ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

ESTUDIO DE LA TECNOLOGÍA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COMPACTAS. APLICACIÓN A UN TRAMO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LOJA-CUMBARATZA A 138 kV

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

SILVIA LEONELA HARO COLLAGUAZO
MARCIA XIMENA MORQUECHO SUMBA

DIRECTOR: ING. PATRICIO GUERRERO

Quito, noviembre 2005

DECLARACIÓN

Nosotros, Silvia Leonela Haro Collaguazo, Marcia Ximena Morquecho Sumba, 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.

Silvia Leonela Haro C.

Marcia Ximena Morquecho S.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Silvia Leonela Haro Collaguazo y Marcia Ximena Morquecho Sumba, bajo mi supervisión.

Ing. Patricio Guerrero
DIRECTOR DE PROYECTO

DEDICATORIA

A mis padres, a mis hermanos y a los amigos que estuvieron a mi lado brindándome su apoyo cuando lo necesitaba.

Silvia Leonela Haro Collaguazo

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme salud y vida; a mis padres por su perseverancia y nunca escatimar su sacrificio de darme la oportunidad de ser una profesional.

A Marcia Morquecho, quien es una gran amiga y fue una excelente compañera de tesis.

Al Ing. Raúl Morales por su desinteresada ayuda en la realización de éste proyecto.

A mis maestros, por brindarme desinteresadamente sus conocimientos durante mi vida estudiantil.

Al Ing. Patricio Guerrero y por medio de él a TRANSELECTRIC S.A quienes me brindaron la ayuda necesaria para el desarrollo de éste proyecto.

Silvia Leonela Haro Collaguazo

AGRADECIMIENTO

A ti papito Dios por ser mi fuerza espiritual y mi camino de luz,
Al Ing. Patricio Guerrero nuestro tutor de Tesis
Un especial agradecimiento al Ing. Raúl Morales por toda su ayuda incondicional y su apoyo.

Marcia Ximena Morquecho Sumba

DEDICATORIA

Para ti mamita no existen palabras para agradecerte todo lo que has hecho por mí. ¿Que qué hiciste me preguntas? Nada, respondes tu mismo. Y yo digo, si mamita, nada hiciste por mí, solo me regalaste el aliento de vida que yo arranqué de tu ser, solo me alimentaste de amor y dulzura, solo fuiste un modelo de valor, bondad y sacrificio. Solo fuiste padre y madre para mí. A ti mamita por pensar siempre primero en los demás, hoy quiero pensar en ti y dedicarte este sueño que soñaste conmigo. Gracias mamita Rosa.

A mis hermanos, Nora, Jenny y Fernando por su amor y comprensión.

A ti pequeñito Sebastián, sol de cada día, ternura del anochecer, alegría y risas por doquier.

A ti amiga Silvia, te agradezco de corazón toda tu paciencia y ayuda.

Marcia Ximena Morquecho Sum

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL I
ÍNDICE DE FIGURAS VI
ÍNDICE DE TABLAS IX
INTRODUCCIÓN 1
1.1 ANTECEDENTES 1
1.2 OBJETIVOS 3
1.3 INTRODUCCIÓN 4
1.4 PLAN GENERAL 6
ANÁLISIS BIBLOGRÁFICO DE LÍNEAS COMPACTAS 7
2.1 INTRODUCCIÓN 7
2.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEA 8
2.3 LÍNEAS MULTICIRCUITOS O COMBINADAS 9
2.4 LÍNEAS MULTIFÁSICAS 10
2.5 LÍNEAS COMPACTAS 12
2.5.1 ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO 12
2.5.2 FACTORES DE DISEÑO DE LÍNEAS COMPACTAS 19
2.5.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA COMPACTACIÓN 23
2.5.3.1 Ventajas 23
2.5.3.2 Desventajas 23
VARIANTES MECÁNICAS Y ELÉCTRICAS DE LAS LÍNEAS COMPACTAS ... 25
3.1 ALTERNATIVAS DE AISLACIÓN PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COMPACTAS 25
3.1.1 EMPLEANDO AISLADORES LINE POST 25
3.1.1.1 Configuraciones 27
3.1.2 EMPLEANDO AISLADORES EN V 29
3.1.3 EMPLEANDO BRAZOS DAVIT 29
3.2 ALTERNATIVAS DE CONDUCTORES PARA LÍNEAS COMPACTAS 30
3.2.1 CONDUCTOR AUTO-AMORTIGUADO (Self Damping Conductor) 32
3.2.2 CONDUCTOR TRAPEZOIDAL 33
3.2.3 CONDUCTOR COMPACTO AERO-Z 33

CONDUCTORES TRADICIONALES 35
3.2.4 HAZ DE CONDUCTORES 36
3.3 DISPOSITIVOS ADICIONALES PARA LÍNEAS COMPACTAS 37
3.3.1 ESPACIADORES A MEDIO VANO 37
3.3.2 MORSETERÍA 40
3.4 ESTRUCTURAS PARA LÍNEAS COMPACTAS 40
3.5 USO DE PARARRAYOS PARA COMPACTACIÓN DE LÍNEAS 43
3.5.1 GENERALIDADES 43
3.5.2 INCIDENCIA DE DESCARGAS SOBRE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 44
3.5.3 LÍNEAS CON HILOS DE GUARDIA 44
3.5.4 LÍNEAS SIN HILOS DE GUARDIA 45
3.5.5 APLICACIÓN DE PARARRAYOS DE LÍNEA 45
3.5.6 SELECCIÓN Y DIMENSIONAMIENTO 46
3.5.7 INSTALACIÓN DE LOS PARARRAYOS DE LÍNEA 47
3.5.8 CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 49
3.6 DERECHOS DE VÍA 49
3.7 MANTENIMIENTO 50
3.8 VARIANTES DE CÁLCULO EN LÍNEAS COMPACTAS 50
3.8.1 EFECTOS BIOLÓGICOS Y AMBIENTALES ASOCIADOS A LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 51
3.8.1.1 Efectos sobre la salud 52
3.8.1.1.1 Campo eléctrico 52
3.8.1.1.2 Campo magnético 54
3.8.1.2 Recomendaciones Internacionales 59
3.8.2 EFECTO DE LA COMPACTACIÓN EN EL CAMPO ELÉCTRICO 61
3.8.3 EFECTO DE LA COMPACTACIÓN EN EL CAMPO MAGNÉTICO 63
DISEÑO MÉCANICO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COMPACTA 65
4.1 INTRODUCCIÓN 65
4.2 DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA LOJA-CUMBARATZA 66
4.2.1 CARACTERÍSTICAS 66
4.2.2 DATOS TÉCNICOS DE LOS CONDUCTORES 66

4.3 CONDICIONES CLIMÁTICAS 67
4.4 DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COMPACTA 68
4.4.1 CÁLCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES 69
4.4.1.1 Cálculo de tensiones 69
4.4.1.1.1 Sobrecarga por viento 70
4.4.1.1.2 Efecto de la temperatura 71
4.4.1.1.3 Ecuación de cambio de estado 72
4.4.1.1.4 Hipótesis de cálculo 73
4.4.2 CÁLCULO MECÁNICO DEL CABLE DE GUARDIA 75
4.4.2.1 Cálculo de tensiones 75
4.4.3 SISTEMAS DE AISLAMIENTO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COMPACTAS DE 138 kV 76
4.4.3.1 Distancias de seguridad 77
4.4.3.1.1 Distancia del conductor inferior al suelo 77
4.4.3.1.2 Distancia entre conductores 78
4.4.3.1.3 Distancias de los conductores a sus apoyos 80
4.4.4 VANO ECONOMICO 83
4.4.4.1 Cálculo de la altura de la torre 84
4.4.4.2 Cálculo mecánico de las estructuras 85
4.4.4.3 Cálculo del volumen de la cimentación 86
DISEÑO ELÉCRICO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COMPACTA 90
5.1 INTRODUCCIÓN 90
5.2 DISEÑO DEL AISLAMIENTO 91
5.2.1 AISLACIÓN EN LA ESTRUCTURA 92
5.2.1.1 Esfuerzos sobre el aislamiento 92
5.2.1.2 Longitud de la cadena de aisladores 104
5.2.1.3 Distancia eléctrica del conductor a la estructura 105
5.2.2 AISLACIÓN EN EL VANO 105
5.2.2.1 Distancia entre conductores de fase 105
5.2.2.2 Distancia del conductor a tierra 107
5.2.2.3 Distancia entre conductores de fase y el hilo de guardia 107
5.3 CÁLCULO ELÉCTRICO 108
5.3.1 CONDUCTOR 109

5.3.2 CABLE DE GUARDIA 110
5.3.2.1 Corriente de Cortocircuito 110
5.3.2.2 Corriente de Descargas Atmosféricas 111
5.3.3 LÍMITE TÉRMICO 113
5.3.3.1 Disipación de potencia por convección 114
5.3.3.2 Disipación de potencia por radiación 116
5.3.3.3 Disipación de potencia por efecto solar 117
5.3.3.4 Resistencia del conductor 118
5.3.3.5 Potencia a transmitir por límite térmico 119
5.3.4 LÍMITE DE ESTABILIDAD 120
5.3.5 PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA 122
5.3.5.1 Pérdidas por Efecto Joule 123
5.3.5.2 Pérdidas por Efecto Corona 124
5.4 CÁLCULO DEL CAMPO ELÉCTRICO Y MAGNÉTICO 129
5.4.1 CAMPO ELÉCTRICO 130
5.4.2 CAMPO MAGNÉTICO 133
ANÁLISIS ECONÓMICO 137
7.1 INTRODUCCIÓN 137
6.2 COSTOS DE INVERSIÓN 137
6.2.1 COSTOS DIRECTOS 137
6.2.2.1 Costos de mano de obra 138
6.2.2.2 Costos de materiales 138
6.2.2.2.1 Conductores y cables de guarda 139
6.2.2.2.2 Aisladores 140
6.2.2.2.3 Morsetería 140
6.2.2.2.4 Estructuras 140
6.2.2 COSTOS INDIRECTOS 141
6.2.2.1 Ingeniería, Anteproyecto, Proyecto 141
6.2.2.2 Derechos de Vía 141
6.2.2.3 Imprevistos 142
6.2.2.4 Utililidad 142
6.2.2.5 Fiscalización 142
6.3 COSTOS DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN 142

6.3.1 COSTOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EFECTO JOULE..... 143
6.3.2 COSTOS DE PÉRDIDAS DE ENERGIA POR EFECTO JOULE..... 143
6.3.3 COSTOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR EFECTO CORONA 144
6.4 COSTO SOCIAL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA..... 144
6.5 COSTOS TOTALES..... 145
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 147
7.1 CONCLUSIONES 147
7.2 RECOMENDACIONES 149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Sección transversal de un cable XLPE usado para una línea de transmisión subterránea de 500 kV 9
Figura 2.2: Línea multicircuito. Estructura con dos niveles de voltaje 66 kV y 154 kV..... 9
Figura 2.3: Concepto inicial de una estructura multifásica..... 10
Figura 2.4: Prototipo de una línea de prueba de doce fases..... 11
Figura 2.5: Torres de 420 kV: Estándar 9 m horizontal, Compactas: 5 m delta y 7,3 m delta Horizontal..... 14
Figura 2.6: Línea de 400 kV multiconductora "Compact Plus" 15
Figura 2.7: Torre de prueba de 27 m de altura para una línea compacta de 430 kV 17
Figura 2.8: Instalación de alto voltaje de NEFTA para pruebas dieléctricas..... 18

Figura 3.1: Estructura de un aislador polimérico..... 27
Figura 3.2: Line Post horizontal de porcelana 27
Figura 3.3: Configuraciones compactas típicas 28
Figura 3.4: Línea compacta típica de 138 kV 28
Figura 3.5: Aislador de porcelana disposición horizontal V..... 29
Figura 3.6: Estructura con brazos davit 30
Figura 3.7: Estructura de retención con brazos davit..... 30
Figura 3.8: Sección transversal de un conductor SDC..... 32
Figura 3.9: Sección de un conductor trapezoidal..... 33
Figura 3.10: Sección transversal de un conductor Aéro -Z..... 34
Figura 3.11: Conductores de diferente sección y la misma capacidad de transporte..... 34
Figura 3.12: Espaciadores fase a fase 38
Figura 3.13: Espaciador amortiguador tipo CUSHION GRIP..... 39
Figura 3.14: Espaciador tipo HELICAL ROD..... 39
Figura 3.15: Torre de transmisión compacta, diseño propuesto por la ABB..... 40
Figura 3.16: Torre de suspensión Green Line..... 41
Figura 3.17: Construcción compacta de 138 kV con aisladores en V 42
Figura 3.18: Estructura compacta preensamblada de 138 kV con brazos davit 43

Figura 3.19: Disposición del pararrayo en paralelo con el aislador 48
Figura 3.20: Instalación de pararrayos en una línea trifásica delta compacta 48
Figura 3.21: Parte real e imaginaria de los fasores B_{xn} y B_{yn} como vectores espaciales con componentes en el eje x e y. 55
Figura 3.22: Distribución de la intensidad del campo eléctrico en el suelo para distintas configuraciones de líneas aéreas. 61
Figura 3.23: Efecto del cambio de altura de los conductores de fase sobre la intensidad de campo eléctrico a nivel del suelo. 62
Figura 3.24: Efecto de la distancia entre fases sobre la intensidad de campo eléctrico a nivel del suelo 63
Figura 3.25: Campos magnéticos para diferentes configuraciones para una línea de 420 kV simple circuito 64
Figura 3.26: Compactación combinada con cambio de fases 64

Figura 4.1: Conductor suspendido entre dos puntos fijos 69
Figura 4.2: Sobrecarga por viento 71
Figura 4.3: Brazos davit con aisladores de suspensión estándar 76
Figura 4.4: Torre con aisladores tipo Line post 77
Figura 4.5: Torre con aisladores en disposición V horizontal 77
Figura 4.6: Vano económico 84
Figura 4.7: Torre instalada 86
Figura 4.8: Ubicación de la fundación bajo el suelo 86
Figura 4.9: Vano económico para la alternativa con Horizontal Line post 88
Figura 4.10: Vano económico para la alternativa con brazos davit 88
Figura 4.11: Vano económico para la alternativa con horizontal V 89

Figura 5.1: Dimensiones del aislador Line Post para 138 kV 104
Figura 5.2: Distancias de aislación para la línea compacta de 138 kV 108
Figura 5.3: Distancia entre las fases para calcular el DMG 121
Figura 5.4: Nivel de intensidad de ruido 126
Figura 5.5: Distribución del campo eléctrico 130

Figura 5.6: Campo eléctrico en kV/m para Líneas de Transmisión Tradicionales y Compactas a nivel de una persona 132
Figura 5.7: Campo eléctrico en kV/m para Líneas de Transmisión Tradicionales y Compactas a nivel del suelo 133
Figura 5.8: Intensidad del campo magnético 134
Figura 5.9: Campo Magnético en μT para Líneas de Transmisión Tradicionales y Compactas a nivel del suelo 135
Figura 5.10: Campo Magnético en μT para Líneas de Transmisión Tradicionales y Compactas a nivel de una persona de 1,8 m 136

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Capacidad de corriente de los conductores tradicionales y Aéro-Z 35
Tabla 3.2: Límites y recomendaciones de exposición del público en general a los campos electromagnéticos de frecuencia industrial 60

Tabla 4.1: Características del conductor 67
Tabla 4.2: Características del hilo guardia 67
Tabla 4.3: Condiciones climáticas 68
Tabla 4.4: Distancias de seguridad 78
Tabla 4.5: Cargas mecánicas 85
Tabla 4.6: Volumen de la fundación 87

Tabla 5.1: Tabla de niveles de aislamiento normalizados 94
Tabla 5.2: Valor de n como función de la probabilidad de resistir los esfuerzos eléctricoegún sea elúmero de torres. 97
Tabla 5.3: Valores normalizados de distancia de fuga 101
Tabla 5.4: Especificaciones para la cadena de asiladores 103
Tabla 5.5: Especificaciones del aislador tipo Line Post 104
Tabla 5.6: Correlación entre niveles de aislamiento y distancia mínima entre fase y tierra 106
Tabla 5.7: Características de los conductores 110
Tabla 5.8: Densidad de corriente por tiempo que circula por el conductor de guardia ... 112
Tabla 5.9: Valores de corriente de cortocircuito y descargas atmosféricas que soporta el cable de guardia por tiempos determinados en las normas 112
Tabla 5.10: características del cable de guardia de acero galvanizado 113
Tabla 5.11: Calores de disipación para diferentes conductores 118
Tabla 5.12: Potencia máxima a transmitirse por conductores de diferente sección..... 119
Tabla 5.13: Valores de SIL para la línea convencional 122

Tabla 5.14: Valores de SIL para la línea compacta..... 122
Tabla 5.15: Pérdidas Joule para la línea tradicional y compacta 123
Tabla 5.16: Características de radio interferencia del caso base..... 127
Tabla 5.17: Pérdidas corona para la línea tradicional 129
Tabla 5.18: Pérdidas corona para la línea compacta..... 129
Tabla 5.19: Campo eléctrico para la torre de 18,29 m 130
Tabla 5.20: Campo eléctrico de una persona 1,8 m 131
Tabla 5.21: Campo eléctrico a nivel del suelo 132
Tabla 5.22: Campo magnético a nivel del suelo 134
Tabla 5.23: Campo magnético nivel de una persona de 1,8 m..... 135

Tabla 6. 1: Costos de mano de obra 138
Tabla 6. 2: Costos en dólares por kilómetro del conductor..... 139
Tabla 6. 3: Costo total 146

CAPÍTULO 1

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto de titulación describe el estudio de la tecnología de líneas de transmisión de energía eléctrica compactas. Este capítulo explica el objetivo del proyecto, presenta una introducción al tema planteado, además de una visión general del desarrollo de los capítulos subsiguientes.

1.1 ANTECEDENTES

Los sistemas de transmisión son elementos básicos de la infraestructura eléctrica; por tanto, en la búsqueda de mejorar la eficiencia de las líneas de transporte de energía o incrementar su capacidad de transmisión se han implementado técnicas como la compensación serie de la línea, la construcción de circuitos paralelos, el cambio del conductor de la línea y el incremento del voltaje nominal.

