361.715844	180.857922	6.26782760
2008	358.919177	179.459589	6.17128075
2009	355.997041	177.998520	6.07120298
2010	352.943725	176.471862	5.96750658
2011	349.753256	174.876628	5.86010650
2012	346.419384	173.209692	5.74892109
2013	342.935572	171.467786	5.63387297
2014	339.294981	169.647490	5.51488992
2015	335.490454	167.745227	5.39190599
2016	331.514504	165.757252	5.26486265
2017	327.359300	163.679650	5.13371014
2018	323.016644	161.508322	4.99840888
2019	318.477963	159.238981	4.85893122
2020	313.734283	156.867142	4.71526316
2021	308.776217	154.388109	4.56740647
2022	303.593941	151.796971	4.41538093
2023	298.177175	149.088588	4.25922683
2024	292.515163	146.257581	4.09900779
2025	286.596647	143.298324	3.93481382
2026	280.409849	140.204925	3.76676482
2027	273.942442	136.971221	3.59501430
2028	267.181524	133.590762	3.41975366
2029	260.113595	130.056798	3.24121680
2030	252.724526	126.362263	3.05968528
2031	244.999527	122.499764	2.87549403
2032	236.923124	118.461562	2.68903761
2033	228.479116	114.239558	2.50077717
2034	219.650549	109.825274	2.31124808

**APÉNDICE D: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA TERCERA
 ALTERNATIVA
 LÍNEA DE 230KV DOBLE CIRCUITO CON HAZ DE DOS CONDUCTORES
 POR FASE.
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230KV
 CONDUCTOR TIPO "ACAR" 350 (15/4)**

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LA LÍNEA	MW A TRANSPORTAR POR CADA CIRCUITO	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA NUEVA (MW)
2004	369.406425	184.703212	6.38435910
2005	366.954365	183.477182	6.29988371
2006	364.392501	182.196250	6.21222645
2007	361.715844	180.857922	6.12129744
2008	358.919177	179.459589	6.02700768
2009	355.997041	177.998520	5.92926954
2010	352.943725	176.471862	5.82799737
2011	349.753256	174.876628	5.72310810
2012	346.419384	173.209692	5.61452200
2013	342.935572	171.467786	5.50216349
2014	339.294981	169.647490	5.38596204
2015	335.490454	167.745227	5.26585325
2016	331.514504	165.757252	5.14177995
2017	327.359300	163.679650	5.01369353
2018	323.016644	161.508322	4.88155537
2019	318.477963	159.238981	4.74533843
2020	313.734283	156.867142	4.60502907
2021	308.776217	154.388109	4.46062900
2022	303.593941	151.796971	4.31215753
2023	298.177175	149.088588	4.15965402
2024	292.515163	146.257581	4.00318060
2025	286.596647	143.298324	3.84282519
2026	280.409849	140.204925	3.67870486
2027	273.942442	136.971221	3.51096955
2028	267.181524	133.590762	3.33980618
2029	260.113595	130.056798	3.16544318
2030	252.724526	126.362263	2.98815553
2031	244.999527	122.499764	2.80827033
2032	236.923124	118.461562	2.62617291
2033	228.479116	114.239558	2.44231365
2034	219.650549	109.825274	2.25721539

APÉNDICE E: PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE PARA LA CUARTA ALTERNATIVA

NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV
CONDUCTOR TIPO "ACSR" BRANT

AÑOS	MW A TRANSPORTAR POR LA LÍNEA	MW A TRANSPORTAR POR CADA CIRCUITO	PÉRDIDAS JOULE DE LA LÍNEA A 230kV (MW)
2004	369.406425	184.703212	30.0984813
2005	366.954365	183.477182	29.7002297
2006	364.392501	182.196250	29.2869776
2007	361.715844	180.857922	28.8583010
2008	358.919177	179.459589	28.4137805
2009	355.997041	177.998520	27.9530029
2010	352.943725	176.471862	27.4755644
2011	349.753256	174.876628	26.9810735
2012	346.419384	173.209692	26.4691542
2013	342.935572	171.467786	25.9394502
2014	339.294981	169.647490	25.3916290
2015	335.490454	167.745227	24.8253870
2016	331.514504	165.757252	24.2404547
2017	327.359300	163.679650	23.6366029
2018	323.016644	161.508322	23.0136496
2019	318.477963	159.238981	22.3714672
2020	313.734283	156.867142	21.7099914
2021	308.776217	154.388109	21.0292304
2022	303.593941	151.796971	20.3292752
2023	298.177175	149.088588	19.6103112
2024	292.515163	146.257581	18.8726315
2025	286.596647	143.298324	18.1166504
2026	280.409849	140.204925	17.3429200
2027	273.942442	136.971221	16.5521472
2028	267.181524	133.590762	15.7452130
2029	260.113595	130.056798	14.9231944
2030	252.724526	126.362263	14.0873879
2031	244.999527	122.499764	13.2393355
2032	236.923124	118.461562	12.3808537
2033	228.479116	114.239558	11.5140659
2034	219.650549	109.825274	10.6414370

APÉNDICE F: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA PRIMERA ALTERNATIVA
CONDUCTOR TIPO "ACSR" BRANT

Potencia a transportar por circuito: 76MW
Inversión (\$): 53'318.219,56

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
2004	4704872.56	1956530.91	676213.80	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	12115609.48		
2005	4666340.88	1924615.19	665183.13	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	12034131.41		
2006	4626083.75	1891550.62	653755.39	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	11949381.98		
2007	4584022.78	1857310.52	641921.37	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	11861246.88		
2008	4540075.95	1821869.32	629672.23	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	11769609.70		
2009	4494157.50	1785202.81	616999.59	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	11674352.12		
2010	4446177.69	1747288.49	603895.69	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	11575354.09		
2011	4396042.66	1708105.86	590353.44	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	11472494.17		
2012	4343654.20	1667636.81	576366.58	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	11365649.80		
2013	4288909.58	1625866.07	561929.83	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	11254697.69		
2014	4231701.33	1582781.63	547039.04	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	11139514.21		
2015	4171916.99	1538375.32	531691.38	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	11019975.90		
2016	4109438.92	1492643.33	515885.55	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	10895960.01		
2017	4044144.04	1445586.94	499621.98	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	10767345.16		
2018	3975903.55	1397213.16	482903.09	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	10634012.00		
2019	3904582.71	1347535.58	465733.58	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	10495844.08		
2020	3830040.53	1296575.25	448120.74	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	10352728.72		
2021	3752129.48	1244361.65	430074.74	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	10204558.08		
2022	3670695.19	1190933.83	411609.08	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	10051230.31		
2023	3585576.13	1136341.54	392740.96	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	9892650.84		
2024	3496603.27	1080646.63	373491.76	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	9728733.86		
2025	3403599.71	1023924.52	353887.53	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	9559403.97		
2026	3306380.37	966265.81	333959.60	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	9384597.99		
2027	3204751.53	907778.13	313745.16	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	9204267.02		
2028	3098510.47	848588.07	293287.96	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	9018378.71		
2029	2987445.04	788843.47	272639.11	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	8826919.82		
2030	2871333.20	728715.77	251857.85	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	8629899.03		
2031	2749942.57	668402.76	231012.54	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	8427350.08		
2032	2623029.97	608131.49	210181.65	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	8219335.32		
2033	2490340.82	548161.54	189454.92	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	8005949.49		
2034	2351608.73	488788.65	168934.53	195800.38	67672.29	4514519.54	67672.29	195800.38	4514519.54	67672.29	7787324.11		

APÉNDICE G: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA SEGUNDA ALTERNATIVA:
SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL
NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV

Potencia a transportar por circuito: 150MW
CONDUCTOR TIPO "ACSR" ROOK

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
2004	4704872.56	890721.05	307849.91	967068.76	334237.11	2649781.88	9854531.26						
2005	4666340.88	876191.24	302828.14	967068.76	334237.11	2649781.88	9796448.02						
2006	4626083.75	861138.43	297625.60	967068.76	334237.11	2649781.88	9735935.53						
2007	4584022.78	845550.44	292238.10	967068.76	334237.11	2649781.88	9672899.07						
2008	4540075.95	829415.64	286661.61	967068.76	334237.11	2649781.88	9607240.95						
2009	4494157.50	812723.02	280892.33	967068.76	334237.11	2649781.88	9538860.60						
2010	4446177.69	795462.33	274926.71	967068.76	334237.11	2649781.88	9467654.48						
2011	4396042.66	777624.23	268761.53	967068.76	334237.11	2649781.88	9393516.16						
2012	4343654.20	759200.48	262393.93	967068.76	334237.11	2649781.88	9316336.36						
2013	4288909.58	740184.13	255821.53	967068.76	334237.11	2649781.88	9236002.99						
2014	4231701.33	720569.71	249042.41	967068.76	334237.11	2649781.88	9152401.20						
2015	4171916.99	700353.50	242055.31	967068.76	334237.11	2649781.88	9065413.55						
2016	4109438.92	679533.77	234859.62	967068.76	334237.11	2649781.88	8974920.07						
2017	4044144.04	658111.10	227455.55	967068.76	334237.11	2649781.88	8880798.43						
2018	3975903.55	636088.68	219844.18	967068.76	334237.11	2649781.88	8782924.16						
2019	3904582.71	613472.70	212027.68	967068.76	334237.11	2649781.88	8681170.84						
2020	3830040.53	590272.74	204009.34	967068.76	334237.11	2649781.88	8575410.35						
2021	3752129.48	566502.22	195793.80	967068.76	334237.11	2649781.88	8465513.26						
2022	3670695.19	542178.92	187387.21	967068.76	334237.11	2649781.88	8351349.08						
2023	3585576.13	517325.50	178797.40	967068.76	334237.11	2649781.88	8232786.78						
2024	3496603.27	491970.09	170034.10	967068.76	334237.11	2649781.88	8109695.21						
2025	3403599.71	466147.05	161109.17	967068.76	334237.11	2649781.88	7981943.69						
2026	3306380.37	439897.62	152036.87	967068.76	334237.11	2649781.88	7849402.62						
2027	3204751.53	413270.79	142834.14	967068.76	334237.11	2649781.88	7711944.22						
2028	3098510.47	386324.21	133520.90	967068.76	334237.11	2649781.88	7569443.32						
2029	2987445.04	359125.16	124120.40	967068.76	334237.11	2649781.88	7421778.34						
2030	2871333.20	331751.71	114659.62	967068.76	334237.11	2649781.88	7268832.27						
2031	2749942.57	304293.89	105169.68	967068.76	334237.11	2649781.88	7110493.90						
2032	2623029.97	276855.08	95686.31	967068.76	334237.11	2649781.88	6946659.10						
2033	2490340.82	249553.44	86250.35	967068.76	334237.11	2649781.88	6777232.36						
2034	2351608.73	222523.62	76908.34	967068.76	334237.11	2649781.88	6602128.43						

APÉNDICE G: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA SEGUNDA ALTERNATIVA:
 SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV

Inversión (\$): 35'871.910,5

CONDUCTOR TIPO "ACSR" BLUEJAY

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Joule (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
2004	4704872.56	504669.07	174423.10	558216.13	192929.97	3037318.99	9172429.82						
2005	4666340.88	496436.71	171577.84	558216.13	192929.97	3037318.99	9122820.52						
2006	4626083.75	487908.01	168630.16	558216.13	192929.97	3037318.99	9071087.01						
2007	4584022.78	479076.09	165577.69	558216.13	192929.97	3037318.99	9017141.64						
2008	4540075.95	469934.36	162418.13	558216.13	192929.97	3037318.99	8960893.53						
2009	4494157.50	460476.57	159149.35	558216.13	192929.97	3037318.99	8902248.51						
2010	4446177.69	450696.92	155769.32	558216.13	192929.97	3037318.99	8841109.02						
2011	4396042.66	440590.13	152276.22	558216.13	192929.97	3037318.99	8777374.09						
2012	4343654.20	430151.51	148668.43	558216.13	192929.97	3037318.99	8710939.23						
2013	4288909.58	419377.13	144944.61	558216.13	192929.97	3037318.99	8641696.41						
2014	4231701.33	408263.90	141103.67	558216.13	192929.97	3037318.99	8569533.98						
2015	4171916.99	396809.70	137144.88	558216.13	192929.97	3037318.99	8494336.66						
2016	4109438.92	385013.56	133067.91	558216.13	192929.97	3037318.99	8415985.48						
2017	4044144.04	372875.80	128872.87	558216.13	192929.97	3037318.99	8334357.79						
2018	3975903.55	360398.23	124560.39	558216.13	192929.97	3037318.99	8249327.25						
2019	3904582.71	347584.35	120131.68	558216.13	192929.97	3037318.99	8160763.83						
2020	3830040.53	334439.61	115588.60	558216.13	192929.97	3037318.99	8068533.83						
2021	3752129.48	320971.59	110933.81	558216.13	192929.97	3037318.99	7972499.97						
2022	3670695.19	307190.38	106170.76	558216.13	192929.97	3037318.99	7872521.42						
2023	3585576.13	293108.80	101303.90	558216.13	192929.97	3037318.99	7768453.92						
2024	3496603.27	278742.82	96338.75	558216.13	192929.97	3037318.99	7660149.92						
2025	3403599.71	264111.87	91282.02	558216.13	192929.97	3037318.99	7547458.69						
2026	3306380.37	249239.34	86141.79	558216.13	192929.97	3037318.99	7430226.59						
2027	3204751.53	234152.98	80927.66	558216.13	192929.97	3037318.99	7308297.27						
2028	3098510.47	218885.45	75650.92	558216.13	192929.97	3037318.99	7181511.93						
2029	2987445.04	203474.88	70324.74	558216.13	192929.97	3037318.99	7049709.75						
2030	2871333.20	187965.50	64964.40	558216.13	192929.97	3037318.99	6912728.19						
2031	2749942.57	172408.32	59587.55	558216.13	192929.97	3037318.99	6770403.53						
2032	2623029.97	156861.90	54214.42	558216.13	192929.97	3037318.99	6622571.37						
2033	2490340.82	141393.21	48868.15	558216.13	192929.97	3037318.99	6469067.26						
2034	2351608.73	126078.52	43575.10	558216.13	192929.97	3037318.99	6309727.43						