Una técnica que no se ha desarrollado significativamente en nuestro país, es la compactación de la línea de transmisión, cuya diferencia primordial de los métodos tradicionalmente empleados, es en esencia la reducción de la distancia entre los conductores de la línea y de la distancia de los conductores a tierra. El resultado eléctrico inmediato de la aplicación de este concepto se manifiesta en el incremento de la potencia natural. Físicamente se reducen las dimensiones de las torres, por consiguiente la franja de servicio y el impacto visual negativo también disminuyen.

El término "Línea de Transmisión Compacta" tuvo su origen en los Estados Unidos y la idea fue evolucionando en otros países como Canadá, Suecia, India y Rusia.

La compactación de líneas aéreas es un concepto que surgió con la introducción de los aisladores tipo "Line Post" en disposición horizontal, esta técnica al igual que las líneas multifásicas y líneas multicircuitos surgieron como una propuesta a la reducción del tamaño de la línea consiguiendo disminuir el espacio requerido para la trocha y la afectación medioambiental en los corredores de la línea.

Por la tendencia general a elevar el nivel de voltaje, se incrementó el análisis detallado del aislamiento y los requerimientos de separación entre fases para los nuevos niveles de voltaje, consecuentemente se exigían áreas cada vez más grandes para la construcción de estas nuevas líneas; entonces la inclinación hacia las técnicas de compactación, se concibió en un inicio solo aplicable a muy altos voltajes.

La innovación de estructuras prefabricadas y postes sin crucetas estimuló la idea de implementar líneas compactas en el rango de 69-230kV.

Actualmente se ha estudiado la viabilidad de aprovechar esta concepción incluso a nivel de distribución, pues las líneas aéreas a este nivel de voltaje recorren lugares de alta densidad poblacional donde se presentan también problemas físicos de espacio cuando se debe cumplir con las distancias de seguridad reglamentarias entre las redes eléctricas y las construcciones urbanas.

Los trabajos iniciales de compactación se efectuaron sobre dimensiones definidas en líneas de transmisión ya existentes; en Estados Unidos se construyeron líneas compactas que están interconectadas exitosamente con otras no compactas.

Las contribuciones de varios autores entre los que se destacan G. N. Alexandrov y J. R. Stewart, presentan una perspectiva general de los estudios que han llevado a cabo sobre líneas compactas.

En 1993 se empezó un proyecto encaminado a disminuir los campos magnéticos asociados a las líneas de transmisión que habían sido fuente de varias protestas públicas. Este proyecto escogió técnicas como la compactación y el incremento

del número de subconductores en líneas convencionales como alternativas de solución a la problemática presentada. La segunda opción fue aceptada hasta un nivel de voltaje de 220 kV, ya que a mayores voltajes la presencia de múltiples subconductores en todas las fases formaba un "spaghetti" de conductores que visualmente se perfilaba como un problema más difícil de abordar que los posibles efectos negativos en la salud causados por los campos magnéticos.

Si bien la idea primaria de la división de las fases de la línea compacta ya se instauró, pues según Alexandrov (1969) el uso óptimo del espacio en las líneas compactas está asociado al empleo de los haces de conductores en las fases, fue más tarde que estas dos técnicas, el incremento del número de subconductores y la compactación, se fusionaron en un solo concepto que se define como un nuevo tipo de línea compacta llamada HSIL ("High Surge Impedance Line": Líneas de potencia natural elevada o también líneas de alto SIL).

La propuesta de la compactación se orienta entonces a la reducción de las distancias interfases a los valores mínimos normados para los diferentes voltajes y también a seleccionar la mejor variante de cantidad de subconductores por fase y su disposición, si fuere el caso, para establecer la solución óptima que culmine en proyectos que satisfagan requerimientos tanto técnicos como económicos.

Finalmente, las ventajas que la compactación de las líneas de transmisión presentan frente a las líneas tradicionales, le han impreso un vital impulso a la construcción de nuevas líneas compactas, y en algunos países estas líneas forman parte ya del diseño estándar para sus sistemas de transmisión, especialmente a través de áreas urbanas.

1.2 OBJETIVOS

El objetivo de este proyecto de titulación es realizar un estudio de la tecnología de Líneas de Transmisión Compactas que se han desarrollado eminentemente en países industrializados y establecer las diferencias básicas en relación a las líneas convencionales.

Diseñar un tramo de la Línea de Transmisión Loja-Cumbaratza como Línea de Transmisión Compacta para comparar con un ejemplo práctico las ventajas y desventajas de la aplicación.

1.3 INTRODUCCIÓN

En virtud de la creciente demanda de energía eléctrica y por el difícil problema que representa obtener nuevas rutas para nuevas líneas, debido a las cada vez más estrictas restricciones medioambientales, es imperiosa la necesidad de realizar estudios enfocados en un mejor aprovechamiento de las líneas existentes y la optimización de nuevos proyectos.

Una alternativa existente a escala internacional, cuyo desarrollo e implementación ha demostrado no sólo beneficios técnicos sino que también presenta soluciones estéticas, es la compactación de la línea de transmisión; la característica básica que identifica a esta propuesta es la reducción de las distancias interfases y de las fases a tierra a los valores mínimos permisibles para cada nivel de voltaje.

Las consecuencias directas de la reducción de los espaciamientos entre fases se reflejan en el incremento de la capacidad de transmisión de la línea debido a la disminución de la impedancia característica ocasionada por la reducción de la distancia media geométrica de los conductores, en la reducción de las caídas de voltaje ya que al aumentar la capacitancia respecto a neutro esta compensará alguna fracción de la demanda de reactivo de la línea disminuyendo las caídas de voltaje, en el ahorro de espacio requerido para la trocha de la línea, condición que se deriva directamente de la disminución en el tamaño de las torres al acercar las fases, y una ventaja única que cobra suprema importancia es la reducción sustancial de la contaminación electromagnética y la afectación paisajista.

Propiciar la reducción de la distancia entre conductores de fase y elevar el nivel de voltaje de una línea provoca un incremento del campo eléctrico en la superficie de los conductores, aisladores y herrajes, al igual que las pérdidas por efecto corona.

Una manifestación del fenómeno corona es el ruido audible; el incremento de este efecto es probablemente la desventaja más notoria de este tipo de línea. A fin de enfrentar este problema, el uso de conductores compactos se plantea como una solución apropiada. Otros beneficios que identifican a estos conductores son el incremento de la capacidad de transmisión, la reducción de pérdidas y mayor estabilidad del conductor con respecto al galopamiento y vibraciones eólicas.

Las pérdidas corona y los sobrevoltajes permisibles normados para el aire son los criterios que conducen a explorar los límites teóricos de la compactación de la línea; el diseño de una línea compacta se basa entonces en investigaciones adecuadas que inducen a posibles modificaciones de las normas y códigos de seguridad eléctricos relacionados a las distancias de separación entre fases.

Desde el punto de vista económico, Stewart (2003) afirma que "mientras las líneas compactas no son necesariamente menos caras que las de construcción tradicional, para muchas aplicaciones son competitivas".

El aporte de Antelo, 1987, que ha realizado estudios comparativos entre líneas tradicionales y compactas, asegura que los comportamientos técnicos y económicos de las líneas compactas siempre fueron mejores que las convencionales.

En nuestro país la preocupación por la afectación ambiental es un aspecto que está cobrando importancia, un ejemplo claro de este tema es la ciudad de Loja, que ha recibido reconocimientos a nivel internacional fruto de su trabajo en pro de la protección ambiental.

Este proyecto de titulación pretende hacerse cómplice de esta inquietud al diseñar el tramo de la línea Loja – Cumbaratza, que atraviesa el centro de la ciudad, como línea compacta, considerando en el desarrollo del diseño los ejes fundamentales de un proyecto eléctrico: lo técnico, lo económico, la preservación del ambiente y por supuesto el aspecto social.

1.4 PLAN GENERAL

Capítulo 1 explica el objetivo, los antecedentes y la introducción del tema planteado.

Capítulo 2 presenta una exploración bibliográfica de líneas compactas implementadas a nivel mundial, resaltando las características que las diferencian de las líneas convencionales. También se especifican los aspectos que se consideran en el diseño de estas líneas.

Capítulo 3 especifica ciertos requerimientos como tipo de aisladores, configuraciones y estructuras para las líneas compactas. Se analizan también los efectos de los campos electromagnéticos generados por las líneas de transmisión y la reducción de estos campos como resultado de la compactación de las líneas.

Capítulo 4 en este capítulo se inicia el diseño del tramo de la línea Loja-Cumbaratza al que hace referencia el ejemplo de aplicación; se parte del cálculo del vano económico, que es el parámetro preliminar que debe ser determinado en el diseño de las líneas compactas, pues hasta el momento no se han establecido normas al respecto para estas líneas.

Capítulo 5 está reservado para el cálculo eléctrico del tramo de la línea Loja – Cumbaratza, El procedimiento a seguir es el típicamente establecido, ya que en el diseño de las líneas compactas únicamente se pretende actuar sobre el diseño constructivo de la línea.

Capítulo 6 se realiza el análisis económico del tramo de la línea diseñada considerando todos los costos que involucra.

Capítulo 7 este capítulo está destinado para las conclusiones y recomendaciones resultado de este proyecto de titulación.

CAPÍTULO 2

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS BIBLOGRÁFICO DE LÍNEAS COMPACTAS

En este capítulo se presenta una exploración bibliográfica del estudio de líneas de transmisión compactas, se enfatiza en proyectos desarrollados a nivel internacional destacando las bondades que esta técnica presenta. Además se resumen los aspectos básicos que se contemplan en el diseño de las líneas compactas.

2.1 INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión eléctricas son construcciones que afectan considerablemente el entorno natural en el que son instaladas; es por ello que no siempre se facilita obtener los grandes espacios requeridos para las trochas de las líneas aéreas convencionales.

Este problema se ahonda más cuando la línea tiene que transitar por distritos densamente poblados, por zonas donde el precio de la tierra es elevado (por su gran importancia agrícola) y por áreas de alto interés ecológico.

Frente a esta problemática se plantearon diferentes alternativas para aprovechar mejor los derechos de vía requeridos para la construcción de las líneas en los diferentes niveles de voltaje. Estas alternativas son:

Líneas subterráneas
Líneas multicircuitos o combinadas
Líneas multifásicas
Líneas compactas

2.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEA

Este tipo de construcción es apropiado para zonas en las cuales no se puede instalar una línea aérea con los requerimientos apropiados de derecho de vía, es decir, en zonas urbanas donde el espacio es limitado y también en sitios donde las consideraciones estéticas de los alrededores así lo ameritan.

Las ventajas de la transmisión subterránea incluyen pocos apagones ya que no está expuesta a los relámpagos o incendios forestales, aspecto visual realzado porque su instalación no es visible, reducción de costos de mantenimiento, disminución del campo magnético y otras ventajas difíciles de cuantificar que se relacionan con el aspecto social; sin embargo, el costo de instalación suele ser elevado y muy difícilmente puede competir con una línea aérea en este punto.

Los principales tipos de cables que se emplean en las líneas de transmisión subterráneas son:

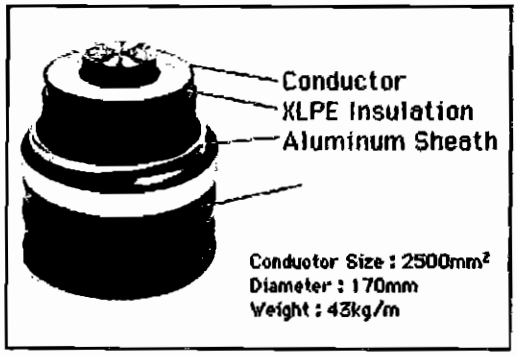
High-pressure, fluid-filled pipe (HPFF)
High-pressure, gas-filled pipe (HPGF)
Self-contained fluid-filled (SCFF)
Cable reticulado de polietileno (XLPE)

Últimamente el cable mas utilizado en diseños subterráneos es el reticulado de polietileno también conocido como dieléctrico sólido.

La compañía eléctrica de Tokio TEPCO ha estado empleando el cable XLPE en líneas subterráneas debido a que genera menos pérdidas en la transmisión, tiempos de reparación más cortos y además presenta características de fácil mantenimiento. El cable XLPE ha llegado a ser de uso estándar para líneas subterráneas de 69 y 138 kV.

Figura 2.1

Sección transversal de un cable XLPE usado para una línea de transmisión subterránea de 500 kV.



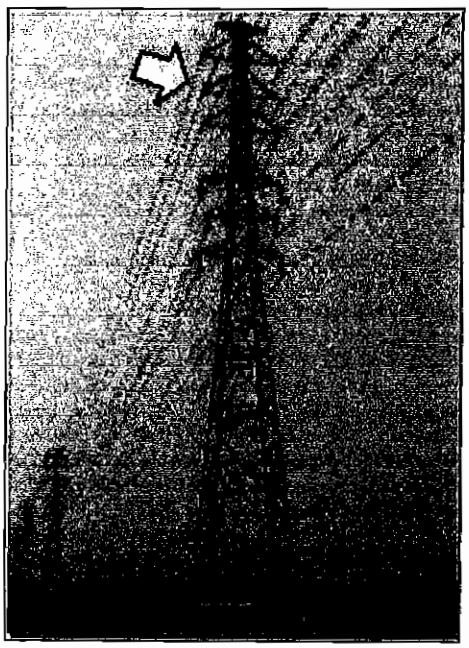
La elección de una construcción subterránea en lugar de una aérea dependerá básicamente del costo, del espacio, de las consideraciones ambientales, ventajas y necesidades del lugar donde se realizará la instalación.

2.3 LÍNEAS MULTICIRCUITOS O COMBINADAS

Las líneas multicircuitos consisten en la disposición de varios circuitos de líneas aéreas de diferentes niveles de voltaje, montados sobre una misma estructura.

Figura 2.2

Línea multicircuito. Estructura con dos niveles de voltaje 66 kV y 154 kV.



Hidro Ontario (Canadá, 1991) propone varias configuraciones de líneas combinadas, montando hasta tres circuitos, cada uno de diferente voltaje, en la misma torre.

Junto a la ventaja que presenta esta alternativa, maximizar el uso del derecho de vía, se identifican ciertos problemas relacionados con el mantenimiento de la línea, el desbalance de voltaje y el incremento de los efectos de inducción. Aunque ninguno de estos problemas es nuevo, y aunque las soluciones son usualmente posibles, los costos pueden ser significativos y deben ser anticipados en la etapa inicial de planeamiento.

Se señala también que el costo de la línea aérea multicircuito puede ser mayor que la suma de los costos de las diferentes líneas por separado, una de las causas de este encarecimiento es la complejidad de los trabajos de cimentación de las torres.

2.4 LÍNEAS MULTIFÁSICAS

Los conductores de las líneas multifásicas se distribuyen en el contorno de una circunferencia.

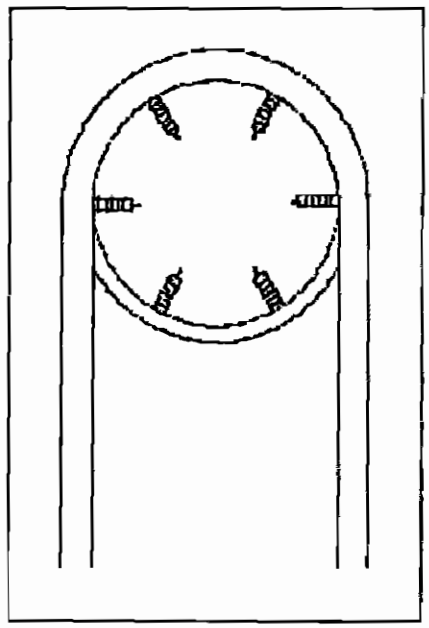


Figura 2.3

Concepto inicial de una estructura multifásica.

Esta alternativa puede ser aplicada a cualquier nivel de voltaje de transmisión para elevar la capacidad de líneas existentes o para diseños totalmente nuevos de seis, nueve y hasta doce fases. Para evaluar el comportamiento mecánico y eléctrico de estas líneas se han construido prototipos de líneas de seis y doce fases.

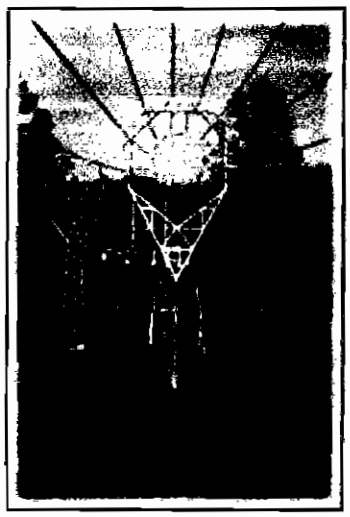


Figura 2.4

Prototipo de una línea de prueba de doce fases.

Los cálculos realizados, han demostrado que la potencia natural crece casi proporcionalmente al número de fases, la efectividad de esta característica es muy evidente en líneas de hasta seis fases y va decreciendo hasta hacerse casi nula en líneas de más de doce fases.

Las ventajas que este tipo de líneas presentan son la transmisión de grandes cantidades de energía, disminución de la intensidad del campo eléctrico sobre la tierra, bajos niveles de ruido, mayor efectividad en el empleo de la trocha, menor efecto perjudicial sobre el medio ambiente, completa compatibilidad con sistemas trifásicos y alta confiabilidad frente a fallas transitorias. (Ref. 26)

Todas estas ventajas se empañaban frente al requerimiento de costosas y complejas tecnologías de montaje y mantenimiento, por lo que su empleo a veces no se justificaba. Actualmente, la combinación de las cada vez más sofisticadas habilidades de diseño, junto a las mejoras tecnológicas y la creciente preocupación por la protección ambiental han hecho de esta opción una de las aplicaciones más importantes.

Sin embargo, las líneas polifásicas no demuestran méritos ambientales cuando se las compara con líneas compactas trifásicas, de ahí que el interés se enfoca más en el diseño relacionado con la compactación de líneas.

2.5 LÍNEAS COMPACTAS

2.5.1 ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

El incremento de las cargas eléctricas y las dificultades de adquirir derechos de vía para nuevas líneas son las principales inquietudes que han llevado a desarrollar estudios en los sistemas eléctricos enfocados en elevar la capacidad de transmisión de las líneas de transporte de energía.

La compactación de la línea de transmisión aérea, a un nivel de voltaje dado, es un concepto que se utiliza para denotar a una línea que se construye con una separación entre fases igual o muy cercana al valor mínimo que garantiza la operación confiable de la línea y que es establecido en las respectivas normas. A través de la compactación de la línea de transmisión se puede reemplazar una línea existente con una línea de voltaje más alto en el mismo derecho de vía, o mejorar la eficiencia de las líneas mediante el incremento del número de subconductores.

Aplicando esta técnica se han construido líneas aéreas compactas de 154 kV dentro de una faja de servidumbre destinada a líneas de transmisión existentes de 66 kV.

La empresa de Brasil FURNAS, ha realizado trabajos de compactación en su sistema de transmisión urbano; cinco circuitos de 230 kV y 345 kV fueron compactados en tres líneas de transmisión, con área de servidumbre de 90 m.

Debido al elevado crecimiento industrial de la ciudad de Bangkok, la empresa de generación y transmisión de Tailandia, EGAT, decidió elevar la capacidad de transmisión de cuatro secciones de líneas de 230 kV (40 m de R/W) construyendo

nuevas líneas compactas de 500 kV (R/W de 60 m en un diseño normal) en la misma trocha. El nuevo diseño cumplió con los objetivos deseados, demostrando el mejor comportamiento eléctrico de las líneas compactas con los más bajos costos.

En estudios comparativos se indicó que resultaba más efectivo el diseño de una línea compacta a 110 kV en comparación a una convencional de 330 kV, (Alexandrov, 1988).

Broschat y Clayton, 1981, demostraron que la conversión de un circuito de 41,6 kV a 115 kV haciendo uso de la configuración compacta permitía un ahorro sustancial de recursos por la adaptación, empleándose únicamente 1/3 del costo total de una nueva línea de 115 kV.

Varias líneas compactas de voltajes entre 110 a 1150 kV entraron en operación en Rusia; Malkin (1985) mostró que para voltajes de 35-220 kV puede emplearse con mayor fundamento económico la línea compacta con fases planas, en lugar de las convencionales de los mismos voltajes.

En los años 1991/1992 se desarrollaron proyectos de las primeras líneas compactas de 400 kV en Sudáfrica. Se pudieron apreciar ventajas inmejorables en relación a las líneas tradicionales, el número de salidas se redujo en al menos un 50 % y el costo total en un 25 %.

En la República Sudafricana se aplicó la técnica de la compactación en más de 20 líneas de 275 kV y 400 kV, algunas de estas líneas se interconectaron exitosamente con líneas de transmisión convencionales de países vecinos.

La Energie Ouest Suisse (EOS), (Lausana, Suiza), incrementó la capacidad de transmisión de su sistema con la construcción de una línea compacta doble circuito de 400 kV en una trocha de 19 m que comparada con 30 m que es la requerida para una línea convencional a este nivel de voltaje, significó beneficios

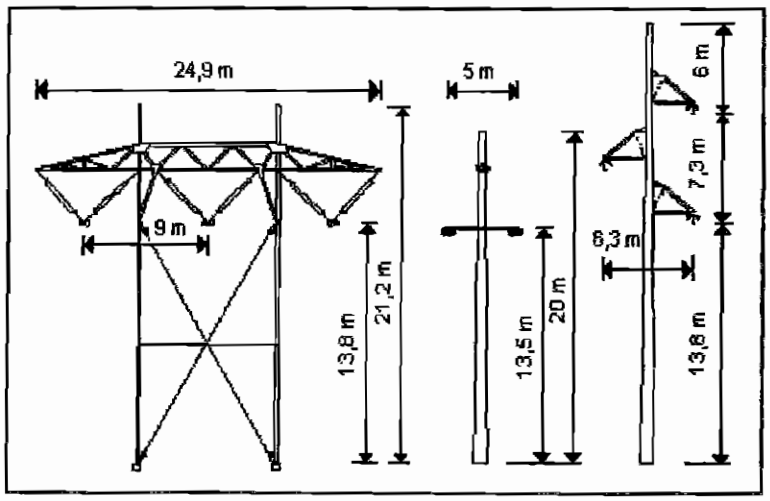
económicos sustanciales, porque el precio de la tierra era extremadamente alto en esa localidad.

A nivel de distribución, en Santiago de Cuba el estudio para convertir tres circuitos de 4,16 kV a 13,2 kV aplicando técnicas de compactación demostró innegables ventajas en cuanto a la reducción de las caídas de voltaje y pérdidas en los circuitos que alimentan el casco histórico de esa ciudad. (Suárez y cols., 1989)

Un ejemplo práctico de la aplicación de pararrayos en líneas compactas fue descrito en un proyecto de una línea de 420 kV configuración delta con 5 m de espaciamiento entre fases; se eliminaron los cables de guardia aprovechando que la línea atravesaba zonas de bajo nivel isoceraúnico. Esto resulta en una reducción en la altura y cargabilidad de la torre y consecuentemente la reducción del impacto visual. En el siguiente gráfico se presentan las torres propuestas para este ejemplo. (Ref. 19)

Figura 2.5

Torres de 420 kV: Estándar 9 m horizontal, Compactas: 5 m delta y 7,3 m delta Horizontal.



El científico ruso G.N. Alexandrov afirmó que el uso de dos o más conductores por fase, optimiza una línea compacta, cambiando la sección activa de la fase sin cambios ni en su diámetro ni en su sección. El empleo de haces de conductores permite disminuir la reactancia inductiva de la línea compacta y la demanda de capacitores de compensación serie, consecuentemente se incrementa la capacidad de transmisión de potencia, mejorando los índices técnicos y económicos.

Al respecto se realizaron estudios comparativos entre líneas tradicionales de 220 kV doble circuito de un conductor por fase y compactas al mismo nivel de voltaje de dos conductores por fase, el mejor comportamiento técnico – económico se le atribuyó a la línea compacta. (Antelo y colaboradores., 1987)

Haciendo referencia a esta acotación se tiene que con una línea compacta de 220 kV con tres conductores por fase, es posible obtener una impedancia inductiva de 0,15 a 0,17 Ohm/km, en relación al valor de 0,4 Ohm/km para una línea estándar a 50 Hz. En una línea de 500 kV con 6 o 7 subconductores, la impedancia inductiva se reduce a la mitad en comparación a las líneas ordinarias. Esta característica de la línea compacta multiconductora permite disminuir la necesidad de equipos compensadores, resultando en ahorros bastante significativos puesto que la compensación capacitiva serie usualmente constituye alrededor de 1/3 de los costos de construcción de la línea.[1]

Una línea compacta de tres subconductores por fase de 400 kV llamada "Compact Plus", fue desarrollada por la empresa de transmisión en los países Nórdicos durante 1998 – 2002. Esta línea fue equipada con aisladores tipo Line Post. Un pararrayos en la fase superior eliminó la necesidad de cables de guardia.

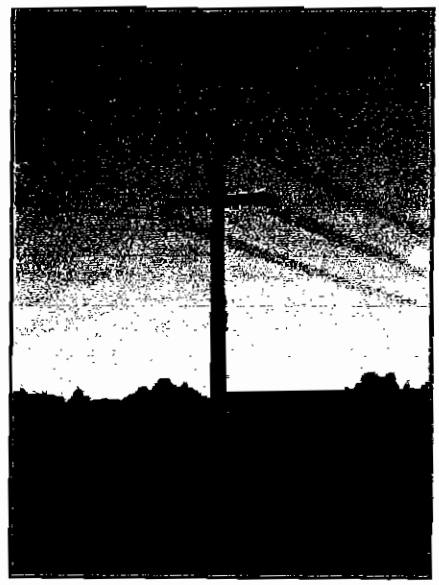


Figura 2.6

Línea de 400 kV multiconductora "Compact Plus"

[1] BRYANTSEV-GALPERIN, "Compact Increased Surge-Impedance Loading (ISIL) Power Lines Bring Significant Cost and Power Transmission Benefits", http//www. energy. ca. gov/pier/esi/comments.

En 1994, en China se construyó una línea compacta de 220 kV de cuatro subconductores por fase. Más tarde se aplicó esta técnica para la ejecución de una línea de 500 kV con seis subconductores por fase, que tiene 83 km de longitud y que en su recorrido atraviesa áreas principalmente agrícolas, requiriendo un derecho de vía de apenas 18 m comparado con 60 m que es el estándar para una línea de este voltaje. La potencia que transporta esta línea es 1340 MW, un 34 % más que una línea convencional a este mismo nivel de voltaje. El costo de construcción de la línea, se incrementó en un 5,9 %, sin embargo como resultado del incremento de la capacidad de transmisión, la línea compacta ofrece un 21% de reducción en el costo de construcción por unidad de capacidad de potencia transmitida. Este diseño compacto también mejoró la protección ambiental por la reducción de los campos eléctricos y magnéticos a nivel del suelo.

Otros ejemplos no tan específicos de la aplicación de líneas compactas multiconductoras se dieron en Grecia y Holanda donde su implementación confirmó que su uso permite minimizar los campos electromagnéticos a nivel del suelo, además de reducir el impacto visual negativo.

La compactación también es aplicable a líneas de distribución primaria. En estudios desarrollados por Leizán (Cuba, 1999), se concluye que "en la aplicación de la compactación a las líneas de 33 kV para la operación en regímenes más eficientes con la reducción de las caídas de voltaje, los mejores resultados se alcanzan con el fraccionamiento de las fases en la mayor cantidad de subconductores".

Frente a la aplicación de líneas compactas multiconductoras existen criterios opuestos; Feldman (1985) y Faibisovich (1987) expresan que se debe analizar las condiciones concretas de cada caso de interconexión de líneas compactas multiconductoras de 35 - 220 kV con los sistemas eléctricos existentes, porque no siempre las consideran efectivas ya que en ciertos regímenes de operación les resultó más económico el empleo de equipos compensadores de reactivo en lugar de líneas compactas de fases fraccionadas.

El autor Thrash (1996) es partidario de la implementación de líneas compactas multiconductoras, manifiesta que utilizar haces de conductores permite operar a temperaturas más bajas con una reducción de las pérdidas para iguales cargas.

Entre otros ejemplos de la aplicación de líneas compactas tenemos:

- Una línea de 220 kV de cerca de 150 km con dos subconductores por fase en Rusia.
- Una línea de 330 kV de cerca de 150 km con cuatro subconductores por fase en Rusia.
- Una línea de 500 kV de cerca de 750 km con cuatro subconductores por fase en Brasil.

Por los beneficios que presenta el uso de líneas compactas varios proyectos son estudiados y en lo posible se implementan prototipos de líneas de prueba para verificar su comportamiento antes de su aplicación en la red.

Un prototipo de línea compacta trifásica de 430 kV fue construido y probado en Suecia. El vano de prueba de 450 m, fue montado para evaluar el campo eléctrico en la superficie de los conductores, de los aisladores y de los accesorios. Las torres de esta línea tienen tres crucetas movibles, que permiten distancias horizontales y verticales arbitrarias.

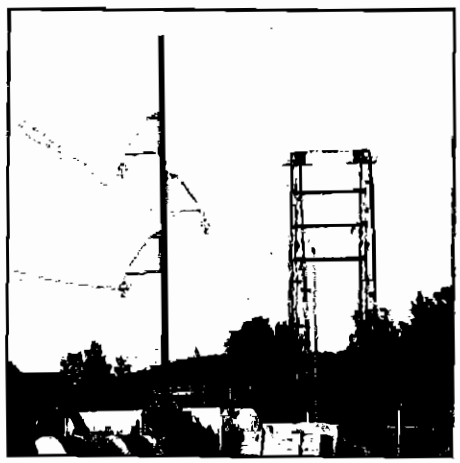


Figura 2.7

Torre de prueba de 27 m de altura para una línea compacta de 430 kV.

La National Electrical Test Facility (NEFTA), Sudáfrica, en su afán de contribuir con el desarrollo de nuevas líneas compactas, llevó a cabo un proyecto para efectuar pruebas dieléctricas a plena escala. Se demostró que los niveles de aislamiento estándar no pueden ser asumidos como válidos cuando el diseño de la línea es significativamente cambiado, es decir, compactado. Este factor es muy importante, especialmente si las líneas operan bajo condiciones de alta densidad de descargas atmosféricas y en elevadas altitudes, como es el caso de numerosas líneas en la República Sudafricana.

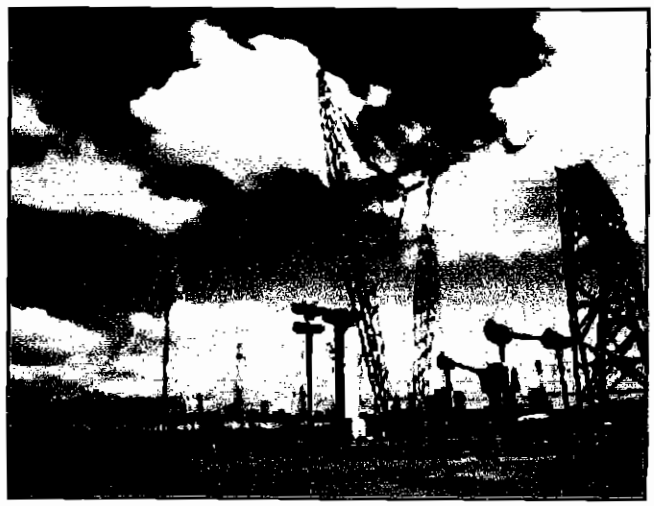


Figura 2.8

Instalación de alto voltaje de NEFTA para pruebas dieléctricas a plena escala.

Del análisis bibliográfico realizado se deriva que la compactación a nivel de 138 kV ha sido abordada en trabajos fundamentalmente teóricos, resultado de los cuales se demuestra la factibilidad de construir líneas de transmisión compactas de 138 kV con espaciamiento entre fases de 3 pies, y en un corredor destinado a circuitos de distribución.[2]

[2] WILSON D.D., "Compact Transmission Lines increase Row efficiency", Transmission and Distribution 1978.

2.5.2 FACTORES DE DISEÑO DE LÍNEAS COMPACTAS

Los estudios dirigidos al desarrollo de líneas de transmisión de extra alto voltaje estaban orientados inicialmente a parámetros eléctricos relacionados con[3]:

El aislamiento de la línea

- Comportamiento del aislador frente a la contaminación ambiental
- Comportamiento del aislador frente a los sobrevoltajes de maniobra y de origen atmosférico.

Los efectos eléctricos ambientales

- Ruido audible, radio interferencia y perturbaciones en televisión
- Acoplamiento de los campos eléctricos y magnéticos en las proximidades de la línea.

Con la introducción de la idea de la compactación, mucho de este trabajo eléctrico y la tecnología asociada fue directamente aplicado al diseño de líneas compactas de voltaje intermedio.

Los parámetros mecánicos de la línea compacta son objeto de un análisis más cuidadoso, ciertos aspectos que se consideran sin mayor importancia en el diseño de líneas tradicionales se vuelven relevantes, entre ellos están el movimiento del conductor debido al viento, los efectos del galopamiento y las oscilaciones del conductor cuando los manguitos de hielo depositados en su superficie se derriten.

Un motivo de inusual inquietud es la fuerza magnética resultado de las grandes corrientes de falla que viajan a través de la línea compacta pero que son producidas en alguna otra parte del sistema mismo; estas fuerzas magnéticas causan balanceo en los conductores, haciendo que se aproximen dentro de una distancia de posible descarga, si esta ocurriera, resultaría en una falla y salida de la línea compacta, aunque esta no haya sido causa de la falla inicial.

[3] STEWART James R., "Compact Transmission Line Design", PTI.

Una parte fundamental en el estudio de líneas compactas es la capacidad de potencia que transmiten; Eriksson R. señala múltiples ejemplos donde la técnica de compactación aplicada a las líneas de transmisión disminuye la inductancia de la línea o lo que es lo mismo incrementa el SIL (Surge Impedance Loading), y bajo condiciones estables, la potencia transmitida de estas líneas podría incrementarse en 1,6 veces más que en los diseños tradicionales.[4]

Debido al decremento de la inductancia en las líneas compactas, éstas ofrecen una alternativa de compensación serie y shunt; una nueva línea compacta de alta capacidad en paralelo con líneas tradicionales existentes tomaría la óptima carga.

La compactación de una línea de transmisión genera gradientes de voltaje más altos en los conductores provocando el incremento del ruido audible, la radio interferencia y otros efectos eléctricos, tales como el envejecimiento de los materiales poliméricos debido a los altos campos eléctricos alrededor de los aisladores en la línea. El estudio de estos aspectos es importante en el diseño de las líneas compactas.

Los efectos negativos de la contaminación electromagnética se reducen al implementar líneas compactas, de ahí que esta técnica es una alternativa de solución frente a la problemática que se presenta por la supuesta relación que existe entre los campos electromagnéticos de las líneas aéreas y los efectos adversos en la salud.

El comportamiento de la línea durante descargas atmosféricas, el mantenimiento en líneas energizadas y las modificaciones en las normas y códigos de seguridad eléctricos referentes a la separación entre fases son factores que constituyen parte de la investigación para la aplicación de las líneas compactas.

Como es de esperarse las consideraciones económicas del diseño de líneas compactas son esenciales en el desarrollo de cualquier proyecto. En este punto Stewart (2003) asevera que "mientras las líneas compactas no son

[4] PARIS L., "Compacting Overhead Transmission Lines", Electra No. 148.

necesariamente menos caras que las de construcción tradicional, para muchas aplicaciones son competitivas".

El costo extra en las líneas compactas se le atribuye a la preferencia de utilizar postes (torres tipo tubulares de acero y en algunos casos de concreto) en lugar de estructuras de celosía.

La reducción de la longitud de los vanos con más torres por kilómetro interviene también en la inversión extra debido al costo de fundaciones y trabajos civiles en cada posición de la torre. Aunque según Kennon R.E. este costo adicional no es muy significativo.