APÉNDICE G: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA SEGUNDA ALTERNATIVA:
 SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV

Inversión (\$): 28'625.052,52

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Joule (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
2004	4704872.56	759983.94	262664.71	865736.66	299214.84	2423718.57	9316191.27						
2005	4666340.88	747586.77	258380.02	865736.66	299214.84	2423718.57	9260977.74						
2006	4626083.75	734743.36	253941.09	865736.66	299214.84	2423718.57	9203438.27						
2007	4584022.78	721443.33	249344.35	865736.66	299214.84	2423718.57	9143480.52						
2008	4540075.95	707676.74	244586.36	865736.66	299214.84	2423718.57	9081009.12						
2009	4494157.50	693434.21	239663.88	865736.66	299214.84	2423718.57	9015925.65						
2010	4446177.69	678706.98	234573.87	865736.66	299214.84	2423718.57	8948128.61						
2011	4396042.66	663487.10	229313.59	865736.66	299214.84	2423718.57	8877513.42						
2012	4343654.20	647767.53	223880.61	865736.66	299214.84	2423718.57	8803972.41						
2013	4288909.58	631542.33	218272.88	865736.66	299214.84	2423718.57	8727394.87						
2014	4231701.33	614806.86	212488.79	865736.66	299214.84	2423718.57	8647667.04						
2015	4171916.99	597557.92	206527.23	865736.66	299214.84	2423718.57	8564672.20						
2016	4109438.92	579794.04	200387.70	865736.66	299214.84	2423718.57	8478290.73						
2017	4044144.04	561515.72	194070.37	865736.66	299214.84	2423718.57	8388400.19						
2018	3975903.55	542725.67	187576.18	865736.66	299214.84	2423718.57	8294875.46						
2019	3904582.71	523429.19	180906.95	865736.66	299214.84	2423718.57	8197588.92						
2020	3830040.53	503634.45	174065.52	865736.66	299214.84	2423718.57	8096410.56						
2021	3752129.48	483352.89	167055.83	865736.66	299214.84	2423718.57	7991208.27						
2022	3670695.19	462599.68	159883.13	865736.66	299214.84	2423718.57	7881848.07						
2023	3585576.13	441394.16	152554.11	865736.66	299214.84	2423718.57	7768194.46						
2024	3496603.27	419760.34	145077.05	865736.66	299214.84	2423718.57	7650110.72						
2025	3403599.71	397727.52	137462.10	865736.66	299214.84	2423718.57	7527459.40						
2026	3306380.37	375330.90	129721.40	865736.66	299214.84	2423718.57	7400102.73						
2027	3204751.53	352612.26	121869.42	865736.66	299214.84	2423718.57	7267903.28						
2028	3098510.47	329620.81	113923.14	865736.66	299214.84	2423718.57	7130724.48						
2029	2987445.04	306413.95	105902.41	865736.66	299214.84	2423718.57	6988431.46						
2030	2871333.20	283058.28	97830.26	865736.66	299214.84	2423718.57	6840891.80						
2031	2749942.57	259630.64	89733.22	865736.66	299214.84	2423718.57	6687976.49						
2032	2623029.97	236219.20	81641.79	865736.66	299214.84	2423718.57	6529561.01						
2033	2490340.82	212924.81	73590.81	865736.66	299214.84	2423718.57	6365526.50						
2034	2351608.73	189862.33	65619.99	865736.66	299214.84	2423718.57	6195761.11						

APÉNDICE G: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA SEGUNDA ALTERNATIVA:
 SIN DESMONTAR LA LÍNEA ACTUAL
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV

CONDUCTOR TIPO "ACAR" 1200(18/19)

Inversión (\$): 34'498.82,.62

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Joule (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
	Pérdidas	Joule (\$)	Pérdidas	Joule (\$)	Pérdidas	Joule (\$)	Pérdidas	Corona (\$)	Pérdidas	Corona (\$)			
2004	4704872.56	506556.62	175075.47	557464.99	192670.36	2921057.86	9057697.86						
2005	4666340.88	498293.46	172219.57	557464.99	192670.36	2921057.86	9008047.13						
2006	4626083.75	489732.86	169260.87	557464.99	192670.36	2921057.86	8956270.70						
2007	4584022.78	480867.91	166196.97	557464.99	192670.36	2921057.86	8902280.88						
2008	4540075.95	471691.99	163025.60	557464.99	192670.36	2921057.86	8845986.76						
2009	4494157.50	462198.83	159744.59	557464.99	192670.36	2921057.86	8787294.13						
2010	4446177.69	452382.60	156351.92	557464.99	192670.36	2921057.86	8726105.43						
2011	4396042.66	442238.00	152845.75	557464.99	192670.36	2921057.86	8662319.63						
2012	4343654.20	431760.34	149224.48	557464.99	192670.36	2921057.86	8595832.24						
2013	4289909.58	420945.67	145486.72	557464.99	192670.36	2921057.86	8526535.19						
2014	4231701.33	409790.87	141631.42	557464.99	192670.36	2921057.86	8454316.83						
2015	4171916.99	398293.83	137657.82	557464.99	192670.36	2921057.86	8379061.86						
2016	4109438.92	386453.57	133565.61	557464.99	192670.36	2921057.86	8300651.31						
2017	4044144.04	374270.41	129354.88	557464.99	192670.36	2921057.86	8218962.54						
2018	3975903.55	361746.17	125026.27	557464.99	192670.36	2921057.86	8133869.20						
2019	3904582.71	348884.37	120580.99	557464.99	192670.36	2921057.86	8045241.29						
2020	3830040.53	335690.46	116020.92	557464.99	192670.36	2921057.86	7952945.13						
2021	3752129.48	322172.08	111348.72	557464.99	192670.36	2921057.86	7856843.49						
2022	3670695.19	308339.32	106567.86	557464.99	192670.36	2921057.86	7756795.58						
2023	3585576.13	294205.07	101682.80	557464.99	192670.36	2921057.86	7652657.22						
2024	3496603.27	279785.36	96699.07	557464.99	192670.36	2921057.86	7544280.91						
2025	3403599.71	265099.69	91623.43	557464.99	192670.36	2921057.86	7431516.05						
2026	3306380.37	250171.53	86463.98	557464.99	192670.36	2921057.86	7314209.10						
2027	3204751.53	235028.75	81230.35	557464.99	192670.36	2921057.86	7192203.84						
2028	3098510.47	219704.12	75933.87	557464.99	192670.36	2921057.86	7065341.67						
2029	2987445.04	204235.91	70587.76	557464.99	192670.36	2921057.86	6933461.93						
2030	2871333.20	188668.52	65207.38	557464.99	192670.36	2921057.86	6796402.32						
2031	2749942.57	173053.15	59810.42	557464.99	192670.36	2921057.86	6653999.36						
2032	2623029.97	157448.59	54417.19	557464.99	192670.36	2921057.86	6506088.95						
2033	2490340.82	141922.04	49050.92	557464.99	192670.36	2921057.86	6352507.00						
2034	2351608.73	126550.07	43738.08	557464.99	192670.36	2921057.86	6193090.09						

APÉNDICE H: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA SEGUNDA ALTERNATIVA:
 DESMONTANDO LA LÍNEA ACTUAL
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV

Potencia a transportar por circuito: 185MW
 CONDUCTOR TIPO "ACSR" ROOK

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)	Inversión (\$): 28'168,119,69	
	Costo por Energía Desabastecida (\$)	Pérdidas Joule (\$)	Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)	Pérdidas Joule (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)	Pérdidas Joule (\$)			Costos de amortización De la inversión (\$)	TOTAL (\$)
2004	5804852.56	1355902.22	468625.25	967068.76	334237.11	2385029.50	11315715.40			
2005	5766320.88	1337961.44	462424.58	967068.76	334237.11	2385029.50	11253042.28			
2006	5726063.75	1319344.91	455990.36	967068.76	334237.11	2385029.50	11187734.39			
2007	5684002.78	1300033.52	449315.98	967068.76	334237.11	2385029.50	11119687.64			
2008	5640055.95	1280008.37	442394.92	967068.76	334237.11	2385029.50	11048794.61			
2009	5594137.50	1259250.87	435220.73	967068.76	334237.11	2385029.50	10974944.47			
2010	5546157.69	1237742.81	427787.14	967068.76	334237.11	2385029.50	10898023.02			
2011	5496022.66	1215466.56	420088.05	967068.76	334237.11	2385029.50	10817912.64			
2012	5443634.20	1192405.18	412117.61	967068.76	334237.11	2385029.50	10734492.36			
2013	5388889.58	1168542.62	403870.26	967068.76	334237.11	2385029.50	10647637.83			
2014	5331681.33	1143863.90	395340.83	967068.76	334237.11	2385029.50	10557221.43			
2015	5271896.99	1118355.34	386524.60	967068.76	334237.11	2385029.50	10463112.30			
2016	5209418.92	1092004.81	377417.36	967068.76	334237.11	2385029.50	10365176.46			
2017	5144124.04	1064801.98	368015.55	967068.76	334237.11	2385029.50	10263276.93			
2018	5075883.55	1036738.64	358316.33	967068.76	334237.11	2385029.50	10157273.89			
2019	5004562.71	1007809.06	348317.72	967068.76	334237.11	2385029.50	10047024.86			
2020	4930020.53	978010.33	338018.72	967068.76	334237.11	2385029.50	9932384.95			
2021	4852109.48	947342.82	327419.46	967068.76	334237.11	2385029.50	9813207.13			
2022	4770675.19	915810.64	316521.34	967068.76	334237.11	2385029.50	9689342.54			
2023	4685556.13	883422.13	305327.27	967068.76	334237.11	2385029.50	9560640.90			
2024	4596583.27	850190.50	293841.79	967068.76	334237.11	2385029.50	9426950.93			
2025	4503579.71	816134.42	282071.37	967068.76	334237.11	2385029.50	9288120.88			
2026	4406360.37	781278.75	270024.60	967068.76	334237.11	2385029.50	9143999.09			
2027	4304731.53	745655.33	257712.48	967068.76	334237.11	2385029.50	8994434.71			
2028	4198490.47	709303.87	245148.73	967068.76	334237.11	2385029.50	8839278.44			
2029	4087425.04	672272.87	232350.12	967068.76	334237.11	2385029.50	8678383.40			
2030	3971313.20	634620.74	219336.84	967068.76	334237.11	2385029.50	8511606.15			
2031	3849922.57	596416.95	206132.89	967068.76	334237.11	2385029.50	8338807.78			
2032	3723009.97	557743.33	192766.56	967068.76	334237.11	2385029.50	8159855.22			
2033	3590320.82	518695.53	179270.91	967068.76	334237.11	2385029.50	7974622.63			
2034	3451588.73	479384.59	165684.31	967068.76	334237.11	2385029.50	7782993.00			

APÉNDICE H: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA SEGUNDA ALTERNATIVA:
 DESMONTANDO LA LÍNEA ACTUAL
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV

Inversión (\$): 32'328.995,09

CONDUCTOR TIPO "ACSR" BLUEJAY

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Joule (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
2004	5804852.56	768233.69	265515.98	558216.13	192929.97	2737335.96	10327084.29						
2005	5766320.88	758068.72	262002.78	558216.13	192929.97	2737335.96	10274874.44						
2006	5726063.75	747520.87	258357.24	558216.13	192929.97	2737335.96	10220423.93						
2007	5684002.78	736579.33	254575.64	558216.13	192929.97	2737335.96	10163639.80						
2008	5640055.95	725233.39	250654.27	558216.13	192929.97	2737335.96	10104425.67						
2009	5594137.50	713472.50	246589.48	558216.13	192929.97	2737335.96	10042681.54						
2010	5546157.69	701286.36	242377.73	558216.13	192929.97	2737335.96	9978303.84						
2011	5496022.66	688664.97	238015.54	558216.13	192929.97	2737335.96	9911185.23						
2012	5443634.20	675598.74	233499.60	558216.13	192929.97	2737335.96	9841214.61						
2013	5388889.58	662078.58	228826.78	558216.13	192929.97	2737335.96	9768277.00						
2014	5331681.33	648095.99	223994.14	558216.13	192929.97	2737335.96	9692253.51						
2015	5271896.99	633643.22	218998.99	558216.13	192929.97	2737335.96	9613021.27						
2016	5209418.92	618713.41	213838.97	558216.13	192929.97	2737335.96	9530453.36						
2017	5144124.04	603300.70	208512.04	558216.13	192929.97	2737335.96	9444418.84						
2018	5075883.55	587400.43	203016.61	558216.13	192929.97	2737335.96	9354782.66						
2019	5004562.71	571009.37	197351.55	558216.13	192929.97	2737335.96	9261405.70						
2020	4930020.53	554125.86	191516.30	558216.13	192929.97	2737335.96	9164144.75						
2021	4852109.48	536750.12	185510.91	558216.13	192929.97	2737335.96	9062852.57						
2022	4770675.19	518884.46	179336.21	558216.13	192929.97	2737335.96	8957377.92						
2023	4685556.13	500533.62	172993.81	558216.13	192929.97	2737335.96	8847565.63						
2024	4596583.27	481705.08	166486.32	558216.13	192929.97	2737335.96	8733256.73						
2025	4503579.71	462409.42	159817.37	558216.13	192929.97	2737335.96	8614288.57						
2026	4406360.37	442660.72	152991.85	558216.13	192929.97	2737335.96	8490495.01						
2027	4304731.53	422477.04	146015.99	558216.13	192929.97	2737335.96	8361706.62						
2028	4198490.47	401880.85	138897.56	558216.13	192929.97	2737335.96	8227750.94						
2029	4087425.04	380899.64	131646.06	558216.13	192929.97	2737335.96	8088452.81						
2030	3971313.20	359566.52	124272.94	558216.13	192929.97	2737335.96	7943634.71						
2031	3849922.57	337920.82	116791.78	558216.13	192929.97	2737335.96	7793117.24						
2032	3723009.97	316008.93	109218.62	558216.13	192929.97	2737335.96	7636719.58						
2033	3590320.82	293885.04	101572.19	558216.13	192929.97	2737335.96	7474260.11						
2034	3451588.73	271612.06	93874.22	558216.13	192929.97	2737335.96	7305557.07						