Otros autores consideran que el ahorro en materiales y costos de construcción por disminución en el tamaño de las torres, la reducción de pagos por expropiación de terrenos, junto a las ventajas técnicas de las líneas compactas, resultan a la larga en un menor costo que la aplicación de las líneas convencionales.

Realmente demostrar el mejor comportamiento técnico – económico de las líneas compactas requiere de un ejemplo de aplicación con el que se confirmará la efectividad de la técnica en este proyecto.

Resumiendo, en el diseño de líneas compactas se requieren análisis principalmente de carácter mecánico y de aislamiento, teniendo en cuenta los siguientes aspectos[5]:

Considerar configuraciones alternativas
Selección de la distancia interfase
Diseño del aislamiento

- Sobrevoltaje de maniobra
- Sobrevoltaje de baja frecuencia
- Sobrevoltaje externo

[5] STEWART James R., "Compact Transmission Line Design", PTI.

Distancia fase a tierra

Distancia fase a fase

Ruido audible (y otros efectos eléctricos en el ambiente)

Movimiento del conductor debido a:

- Viento
- Hielo
- Corrientes de falla

Selección de aisladores (y espaciadores si son necesarios)

Análisis económico

Mantenimiento

Normas eléctricas

Por otro lado, en un Simposio sobre líneas compactas, L. París presidente de la asamblea, resume los ítems que se consideran relevantes para la implementación de las líneas compactas:

Los costos extras de las líneas compactas versus la tradicional.

La compactación como método para incrementar la capacidad de potencia de las líneas aéreas y como una herramienta para la reducción del impacto ambiental.

El uso de espaciadores interfase para la compactación de las líneas.

La evaluación cuantitativa de los méritos medioambientales de líneas compactas para un análisis costo-beneficio.

Como se observa los requerimientos de diseño de las líneas compactas no dista mucho del diseño convencional. En definitiva lo que se pretende es plantear una alternativa para mejorar la eficiencia de las líneas de transmisión de energía que cumpla con el compromiso de brindar un servicio eléctrico de calidad.

2.5.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA COMPACTACIÓN[6]

Del aporte de la EPRI (Electrical Power Research Institute) y de varios autores al respecto de la compactación de líneas aéreas de transmisión, se resumen los siguientes resultados de la implementación efectiva de estas líneas:

2.5.3.1 Ventajas

- Más bajo capital de inversión
- Menores pérdidas en la línea
- Reducción en los campos electromagnéticos
- Incremento de la capacidad de transmisión de la línea en un 30 %.(Ref. 12)
- Menor caída de voltaje
- Menor número de salidas por descargas atmosféricas directas debido a la reducción del área de exposición de la línea
- Reducción del derecho de vía
- Reducción del impacto visual
- Estéticamente más aceptables

2.5.3.2 Desventajas

Campos eléctricos elevados en la superficie de los conductores y consecuentemente el incremento de otros efectos como:

- Radio audible
- Radio interferencia
- Efecto corona

[6] EPRI, "Compaction of Overhead Lines", http//epri.com/destinations/product.aspx?id=395&solution=10.

Problemas mecánicos tales como:

- Galopamiento del conductor
- Cargas de viento en las estructuras compactas.

La EPRI ha planeado publicar en el año 2007 el libro reeditado "Transmission Line Reference Book: 115-230 kV Compact Line Design" que a más de incluir los aspectos mecánicos y eléctricos de las líneas compactas, se complementará con ejemplos y cálculos para demostrar los conceptos aplicados a estas líneas, además recopilará información sobre recientes desarrollos tecnológicos que involucran la compactación de las líneas, aportando así con una herramienta práctica para los diseñadores y demostrando la actualidad del tema.

CAPÍTULO 3

CAPÍTULO 3

VARIANTES MECÁNICAS Y ELÉCTRICAS DE LAS LÍNEAS COMPACTAS

En este capítulo se detallan los diferentes elementos y tipos de estructuras que se utilizan comúnmente en las construcciones compactas. Asimismo, se establecen las variantes de cálculo en estas líneas, que son específicamente el campo eléctrico, magnético e interferencias.

3.1 ALTERNATIVAS DE AISLACIÓN PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COMPACTAS

Como se mencionó anteriormente los aspectos mecánicos de las líneas compactas son los problemas más desafiantes a los que se enfrentan los diseñadores, por ello como resultado de varias aplicaciones en otros países, decidieron que era muy conveniente utilizar ciertos elementos y configuraciones de los conductores que en definitiva determinan las alternativas para compactar la línea.

3.1.1 EMPLEANDO AISLADORES LINE POST

Los aisladores son soportes no conductores para un conductor, que deben cumplir con estrictos requisitos eléctricos y mecánicos. Están diseñados para soportar los sobrevoltajes transitorios debidos a maniobras y sobrevoltajes de origen externo así como también para soportar el movimiento de los conductores debidos al viento y a la caída del hielo.

Con el desarrollo de las líneas compactas, el diseño de aisladores que aseguren valores eléctricos y mecánicos por encima de los obtenidos con los aisladores tradicionales fue un requisito indispensable. La introducción de los aisladores poliméricos crea más opciones y oportunidades para el diseño de líneas aéreas. Con las altas relaciones resistencia-peso de las unidades poliméricas, configuraciones de conductores poco prácticas ahora son posibles, consiguiendo el diseño de líneas compactas estéticas y eficientes.

Las ventajas más sobresalientes de los aisladores poliméricos son:

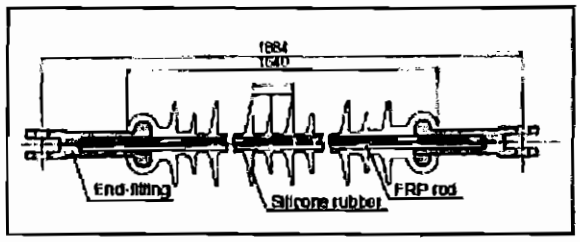
- Alta relación esfuerzo-peso
- Peso significativamente menor que su equivalente en aisladores de porcelana.
- Superior resistencia al deterioro por vandalismo que los aisladores de vidrio y porcelana.
- Mejor comportamiento ante la contaminación natural
- Excelente resistencia al envejecimiento o fenómeno "tracking" con superior comportamiento hidrofóbico y rápida regeneración
- Ventajas en la instalación
- Corto tiempo de entrega

Las propiedades descritas ofrecen un excelente comportamiento de aislamiento sin la necesidad de lubricación de los aisladores, de ahí el bajo costo de operación y mantenimiento.

Los aisladores poliméricos para instalaciones en líneas aéreas tienen un núcleo de soporte resistente hecho de epoxi – fibra de vidrio reforzado con cubierta polimérica de silicón lo que asegura superiores propiedades eléctricas de aislamiento.

Figura 3.1

Estructura de un aislador polimérico

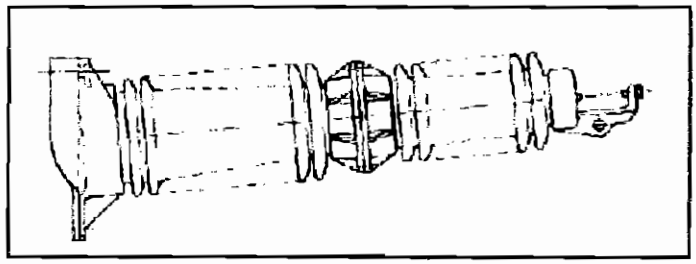


Por la característica distintiva de las líneas compactas, distancias reducidas entre fases, el efecto del movimiento de las líneas es mucho más crítico y para eliminar el balanceo que sucede cuando se utilizan cadenas de suspensión se utilizan los aisladores tipo Line Post en las estructuras, preferiblemente sintéticos por su mayor resistencia mecánica que los de porcelana.

La compañía LAPP Compaction presenta una gama de aisladores tipo Line Post diseñados para ser aplicados en líneas compactas:

Figura 3.2

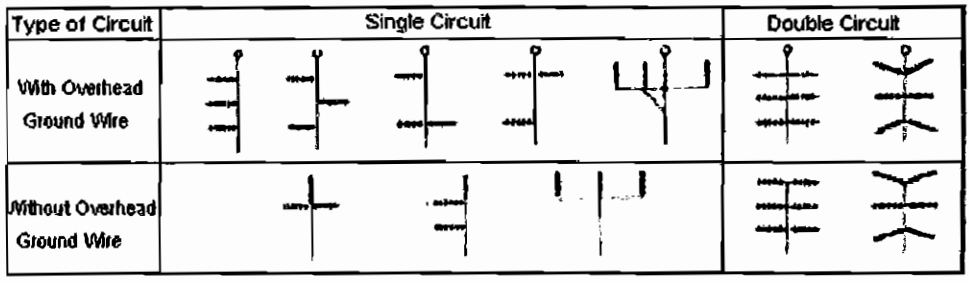
Line post horizontal de porcelana.

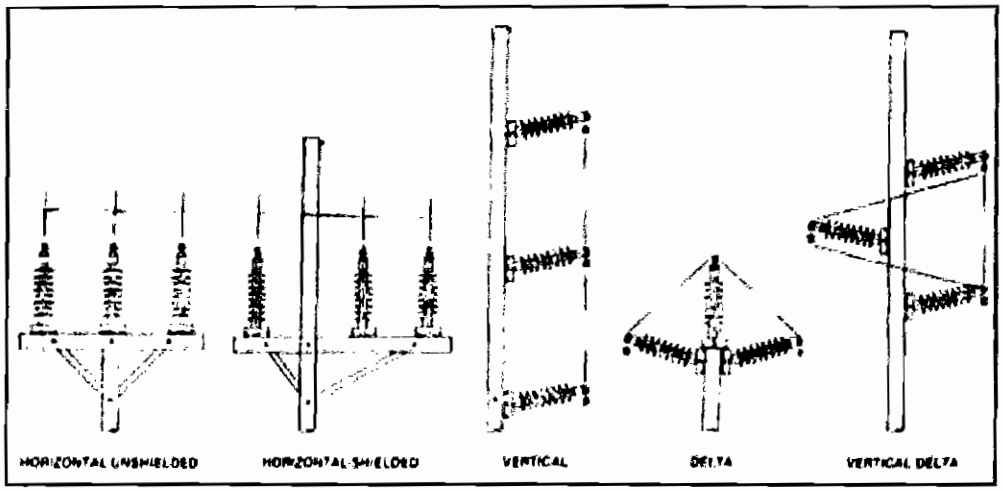


Por otro lado la compañía OHIO BRASS presenta un catálogo como una guía de selección de aisladores Line Post poliméricos y sus accesorios correspondientes para niveles de voltaje entre 60 kV y 345 kV.

3.1.1.1 Configuraciones

Las configuraciones típicas para líneas compactas usando aisladores Line Post se resumen en los siguientes cuadros:



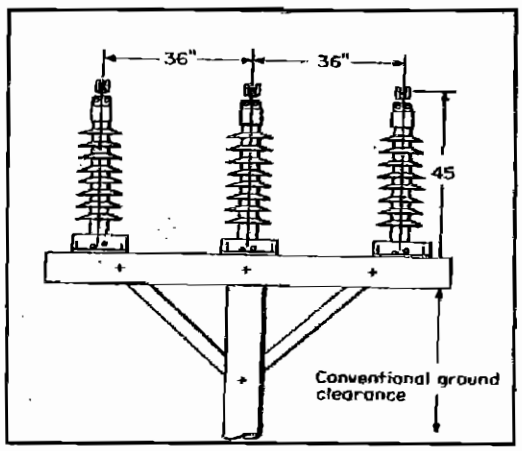


Una propuesta para una línea compacta de 138 kV es la configuración plana compacta, con una separación horizontal entre fases de 36 pulgadas (91,44 cm).[7]

En éste caso, para mantener la distancia de 36 pulgadas es necesario que la separación entre estructuras no sea muy larga y además es imprescindible el uso de espaciadores de medio vano, pues se está trabajando con la distancia mínima permisible.

Figura 3.4

Línea compacta típica de 138 kV



[7] Standard Handbook for Electrical Engineers, Eleventh Edition, Page 14-104.

3.1.2 EMPLEANDO AISLADORES EN V

Estos aisladores son aplicados en líneas compactas porque limitan el movimiento de los conductores procurando mantener fijas las distancias mínimas entre ellos.

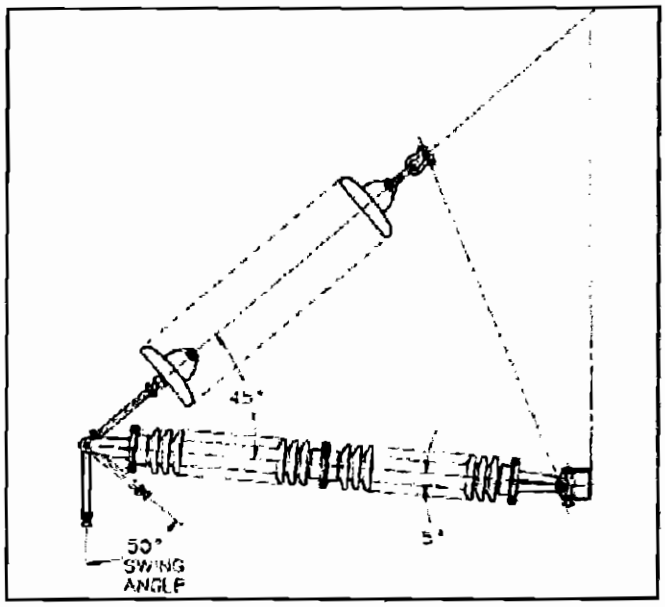


Figura 3.5

Aislador de porcelana disposición horizontal V.

Las líneas compactas con aisladores tipo Line Post poliméricos y aisladores en V horizontales o verticales permiten incrementar la capacidad de transferencia por elevar el nivel de voltaje o por la instalación de más conductores en reducidos derechos de vía, obteniendo una apariencia más agradable de las líneas.

3.1.3 EMPLEANDO BRAZOS DAVIT[8]

Los brazos davit o brazos de suspensión realizan la misma función de las crucetas en las líneas de transmisión tradicionales. En los gráficos siguientes se observa una torre de suspensión y una de retención compactas con brazos de acero davit.

[8] http://www.valmont.com/asp/poles/poles4b.shtml.

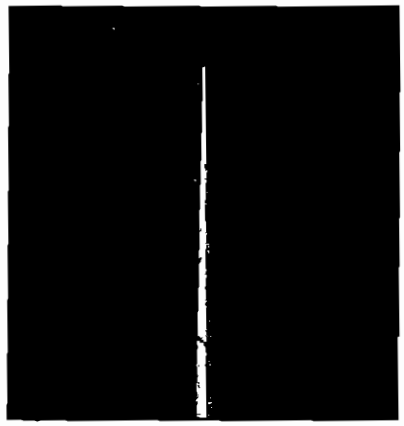


Figura 3.6

Estructura con brazos davit.

Figura 3.7

Estructura de retención con brazos davit

La A.B. Chance Co. propone diferentes configuraciones de torres compactas para simple y doble circuito con brazos davit. (Anexo 3.1)

3.2 ALTERNATIVAS DE CONDUCTORES PARA LÍNEAS COMPACTAS

En la construcción de una línea compacta se debe tener el mismo cuidado que el que se tiene en las líneas de extra alto voltaje convencionales para asegurarse que la superficie del conductor no sufra daño de ningún tipo durante su almacenamiento, transporte y tendido.

La selección del conductor se dirige por consideraciones mecánicas y eléctricas; la importancia de las pérdidas eléctricas es otro factor que interviene para su elección, especialmente en los países donde la energía es cara. A ciencia cierta la selección del conductor debe satisfacer paralelamente dos tendencias opuestas, la reducción de los gastos por pérdidas de energía en la conducción y la reducción de los gastos de metal conductor.

Los calibres de los conductores generalmente están recomendados para ser usados en ciertos niveles de voltaje, y en líneas compactas se procura utilizar los mismos conductores que para las líneas convencionales, poniendo atención a ciertas influencias eléctricas como gradientes de voltaje, pérdidas corona y los efectos de radio interferencia y ruido audible que serían más altos. De acuerdo al diseño si estos efectos son muy altos tal vez se requiera de conductores de calibres mayores.

También se propone el uso de conductores cubiertos o aislados, para líneas compactas de 138 kV con espaciamiento entre fases de dos pies (60,96 cm). "El conductor aislado no es suficientemente fuerte para soportar esfuerzos continuos en el voltaje de la línea, pero es capaz de soportar contactos momentáneos que pueden resultar de movimientos inducidos por el hielo o por el viento. Así, los conductores aislados podrían aproximarse dentro de una distancia normal de descarga para conductores desnudos sin que la descarga ocurra, esto en periodos cortos de tiempo." (Ref. 25).

Los conductores cubiertos en líneas de transmisión permiten reducir el espacio entre fases y también el campo magnético, como se comprobó en un ejemplo de una línea compacta de 110 kV en Finlandia.[9]

Esta innovación requiere investigación adicional y aplicaciones prácticas para evaluar finalmente su comportamiento.

[9] O' LUAIN C., STEPHEN R. G., "Overhead Lines", Discussion Meeting Summaries, Electra No. 168, October 1996.

La aplicación de conductores compactos es una alternativa que reporta múltiples ventajas, entre las que se identifican el incremento de la capacidad de transmisión (15 %) y la reducción de las pérdidas (25 %).[10]

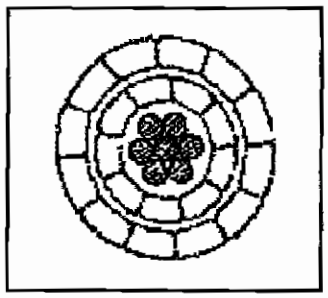
En esta sección se describen las características de estos nuevos conductores así como también el uso de haces de conductores.

3.2.1 CONDUCTOR AUTO-AMORTIGUADO (Self Damping Conductor)

El conductor Self Damping Conductor (SDC) esta formado por un núcleo de acero y las capas de aluminio internas y algunas externas se componen de hilos trapezoidales dispuestos de tal forma que existe un espacio en aire entre estas capas y el núcleo.

Figura 3.8

Sección transversal de un conductor SDC.



Entre las ventajas que se resaltan de estos conductores se tiene:

- Este conductor debido a su elevado grado de auto-amortiguamiento puede ser tensionado a niveles mucho más altos que los conductores convencionales.

- El uso de hilos trapezoidales resulta en un 5% de reducción del diámetro del conductor cuando se compara con un conductor estándar de la misma resistencia AC por milla.

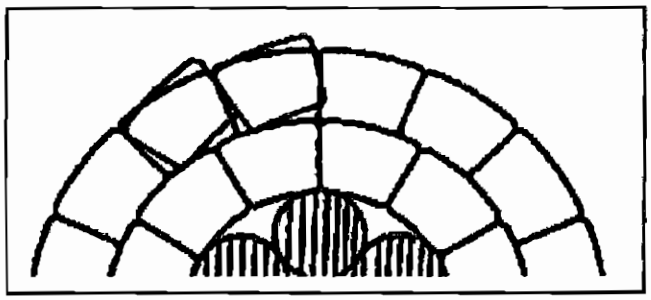
[10] BELL, N., FITSGERALD C., "Overhead Lines", Electra 1998.

3.2.2 CONDUCTOR TRAPEZOIDAL

Este conductor es esencialmente similar al conductor SDC, excepto que todas las capas están formadas por hilos de aluminio trapezoidales y el espaciamiento de aire entre éstas y el núcleo de acero es eliminado.

Figura 3.9

Sección de un conductor trapezoidal.



Este conductor tiene un diámetro que es aproximadamente 10% menor que el conductor ACSR estándar de la misma resistencia AC.

Estos conductores presentan el riesgo de descablearse porque sus hilos no siempre están perfectamente imbricados; este problema se acentúa más con las vibraciones eólicas que aumentan la inclinación de los hilos trapezoidales y consecuentemente la altura de los pequeños escalones en la periferia del conductor.

3.2.3 CONDUCTOR COMPACTO AERO-Z

Desde una perspectiva técnico-económica, este nuevo tipo de conductor compacto fabricado por la empresa Nexans Benelux ha probado ser una alternativa interesante para incrementar la capacidad de transmisión de líneas existentes en vez de considerar radicalmente la construcción de nuevas líneas.

El conductor Aéro-Z es de superficie externa lisa sin rugosidades y está construido con hilos homogéneos de aleación de aluminio de perfil 'Z', en vez de hilos redondos cableados utilizados en los conductores tradicionales.

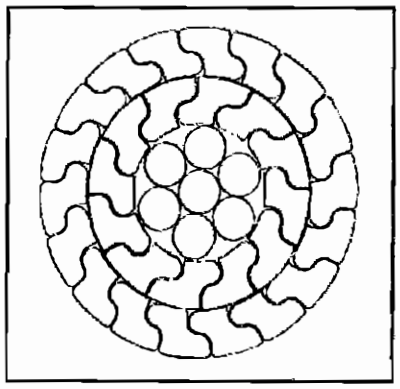


Figura 3.10

Sección transversal de un conductor Aéro– Z.

Las principales ventajas que reporta el uso de los conductores 'Z' son:

- Mejor sección útil.

  Un conductor compacto Aéro-Z tiene la misma capacidad de transmisión que un conductor tradicional de mayor diámetro.

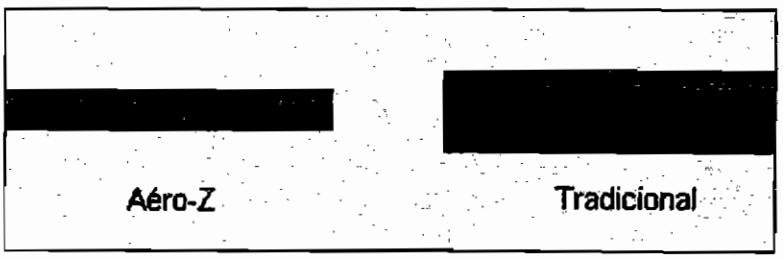


Figura 3.11

Conductores de diferente sección y la misma capacidad de transporte.

Tabla 3.1: *Capacidad de corriente de los conductores tradicionales y Aéro-Z*

CONDUCTORES TRADICIONALES			CONDUCTORES AÉRO-Z		
Nombre	Sección total	Capacidad de Corriente	Nombre	Sección total	Capacidad de Corriente
	mm^2	A		mm^2	A
OSTRICH	176,70	492	177-1Z	176,93	517
FLICKER	273,10	655	242-2Z	241,98	623
ROOK	364,00	784	366-2Z	366,13	805

- Casi inexistencia de ruido

  El nivel de ruido producido por el efecto corona es menor al utilizar conductores compactos Aéro-Z, debido a que sus hilos son perfectamente imbricados entre ellos y eso disminuye este fenómeno.

- Mínima corrosión interna

  Los hilos con perfil Z que integran la capa externa del conductor Aéro-Z forman una cubierta hermética, impidiendo la fuga de grasa lubricante hacia el exterior, que fue aplicada entre todos los intersticios internos del conductor para eliminar aire y humedad al momento de su construcción. Este conductor compacto mantiene entonces una protección constante en contra de la corrosión retrasando su envejecimiento.

- Daños menores cuando hay una rotura de hilos

  Si un hilo 'Z 'de la capa externa del conductor se rompe, éste se mantiene en su sitio bajo la tensión mecánica de instalación, es decir, que este conductor compacto tiene menor tendencia a descablearse disminuyendo así el riesgo de efectos de arco.

- Menor probabilidad de galopamiento

  El mejor auto-amortiguamiento del conductor Aéro-Z reduce significativamente complejos problemas de galopamiento.

- Reducción de los problemas de manguitos de hielo y nieve adheridos.

3.2.4 HAZ DE CONDUCTORES

La característica básica del haz de conductores es el incremento de la capacidad de transmisión de la línea sin el aumento del nivel de voltaje de operación, el crecimiento de la potencia natural depende del número de subconductores siendo mas evidente este aumento con el paso de uno a dos conductores por fase que con tres, (Alexandrov, 1988).

La distancia de separación entre subconductores no tiene reglas definidas pero según Alexandrov, 1990, el aumento de ésta puede llegar hasta valores comparables con la distancia entre las fases.

Como una propuesta al problema del elevado campo eléctrico superficial en las líneas compactas, surgió un nuevo tipo de línea de transmisión compacta conocida como HSIL "Líneas de alto SIL", con un nivel más alto de compactibilidad.

La línea HSIL es un nuevo concepto de diseño de línea de transmisión que combina las características de reducción de la distancia entre conductores pertenecientes a diferentes fases y el incremento del número y distancias relativas entre subconductores de una fase. Además, estas líneas de alto SIL usan haces de conductores asimétricos en vez de haces con distribución simétrica alrededor de una disposición circular.

Esta nueva configuración geométrica, reduce sustancialmente la inductancia serie e incrementa la capacitancia shunt, por consiguiente mejora notablemente la potencia natural de la línea de transmisión, además equilibra y optimiza la distribución del campo eléctrico alrededor de la superficie de todos los conductores. (Ref. 12)

El uso de la tecnología de las líneas HSIL recientemente desarrollada se ha limitado a pocos países principalmente por el desafío que se le atribuye al diseño mecánico de las torres para estas líneas.

3.3 DISPOSITIVOS ADICIONALES PARA LÍNEAS COMPACTAS

3.3.1 ESPACIADORES A MEDIO VANO

Espaciadores de fases

Asimismo, se prevé la necesidad de utilizar aditamentos especiales que no siempre son necesarios. Estos son los espaciadores aislantes interfase que garantizan las distancias mínimas entre fases a lo largo de la línea y limitan el galopamiento de los conductores previniendo un choque entre ellos cuando existen condiciones climáticas adversas. El uso de los espaciadores en el vano depende de las investigaciones y requerimientos de cada proyecto, generalmente se aplican en vanos largos y se los instala en los puntos 1/3 y 2/3 dentro del vano.

Entre las aplicaciones de los espaciadores se señala:

- Permiten elevar el voltaje nominal para incrementar la capacidad de transferencia de potencia de la línea asegurando las distancias mínimas entre fases en toda la extensión de la línea.

- Si se mantiene el nivel de voltaje, permiten mejorar el funcionamiento de la línea ante fluctuaciones de voltaje y contaminación ambiental,

consecuentemente se disminuye el mantenimiento en la línea y se mejora la calidad de potencia a los usuarios que presenten cargas sensibles en su sistema.

- Simplifica la compactación de líneas existentes y posiblemente también de nuevas líneas. El método empleado consiste en halar hacia el eje, los conductotes de las fases externas, acercándolos, con lo cual se reduce el ancho del derecho de paso requerido.

Los espaciadores generalmente son largas barras aisladoras poliméricas y sus características pueden variar dependiendo de los requerimientos. También se construyen de aluminio, que por ser piezas livianas son más utilizadas en vanos muy grandes cumpliendo una función antivibratoria.

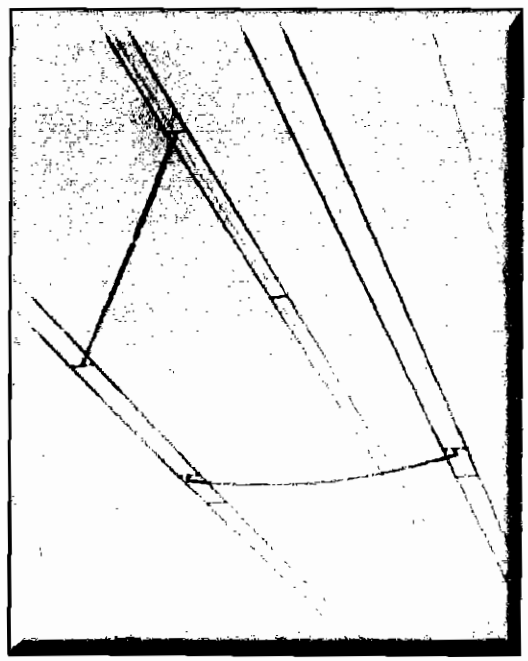


Figura 3.12

Espaciadores fase a fase

Espaciadores para haces de conductores

Al igual que espaciadores para las fases, existen también espaciadores para los subconductores de un haz, como se observa en la siguiente figura:

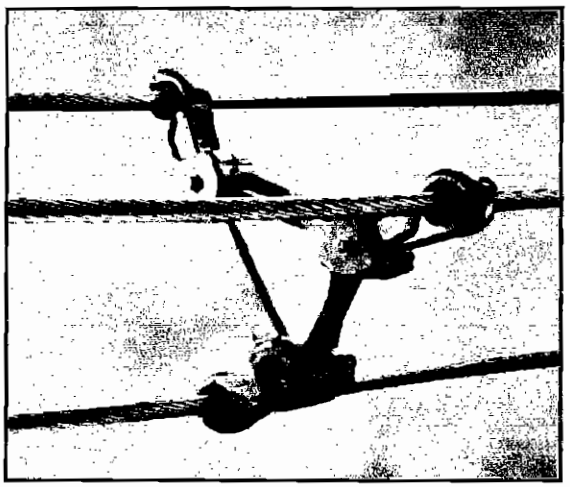


Figura 3.13

Espaciador amortiguador tipo CUSHION GRIP

Estos espaciadores diseñados para reducir o impedir las vibraciones eólicas dentro del vano y en las estructuras de soporte se denominan espaciadores amortiguadores, y las normas les imponen una serie de condiciones:

- resistencia al deslizamiento
- resistencia a esfuerzos electrodinámicos debidos a cortocircuito
- resistencia a deformaciones verticales y longitudinales

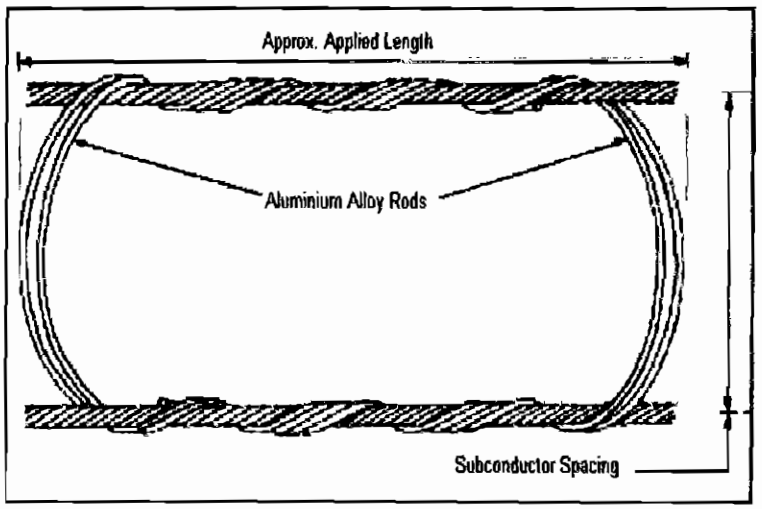


Figura 3.14

Espaciador tipo HELICAL ROD

Las funciones del espaciador HELICAL ROD son proveer espaciamiento uniforme de los subconductores horizontales del haz, asegurar características eléctricas consistentes, minimizar los movimientos inducidos por el viento tales como

oscilación de los subconductores y vibraciones eólicas, prevenir descargas debido al galopamiento, deshielo y corrientes de falla.

3.3.2 MORSETERÍA

Las distancias más reducidas entre conductores de las líneas compactas resultan en campos eléctricos superficiales muy altos, del mismo orden que los que se presentan en líneas de extra alto voltaje, por esta razón, los accesorios de las líneas compactas de voltaje intermedio deben cumplir con las exigencias para su aplicación en extra alto voltaje; de otro modo, el ruido audible que se presenta será excesivamente alto, de ahí la importancia de diseñar correctamente la línea. (Ref. 25).

3.4 ESTRUCTURAS PARA LÍNEAS COMPACTAS

Con el propósito de compactar la línea de transmisión, el diseño de torres tipo compactas difiere físicamente en la geometría de las convencionales.

Ciertos conceptos para reducir el peso y de ahí los costos de las estructuras, involucra a las torres de dos patas.

La ABB propone una ingeniosa fusión de líneas compactas y torres estéticas conocidas como GREEN LINES cuyo diseño cumple requerimientos tanto operacionales como ambientales.

Figura 3.15

Torre de transmisión compacta, diseño propuesto por la ABB.

Las Green Lines son concebidas como un sistema flexible único, compuesto de torres y conductores actuando juntos para soportar las cargas externas. Las torres son bi-dimensionales y capaces de soportar cargas verticales y transversales mientras que la fuerza longitudinal es asegurada por los cables de guardia instalados en su parte superior.[11]

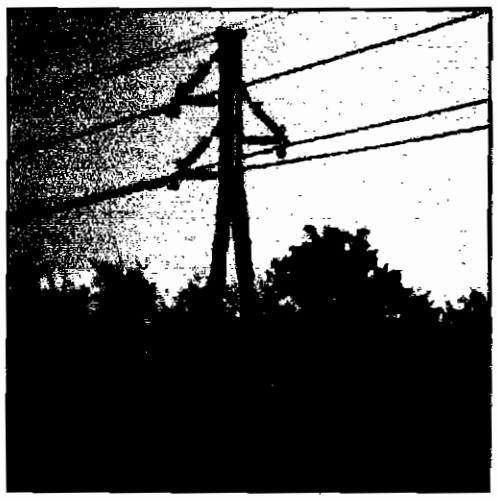


Figura 3.16

Torre de suspensión Green Line.

Usar crucetas aisladas o Line Post permite un arreglo de conductores muy compacto que reduce dramáticamente la amplitud del derecho de vía y el impacto visual de la línea.

Gracias a su diseño, las Green Lines ocupan solamente cerca del 10 - 30 % del área de tierra de una torre convencional. Este hecho, combinado con procedimientos fáciles de montaje, demuestra su aplicación efectiva en ambientes residenciales, industriales y turísticos.

Las torres auto-soportadas tipo tubular de acero (algunas veces de concreto o madera), se consideran también dentro de las propuestas para las líneas compactas; se diseñan igual a las de celosía: para trabajar en suspensión, o a tensión, y su costo es superior a igualdad de condiciones de operación. Aunque según Orawski G., las torres tubulares en algunos casos son más caras y en otros

[11] The ABB Group green lines, http//www.abb.greenlines.htm.

más baratas que las convencionales, dependiendo de las cantidades y disponibilidad de las técnicas de fabricación.[12]

Las industrias ITT MEYER plantean un tipo de torre de construcción tubular de acero para ser usada en las líneas compactas; de estos postes se destacan su característica de ahorro de espacio y el hecho de que varios de ellos pueden ser fácilmente ensamblados y erguidos en el tiempo que toma poner solo una estructura de celosía.

La compañía LAPP LINE COMPACTION ha desarrollado torres estéticas tubulares de concreto, madera y acero, que ocupan un derecho de vía reducido y satisfacen requerimientos ambientales.

Comparadas a las estructuras de celosía o H-frame, estas estructuras tipo tubular vienen ya equipadas con aisladores en V horizontales o con aisladores tipo Line Post y su respectivo hardware, lo que facilita enormemente su instalación.

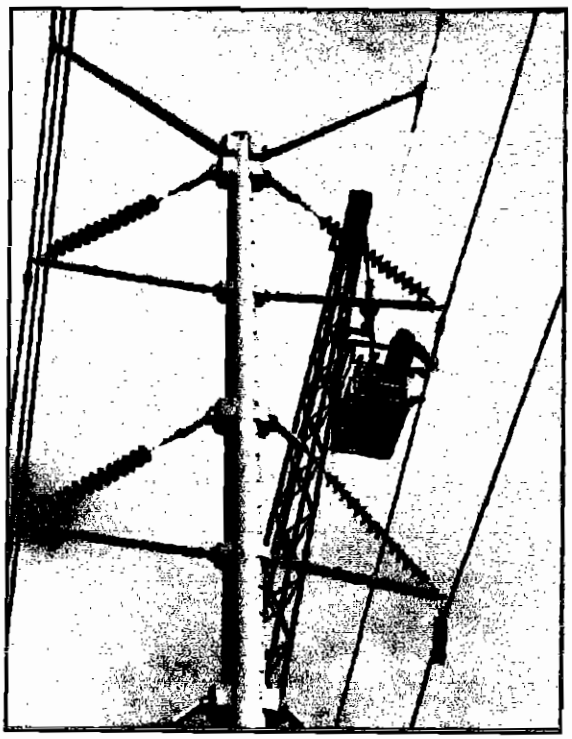


Figura 3.17

Construcción compacta de 138 kV con aisladores en V.