APÉNDICE H: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA SEGUNDA ALTERNATIVA:
 DESMONTANDO LA LÍNEA ACTUAL
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV

Inversión (\$): 25'740.942,38

CONDUCTOR TIPO "ACAR" 800(18/19)

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)	Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)	Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)	Cuotas de amortización De la inversión (\$)	TOTAL (\$)
2004	5804852.56	1156887.35	399841.98	865736.66	299214.84	2179517.40	10706050.78
2005	5766320.88	1141579.86	394551.42	865736.66	299214.84	2179517.40	10646921.07
2006	5726063.75	1125695.80	389061.59	865736.66	299214.84	2179517.40	10585290.04
2007	5684002.78	1109218.87	383366.86	865736.66	299214.84	2179517.40	10521057.40
2008	5640055.95	1092132.95	377461.64	865736.66	299214.84	2179517.40	10454119.44
2009	5594137.50	1074422.17	371340.46	865736.66	299214.84	2179517.40	10384369.02
2010	5546157.69	1056070.99	364997.95	865736.66	299214.84	2179517.40	10311695.53
2011	5496022.66	1037064.38	358428.91	865736.66	299214.84	2179517.40	10235984.84
2012	5443634.20	1017387.87	351628.34	865736.66	299214.84	2179517.40	10157119.30
2013	5388889.58	997027.78	344591.51	865736.66	299214.84	2179517.40	10074977.76
2014	5331681.33	975971.32	337314.00	865736.66	299214.84	2179517.40	9989435.54
2015	5271896.99	954206.82	329791.79	865736.66	299214.84	2179517.40	9900364.49
2016	5209418.92	931723.94	322021.28	865736.66	299214.84	2179517.40	9807633.03
2017	5144124.04	908513.85	313999.43	865736.66	299214.84	2179517.40	9711106.21
2018	5075883.55	884569.55	305723.84	865736.66	299214.84	2179517.40	9610645.83
2019	5004562.71	859886.16	297192.79	865736.66	299214.84	2179517.40	9506110.56
2020	4930020.53	834461.19	288405.45	865736.66	299214.84	2179517.40	9397356.06
2021	4852109.48	808294.96	279361.91	865736.66	299214.84	2179517.40	9284235.24
2022	4770675.19	781390.96	270063.38	865736.66	299214.84	2179517.40	9166598.43
2023	4685556.13	753756.34	260512.34	865736.66	299214.84	2179517.40	9044293.70
2024	4596583.27	725402.34	250712.66	865736.66	299214.84	2179517.40	8917167.16
2025	4503579.71	696344.89	240669.86	865736.66	299214.84	2179517.40	8785069.37
2026	4406360.37	666605.22	230391.28	865736.66	299214.84	2179517.40	8647825.77
2027	4304731.53	636210.50	219886.29	865736.66	299214.84	2179517.40	8505297.21
2028	4198490.47	605194.58	209166.60	865736.66	299214.84	2179517.40	8357320.55
2029	4087425.04	573598.87	198246.53	865736.66	299214.84	2179517.40	8203739.34
2030	3971313.20	541473.20	187143.30	865736.66	299214.84	2179517.40	8044398.59
2031	3849922.57	508876.83	175877.38	865736.66	299214.84	2179517.40	7879145.68
2032	3723009.97	475879.60	164472.92	865736.66	299214.84	2179517.40	7707831.37
2033	3590320.82	442563.10	152958.11	865736.66	299214.84	2179517.40	7530310.93
2034	3451588.73	409022.10	141365.71	865736.66	299214.84	2179517.40	7346445.43

APÉNDICE H: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA SEGUNDA ALTERNATIVA:
 DESMONTANDO LA LINEA ACTUAL
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230KV

CONDUCTOR TIPO "ACAR" 1200(18/19) Inversión (\$):31'080.732,47

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)	Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)	Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)	Cuotas de amortización De la inversión (\$)	TOTAL (\$)
2004	5804852.56	771107.01	266509.05	557464.99	192670.36	2631644.03	10224248.00
2005	5766320.88	760904.02	262982.71	557464.99	192670.36	2631644.03	10171986.99
2006	5726063.75	750316.72	259323.54	557464.99	192670.36	2631644.03	10117483.39
2007	5684002.78	739334.25	255527.79	557464.99	192670.36	2631644.03	10060644.20
2008	5640055.95	727945.87	251591.75	557464.99	192670.36	2631644.03	10001372.96
2009	5594137.50	716141.00	247511.77	557464.99	192670.36	2631644.03	9939569.65
2010	5546157.69	703909.28	243284.26	557464.99	192670.36	2631644.03	9875130.61
2011	5496022.66	691240.69	238905.75	557464.99	192670.36	2631644.03	9807948.48
2012	5443634.20	678125.59	234372.93	557464.99	192670.36	2631644.03	9737912.10
2013	5388889.58	664554.85	229682.63	557464.99	192670.36	2631644.03	9664906.45
2014	5331681.33	650519.97	224831.91	557464.99	192670.36	2631644.03	959507.60
2015	5271896.99	636013.15	219818.08	557464.99	192670.36	2631644.03	9426864.56
2016	5209418.92	621027.50	214638.76	557464.99	192670.36	2631644.03	9340752.47
2017	5144124.04	605557.14	209291.91	557464.99	192670.36	2631644.03	9251036.26
2018	5075883.55	589597.40	203775.93	557464.99	192670.36	2631644.03	9157576.81
2019	5004562.71	573145.04	198089.68	557464.99	192670.36	2631644.03	9060230.89
2020	4930020.53	556198.38	192232.60	557464.99	192670.36	2631644.03	8958851.26
2021	4852109.48	538757.65	186204.75	557464.99	192670.36	2631644.03	8853286.69
2022	4770675.19	520825.17	180006.95	557464.99	192670.36	2631644.03	8743382.05
2023	4685556.13	502405.69	173640.84	557464.99	192670.36	2631644.03	8628978.38
2024	4596583.27	483506.73	167109.00	557464.99	192670.36	2631644.03	8509913.12
2025	4503579.71	464138.90	160415.12	557464.99	192670.36	2631644.03	8386020.17
2026	4406360.37	444316.34	153564.07	557464.99	192670.36	2631644.03	8257130.20
2027	4304731.53	424057.17	146562.11	557464.99	192670.36	2631644.03	8123070.86
2028	4198490.47	403383.94	139417.06	557464.99	192670.36	2631644.03	7983667.13
2029	4087425.04	382324.27	132138.44	557464.99	192670.36	2631644.03	7838741.67
2030	3971313.20	360911.35	124737.74	557464.99	192670.36	2631644.03	7688115.26
2031	3849922.57	339184.70	117228.60	557464.99	192670.36	2631644.03	7531607.32
2032	3723009.97	317190.86	109627.11	557464.99	192670.36	2631644.03	7369036.50
2033	3590320.82	294984.22	101952.08	557464.99	192670.36	2631644.03	7200221.37
2034	3451588.73	272627.93	94225.33	557464.99	192670.36	2631644.03	

**APÉNDICE I: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
CON AISLADORES TIPO RETENCIÓN
NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV**

Potencia a transportar por circuito: 185MW
CONDUCTOR TIPO "ACSR" ROOK

Inversión (\$): 23'676.719,22

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Joule (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
			Pérdidas	Joule (\$)	Pérdidas	Joule (\$)	Pérdidas	Corona (\$)	Pérdidas	Corona (\$)			
2004	5804852.56	1355902.22	468625.25	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	11331313.49					
2005	5766320.88	1337961.44	462424.58	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	11268640.37					
2006	5726063.75	1319344.91	455990.36	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	11203332.48					
2007	5684002.78	1300033.52	449315.98	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	11135285.73					
2008	5640055.95	1280008.37	442394.92	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	11064392.70					
2009	5594137.50	1259250.87	435220.73	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	10990542.56					
2010	5546157.69	1237742.81	427787.14	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	10913621.11					
2011	5496022.66	1215466.56	420088.05	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	10833510.73					
2012	5443634.20	1192405.18	412117.61	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	10750090.45					
2013	5388889.58	1168542.62	403870.26	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	10663235.92					
2014	5331681.33	1143863.90	395340.83	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	10572819.52					
2015	5271896.99	1118355.34	386524.60	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	10478710.39					
2016	5209418.92	1092004.81	377417.36	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	10380774.55					
2017	5144124.04	1064801.98	368015.55	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	10278875.02					
2018	5075883.55	1036738.64	358316.33	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	10172871.98					
2019	5004562.71	1007809.06	348317.72	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	10062622.95					
2020	4930020.53	978010.33	338018.72	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	9947983.04					
2021	4852109.48	947342.82	327419.46	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	9828805.22					
2022	4770675.19	915810.64	316521.34	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	9704940.63					
2023	4685556.13	883422.13	305327.27	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	9576238.99					
2024	4596583.27	850190.50	293841.79	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	9442549.02					
2025	4503579.71	816134.42	282071.37	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	9303718.97					
2026	4406360.37	781278.75	270024.60	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	9159597.18					
2027	4304731.53	745655.33	257712.48	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	9010032.80					
2028	4198490.47	709303.87	245148.73	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	8854876.53					
2029	4087425.04	672272.87	232350.12	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	8693981.49					
2030	3971313.20	634620.74	219336.84	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	8527204.24					
2031	3849922.57	596416.95	206132.89	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	8354405.88					
2032	3723009.97	557743.33	192766.56	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	8175453.31					
2033	3590320.82	518695.53	179270.91	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	7990220.72					
2034	3451588.73	479384.59	165684.31	1261275.80	435920.59	2004737.08	2004737.08	7798591.09					

APÉNDICE I: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
 CON AISLADORES TIPO RETENCIÓN
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV

CONDUCTOR TIPO "ACSR" BLUEJAY

Inversión (\$): 27'837.594,61

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Joule (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
	Desabastecida (\$)	Pérdidas Joule (\$)	Pérdidas Joule (\$)	Pérdidas Joule (\$)	Pérdidas Joule (\$)	Pérdidas Joule (\$)	Pérdidas Corona (\$)	Pérdidas Corona (\$)	Pérdidas Corona (\$)	Pérdidas Corona (\$)	De la inversión (\$)	De la inversión (\$)	
2004	5804852.56	768233.69	265515.98	736615.53	262002.78	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	10186849.44		
2005	5766320.88	758068.72	258357.24	736615.53	254575.64	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	10134639.59		
2006	5726063.75	747520.87	250654.27	736615.53	246589.48	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	10080189.08		
2007	5684002.78	736579.33	242377.73	736615.53	238015.54	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	10023404.96		
2008	5640055.95	725233.39	233499.60	736615.53	228826.78	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	9964190.82		
2009	5594137.50	713472.50	223994.14	736615.53	218998.99	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	9902446.70		
2010	5546157.69	701286.36	213838.97	736615.53	208512.04	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	9838068.99		
2011	5496022.66	688664.97	203016.61	736615.53	197351.55	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	9770950.38		
2012	5443634.20	675598.74	191516.30	736615.53	185510.91	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	9700979.76		
2013	5388889.58	662078.58	179336.21	736615.53	172993.81	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	9628042.15		
2014	5331681.33	648095.99	166486.32	736615.53	159817.37	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	9552018.67		
2015	5271896.99	633643.22	152991.85	736615.53	146015.99	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	9472786.42		
2016	5209418.92	618713.41	140180.85	736615.53	138897.56	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	9390218.51		
2017	5144124.04	603300.70	131646.06	736615.53	124272.94	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	9304183.99		
2018	5075883.55	587400.43	116791.78	736615.53	109218.62	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	9214547.81		
2019	5004562.71	571009.37	101572.19	736615.53	93874.22	736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	9121170.85		
2020	4930020.53	554125.86	93874.22	736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	9023909.90		
2021	4852109.48	536750.12		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	8922617.72		
2022	4770675.19	518884.46		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	8817143.07		
2023	4685556.13	500533.62		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	8707330.78		
2024	4596583.27	481705.08		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	8593021.88		
2025	4503579.71	462409.42		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	8474053.72		
2026	4406360.37	442660.72		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	8350260.16		
2027	4304731.53	422477.04		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	8221471.77		
2028	4198490.47	401880.85		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	8087516.09		
2029	4087425.04	380899.64		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	7948217.96		
2030	3971313.20	359566.52		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	7803399.86		
2031	3849922.57	337920.82		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	7652882.39		
2032	3723009.97	316008.93		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	7496484.73		
2033	3590320.82	293885.04		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	7334025.26		
2034	3451588.73	271612.06		736615.53		736615.53	254588.15	254588.15	2357043.54	2357043.54	7165322.22		

APÉNDICE I: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
 CON AISLADORES TIPO RETENCIÓN
 CONDUCTOR TIPO "ACAR" 800(18/19)