[12] ORAWSKI G., "Overhead Lines", Summary meeting of Group 22, Electra 1990.

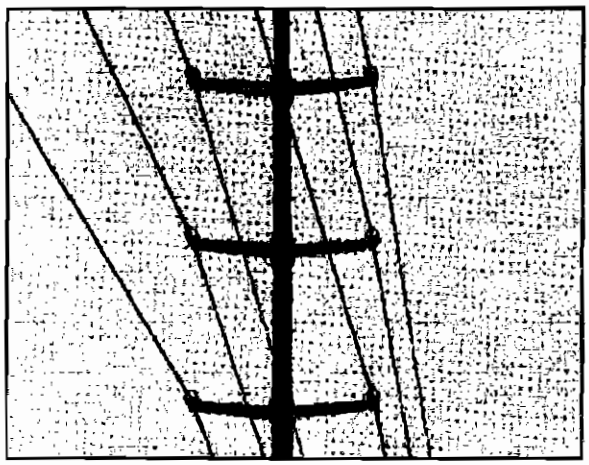


Figura 3.18

Estructura compacta pre-ensamblada de 138 kV con brazos davit.

Una alternativa como medio para armonizar las líneas de transmisión con el medioambiente ha sido pintar las estructuras, solución usada en varios países para reducir el impacto visual.

3.5 USO DE PARARRAYOS PARA COMPACTACIÓN DE LÍNEAS

Los pararrayos colocados en paralelo con los aisladores de las líneas permiten un mayor grado de compactación en nuevas líneas de transmisión resultando en menores costos de R/W, al disminuir la altura de la torre por eliminar el cable de guardia.[13]

3.5.1 GENERALIDADES

Dada la importancia de prestar un servicio eléctrico con altos niveles de calidad y seguridad se exploran nuevas opciones para optimizar la confiabilidad de las líneas de transmisión, que dentro de un sistema de potencia son los elementos con mayor probabilidad de falla.

[13] The ABB Group, ABB switchgear AB, Transmission Line Protection for disturbance free system operation.

Una manera de mejorar la calidad de servicio es reducir el número de interrupciones de las líneas de transmisión, que en su mayoría son producidos por descargas atmosféricas, provocando fallas monofásicas (arco fase-tierra).
El método tradicional de protección contra este tipo de sobrevoltaje es el uso del cable de guardia.

Una alternativa de protección propuesta para las líneas de transmisión es la aplicación de pararrayos de línea, instalados en paralelo con las cadenas de aisladores evitando la salida de las líneas por descargas de retorno.

Los pararrayos localizados en todas las fases de cada torre eliminan la necesidad del cable de guardia y de una buena resistencia a tierra, su uso es económicamente justificado en casos donde los costos de la reducción de la impedancia de tierra y del cable de guardia son muy altos.

3.5.2 INCIDENCIA DE DESCARGAS SOBRE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La frecuencia de descargas atmosféricas que alcanzan una línea de transmisión depende de algunos factores importantes como son: la impedancia de aterramiento de las estructuras, la longitud del vano, el nivel de aislamiento de las líneas, la altura de la torre, la incidencia de descargas atmosféricas en el área atravesada por la línea y la existencia de objetos que constituyen blindajes naturales como árboles altos o construcciones en el entorno de la línea, así como también otras líneas dentro del mismo corredor. Todos estos factores son considerados a la hora de realizar el análisis para establecer las probabilidades de salida de la línea debido a descargas atmosféricas.

3.5.3 LÍNEAS CON HILOS DE GUARDIA

Típicamente las líneas de transmisión son apantalladas por medio de los cables de guardia localizados a 5 o 6 pies arriba del conductor superior, protegiendo a

las fases de descargas atmosféricas directas con un ángulo de 30° que es el estándar de diseño.

El cable de guardia es conectado a tierra en intervalos frecuentes, la distancia depende básicamente de la importancia de la instalación cuando se emplea para protección de las líneas este deberá estar conectado a cada torre. La efectividad de su funcionamiento depende de una baja resistencia a tierra.

3.5.4 LÍNEAS SIN HILOS DE GUARDIA

En líneas sin conductores de apantallamiento invariablemente los rayos incidirán directamente en los conductores de fase. La corriente del rayo que golpea la línea se divide y viaja a lo largo del conductor desde el punto de incidencia. El correspondiente sobrevoltaje (producto de la corriente fraccionada por la impedancia característica de la línea) excede a los valores de voltaje críticos de descarga en los aisladores, resultando en una descarga disruptiva en la cadena de aisladores y consecuentemente en la salida de la línea.

3.5.5 APLICACIÓN DE PARARRAYOS DE LÍNEA

La instalación de pararrayos conectados eléctricamente en paralelo con las cadenas de aisladores de las líneas, es uno de los métodos para optimizar el desempeño de las líneas de transmisión frente a altas sobretensiones transitorias que se derivan de descargas atmosféricas directas sobre las líneas o por operaciones de maniobra.

El principio de operación del pararrayos consiste en la reducción de estos sobrevoltajes en las cadenas de aisladores, evitando que su nivel de aislamiento sea excedido, al descargar a tierra a los altos impulsos de corriente que acompañan a estas tensiones.

Los pararrayos pueden eliminar la necesidad de los cables de guardia o bien constituir un apoyo de los mismos; se los puede aplicar en líneas nuevas o en líneas antiguas para mejorar su funcionamiento.

Estos elementos de protección pueden ser instalados en todas las torres o solo en torres seleccionadas a lo largo de la Línea de Transmisión. También pueden ser colocados solo en la fase superior, o en todas las fases, analizando diferentes grados de protección.

La decisión de cuantos pararrayos instalar en nuevas líneas compactas o para mejorar líneas existentes precisa de una completa revisión de los requerimientos del sistema.

3.5.6 SELECCIÓN Y DIMENSIONAMIENTO

Los pararrayos son dispositivos de blindaje que limitan efectivamente los sobrevoltajes causados por rayos o por maniobras.

La corriente a través del pararrayos depende considerablemente de la eficiencia del apantallamiento de la línea y las condiciones a tierra de la torre.

Las condiciones a tierra son escogidas para reflejar valores típicos para diferentes secciones y para diferentes torres dentro de la sección protegida. El número de pararrayos en cada torre es variado de uno a tres para simular diferentes grados de protección.

Si todas las fases en una torre son protegidas por pararrayos, el riesgo de contorneo en esa torre es virtualmente eliminado. Reducir el número de fases protegidas por pararrayos en cada torre incrementará el riesgo de contorneo. Es por lo tanto posible optimizar la aplicación de pararrayos en cuanto al costo de instalación y el rango aceptable de salidas, para líneas convencionales se acepta 0,625 fallas/año/100km y para líneas compactas se considera el mismo valor puesto que el diseño se basará en las normas de líneas tradicionales.

3.5.7 INSTALACIÓN DE LOS PARARRAYOS DE LÍNEA

Las alternativas de instalación son muchas y variadas y dependen de la línea y los perfiles de la torre. Algunas alternativas comunes son:

- Montaje vertical, colgado bajo la línea.

Las ventajas son simplificar el montaje con accesorios estándar y una función muy confiable de desconexión.

Bajo condiciones extremas de viento y una desconexión del pararrayos, hay la posibilidad de una descarga entre el pararrayos y la torre.

- Montaje vertical, colgado en la cruceta de las torres.

Si las crucetas son suficientemente largas, ésta es una buena alternativa de instalación.

- Montaje angular en la torre o en la cruceta de la torre.

Es una instalación simple. Sin embargo, los pararrayos deben soportar altas cargas de flexión durante fuertes vientos y condiciones de carga de hielo.

- Montaje en paralelo con el aislador.

Debido al hecho de que el pararrayos debe ser montado con un ángulo relativo al aislador para permitir una desconexión segura, los accesorios serán relativamente complicados y podrían resultar más caros.

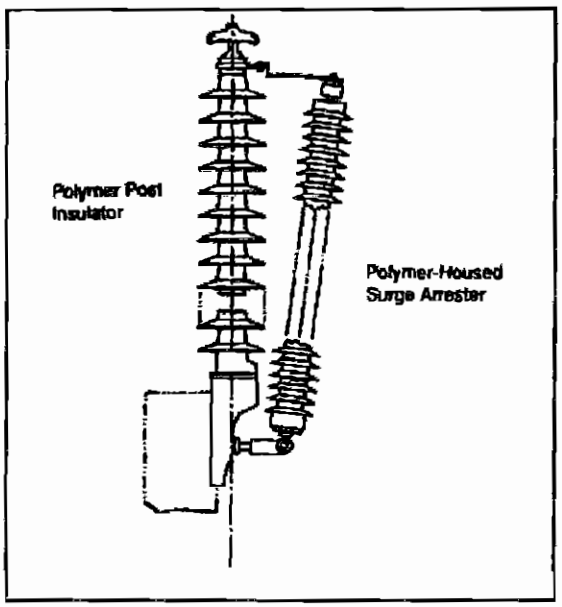


Figura 3.19

Disposición del pararrayo en paralelo con el aislador.

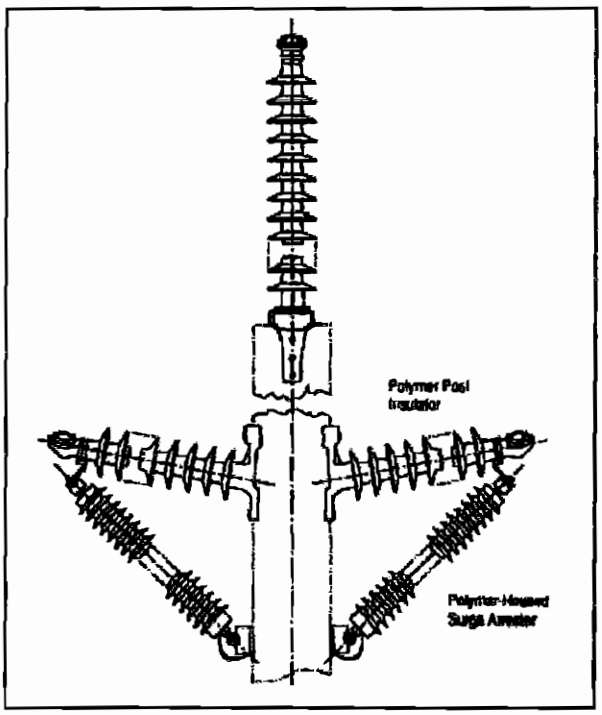


Figura 3.20

Instalación de pararrayos en una línea trifásica delta compacta.

Las demás alternativas de montaje se muestran en el Anexo 3.2.

3.5.8 CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Un requerimiento básico para pararrayos, en general, es una buena protección de otro equipo (con suficiente margen). Esto es un poco contradictorio con el otro requerimiento básico, la alta confiabilidad durante una larga vida de servicio, es decir, debe ser capaz de soportar:

- Voltaje de operación continuo
- Sobrevoltajes temporales
- Energía e intensidad de corriente debido a sobrevoltajes de origen externo e interno
- Variación de las condiciones ambientales (radiación solar, temperatura, viento, lluvia, nieve y contaminación)
- Esfuerzos mecánicos

La mejor alternativa frente a estos requerimientos es utilizar pararrayos con aislamiento polimérico que cubren estas necesidades y además tienen otras ventajas propias de los materiales poliméricos como menor peso, mayor durabilidad, resistencia al vandalismo y terremotos, también proveen de mejor protección para las líneas de transmisión compactas, y son más fáciles de usar en lugares donde existen problemas con las resistencia a tierra de las estructuras.

3.6 DERECHOS DE VÍA

El mayor impacto de las líneas de transmisión se produce en los recursos terrestres porque se requiere un derecho de vía exclusivo para la línea de transmisión, que depende del nivel de voltaje, de la longitud de la línea y del número de ternas.

No existe una norma estándar para indicar el espacio del derecho de vía, pero las torres compactas reducen su área de ocupación aproximadamente entre un 10 y 50% del que utilizan las líneas de transmisión convencionales, evitando afectar

notablemente los recursos sociales, agrícolas y ecológicos importantes, de igual manera las tierras silvestres y hábitats frágiles.

3.7 MANTENIMIENTO[14]

En materia de mantenimiento de las líneas compactas energizadas ciertos ejemplos de aplicación llegan a conclusiones algo diferentes.

Por un lado, desde el punto de vista del aislamiento, la experiencia de operación con líneas compactas de 500 kV por 10 años, demostró que los espacios necesarios para el mantenimiento de la línea energizada, son más grandes que los espacios necesarios para soportar sobretensiones transitorias de maniobra.

Por otras pruebas y análisis en otros ejemplos se demostró que el criterio de diseño del aislamiento convencional es suficiente para permitir trabajos de la línea energizada.

Según la EPRI, el diseño compacto puede excluir el uso de procedimientos estándar de mantenimiento de la línea en caliente debido a las distancias reducidas, creando una necesidad de establecer nuevos procedimientos o revisar los ya establecidos.

Entonces en cuanto al mantenimiento de las líneas compactas energizadas se requiere de estudios adicionales en pruebas de laboratorio y experiencia en servicio de la línea para definir un procedimiento seguro de trabajo.

3.8 VARIANTES DE CÁLCULO EN LÍNEAS COMPACTAS

A este proyecto se incorpora un tema que es un requisito indispensable en el estudio de las líneas compactas, puesto que es una de las causas por las que se

[14] BELL N., FITZGERALD C., "Overhead Lines", Discussion Meeting Summaries, Electra No. 180.

incurre en la investigación del desarrollo de proyectos de transmisión de menor impacto.

3.8.1 EFECTOS BIOLÓGICOS Y AMBIENTALES ASOCIADOS A LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Debido a la ubicua presencia de los diferentes niveles de campos electromagnéticos derivados del uso continuo de la energía eléctrica, bien sea en el ámbito doméstico o a nivel de alto voltaje, se ha suscitado durante las últimas décadas un tema polémico sobre los posibles efectos nocivos que provocan estos campos en la salud de las personas.

Sobre este controversial tema se han generado numerosas referencias científicas, entre las que se cuentan informes, recopilaciones, revisiones técnicas, etc. que han sido expuestos en documentos públicos formales.

La revisión bibliográfica de estudios existentes realizados por organizaciones internacionales de reconocida trayectoria como son: La Organización Mundial de la Salud (OMS), La Comisión Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Internacional Comisión on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP), etc., dan una idea cabal de la realidad actual que vive esta problemática, centralizando el interés del tema en los campos electromagnéticos sinusoidales de frecuencia industrial asociados a las líneas de transporte de energía.

Ninguno de estos organismos ha concluido que exista algún efecto adverso en la salud por exposición a campos eléctricos y magnéticos de baja frecuencia, ellos consideran la evidencia de tales efectos como débil, incongruente y no concluyente.

3.8.1.1 Efectos sobre la salud

El trabajo realizado en 1979 por Wertheimer y Beeper, expuso que la mayor posibilidad de desarrollar cáncer infantil, particularmente leucemia y tumores cerebrales se presentaba en niños residentes en hogares cercanos a las líneas eléctricas de alto voltaje, que en aquellos que vivían en casas más alejadas de la influencia de los campos generados por estas líneas.

Este reporte marcó el inicio de estudios más profundos para evaluar esta primera hipótesis.

3.8.1.1.1 Campo eléctrico

Las líneas de alto voltaje generan a su alrededor campos eléctricos y magnéticos variables de frecuencia extremadamente baja (50-60 Hz).

Las líneas de flujo eléctrico tienen su origen en las cargas positivas de un conductor y terminan en las cargas negativas del otro conductor[15]. La presencia del campo eléctrico asociado a fuentes de frecuencia industrial, se manifiesta siempre que haya voltaje, con independencia de que exista o no circulación de corriente por la línea; la variación de su intensidad de unas líneas a otras depende de las características de la línea, el número de circuitos y su disposición geométrica.

A nivel del suelo, si este es plano, el campo cercano a él es vertical. Debajo de los conductores de las líneas de más alto voltaje (400 kV), se han registrado campos de hasta 11 kV/m, aunque generalmente es menor a 5 kV/m, y aún menos en líneas de menor voltaje. En puntos más retirados de la línea, el campo es inferior. El valor de su intensidad máxima a una altura h de una línea trifásica se puede calcular aplicando la metodología propuesta por G.N. Alexandrov (1989):

[15] Grainger y Stevenson, 1998.

$$E\,máx = \frac{q}{2\pi\varepsilon_o}\left[\frac{2}{H_A - h} - \frac{1}{H_B - h} - \frac{1}{H_c - h}\right] \quad kV/m \qquad \textbf{(3.1)}$$

Donde:

q: carga del conductor, C/m

H_A, H_B y H_C: alturas sobre el terreno de las fases A, B y C respectivamente, m

ε_o: constante dieléctrica (permitividad del espacio libre, Hayt, 1985), 8,854 x 10^{-12} F/m

El campo eléctrico es apantallado fácilmente por elementos aterrados cercanos, como árboles y edificios, por lo que su intensidad en el interior de un inmueble puede ser hasta 103-104 veces menor que en el exterior, además, al ser la resistencia eléctrica de los tejidos biológicos mucho menor que la del aire, el campo eléctrico interno se reduce en un factor 106-108 con respecto al exterior,[16] de estas relaciones se deduce que el campo eléctrico tiene poca capacidad de penetración en edificios e incluso en la piel.

Al referirse a la evidencia de que si los campos eléctricos de frecuencia industrial pueden contribuir al cáncer, Moulder y Foster (1999) concluyen que en "el caso de que los campos eléctricos industriales sean causalmente enlazados con el cáncer humano, es aún más débil que con los campos magnéticos, y puede razonablemente ser llamado inexistente", de lo que se argumenta que los posibles efectos de los campos de frecuencia industrial en la salud de las personas tienen que ser debidos a la componente magnética del campo.

[16] CIEMAT, 1997.

3.8.1.1.2 Campo magnético

Los campos magnéticos asociados con las fuentes de frecuencia industrial existen siempre y cuando la corriente fluya por la línea, y cambian según la intensidad de corriente que circula en función de la demanda de potencia.