Inversión (\$): 21'284.215,87

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)	Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)	Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)	Cuotas de amortización De la inversión (\$)	TOTAL (\$)
2004	5804852.56	1156887.35	399841.98	1131675.13	391128.16	1802160.86	10686546.05
2005	5766320.88	1141579.86	394551.42	1131675.13	391128.16	1802160.86	10627416.33
2006	5726063.75	1125695.80	389061.59	1131675.13	391128.16	1802160.86	10565785.30
2007	5684002.78	1109218.87	383366.86	1131675.13	391128.16	1802160.86	10501552.66
2008	5640055.95	1092132.95	377461.64	1131675.13	391128.16	1802160.86	10434614.71
2009	5594137.50	1074422.17	371340.46	1131675.13	391128.16	1802160.86	10364864.29
2010	5546157.69	1056070.99	364997.95	1131675.13	391128.16	1802160.86	10292190.80
2011	5496022.66	1037064.38	358428.91	1131675.13	391128.16	1802160.86	10216480.10
2012	5443634.20	1017387.87	351628.34	1131675.13	391128.16	1802160.86	10137614.57
2013	5388889.58	997027.78	344591.51	1131675.13	391128.16	1802160.86	10055473.03
2014	5331681.33	975971.32	337314.00	1131675.13	391128.16	1802160.86	9969930.81
2015	5271896.99	954206.82	329791.79	1131675.13	391128.16	1802160.86	9880859.76
2016	5209418.92	931723.94	322021.28	1131675.13	391128.16	1802160.86	9788128.29
2017	5144124.04	908513.85	313999.43	1131675.13	391128.16	1802160.86	9691601.47
2018	5075883.55	884569.55	305723.84	1131675.13	391128.16	1802160.86	9591141.10
2019	5004562.71	859886.16	297192.79	1131675.13	391128.16	1802160.86	9486605.82
2020	4930020.53	834461.19	288405.45	1131675.13	391128.16	1802160.86	9377851.33
2021	4852109.48	808294.96	279361.91	1131675.13	391128.16	1802160.86	9264730.50
2022	4770675.19	781390.96	270063.38	1131675.13	391128.16	1802160.86	9147093.70
2023	4685556.13	753756.34	260512.34	1131675.13	391128.16	1802160.86	9024788.96
2024	4596583.27	725402.34	250712.66	1131675.13	391128.16	1802160.86	8897662.42
2025	4503579.71	696344.89	240669.86	1131675.13	391128.16	1802160.86	8765558.63
2026	4406360.37	666605.22	230391.28	1131675.13	391128.16	1802160.86	8628321.03
2027	4304731.53	636210.50	219886.29	1131675.13	391128.16	1802160.86	8485792.47
2028	4198490.47	605194.58	209166.60	1131675.13	391128.16	1802160.86	8337815.82
2029	4087425.04	573598.87	198246.53	1131675.13	391128.16	1802160.86	8184234.60
2030	3971313.20	541473.20	187143.30	1131675.13	391128.16	1802160.86	8024893.85
2031	3849922.57	508876.83	175877.38	1131675.13	391128.16	1802160.86	7859640.95
2032	3723009.97	475879.60	164472.92	1131675.13	391128.16	1802160.86	7688326.64
2033	3590320.82	442563.10	152958.11	1131675.13	391128.16	1802160.86	7510806.20
2034	3451588.73	409022.10	141365.71	1131675.13	391128.16	1802160.86	7326940.69

APÉNDICE I: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
 CON AISLADORES TIPO RETENCIÓN
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV

Inversión (\$): 26'589.331,99

CONDUCTOR TIPO "ACAR" 1200(18/19)

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Joule (\$)		Costo por Potencia Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
2004	5804852.56	771107.01	266509.05	735646.56	254253.26	2251351.60	10083720.04						
2005	5766320.88	760904.02	262982.71	735646.56	254253.26	2251351.60	10031459.03						
2006	5726063.75	750316.72	259323.54	735646.56	254253.26	2251351.60	9976955.43						
2007	5684002.78	739334.25	255527.79	735646.56	254253.26	2251351.60	9920116.24						
2008	5640055.95	727945.87	251591.75	735646.56	254253.26	2251351.60	9860845.00						
2009	5594137.50	716141.00	247511.77	735646.56	254253.26	2251351.60	9799041.68						
2010	5546157.69	703909.28	243284.26	735646.56	254253.26	2251351.60	9734602.65						
2011	5496022.66	691240.69	238905.75	735646.56	254253.26	2251351.60	9667420.52						
2012	5443634.20	678125.59	234372.93	735646.56	254253.26	2251351.60	9597384.14						
2013	5388889.58	664554.85	229682.63	735646.56	254253.26	2251351.60	9524378.48						
2014	5331681.33	650519.97	224831.91	735646.56	254253.26	2251351.60	9448284.62						
2015	5271896.99	636013.15	219818.08	735646.56	254253.26	2251351.60	9368979.64						
2016	5209418.92	621027.50	214638.76	735646.56	254253.26	2251351.60	9286336.59						
2017	5144124.04	60557.14	209291.91	735646.56	254253.26	2251351.60	9200224.50						
2018	5075883.55	589597.40	203775.93	735646.56	254253.26	2251351.60	9110508.30						
2019	5004562.71	573145.04	198089.68	735646.56	254253.26	2251351.60	9017048.84						
2020	4930020.53	556198.38	192232.60	735646.56	254253.26	2251351.60	8919702.93						
2021	4852109.48	538757.65	186204.75	735646.56	254253.26	2251351.60	8818323.30						
2022	4770675.19	520825.17	180006.95	735646.56	254253.26	2251351.60	8712758.73						
2023	4685556.13	502405.69	173640.84	735646.56	254253.26	2251351.60	8602854.08						
2024	4596583.27	483506.73	167109.00	735646.56	254253.26	2251351.60	8488450.42						
2025	4503579.71	464138.90	160415.12	735646.56	254253.26	2251351.60	8369385.15						
2026	4406360.37	444316.34	153564.07	735646.56	254253.26	2251351.60	8245492.20						
2027	4304731.53	424057.17	146562.11	735646.56	254253.26	2251351.60	8116602.23						
2028	4198490.47	403383.94	139417.06	735646.56	254253.26	2251351.60	7982542.89						
2029	4087425.04	382324.27	132138.44	735646.56	254253.26	2251351.60	7843139.16						
2030	3971313.20	360911.35	124737.74	735646.56	254253.26	2251351.60	7698213.70						
2031	3849922.57	339184.70	117228.60	735646.56	254253.26	2251351.60	7547587.29						
2032	3723009.97	317190.86	109627.11	735646.56	254253.26	2251351.60	7391079.35						
2033	3590320.82	294984.22	101952.08	735646.56	254253.26	2251351.60	7228508.54						
2034	3451588.73	272627.93	94225.33	735646.56	254253.26	2251351.60	7059693.40						

**APÉNDICE J: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
CON AISLADORES TIPO LINE POST
NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV**

Potencia a transportar por circuito: 185MW
CONDUCTOR TIPO "ACSR" ROOK

Inversión (\$): 23'932.394,62

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Joule (\$)		Costo por Potencia Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
	Pérdidas	Joule (\$)	Pérdidas	Joule (\$)	Pérdidas	Joule (\$)	Pérdidas	Corona (\$)	Pérdidas	Corona (\$)			
2004	5804852.56	1355902.22	468625.25	1261275.80	435920.59	2026385.43	11352961.85						
2005	5766320.88	1337961.44	462424.58	1261275.80	435920.59	2026385.43	11290288.73						
2006	5726063.75	1319344.91	455990.36	1261275.80	435920.59	2026385.43	11224980.83						
2007	5684002.78	1300033.52	449315.98	1261275.80	435920.59	2026385.43	11156934.08						
2008	5640055.95	1280008.37	442394.92	1261275.80	435920.59	2026385.43	11086041.05						
2009	5594137.50	1259250.87	435220.73	1261275.80	435920.59	2026385.43	11012190.91						
2010	5546157.69	1237742.81	427787.14	1261275.80	435920.59	2026385.43	10935269.46						
2011	5496022.66	1215466.56	420088.05	1261275.80	435920.59	2026385.43	10855159.09						
2012	5443634.20	1192405.18	412117.61	1261275.80	435920.59	2026385.43	10771738.80						
2013	5388889.58	1168542.62	403870.26	1261275.80	435920.59	2026385.43	10684884.28						
2014	5331681.33	1143863.90	395340.83	1261275.80	435920.59	2026385.43	10594467.87						
2015	5271896.99	1118355.34	386524.60	1261275.80	435920.59	2026385.43	10500358.74						
2016	5209418.92	1092004.81	377417.36	1261275.80	435920.59	2026385.43	10402422.90						
2017	5144124.04	1064801.98	368015.55	1261275.80	435920.59	2026385.43	10300523.37						
2018	5075883.55	1036738.64	358316.33	1261275.80	435920.59	2026385.43	10194520.33						
2019	5004562.71	1007809.06	348317.72	1261275.80	435920.59	2026385.43	10084271.30						
2020	4930020.53	978010.33	338018.72	1261275.80	435920.59	2026385.43	9969631.40						
2021	4852109.48	947342.82	327419.46	1261275.80	435920.59	2026385.43	9850453.57						
2022	4770675.19	915810.64	316521.34	1261275.80	435920.59	2026385.43	9726588.99						
2023	4685556.13	883422.13	305327.27	1261275.80	435920.59	2026385.43	9597887.35						
2024	4596583.27	850190.50	293841.79	1261275.80	435920.59	2026385.43	9464197.38						
2025	4503579.71	816134.42	282071.37	1261275.80	435920.59	2026385.43	9325367.32						
2026	4406360.37	781278.75	270024.60	1261275.80	435920.59	2026385.43	9181245.53						
2027	4304731.53	745655.33	257712.48	1261275.80	435920.59	2026385.43	9031681.16						
2028	4198490.47	709303.87	245148.73	1261275.80	435920.59	2026385.43	8876524.88						
2029	4087425.04	672272.87	232350.12	1261275.80	435920.59	2026385.43	8715629.84						
2030	3971313.20	634620.74	219336.84	1261275.80	435920.59	2026385.43	8548852.59						
2031	3849922.57	596416.95	206132.89	1261275.80	435920.59	2026385.43	8376054.23						
2032	3723009.97	557743.33	192766.56	1261275.80	435920.59	2026385.43	8197101.67						
2033	3590320.82	518695.53	179270.91	1261275.80	435920.59	2026385.43	8011869.07						
2034	3451588.73	479384.59	165684.31	1261275.80	435920.59	2026385.43	7820239.44						

APÉNDICE J: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
CON AISLADORES TIPO LINE POST
NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV

CONDUCTOR TIPO "ACSR" BLUEJAY

Inversión (\$): 28'093.270,01

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Joule (\$)		Costo por Potencia Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
	Desabastecida (\$)	Pérdidas	Joule (\$)	Pérdidas	Joule (\$)	Pérdidas	Joule (\$)	Pérdidas Corona (\$)	Pérdidas Corona (\$)	Pérdidas Corona (\$)	Pérdidas Corona (\$)	De la inversión (\$)	
2004	5804852.56	768233.69	768233.69	265515.98	265515.98	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	10208497.80		
2005	5766320.88	758068.72	758068.72	262002.78	262002.78	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	10156287.95		
2006	5726063.75	747520.87	747520.87	258357.24	258357.24	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	10101837.43		
2007	5684002.78	736579.33	736579.33	254575.64	254575.64	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	10045053.31		
2008	5640055.95	725233.39	725233.39	250654.27	250654.27	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	9985839.17		
2009	5594137.50	713472.50	713472.50	246589.48	246589.48	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	9924095.05		
2010	5546157.69	701286.36	701286.36	242377.73	242377.73	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	9859717.34		
2011	5496022.66	688664.97	688664.97	238015.54	238015.54	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	9792598.73		
2012	5443634.20	675598.74	675598.74	233499.60	233499.60	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	9722628.11		
2013	5388889.58	662078.58	662078.58	228826.78	228826.78	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	9649690.51		
2014	5331681.33	648095.99	648095.99	223994.14	223994.14	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	9573667.02		
2015	5271896.99	633643.22	633643.22	218998.99	218998.99	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	9494434.77		
2016	5209418.92	618713.41	618713.41	213838.97	213838.97	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	9411866.87		
2017	5144124.04	603300.70	603300.70	208512.04	208512.04	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	9325832.34		
2018	5075883.55	587400.43	587400.43	203016.61	203016.61	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	9236196.16		
2019	5004562.71	571009.37	571009.37	197351.55	197351.55	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	9142819.20		
2020	4930020.53	554125.86	554125.86	191516.30	191516.30	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	9045558.25		
2021	4852109.48	536750.12	536750.12	185510.91	185510.91	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	8944266.08		
2022	4770675.19	518884.46	518884.46	179336.21	179336.21	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	8838791.42		
2023	4685556.13	500533.62	500533.62	172993.81	172993.81	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	8728979.13		
2024	4596583.27	481705.08	481705.08	166486.32	166486.32	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	8614670.23		
2025	4503579.71	462409.42	462409.42	159817.37	159817.37	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	8495702.07		
2026	4406360.37	442660.72	442660.72	152991.85	152991.85	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	8371908.52		
2027	4304731.53	422477.04	422477.04	146015.99	146015.99	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	8243120.12		
2028	4198490.47	401880.85	401880.85	138897.56	138897.56	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	8109164.45		
2029	4087425.04	380899.64	380899.64	131646.06	131646.06	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	7969866.31		
2030	3971313.20	359566.52	359566.52	124272.94	124272.94	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	7825048.21		
2031	3849922.57	337920.82	337920.82	116791.78	116791.78	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	7674530.74		
2032	3723009.97	316008.93	316008.93	109218.62	109218.62	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	7518133.08		
2033	3590320.82	293885.04	293885.04	101572.19	101572.19	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	7355673.61		
2034	3451588.73	271612.06	271612.06	93874.22	93874.22	736615.53	736615.53	254588.15	254588.15	2378691.89	7186970.57		