El campo magnético resultante generado por un conductor n en un punto P de coordenada (x_p,y_p), es la suma de las contribuciones de todos los conductores, considerando para el efecto, la naturaleza vectorial del campo y el carácter fasorial de las corrientes; para el cálculo de sus componentes en las abscisas y ordenadas, es posible utilizar las ecuaciones empleadas por Olsen y cols. y Maruvada y Goulet (1995):

$$B_{xn} = \frac{\overline{In}}{5}\left[\frac{(y - y_p)}{r_1^2} - \frac{(y + y_p + \alpha_h)}{r_2^2}\right] \quad \mu T \qquad \textbf{(3.2)}$$

$$B_{yn} = \frac{\overline{In}}{5}\left[\frac{(x - x_p)}{r_1^2} - \frac{(x + x_p)}{r_2^2}\right] \quad \mu T \qquad \textbf{(3.3)}$$

Donde:

$$r_1^2 = (x - x_p)^2 + (y - y_p)^2$$

$$r_2^2 = (x - x_p)^2 + (y + y_p + \alpha_h)^2$$

$$\alpha_h = \sqrt{2}\ 503\sqrt{\frac{\rho_g}{f}}\ e^{-j\pi/4}$$

α_h : espesor de la corteza terrestre, m

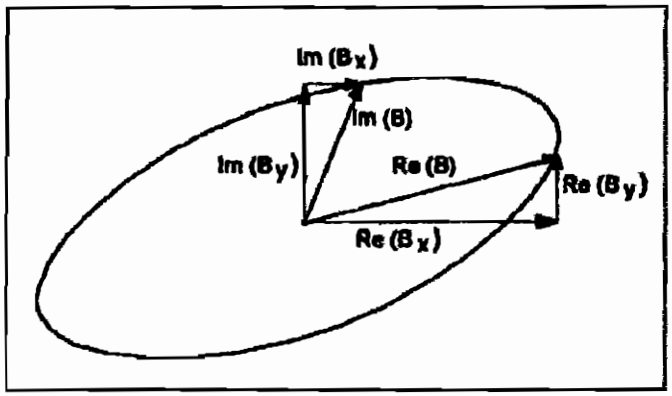
ρ_g : resistividad del terreno, Ω.m

f: frecuencia, Hz

$\overline{In}$: fasor de la corriente que circula por el conductor, A

Figura 3.21

Parte real e imaginaria de los fasores Bxn y Byn como vectores espaciales con componentes en el eje x e y.



La magnitud (valor RMS) del campo bidimensional se calcula como la raíz cuadrada de los cuatro componentes. Como los vectores direccionales son valores instantáneos, el factor $1/\sqrt{2}$ es necesario para calcular el valor RMS.

$$B_{RMS} = \frac{1}{\sqrt{2}}\sqrt{\mathrm{Re}(B_{xn})^2 + \mathrm{Im}(B_{xn})^2 + \mathrm{Re}(B_{yn})^2 + \mathrm{Im}(B_{yn})^2} \quad \mu T \qquad \textbf{(3.4)}$$

Donde:

Re(B), Im(B): vectores espaciales (valores pico)

Bx, By: fasores

Y, para calcular el campo en las líneas trifásicas sería el resultado de la superposición de los campos individuales de cada conductor.

Los campos magnéticos son difíciles de apantallar y penetran fácilmente en edificios, árboles y el cuerpo humano, de ahí su asociación al posible daño o riesgo de cáncer para la población expuesta.

La afirmación inicial de que los campos magnéticos creados por las líneas de alto voltaje producen leucemia en los niños condujo a que se realice una ingente cantidad de investigaciones tanto en entornos domésticos como laborales, para poder establecer a ciencia cierta la relación entre estos campos y el cáncer.

De hecho los estudios subsecuentes no solo pusieron énfasis en la carcinogénesis, sino también en efectos sobre reproducción y desarrollo (incremento en la tasa de aborto y malformaciones congénitas), trastornos mentales y de la conducta (suicidio, depresión y cefaleas), estrés y sistema cardiovascular. El análisis de estos estudios adicionales no aporta evidencias epidemiológicas suficientes que avalen la relación postulada.

Los estudios relacionados con el proceso carcinogénico, se han encaminado a caracterizar posibles mecanismos biológicos por los que los campos electromagnéticos pudieran influir en este proceso.

Se revisa la teoría de que si bien los campos magnéticos no tienen por sí solos energía suficiente para producir daños en el ácido desoxirribonucleico ADN que causen directamente cáncer, si podrían impedir que las células fueran incapaces de reparar los daños que sufre cada día el ADN.[17]

En el resultado experimental de este planteamiento no se encontraron pruebas de que el campo magnético dañara el proceso normal de reparación de las células humanas.

Otro posible efecto de los campos electromagnéticos sobre la salud, es la relación interesante entre la enfermedad degenerativa del cerebro Alzheimer y la exposición a los mismos en el lugar de trabajo; la investigación al respecto demostró que los sujetos a exposiciones altas fueron tres veces más propensos a desarrollar la enfermedad de Alzheimer que la gente que no trabajaba alrededor campos electromagnéticos.[18]

De cualquier forma, el objetivo perseguido por las investigaciones ha sido determinar el exceso de cáncer encontrado en los estudios epidemiológicos, a través de la comparación de la aparición de la enfermedad en una población expuesta a los campos y otra no expuesta, o más bien, debido a que todas las

[17] Nacional Radiological Protection Board.
[18] SOBEL Joseph, Efectos Biológicos de los Campos Electromagnéticos, Dr. Héctor Solórzano del Río.

personas están expuestas en mayor o menor grado a la acción de los campos de frecuencia industrial, la comparación se realiza entre poblaciones sometidas a diferentes niveles de exposición y se cuantifica utilizando el concepto de riesgo relativo (RR).

Un riesgo relativo de 1,0 significa que no hay efecto, un riesgo relativo menor que 1,0 significa un riesgo menor en los grupos expuestos y un RR mayor que 1,0 significa un incremento de riesgo en los grupos expuestos.[19]

En la práctica no es posible medir en forma directa y retrospectiva el campo al que ha estado expuesta una persona a lo largo de un período más o menos prolongado de su vida. Como consecuencia, los epidemiólogos acuden a distintos estimadores sustitutivos de la exposición, como son el "código de cables" (basado en el diseño de las líneas y su distancia a las viviendas), medidas puntuales y ponderadas del campo en los domicilios y lugares de trabajo, que no siempre reflejan de forma real tal exposición.

Varios estudios que han usado el código de cables como una medida del campo, mostraron una ligera asociación entre proximidad e incremento del riesgo para el caso de la leucemia infantil asociada a viviendas clasificadas. Sin embargo, este exceso no ha podido ser confirmado, ya que se ha comprobado empíricamente que el código de cables, al ser un método de estimación introduce incertidumbres y errores en los resultados.

En un estudio específico realizado por Green y cols. se presentó una asociación significativa entre el riesgo de leucemia infantil y la exposición residencial a campos magnéticos que fueron medidos con monitores personales (promedios de 48 horas). Este resultado está en clara contradicción con la ausencia de asociación observada en un estudio más amplio efectuado por McBride y cols (1999). Para un mismo punto de corte en el cual Green y cols. informaban de un riesgo relativo de 4,5 basándose en 29 casos expuestos, McBride y cols. informan de un riesgo relativo de 0,85 basándose en 71 casos expuestos.

[19] MOULER, J.E. "Electromagnetic Fields and Human Health: Powerlines and Cancer FAQs", junio 2000.

Feyching y Ahlbom (1993), muestra un incremento en la incidencia de leucemia infantil para la residencia dentro de los 50 m alrededor de las líneas de transmisión de alto voltaje en los niños de un hogar sometido a 0,2 μT en la época de diagnóstico de la enfermedad, para las mediciones posteriores la correlación desapareció. Por su parte Olsen y cols.(1993) argumentó que para una exposición promedio por encima de 0,4 μT, se encontró incidencia de cáncer total infantil, pero destaca que no se detectaron incrementos significativos en los niveles de leucemia y cáncer cerebral.

En ambientes laborales se han reportado exposiciones de 100 μT (en soldadores y linieros), en las restantes ocupaciones eléctricas típicas los rangos de exposición están entre 0,5 y 4 μT[20]. En lo relativo a la contaminación electromagnética en estos ambientes, se han llevado a cabo amplias investigaciones ocupacionales con trabajadores eléctricos, que han reportado pequeños incrementos aparentes de la incidencia de cáncer.

Realmente de la gran cantidad de investigaciones realizadas no existe una respuesta concluyente que asegure indudablemente la relación de los campos electromagnéticos y los efectos biológicos perniciosos, porque según el Dr. Lloyd investigador importante de esta temática, es posible que esta relación no exista.

En un documento elaborado por Moulder (1997) se concluye que "la controversia pública entre electricidad y salud continuará hasta que futuras investigaciones muestren concluyentemente que los campos son peligrosos o hasta que el público aprenda que la ciencia no puede garantizar absoluta seguridad. Ninguno de los resultados es particularmente probable". Al respecto la Organización Mundial de la Salud (OMS) promovió el programa "EMF Project" que está encaminado a una revisión crítica de las investigaciones sobre el tema.

[20] LONDON y cols., 1994; SAHL, 1995.

3.8.1.2 Recomendaciones Internacionales

Algunos organismos internacionales, no obstante la incertidumbre que se plantea sobre los posibles efectos negativos de los campos electromagnéticos en la salud, consideran apropiado establecer estándares que especifiquen los límites de exposición a campos eléctricos y magnéticos de baja frecuencia.

La mayoría de estos preceptos se basan en datos bien establecidos y documentados sobre efectos fisiológicos inmediatos y a corto plazo en la salud, tales como estimulación nerviosa y muscular, absorción de energía, descarga eléctrica y quemaduras producidas por el contacto con objetos conductores. A frecuencia de 50 – 60 Hz, dichos efectos están relacionados con la densidad de corriente inducida en regiones específicas del cuerpo y se observan a partir de 10 mA/m^2. Este valor está por debajo del nivel al que los efectos fisiológicos ocurren (del orden de 1000 mA/m^2).

La relación entre la densidad de corriente inducida y el campo externo es compleja, no depende solamente del campo sino también de su frecuencia, su orientación con respecto al cuerpo, el tamaño y forma del cuerpo, y especialmente para campos magnéticos, depende de la conductividad del tejido y su variación dentro del cuerpo.

Puesto que la magnitud de la densidad de corriente inducida no es directamente medible, los límites para el campo eléctrico y magnético externo se calculan a partir de modelos y cálculos aproximados de la corriente inducida en el cuerpo humano por campos externos.

Los valores recomendados que limitan la exposición a los campos electromagnéticos varían entonces ligeramente dependiendo del modelo y del factor de seguridad utilizados. Algunos organismos como IRPA (Internacional Radiation Protection Association), CENELEC (Comité Européen de Normalisation Electrotechnique), NRPB (Nacional Radiological Protection Board), ACGIP (American Conference of Governmental Industrial Hygienistis, USA), BFE

(Berufsgenossenschaft der Feinmechanik und Elecktrotechnik, Alemania) y la ICNIRP proponen los siguientes estándares:

Tabla 3.2: *Límites y recomendaciones de exposición del público en general a campos electromagnéticos de frecuencia industrial*

NORMATIVA DE EXPOSICION PÚBLICA		
ORGANISMO O PAÍS	CAMPO ELÉCTRICO	CAMPO MAGNÉTICO
	kV/m	µT
ICNIRP 50 Hz, (todo el día)	5	100
ICNIRP 60 Hz, (todo el día)	4,2	83
Alemania (pocas horas)	5-10[a]	100-200[a]
Australia	5-10[b]	100
Estado Unidos		
Florida	8-10[b]	15-20[b]
New York	12	20
Suiza	5	1[c]-100
Unión Europea (recomendación)	5	100

[a] *Dentro y fuera de casa respectivamente*
[b] *Líneas de 230 kV y 400 kV respectivamente*
[c] *Se aplica a líneas aéreas eléctricas y subterráneas y subestaciones de nueva construcción*

Ninguno de estos valores se refiere a los posibles efectos a largo plazo, porque la comunidad científica argumenta que los datos disponibles sobre las posibles secuelas carcinogénicas no son suficientes para servir como base sobre la que establecer límites de exposición a este respecto.

Como se muestra en las tablas, los niveles de exposición del público son algunas veces más bajos que los laborales. La NRPB no establece ninguna diferenciación al respecto.

3.8.2 EFECTO DE LA COMPACTACIÓN EN EL CAMPO ELÉCTRICO

Una de las formas de limitar los efectos producidos por el campo eléctrico generado por los sistemas de transmisión, es disminuir la magnitud de la intensidad del campo a nivel del suelo. Para lograr este objetivo se puede actuar sobre las disposiciones constructivas como:

La configuración de las fases

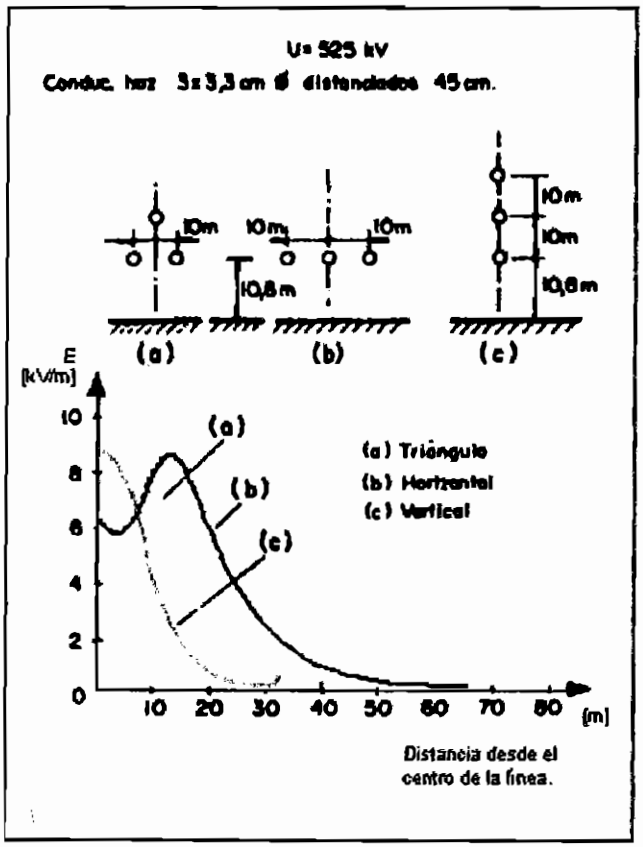


Figura 3.22

Distribución de la intensidad del campo eléctrico en el suelo para distintas configuraciones de líneas aéreas.

En la figura 3.22 se muestra la variación de la intensidad del campo eléctrico en función de la distancia desde el centro de la línea.

Altura de la línea

Incrementar la altura de los conductores de fase de la línea es muy efectivo para reducir la intensidad de campo máximo en el suelo. En la siguiente figura se muestra el efecto del cambio de altura de la línea.

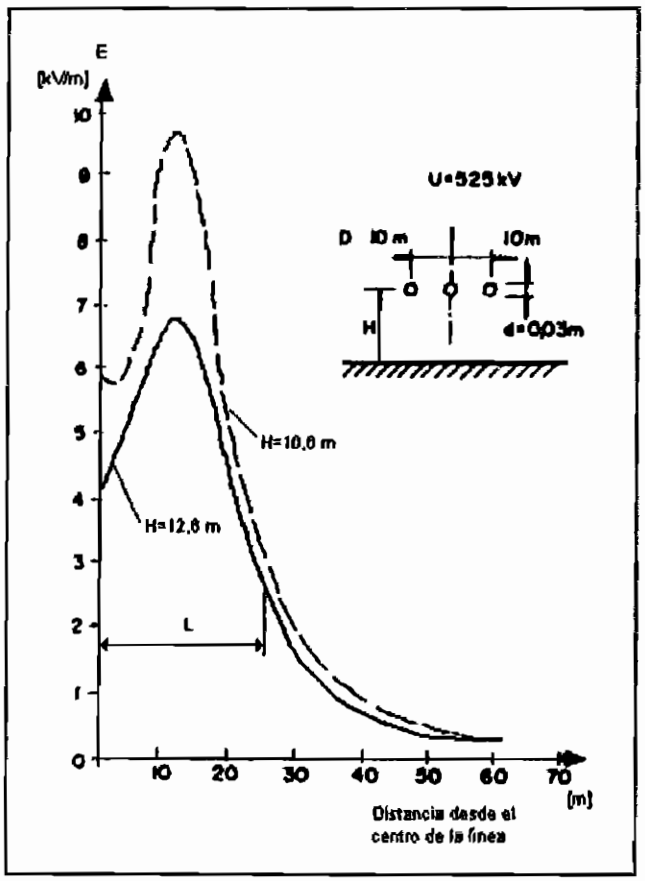


Figura 3.23

Efecto del cambio de altura de los conductores de fase sobre la intensidad de campo eléctrico a nivel del suelo

Distancia entre fases

Las líneas de transmisión compactas debido a la reducción de la distancia entre sus fases, producen un incremento en la intensidad de campo eléctrico en la superficie de los conductores, pero por otro lado, los perfiles de campo eléctrico se ven reducidos a nivel del suelo como se indica en la figura.