APÉNDICE J: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
CON AISLADORES TIPO LINE POST
NIVEL DE VOLTAJE DE 230KV

CONDUCTOR TIPO "ACAR" 800(18/19)

Inversión (\$) 21'539.891,27

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)	Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)	Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)	Cuotas de amortización De la inversión (\$)	TOTAL (\$)
2004	5804852.56	1156887.35	399841.98	1131675.13	391128.16	1823809.21	10708194.40
2005	5766320.88	1141579.86	394551.42	1131675.13	391128.16	1823809.21	10649064.68
2006	5726063.75	1125695.80	389061.59	1131675.13	391128.16	1823809.21	10587433.66
2007	5684002.78	1109218.87	383366.86	1131675.13	391128.16	1823809.21	10523201.02
2008	5640055.95	1092132.95	377461.64	1131675.13	391128.16	1823809.21	10456263.06
2009	5594137.50	1074422.17	371340.46	1131675.13	391128.16	1823809.21	10386512.64
2010	5546157.69	1056070.99	364997.95	1131675.13	391128.16	1823809.21	10313839.15
2011	5496022.66	1037064.38	358428.91	1131675.13	391128.16	1823809.21	10238128.46
2012	5443634.20	1017387.87	351628.34	1131675.13	391128.16	1823809.21	10159262.92
2013	5388889.58	997027.78	344591.51	1131675.13	391128.16	1823809.21	10077121.38
2014	5331681.33	975971.32	337314.00	1131675.13	391128.16	1823809.21	9991579.16
2015	5271896.99	954206.82	329791.79	1131675.13	391128.16	1823809.21	9902508.11
2016	5209418.92	931723.94	322021.28	1131675.13	391128.16	1823809.21	9809776.65
2017	5144124.04	908513.85	313999.43	1131675.13	391128.16	1823809.21	9713249.83
2018	5075883.55	884569.55	305723.84	1131675.13	391128.16	1823809.21	9612789.45
2019	5004562.71	859886.16	297192.79	1131675.13	391128.16	1823809.21	9508254.17
2020	4930020.53	834461.19	288405.45	1131675.13	391128.16	1823809.21	9399499.68
2021	4852109.48	808294.96	279361.91	1131675.13	391128.16	1823809.21	9286378.86
2022	4770675.19	781390.96	270063.38	1131675.13	391128.16	1823809.21	9168742.05
2023	4685556.13	753756.34	260512.34	1131675.13	391128.16	1823809.21	9046437.32
2024	4596583.27	725402.34	250712.66	1131675.13	391128.16	1823809.21	8919310.78
2025	4503579.71	696344.89	240669.86	1131675.13	391128.16	1823809.21	8787206.98
2026	4406360.37	666605.22	230391.28	1131675.13	391128.16	1823809.21	8649969.38
2027	4304731.53	636210.50	219886.29	1131675.13	391128.16	1823809.21	8507440.83
2028	4198490.47	605194.58	209166.60	1131675.13	391128.16	1823809.21	8359464.17
2029	4087425.04	573598.87	198246.53	1131675.13	391128.16	1823809.21	8205882.95
2030	3971313.20	541473.20	187143.30	1131675.13	391128.16	1823809.21	8046542.20
2031	3849922.57	508876.83	175877.38	1131675.13	391128.16	1823809.21	7881289.30
2032	3723009.97	475879.60	164472.92	1131675.13	391128.16	1823809.21	7709974.99
2033	3590320.82	442563.10	152958.11	1131675.13	391128.16	1823809.21	7532454.55
2034	3451588.73	409022.10	141365.71	1131675.13	391128.16	1823809.21	7348589.04

APÉNDICE J: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
 CON AISLADORES TIPO LINE POST
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV

Inversión (\$): 26'845.007,39

CONDUCTOR TIPO "ACAR" 1200(18/19)

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Joule (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
2004	5804852.56	771107.01	266509.05	735646.56	262982.71	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	10105368.39			
2005	5766320.88	760904.02	259323.54	735646.56	255527.79	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	10053107.38			
2006	5726063.75	750316.72	251591.75	735646.56	247511.77	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9998603.78			
2007	5684002.78	739334.25	243284.26	735646.56	238905.75	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9941764.59			
2008	5640055.95	727945.87	234372.93	735646.56	229682.63	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9882493.35			
2009	5594137.50	716141.00	224831.91	735646.56	219818.08	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9820690.03			
2010	5546157.69	703909.28	214638.76	735646.56	209291.91	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9756251.00			
2011	5496022.66	691240.69	203775.93	735646.56	198089.68	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9689068.87			
2012	5443634.20	678125.59	186204.75	735646.56	180006.95	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9619032.49			
2013	5388889.58	664554.85	173640.84	735646.56	167109.00	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9546026.84			
2014	5331681.33	650519.97	160415.12	735646.56	153564.07	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9469932.98			
2015	5271896.99	636013.15	146562.11	735646.56	139417.06	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9390627.99			
2016	5209418.92	621027.50	132138.44	735646.56	124737.74	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9307984.95			
2017	5144124.04	605557.14	117228.60	735646.56	109627.11	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9221872.85			
2018	5075883.55	589597.40	101952.08	735646.56	94225.33	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9132156.65			
2019	5004562.71	573145.04	89225.33	735646.56	79225.33	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	9038697.20			
2020	4930020.53	556198.38	74225.33	735646.56	64225.33	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	8941351.28			
2021	4852109.48	538757.65	60006.95	735646.56	50006.95	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	8839971.65			
2022	4770675.19	520825.17	46562.11	735646.56	36562.11	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	8734407.08			
2023	4685556.13	502405.69	33838.94	735646.56	23383.94	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	8624502.43			
2024	4596583.27	483506.73	2138.44	735646.56	1038.44	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	8510098.77			
2025	4503579.71	464138.90	1515.12	735646.56	1515.12	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	8391033.50			
2026	4406360.37	444316.34	146562.11	735646.56	139417.06	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	8267140.55			
2027	4304731.53	424057.17	139417.06	735646.56	124737.74	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	8139250.58			
2028	4198490.47	403383.94	124737.74	735646.56	117228.60	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	8004191.25			
2029	4087425.04	382324.27	117228.60	735646.56	109627.11	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	7864787.52			
2030	3971313.20	360911.35	109627.11	735646.56	101952.08	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	7719862.05			
2031	3849922.57	339184.70	101952.08	735646.56	94225.33	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	7569235.64			
2032	3723009.97	317190.86	94225.33	735646.56	89225.33	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	7412727.71			
2033	3590320.82	294984.22	89225.33	735646.56	84225.33	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	7250156.89			
2034	3451588.73	272627.93	84225.33	735646.56	79225.33	254253.26	2272999.95	254253.26	2272999.95	7081341.76			

APÉNDICE K: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
CON AISLADORES TIPO "V"
NIVEL DE VOLTAJE DE 230KV

Potencia a transportar por circuito: 185MW

CONDUCTOR TIPO "ACSR" ROOK

Inversión (\$): 23'693.116,02

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)	Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)	Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)	Cuotas de amortización De la inversión (\$)	TOTAL (\$)
2004	5804852.56	1355902.22	468625.25	1425182.08	492569.67	2006125.41	11553257.20
2005	5766320.88	1337961.44	462424.58	1425182.08	492569.67	2006125.41	11490584.08
2006	5726063.75	1319344.91	455990.36	1425182.08	492569.67	2006125.41	11425276.18
2007	5684002.78	1300033.52	449315.98	1425182.08	492569.67	2006125.41	11357229.44
2008	5640055.95	1280008.37	442394.92	1425182.08	492569.67	2006125.41	11286336.40
2009	5594137.50	1259250.87	435220.73	1425182.08	492569.67	2006125.41	11212486.27
2010	5546157.69	1237742.81	427787.14	1425182.08	492569.67	2006125.41	111355564.81
2011	5496022.66	1215466.56	420088.05	1425182.08	492569.67	2006125.41	11055454.44
2012	5443634.20	1192405.18	412117.61	1425182.08	492569.67	2006125.41	10972034.16
2013	5388889.58	1168542.62	403870.26	1425182.08	492569.67	2006125.41	10885179.63
2014	5331681.33	1143863.90	395340.83	1425182.08	492569.67	2006125.41	10794763.23
2015	5271896.99	1118355.34	386524.60	1425182.08	492569.67	2006125.41	10700654.10
2016	5209418.92	1092004.81	377417.36	1425182.08	492569.67	2006125.41	10602718.26
2017	5144124.04	1064801.98	368015.55	1425182.08	492569.67	2006125.41	10500818.73
2018	5075883.55	1036738.64	358316.33	1425182.08	492569.67	2006125.41	10394815.69
2019	5004562.71	1007809.06	348317.72	1425182.08	492569.67	2006125.41	10284566.66
2020	4930020.53	978010.33	338018.72	1425182.08	492569.67	2006125.41	10169926.75
2021	4852109.48	947342.82	327419.46	1425182.08	492569.67	2006125.41	10050748.93
2022	4770675.19	915810.64	316521.34	1425182.08	492569.67	2006125.41	9926884.34
2023	4685556.13	883422.13	305327.27	1425182.08	492569.67	2006125.41	9798182.70
2024	4596583.27	850190.50	293841.79	1425182.08	492569.67	2006125.41	9664492.73
2025	4503579.71	816134.42	282071.37	1425182.08	492569.67	2006125.41	9525662.67
2026	4406360.37	781278.75	270024.60	1425182.08	492569.67	2006125.41	9381540.89
2027	4304731.53	745655.33	257712.48	1425182.08	492569.67	2006125.41	9231976.51
2028	4198490.47	709303.87	245148.73	1425182.08	492569.67	2006125.41	9076820.24
2029	4087425.04	672272.87	232350.12	1425182.08	492569.67	2006125.41	8915925.20
2030	3971313.20	634620.74	219336.84	1425182.08	492569.67	2006125.41	8749147.95
2031	3849922.57	596416.95	206132.89	1425182.08	492569.67	2006125.41	8576349.58
2032	3723009.97	557743.33	192766.56	1425182.08	492569.67	2006125.41	8397397.02
2033	3590320.82	518695.53	179270.91	1425182.08	492569.67	2006125.41	8212164.42
2034	3451588.73	479384.59	165684.31	1425182.08	492569.67	2006125.41	8020534.79

APÉNDICE K: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
 CON AISLADORES TIPO "V"
 CONDUCTOR TIPO "ACSR" BLUEJAY

Inversión (\$) : 27'853.991,41

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)	Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)	Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)	Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)	Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)	Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)	Cuotas de amortización De la inversión (\$)	TOTAL (\$)
2004	5804852.56	768233.69	265515.98	837022.29	289290.61	2358431.87	10323347.00	2358431.87	10271137.15
2005	5766320.88	758068.72	262002.78	837022.29	289290.61	2358431.87	10216686.63	2358431.87	10159902.51
2006	5726063.75	747520.87	258357.24	837022.29	289290.61	2358431.87	10100688.37	2358431.87	10038944.25
2007	5684002.78	736579.33	254575.64	837022.29	289290.61	2358431.87	9974566.55	2358431.87	9907447.94
2008	5640055.95	725233.39	250654.27	837022.29	289290.61	2358431.87	9837477.32	2358431.87	9764539.71
2009	5594137.50	713472.50	246589.48	837022.29	289290.61	2358431.87	9688516.22	2358431.87	9609283.97
2010	5546157.69	701286.36	242377.73	837022.29	289290.61	2358431.87	9526716.07	2358431.87	9440681.55
2011	5496022.66	688664.97	238015.54	837022.29	289290.61	2358431.87	9351045.37	2358431.87	9257668.40
2012	5443634.20	675598.74	233499.60	837022.29	289290.61	2358431.87	9160407.46	2358431.87	9059115.28
2013	5388889.58	662078.58	228826.78	837022.29	289290.61	2358431.87	8953640.62	2358431.87	8843828.33
2014	5331681.33	648095.99	223994.14	837022.29	289290.61	2358431.87	8729519.43	2358431.87	8610551.28
2015	5271896.99	633643.22	218998.99	837022.29	289290.61	2358431.87	8486757.72	2358431.87	8357969.33
2016	5209418.92	618713.41	213838.97	837022.29	289290.61	2358431.87	8224013.65	2358431.87	8084715.51
2017	5144124.04	603300.70	208512.04	837022.29	289290.61	2358431.87	7939897.42	2358431.87	7789379.95
2018	5075883.55	587400.43	203016.61	837022.29	289290.61	2358431.87	7789379.95	2358431.87	7789379.95
2019	5004562.71	571009.37	197351.55	837022.29	289290.61	2358431.87	7632982.29	2358431.87	7632982.29
2020	4930020.53	554125.86	191516.30	837022.29	289290.61	2358431.87	7470522.82	2358431.87	7470522.82
2021	4852109.48	536750.12	185510.91	837022.29	289290.61	2358431.87	7301819.78	2358431.87	7301819.78
2022	4770675.19	518884.46	179336.21	837022.29	289290.61	2358431.87			
2023	4685556.13	500533.62	172993.81	837022.29	289290.61	2358431.87			
2024	4596583.27	481705.08	166486.32	837022.29	289290.61	2358431.87			
2025	4503579.71	462409.42	159817.37	837022.29	289290.61	2358431.87			
2026	4406360.37	442660.72	152991.85	837022.29	289290.61	2358431.87			
2027	4304731.53	422477.04	146015.99	837022.29	289290.61	2358431.87			
2028	4198490.47	401880.85	138897.56	837022.29	289290.61	2358431.87			
2029	4087425.04	380899.64	131646.06	837022.29	289290.61	2358431.87			
2030	3971313.20	359566.52	124272.94	837022.29	289290.61	2358431.87			
2031	3849922.57	337920.82	116791.78	837022.29	289290.61	2358431.87			
2032	3723009.97	316008.93	109218.62	837022.29	289290.61	2358431.87			
2033	3590320.82	293885.04	101572.19	837022.29	289290.61	2358431.87			
2034	3451588.73	271612.06	93874.22	837022.29	289290.61	2358431.87			

APÉNDICE K: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
CON AISLADORES TIPO "V"

Inversión (\$): 21'300.612,67

CONDUCTOR TIPO "ACAR" 800(18/19)

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
2004	5804852.56	1156887.35	399841.98	1280124.89	42435.19	1803549.20	10887691.16						
2005	5766320.88	1141579.86	394551.42	1280124.89	42435.19	1803549.20	10828561.45						
2006	5726063.75	1125695.80	389061.59	1280124.89	42435.19	1803549.20	10766930.42						
2007	5684002.78	1109218.87	383366.86	1280124.89	42435.19	1803549.20	10702697.78						
2008	5640055.95	1092132.95	377461.64	1280124.89	42435.19	1803549.20	10635759.82						
2009	5594137.50	1074422.17	371340.46	1280124.89	42435.19	1803549.20	10566009.40						
2010	5546157.69	1056070.99	364997.95	1280124.89	42435.19	1803549.20	10493335.91						
2011	5496022.66	1037064.38	358428.91	1280124.89	42435.19	1803549.20	10417625.22						
2012	5443634.20	1017387.87	351628.34	1280124.89	42435.19	1803549.20	10338759.68						
2013	5388889.58	997027.78	344591.51	1280124.89	42435.19	1803549.20	10256618.14						
2014	5331681.33	975971.32	337314.00	1280124.89	42435.19	1803549.20	10171075.93						
2015	5271896.99	954206.82	329791.79	1280124.89	42435.19	1803549.20	10082004.87						
2016	5209418.92	931723.94	322021.28	1280124.89	42435.19	1803549.20	9989273.41						
2017	5144124.04	908513.85	313999.43	1280124.89	42435.19	1803549.20	9892746.59						
2018	5075883.55	884569.55	305723.84	1280124.89	42435.19	1803549.20	9792286.21						
2019	5004562.71	859886.16	297192.79	1280124.89	42435.19	1803549.20	9687750.94						
2020	4930020.53	834461.19	288405.45	1280124.89	42435.19	1803549.20	9578996.44						
2021	4852109.48	808294.96	279361.91	1280124.89	42435.19	1803549.20	9465875.62						
2022	4770675.19	781390.96	270063.38	1280124.89	42435.19	1803549.20	9348238.81						
2023	4685556.13	753756.34	260512.34	1280124.89	42435.19	1803549.20	9225934.08						
2024	4596583.27	725402.34	250712.66	1280124.89	42435.19	1803549.20	9098807.54						
2025	4503579.71	696344.89	240669.86	1280124.89	42435.19	1803549.20	8966703.75						
2026	4406360.37	666605.22	230391.28	1280124.89	42435.19	1803549.20	8829466.15						
2027	4304731.53	636210.50	219886.29	1280124.89	42435.19	1803549.20	8686937.59						
2028	4198490.47	605194.58	209166.60	1280124.89	42435.19	1803549.20	8538960.93						
2029	4087425.04	573598.87	198246.53	1280124.89	42435.19	1803549.20	8385379.72						
2030	3971313.20	541473.20	187143.30	1280124.89	42435.19	1803549.20	8226038.97						
2031	3849922.57	508876.83	175877.38	1280124.89	42435.19	1803549.20	8060786.06						
2032	3723009.97	475879.60	164472.92	1280124.89	42435.19	1803549.20	7889471.75						
2033	3590320.82	442563.10	152958.11	1280124.89	42435.19	1803549.20	7711951.31						
2034	3451588.73	409022.10	141365.71	1280124.89	42435.19	1803549.20	7528085.81						

APÉNDICE K: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
 CON AISLADORES TIPO "V"
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV
 CONDUCTOR TIPO "ACAR" 1200(18/19)

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
	5804852.56	771107.01	266509.05	835933.36	288914.26	2252739.94	10220056.17						
2004	5804852.56	771107.01	266509.05	835933.36	288914.26	2252739.94	10220056.17						
2005	5766320.88	760904.02	262982.71	835933.36	288914.26	2252739.94	10167795.16						
2006	5726063.75	750316.72	259323.54	835933.36	288914.26	2252739.94	10113291.56						
2007	5684002.78	739334.25	255527.79	835933.36	288914.26	2252739.94	10056452.37						
2008	5640055.95	727945.87	251591.75	835933.36	288914.26	2252739.94	9997181.13						
2009	5594137.50	716141.00	247511.77	835933.36	288914.26	2252739.94	9935377.82						
2010	5546157.69	703909.28	243284.26	835933.36	288914.26	2252739.94	9870938.78						
2011	5496022.66	691240.69	238905.75	835933.36	288914.26	2252739.94	9803756.65						
2012	5443634.20	678125.59	234372.93	835933.36	288914.26	2252739.94	9733720.27						
2013	5388889.58	664554.85	229682.63	835933.36	288914.26	2252739.94	9660714.62						
2014	5331681.33	650519.97	224831.91	835933.36	288914.26	2252739.94	9584620.76						
2015	5271896.99	636013.15	219818.08	835933.36	288914.26	2252739.94	9505315.77						
2016	5209418.92	621027.50	214638.76	835933.36	288914.26	2252739.94	9422672.73						
2017	5144124.04	605557.14	209291.91	835933.36	288914.26	2252739.94	9336560.63						
2018	5075883.55	589597.40	203775.93	835933.36	288914.26	2252739.94	9246844.43						
2019	5004562.71	573145.04	198089.68	835933.36	288914.26	2252739.94	9153384.98						
2020	4930020.53	556198.38	192232.60	835933.36	288914.26	2252739.94	9056039.06						
2021	4852109.48	538757.65	186204.75	835933.36	288914.26	2252739.94	8954659.43						
2022	4770675.19	520825.17	180006.95	835933.36	288914.26	2252739.94	8849094.86						
2023	4685556.13	502405.69	173640.84	835933.36	288914.26	2252739.94	8739190.21						
2024	4596583.27	483506.73	167109.00	835933.36	288914.26	2252739.94	8624786.55						
2025	4503579.71	464138.90	160415.12	835933.36	288914.26	2252739.94	8505721.28						
2026	4406360.37	444316.34	153564.07	835933.36	288914.26	2252739.94	8381828.33						
2027	4304731.53	424057.17	146562.11	835933.36	288914.26	2252739.94	8252938.36						
2028	4198490.47	403383.94	139417.06	835933.36	288914.26	2252739.94	8118879.03						
2029	4087425.04	382324.27	132138.44	835933.36	288914.26	2252739.94	7979475.30						
2030	3971313.20	360911.35	124737.74	835933.36	288914.26	2252739.94	7834549.83						
2031	3849922.57	339184.70	117228.60	835933.36	288914.26	2252739.94	7683923.42						
2032	3723009.97	317190.86	109627.11	835933.36	288914.26	2252739.94	7527415.49						
2033	3590320.82	294984.22	101952.08	835933.36	288914.26	2252739.94	7364844.67						
2034	3451588.73	272627.93	94225.33	835933.36	288914.26	2252739.94	7196029.54						

APÉNDICE L: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
 UTILIZANDO HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230kV

Potencia a transportar por circuito: 185MW

CONDUCTOR TIPO "ACSR" LINNET

Inversión (\$): 29'321.241,49

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)	Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)	Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)	Cuotas de amortización De la inversión (\$)	TOTAL (\$)
2004	5804852.56	1263502.46	436690.16	393187.01	135892.81	2482665,75	10516790,75
2005	5766320.88	1246784.28	430912.06	393187.01	135892.81	2482665,75	10455762,78
2006	5726063.75	1229436.39	424916.29	393187.01	135892.81	2482665,75	10392162,00
2007	5684002.78	1211441.00	418696.74	393187.01	135892.81	2482665,75	10325886,09
2008	5640055.95	1192780.50	412247.33	393187.01	135892.81	2482665,75	10256829,34
2009	5594137.50	1173437.54	405562.04	393187.01	135892.81	2482665,75	10184882,65
2010	5546157.69	1153395.18	398635.02	393187.01	135892.81	2482665,75	10109933,46
2011	5496022.66	1132636.97	391460.59	393187.01	135892.81	2482665,75	10031865,80
2012	5443634.20	1111147.14	384033.31	393187.01	135892.81	2482665,75	9950560,22
2013	5388889.58	1089107.73	376347.98	393187.01	135892.81	2482665,75	9865893,86
2014	5331681.33	1065913.77	368399.80	393187.01	135892.81	2482665,75	977740,47
2015	5271896.99	1042143.53	360184.36	393187.01	135892.81	2482665,75	9685970,45
2016	5209418.92	1017588.69	351697.75	393187.01	135892.81	2482665,75	9590450,93
2017	5144124.04	992239.63	342936.64	393187.01	135892.81	2482665,75	9491045,87
2018	5075883.55	966088.71	333898.39	393187.01	135892.81	2482665,75	9387616,21
2019	5004562.71	939130.57	324581.15	393187.01	135892.81	2482665,75	9280019,99
2020	4930020.53	911362.51	314983.99	393187.01	135892.81	2482665,75	9168112,60
2021	4852109.48	882784.89	305107.02	393187.01	135892.81	2482665,75	9051746,96
2022	4770675.19	853401.50	294951.58	393187.01	135892.81	2482665,75	8930773,84
2023	4685556.13	823220.16	284520.34	393187.01	135892.81	2482665,75	8805042,19
2024	4596583.27	792253.14	273817.55	393187.01	135892.81	2482665,75	8674399,53
2025	4503579.71	760517.85	262849.24	393187.01	135892.81	2482665,75	8538692,38
2026	4406360.37	728037.47	251623.41	393187.01	135892.81	2482665,75	8397766,82
2027	4304731.53	694841.66	240150.32	393187.01	135892.81	2482665,75	8251469,08
2028	4198490.47	660967.41	228442.74	393187.01	135892.81	2482665,75	8099646,20
2029	4087425.04	626459.94	216516.31	393187.01	135892.81	2482665,75	7942146,86
2030	3971313.20	591373.67	204389.84	393187.01	135892.81	2482665,75	7778822,27
2031	3849922.57	555773.32	192085.69	393187.01	135892.81	2482665,75	7609527,16
2032	3723009.97	519735.17	179630.23	393187.01	135892.81	2482665,75	7434120,93
2033	3590320.82	483348.33	167054.25	393187.01	135892.81	2482665,75	7252468,97
2034	3451588.73	446716.29	154393.53	393187.01	135892.81	2482665,75	7064444,11

APÉNDICE L: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
 UTILIZANDO HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE
 NIVEL DE VOLTAJE DE 230KV

CONDUCTOR TIPO "ACSR" ORIOLE

Inversión (\$): 30'014.720,72

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)	Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)	Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)	Cuotas de amortización De la inversión (\$)	TOTAL (\$)
2004	5804852,56	1259721,78	435383,49	372601,61	128778,11	2541383,49	10542721,04
2005	5766320,88	1243053,63	429622,66	372601,61	128778,11	2541383,49	10481760,39
2006	5726063,75	1225757,65	423644,85	372601,61	128778,11	2541383,49	10418229,46
2007	5684002,78	1207816,10	417443,91	372601,61	128778,11	2541383,49	10352026,00
2008	5640055,95	1189211,44	411013,79	372601,61	128778,11	2541383,49	10283044,39
2009	5594137,50	1169926,36	404348,51	372601,61	128778,11	2541383,49	10211175,58
2010	5546157,69	1149943,97	397442,22	372601,61	128778,11	2541383,49	10136307,09
2011	5496022,66	1129247,88	390289,26	372601,61	128778,11	2541383,49	10058323,00
2012	5443634,20	1107822,35	382884,19	372601,61	128778,11	2541383,49	9977103,95
2013	5388889,58	1085652,47	375221,87	372601,61	128778,11	2541383,49	9892527,13
2014	5331681,33	1062724,32	367297,47	372601,61	128778,11	2541383,49	9804466,34
2015	5271896,99	1039025,21	359106,61	372601,61	128778,11	2541383,49	9712792,02
2016	5209418,92	1014543,84	350645,39	372601,61	128778,11	2541383,49	9617371,37
2017	5144124,04	989270,63	341910,50	372601,61	128778,11	2541383,49	9518068,38
2018	5075883,55	963197,96	332899,29	372601,61	128778,11	2541383,49	9414744,01
2019	5004562,71	936320,48	323609,93	372601,61	128778,11	2541383,49	9307256,34
2020	4930020,53	908635,52	314041,49	372601,61	128778,11	2541383,49	9195460,75
2021	4852109,48	880143,40	304194,08	372601,61	128778,11	2541383,49	9079210,17
2022	4770675,19	850847,94	294069,02	372601,61	128778,11	2541383,49	8958355,36
2023	4685556,13	820756,90	283668,99	372601,61	128778,11	2541383,49	8832745,23
2024	4596583,27	789882,54	272998,23	372601,61	128778,11	2541383,49	8702227,25
2025	4503579,71	758242,22	262062,74	372601,61	128778,11	2541383,49	8566647,89
2026	4406360,37	725859,02	250870,50	372601,61	128778,11	2541383,49	8425853,11
2027	4304731,53	692762,54	239431,73	372601,61	128778,11	2541383,49	8279689,02
2028	4198490,47	658989,65	227759,19	372601,61	128778,11	2541383,49	8128002,53
2029	4087425,04	624585,44	215868,45	372601,61	128778,11	2541383,49	7970642,14
2030	3971313,20	589604,15	203778,26	372601,61	128778,11	2541383,49	7807458,82
2031	3849922,57	554110,33	191510,93	372601,61	128778,11	2541383,49	7638307,04
2032	3723009,97	518180,00	179092,73	372601,61	128778,11	2541383,49	7463045,92
2033	3590320,82	481902,04	166554,39	372601,61	128778,11	2541383,49	7281540,47
2034	3451588,73	445379,62	153931,55	372601,61	128778,11	2541383,49	7093663,11

APÉNDICE L: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
UTILIZANDO HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE
NIVEL DE VOLTAJE DE 230KV

CONDUCTOR TIPO "ACAR" 350(12/7)

Inversión (\$): 26'547.324,56

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)	Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)	Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)	Cuotas de amortización De la inversión (\$)	TOTAL (\$)
2004	5804852.56	1293747.88	447143.55	441158.72	152472.73	2247794,78	10387170,22
2005	5766320.88	1276629.51	441227.12	441158.72	152472.73	2247794,78	10325603,74
2006	5726063.75	1258866.35	435087.83	441158.72	152472.73	2247794,78	10261444,17
2007	5684002.78	1240440.19	428719.41	441158.72	152472.73	2247794,78	10194588,60
2008	5640055.95	1221332.99	422115.60	441158.72	152472.73	2247794,78	10124930,78
2009	5594137.50	1201527.01	415270.28	441158.72	152472.73	2247794,78	10052361,03
2010	5546157.69	1181004.88	408177.45	441158.72	152472.73	2247794,78	9976766,25
2011	5496022.66	1159749.77	400831.28	441158.72	152472.73	2247794,78	9898029,94
2012	5443634.20	1137745.52	393226.20	441158.72	152472.73	2247794,78	9816032,15
2013	5388889.58	1114976.81	385356.91	441158.72	152472.73	2247794,78	9730649,54
2014	5331681.33	1091429.36	377218.47	441158.72	152472.73	2247794,78	9641755,39
2015	5271896.99	1067090.12	368806.37	441158.72	152472.73	2247794,78	9549219,71
2016	5209418.92	1041947.49	360116.61	441158.72	152472.73	2247794,78	9452909,24
2017	5144124.04	1015991.63	351145.77	441158.72	152472.73	2247794,78	9352687,67
2018	5075883.55	989214.71	341891.17	441158.72	152472.73	2247794,78	9248415,65
2019	5004562.71	961611.25	332350.90	441158.72	152472.73	2247794,78	9139951,09
2020	4930020.53	933178.49	322524.00	441158.72	152472.73	2247794,78	9027149,25
2021	4852109.48	903916.78	312410.60	441158.72	152472.73	2247794,78	8909863,09
2022	4770675.19	873830.03	302012.06	441158.72	152472.73	2247794,78	8787943,50
2023	4685556.13	842926.20	291331.12	441158.72	152472.73	2247794,78	8661239,68
2024	4596583.27	811217.91	280372.13	441158.72	152472.73	2247794,78	8529599,54
2025	4503579.71	778722.95	269141.27	441158.72	152472.73	2247794,78	8392870,16
2026	4406360.37	745465.06	257646.71	441158.72	152472.73	2247794,78	8250898,37
2027	4304731.53	711474.61	245898.98	441158.72	152472.73	2247794,78	8103531,35
2028	4198490.47	676789.50	233911.15	441158.72	152472.73	2247794,78	7950617,35
2029	4087425.04	641455.99	221699.23	441158.72	152472.73	2247794,78	7792006,49
2030	3971313.20	605529.83	209282.47	441158.72	152472.73	2247794,78	7627551,73
2031	3849922.57	569077.29	196683.79	441158.72	152472.73	2247794,78	7457109,89
2032	3723009.97	532176.46	183930.17	441158.72	152472.73	2247794,78	7280542,83
2033	3590320.82	494918.61	171053.16	441158.72	152472.73	2247794,78	7097718,82
2034	3451588.73	457409.68	158089.37	441158.72	152472.73	2247794,78	6908514,00

APÉNDICE L: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA TERCERA ALTERNATIVA:
UTILIZANDO HAZ DE DOS CONDUCTORES POR FASE

CONDUCTOR TIPO "ACAR" 350(15/4)

Inversión (\$): 26'547.324,56

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)	Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)	Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)	Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)	Cuotas de amortización De la inversión (\$)	TOTAL (\$)
2004	5804852,56	1263502,46	436690,16	441158,72	152472,73	2247794,78	10346471,41
2005	5766320,88	1246784,28	430912,05	441158,72	152472,73	2247794,78	10285443,44
2006	5726063,75	1229436,39	424916,29	441158,72	152472,73	2247794,78	10221842,67
2007	5684002,78	1211441,00	418696,74	441158,72	152472,73	2247794,78	10155566,75
2008	5640055,95	1192780,50	412247,33	441158,72	152472,73	2247794,78	10086510,00
2009	5594137,50	1173437,54	405562,04	441158,72	152472,73	2247794,78	10014563,31
2010	5548157,69	1153395,18	398635,02	441158,72	152472,73	2247794,78	9939614,12
2011	5496022,66	1132636,97	391460,59	441158,72	152472,73	2247794,78	9861546,46
2012	5443634,20	1111147,14	384033,31	441158,72	152472,73	2247794,78	9780240,88
2013	5388889,58	1088910,73	376347,98	441158,72	152472,73	2247794,78	9695574,53
2014	5331681,33	1065913,77	368399,80	441158,72	152472,73	2247794,78	9607421,14
2015	5271896,99	1042143,53	360184,36	441158,72	152472,73	2247794,78	9515651,11
2016	5209418,92	1017588,69	351697,75	441158,72	152472,73	2247794,78	9420131,59
2017	5144124,04	992239,63	342936,64	441158,72	152472,73	2247794,78	9320726,54
2018	5075883,55	966088,71	333898,39	441158,72	152472,73	2247794,78	9217296,87
2019	5004562,71	939130,57	324581,15	441158,72	152472,73	2247794,78	9109700,66
2020	4930020,53	911362,51	314983,99	441158,72	152472,73	2247794,78	8997793,26
2021	4852109,48	882784,89	305107,02	441158,72	152472,73	2247794,78	8881427,62
2022	4770675,19	853401,50	294951,58	441158,72	152472,73	2247794,78	8760454,50
2023	4685556,13	823220,16	284520,34	441158,72	152472,73	2247794,78	8634722,85
2024	4596583,27	792253,14	273817,55	441158,72	152472,73	2247794,78	8504080,19
2025	4503579,71	760517,85	262849,24	441158,72	152472,73	2247794,78	8368373,04
2026	4406360,37	728037,47	251623,41	441158,72	152472,73	2247794,78	8227447,49
2027	4304731,53	694841,66	240150,32	441158,72	152472,73	2247794,78	8081149,74
2028	4198490,47	660967,41	228442,74	441158,72	152472,73	2247794,78	7929326,86
2029	4087425,04	626459,94	216516,31	441158,72	152472,73	2247794,78	7771827,53
2030	3971313,20	591373,67	204389,84	441158,72	152472,73	2247794,78	7608502,93
2031	3849922,57	555773,32	192085,69	441158,72	152472,73	2247794,78	7439207,82
2032	3723009,97	519735,17	179630,23	441158,72	152472,73	2247794,78	7263801,59
2033	3590320,82	483348,33	167054,25	441158,72	152472,73	2247794,78	7082149,64
2034	3451588,73	446716,29	154393,53	441158,72	152472,73	2247794,78	6894124,78

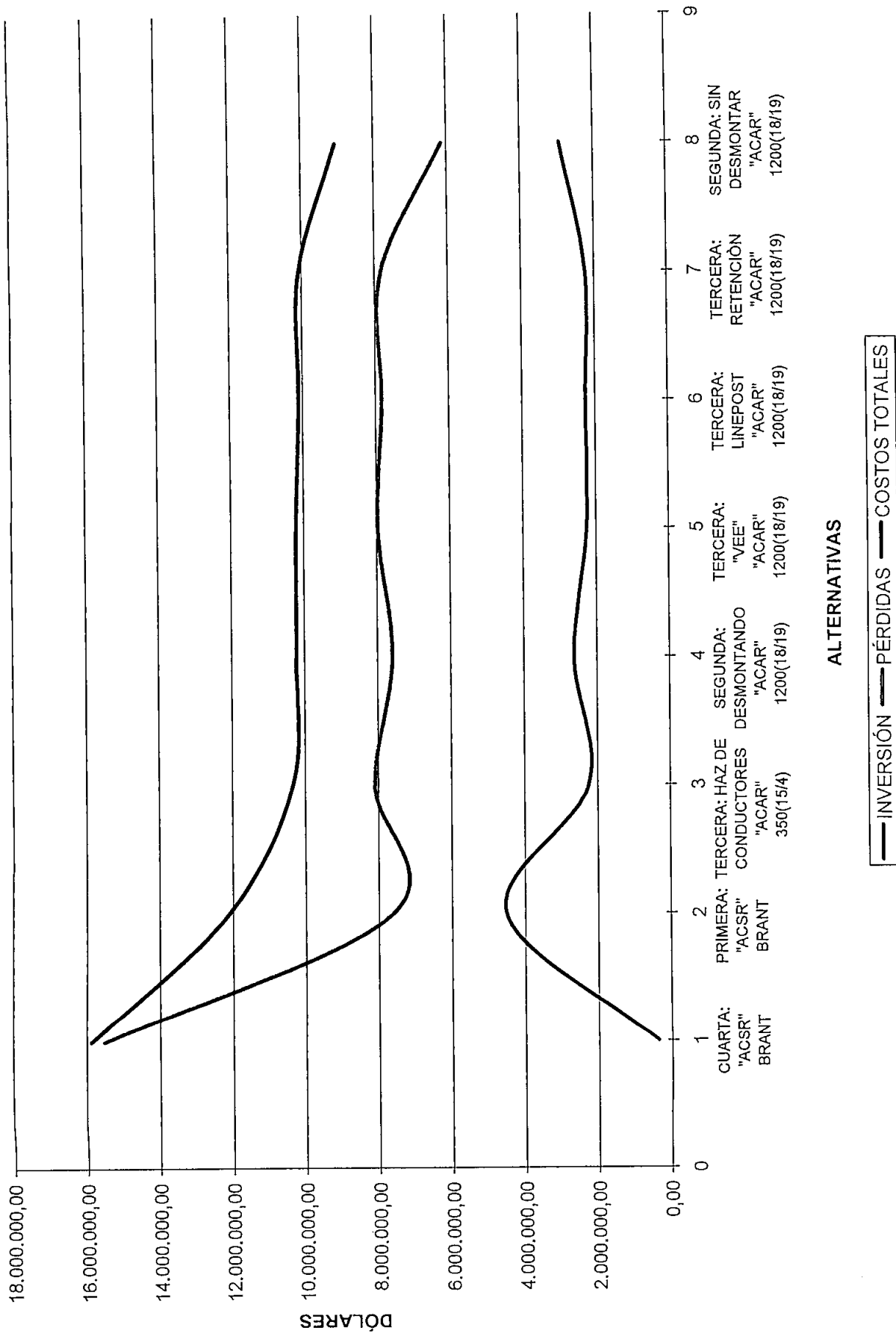
APÉNDICE M: COSTO POR PÉRDIDAS, ENERGÍA DESABASTECIDA E INVERSIÓN PARA LA CUARTA ALTERNATIVA
 CONDUCTOR TIPO "ACSR" BRANT

Inversión (\$): 53'318.219,56

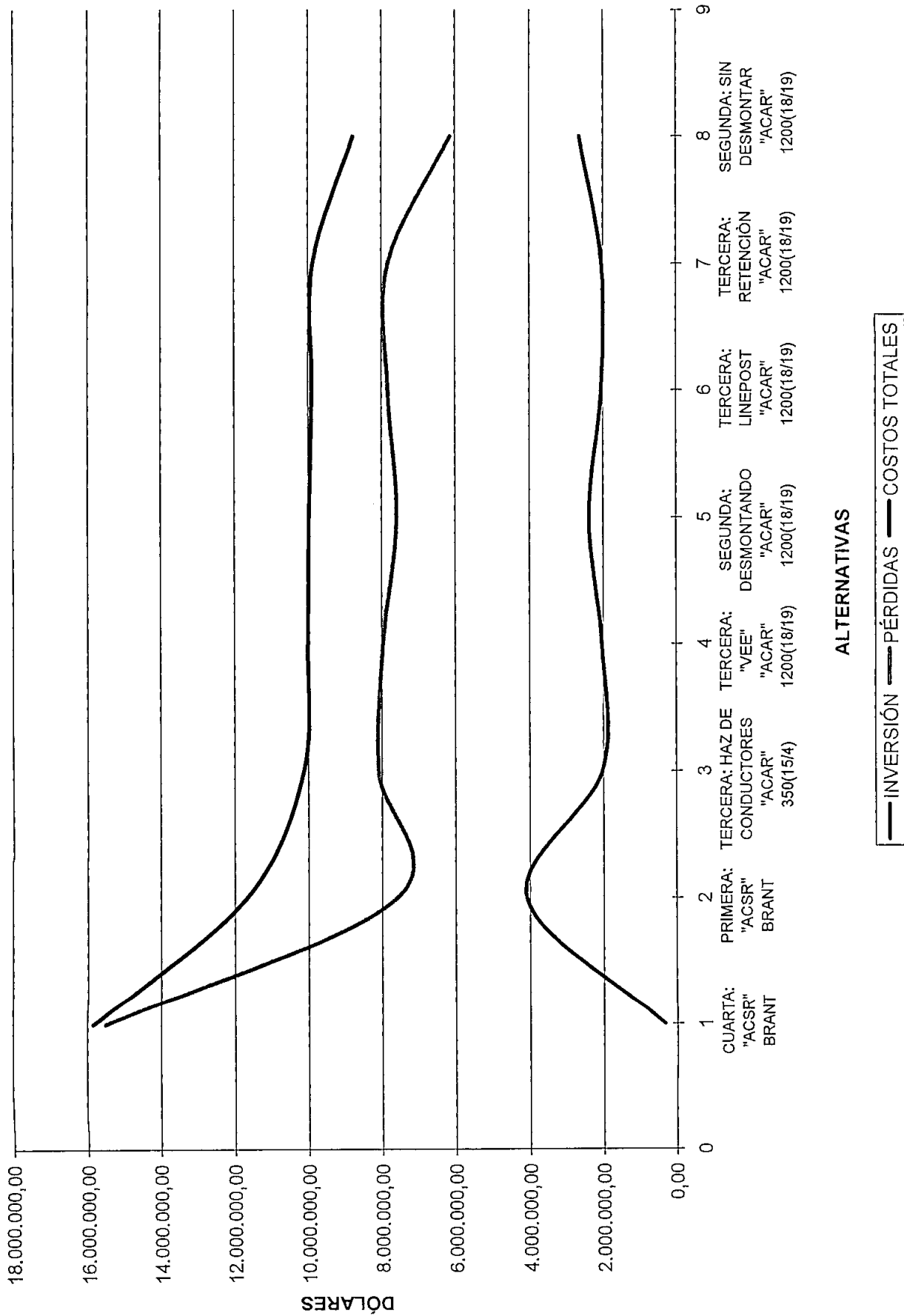
Potencia a transportar por circuito: 185MW

AÑOS	Costo por Energía Desabastecida (\$)		Costo por Energía Pérdidas Joule (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Joule (\$)		Costo por Energía Pérdidas Corona (\$)		Costo por Potencia Pérdidas Corona (\$)		Cuotas de amortización De la inversión (\$)		TOTAL (\$)
2004	5804852.56	5956667.63	2058736.12	1259004.24	2058736.12	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	15884032.43		
2005	5766320.88	5877851.29	2031495.71	1259004.24	2031495.71	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	15739444.01		
2006	5726063.75	5796066.24	2003229.26	1259004.24	2003229.26	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	15589135.38		
2007	5684002.78	5711228.61	1973907.79	1259004.24	1973907.79	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	15432915.29		
2008	5640055.95	5623255.36	1943502.58	1259004.24	1943502.58	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	15270590.02		
2009	5594137.50	5532064.75	1911985.40	1259004.24	1911985.40	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	15101963.78		
2010	5546157.69	5437576.86	1879328.61	1259004.24	1879328.61	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	14926839.28		
2011	5496022.66	5339714.18	1845505.43	1259004.24	1845505.43	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	14745018.39		
2012	5443634.20	5238402.31	1810490.15	1259004.24	1810490.15	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	14556302.79		
2013	5388889.58	5133570.75	1774258.39	1259004.24	1774258.39	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	14360494.85		
2014	5331681.33	5025153.70	1736787.42	1259004.24	1736787.42	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	14157398.58		
2015	5271896.99	4913091.06	1698056.47	1259004.24	1698056.47	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	13946820.64		
2016	5209418.92	4797329.49	1658047.10	1259004.24	1658047.10	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	13728571.64		
2017	5144124.04	4677823.65	1616743.64	1259004.24	1616743.64	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	13502467.45		
2018	5075883.55	4554537.49	1574133.63	1259004.24	1574133.63	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	13268330.79		
2019	5004562.71	4427445.79	1530208.36	1259004.24	1530208.36	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	13025992.98		
2020	4930020.53	4296535.82	1484963.41	1259004.24	1484963.41	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	12775295.89		
2021	4852109.48	4161809.19	1438399.36	1259004.24	1438399.36	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	12516094.15		
2022	4770675.19	4023283.90	1390522.42	1259004.24	1390522.42	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	12248257.64		
2023	4685556.13	3880996.68	1341345.29	1259004.24	1341345.29	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	11971674.22		
2024	4596583.27	3735005.49	1290887.99	1259004.24	1290887.99	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	11686252.88		
2025	4503579.71	3585392.37	1239178.89	1259004.24	1239178.89	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	11391927.10		
2026	4406360.37	3432266.55	1186255.73	1259004.24	1186255.73	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	11088658.78		
2027	4304731.53	3275767.91	1132166.87	1259004.24	1132166.87	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	10776442.43		
2028	4198490.47	3116070.86	1076972.57	1259004.24	1076972.57	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	10455310.03		
2029	4087425.04	2953388.53	1020746.50	1259004.24	1020746.50	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	10125336.19		
2030	3971313.20	2787977.47	963577.33	1259004.24	963577.33	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	9786644.12		
2031	3849922.57	2620142.87	905570.55	1259004.24	905570.55	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	9439412.11		
2032	3723009.97	2450244.25	846850.40	1259004.24	846850.40	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	9083880.74		
2033	3590320.82	2278701.81	787562.11	1259004.24	787562.11	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	8720360.87		
2034	3451588.73	2106003.39	727874.29	1259004.24	727874.29	1259004.24	435135.49	369636.39	435135.49	369636.39	8349242.53		

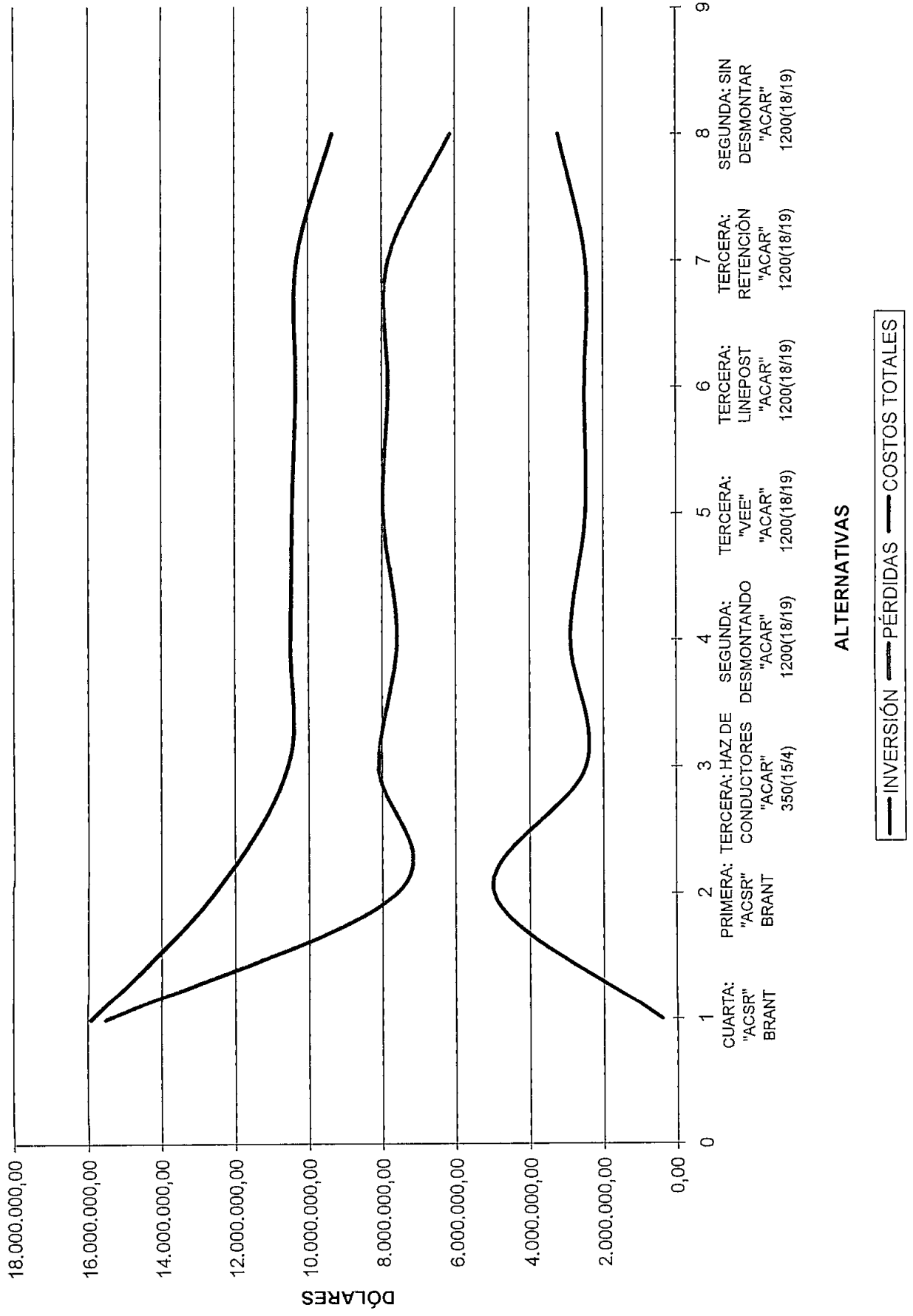
APÉNDICE N: CURVAS DE INVERSIÓN VS PÉRDIDAS PARA LAS ALTERNATIVAS



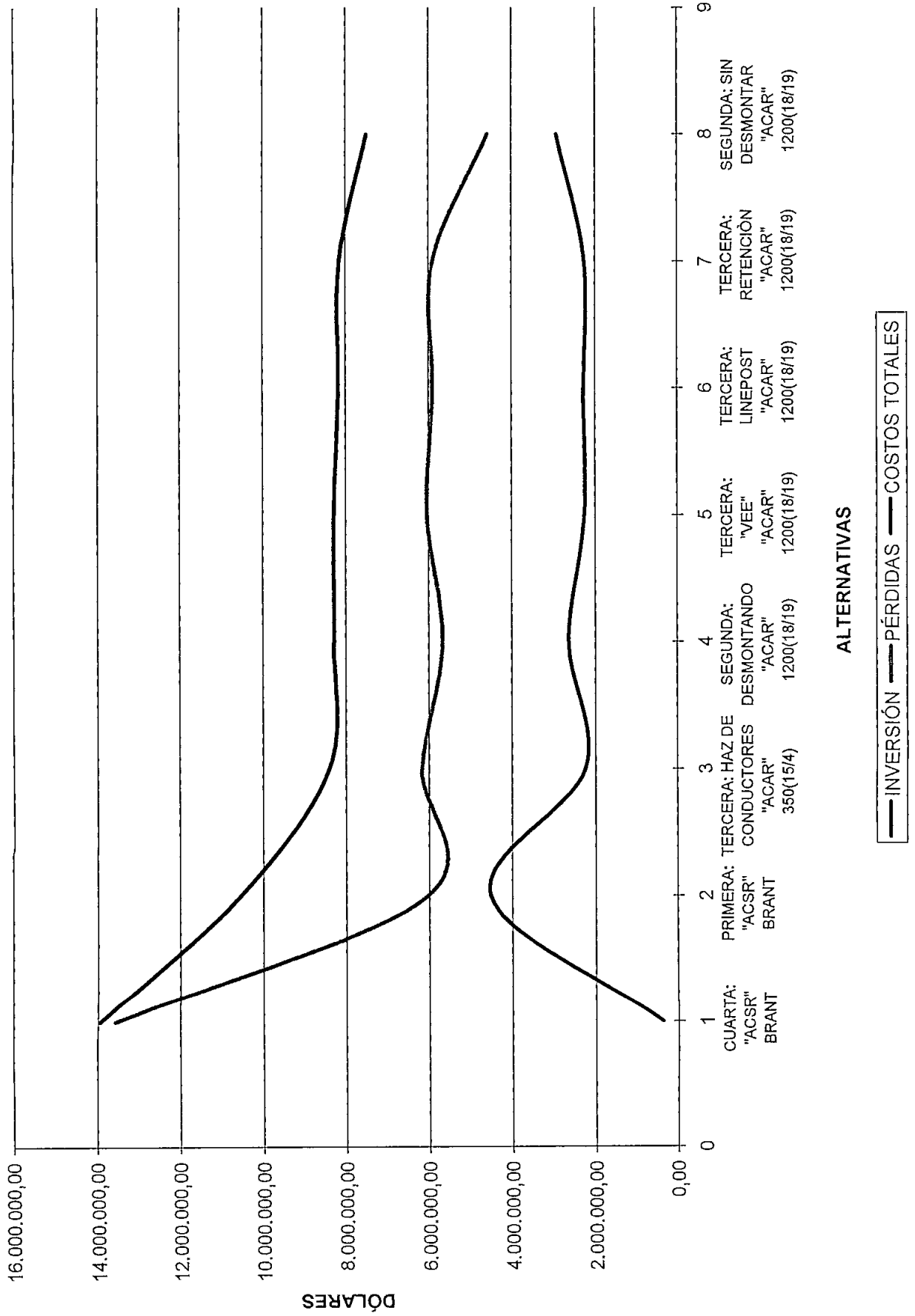
APÉNDICE O: CURVAS DE INVERSIÓN VS PÉRDIDAS PARA LAS ALTERNATIVAS PARA UNA SENSIBILIDAD DE 6,5% DE TASA DE VIABILIDAD DE UN PROYECTO.



APÉNDICE P: CURVAS DE INVERSIÓN VS PÉRDIDAS PARA LAS ALTERNATIVAS PARA UNA SENSIBILIDAD DE 8,5% DE TASA DE VIABILIDAD DE UN PROYECTO.



APÉNDICE Q: CURVAS DE INVERSIÓN VS PÉRDIDAS PARA LAS ALTERNATIVAS PARA UNA SENSIBILIDAD DE 1 \$/kWh DE COSTO SOCIAL



APÉNDICE R: CURVAS DE INVERSIÓN VS PÉRDIDAS PARA LAS ALTERNATIVAS PARA UNA SENSIBILIDAD DE 3 \$/kWh DE COSTO SOCIAL