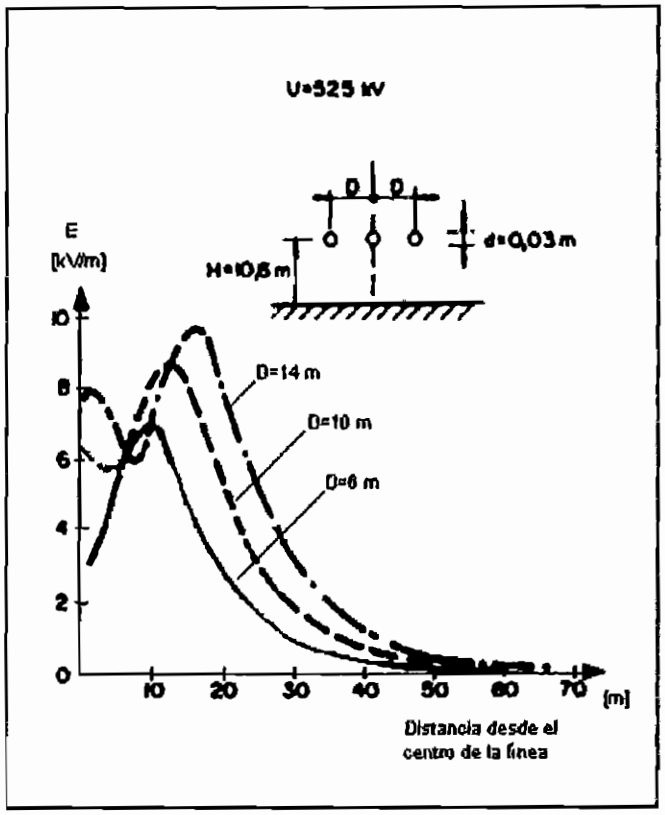


Figura 3.24

Efecto de la distancia entre fases sobre la intensidad de campo eléctrico a nivel del suelo.

3.8.3 EFECTO DE LA COMPACTACIÓN EN EL CAMPO MAGNÉTICO

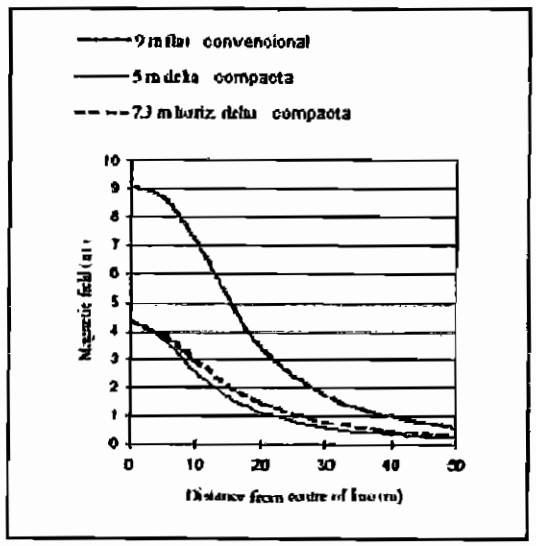
La intensidad del campo magnético decrece con la distancia a la fuente, por lo que la solución más lógica para disminuir la exposición de estos campos sería el alejamiento de la fuente. Pero ello no siempre es posible, y en tal caso se recurre a la reducción de los campos en el origen. Las posibles acciones que persiguen este objetivo son:

- Alejar el centro de gravedad del elemento respecto de los receptores potenciales, esto es, elevar o enterrar más la línea.
- Disminuir la distancia entre fases.
- Inscribir los conductores en la circunferencia de menor radio posible.
- En los sistemas con más de un circuito, combinar adecuadamente la ubicación de las distintas fases.
- Cambiar las características de la instalación (número de subconductores).
- Disminuir la intensidad de la corriente.

Como resultado de la compactación de líneas de transmisión, se disminuye notoriamente el campo magnético en el centro de la línea.

Figura 3.25

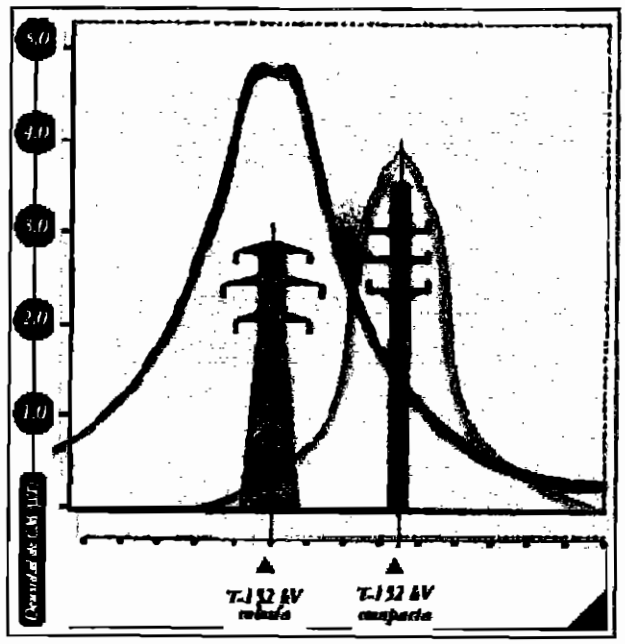
Campos magnéticos para diferentes configuraciones para una línea de 420 kV simple circuito.



En la siguiente figura se tiene a modo de comparación la máxima reducción de campo de una línea eléctrica aérea, combinando esta acción con una reubicación de fases adecuado.

Figura 3.26

Compactación combinada con cambio de fases.



CAPÍTULO 4

CAPÍTULO 4

DISEÑO MÉCANICO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COMPACTA

El presente capitulo comprende el diseño mecánico del tramo de la línea de transmisión Loja-Cumbaratza como línea compacta. Este diseño se realizará a partir de las normas para líneas de transmisión convencionales de 138 kV aplicando conjuntamente los criterios de compactación.

4.1 INTRODUCCIÓN

El propósito de la línea de transmisión Loja-Cumbaratza es el de incorporar a la provincia de Zamora Chinchipe al Sistema Nacional Interconectado para abastecer sus requerimientos de electrificación, sin embargo un tramo de ésta línea no ha podido ser ejecutado debido a que la población se opone al paso de la línea de transmisión por la ciudad de Loja. Para solucionar esta situación se plantean tres alternativas: la primera es diseñar ese tramo mediante una línea convencional que sigue una ruta diferente a la prevista, la segunda es realizar una línea de transmisión subterránea y la tercera es seguir la ruta que atraviesa la ciudad pero con una línea de transmisión compacta.

El diseño de la primera opción comprende una ruta que va por la zona nororiental de Loja con una longitud de 10 km, la ruta se puede observar en el Anexo 4.1. Este tramo ya ha sido diseñado y tiene un costo de 858.833,43 USD.

Actualmente se esta construyendo la línea con cable aislado debido a que ésta es la alternativa que menos conflictos ha causado con los habitantes. El costo de

inversión de este proyecto es bastante elevado sin embargo se justifica porque ésta es la opción que mejor se adapta en este tipo de situación.

La tercera alternativa es la que se abordará en este proyecto para lo cual se desarrollará un estudio mecánico, eléctrico y económico. En este capítulo se analizará el diseño mecánico de la línea de transmisión compacta, dejando los otros aspectos para un análisis posterior en los capítulos siguientes.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA LOJA-CUMBARATZA

4.2.1 CARACTERÍSTICAS

La línea de transmisión Loja-Cumbaratza operará a un nivel de voltaje de 138 kV, partirá desde la subestación Loja y llegará a la subestación Cumbaratza, atravesando terrenos poblados a la salida de Loja y terrenos con vegetación tipo selvático hasta llegar a Cumbaratza. La longitud total de la línea es de 54,10 km y tendrá una capacidad de transmisión de 53,79 MW que serán transmitidos a través de un solo circuito, los datos de la demanda se resumen en el Anexo 4.2.

4.2.2 DATOS TÉCNICOS DE LOS CONDUCTORES

El conductor utilizado en la línea de transmisión es el PARTRIDGE tipo ACSR con las siguientes características tomadas del catálogo de conductores de la empresa SURAL.

Tabla 4.1: *Características del conductor*

DATOS TÉCNICOS DEL CONDUCTOR	
Calibre	266,8 kcmil
Sección	157,16 mm^2
Diámetro exterior	16,28 mm
Peso unitario	0,546 kg/m
Tensión de ruptura	5122 kg
Módulo de elasticidad	7700 kg/mm^2
Coeficiente de dilatación	20x10-6 1/°C

El conductor para el cable de guardia es de acero galvanizado de alta resistencia con los siguientes datos técnicos tomados de las normas del Ex – INECEL.

Tabla 4.2: *Características del hilo de guardia*

DESCRIPCIÓN	DATOS
Diámetro nominal	9,525 mm
Área total efectiva	51,14 mm^2
Diámetro exterior efectivo	9,15 mm
Peso unitario	0,407 kg/m
Tensión de ruptura	4900 kg
Módulo de elasticidad final	17500 kg/mm^2
Coeficiente de dilatación lineal	$12*10^{-6}/°C$
Resistencia	3,75 Ω/km

4.3 CONDICIONES CLIMÁTICAS

Las condiciones climatológicas a las que se encuentran expuestas las Líneas de Transmisión son las variaciones de la temperatura y la acción del viento, estos

parámetros producen esfuerzos externos importantes sobre las líneas, por lo que los datos del clima deben ser lo más reales posibles.

El tramo en conflicto está situado en el área de clima templado andino a una altura de 2135 m.s.n.m, con una temperatura ambiente promedio de 20 ° C.

En el diseño mecánico de la línea compacta se considerarán las siguientes condiciones climatológicas especificadas en las normas de las líneas de transmisión de 138 kV.

Tabla 4.3: *Condiciones climáticas*

CONDICIÓN 1	CONDICIÓN 2	CONDICIÓN 3	CONDICIÓN 4	CONDICIÓN 5
Temperatura máxima de 45°C, sin viento	Temperatura mínima de -5°C, sin viento	Temperatura media anual de 12°C, sin viento	Presión máxima del viento (velocidad máxima del viento 90 km/h) a 5°C	Condición de emergencia, temperatura de 80°C, sin viento

4.4 DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COMPACTA

El tramo de la línea de transmisión Loja-Cumbaratza que se diseñará como línea compacta tiene una longitud de 3 km y su trayectoria tal como se indica en el Anexo 4.1 atraviesa la ciudad de Loja convirtiéndose de esta forma en un problema para la adquisición del derecho de vía.

La compactación de líneas ofrece una solución a esta problemática pues por lo descrito en los capítulos anteriores, esta tecnología se acopla perfectamente en este tipo de situaciones. Al ser las líneas de transmisión compactas una técnica que esta recientemente en estudio en el país no se dispone de normas como para las líneas tradicionales, motivo por el cual se precisa realizar algunos cálculos

adicionales que permitirán elaborar los cimientos para incorporar al sistema de transmisión este tipo de tecnología.

Para este caso, el conductor que se utilizará para los cálculos mecánicos será el mismo que se empleó en la parte ya construida de la línea de transmisión Loja-Cumbaratza, esto permitirá comparar la línea compacta y tradicional, los detalles técnicos del conductor PARTRIDGE tipo ACSR que utilizaremos en el diseño compacto son los descritos en la tabla 4.1, con estos datos se efectuará el cálculo mecánico del conductor a partir del cual se realizará el análisis del vano económico de la línea compacta.

4.4.1 CÁLCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES

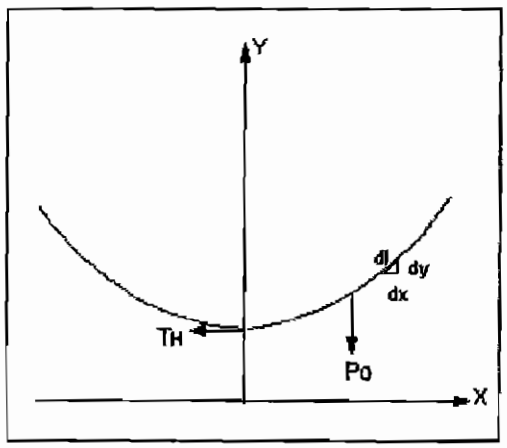
El diseño mecánico de las Líneas de Transmisión Compactas requiere de un análisis más riguroso que las Líneas de Transmisión convencionales, puesto que se aumenta el peligro de contacto entre las diferentes fases por la reducción de la distancia entre ellas y por el efecto de viento que induce movimientos en el conductor.

4.4.1.1 Cálculo de tensiones

Un conductor, suspendido entre dos puntos fijos, sometido bajo la acción de su propio peso y eventuales sobrecargas repartidas, describe la forma de una Catenaria.

Figura 4.1:

Conductor suspendido entre dos puntos fijos



$$f = a\left[\cosh\left(\frac{V}{2a}\right) - 1\right] \tag{4.1}$$

$$L = 2\,asenh\left(\frac{V}{2a}\right) \tag{4.2}$$

$$a = \frac{T_H}{P_o} \tag{4.3}$$

Donde:

f : flecha del conductor (m)

V : distancia entre apoyos que están a la misma altura (m)

L : longitud del conductor correspondiente al vano (m)

a : parámetro de la catenaria (m)

T_H : tensión horizontal (kg)

P_o : peso del conductor por unidad de longitud (kg/m)

Si el conductor esta suficientemente estirado la flecha será pequeña y se puede aceptar que la forma de la ecuación que describe es una parábola. La flecha es la distancia vertical de los apoyos al punto inferior del conductor.

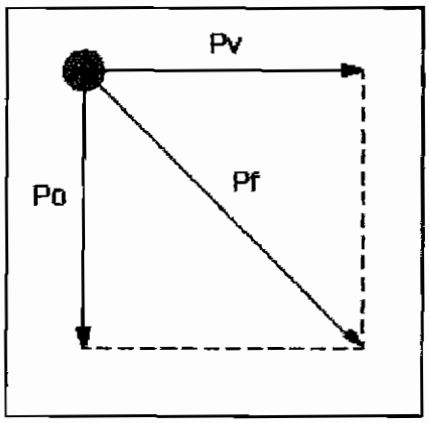
$$f = \frac{V^2 P_o}{8T_H} \tag{4.4}$$

4.4.1.1.1 Sobrecarga por viento

El viento es un factor muy importante a la hora de determinar las diferentes tensiones mecánicas, sus efectos se pueden evaluar de la siguiente manera:

Figura 4.2:

Sobrecarga por viento



$$P_v = kc\frac{v^2}{16} \tag{4.5}$$

$$P_f = \sqrt{P_o^2 + P_v^2} \tag{4.6}$$

Donde :

P_v: presión del viento sobre el conductor (kg/m^2)

v : velocidad del viento (km/h)

c : coeficiente de presión dinámica (c = 1,1)

k = 2 para estructuras y aisladores y **1** para conductores

4.4.1.1.2 Efecto de la temperatura

Dependiendo de la temperatura a la que se encuentre el conductor, este se dilata o se contrae afectando su longitud y por consiguiente la tensión en el mismo. La variación de longitud es directamente proporcional a su coeficiente de dilatación y la tensión en el conductor es inversamente proporcional a la flecha por tanto también varia. El efecto de la temperatura se aprecia en la siguiente ecuación:

$$L_2 - L_1 = \alpha L(t_2 - t_1) + L\frac{(T_f - T_o)}{ES} \tag{4.7}$$

Donde:

L : longitud del conductor correspondiente al vano en (m)

α : coeficiente de dilatación del conductor (1/°C)

t_1,t_2 : temperaturas iniciales y finales (°C)

T_o,T_f: tensiones mecánicas inicial y final (kg)

E: módulo de elasticidad del conductor (kg/mm^2)

S: área de la sección transversal del conductor (mm^2)

4.4.1.1.3 Ecuación de cambio de estado

Aplicando la ecuación de cambio de estado se obtiene el efecto conjunto del viento y de la temperatura sobre el conductor, estos parámetros determinan cambios en la tensión mecánica.

La ecuación de cambio de estado se resuelve por iteraciones sucesivas partiendo de una situación inicial.

$$T_f^{\,3} + T_f^{\,2}\left(AE\alpha(t_2 - t_1) - T_o + \frac{V^2 P_o^{\,2} AE}{24 T_o^{\,2}} \right) - \frac{V^2 P_f^{\,2} AE}{24} = 0 \qquad \textbf{(4.8)}$$

Donde:

T_f : tensión mecánica final (kg)

T_o : tensión mecánica de templado (kg)

A : área de la sección transversal del conductor (mm^2)

E: módulo de elasticidad de conductores (kg/mm^2)

α : coeficiente de dilatación del conductor (1/°C)

t_2 : temperatura final (°C)

t_1 : temperatura inicial (°C)

V : vano (m)

P_o : peso del conductor por unidad de longitud (kg/m)

P_f : peso final del conductor por unidad de longitud (kg/m)

4.4.1.1.4 Hipótesis de cálculo

Durante la vida útil, un conductor estará expuesto a diferentes condiciones atmosféricas, las mismas que producen cambios en las tensiones mecánicas provocando peligro en la integridad mecánica del conductor o disminución de las distancias por debajo de los niveles de seguridad permisibles por lo cual la ecuación de cambio de estado se evaluará bajo las siguientes hipótesis:

Hipótesis de trabajo diario o EDS (Every Day Stress)
Hipótesis de fluencia (vida útil)
Hipótesis de máxima carga
Hipótesis flecha mínima
Hipótesis de flecha máxima

Trabajo diario (eds)

Es la condición de más probabilidad de ocurrencia durante la vida de la línea (temperatura promedio anual y sin viento). La tensión bajo estas condiciones atmosféricas no se calcula, es un parámetro que define el diseñador, dejando un factor de seguridad, de acuerdo a la tensión de ruptura del conductor.

$$FS = \frac{T_R}{T_o} \qquad \textbf{(4.9)}$$

Donde:

FS : factor de seguridad

T_R: tensión de ruptura

T_o : tensión del conductor

La tensión del conductor de acuerdo con las normas es del 20 al 22% de la tensión de ruptura con lo cual tenemos un factor de seguridad alto, internacionalmente $T_o \leq T_R$. (T_R es la tensión de rotura garantizada por el fabricante).

La tensión de trabajo diario determinada según el anterior criterio, sirve para calcular las tablas de tensionado del conductor así como las tensiones bajo otras condiciones.

Hipótesis de fluencia

La hipótesis de fluencia o efecto creep evalúa si con la tensión mecánica que se montó la línea, el conductor es capaz de alcanzar el tiempo de vida útil mínimo esperado (30 años) sin que se produzcan alargamientos considerables o se alcance el punto de deformación plástica del material.

Estos alargamientos se determinan a partir de la ecuación de cambio de estado, simulando una disminución de la temperatura, lo cual aumenta la tensión mecánica y produce el alargamiento. Para garantizar la vida útil $T_f < 33\% T_R$.

Flecha mínima

Esta condición ocurre cuando la temperatura ambiente es mínima y no hay viento incidente sobre el conductor. Estos datos son útiles al momento de seleccionar la tensión del hilo de guarda a fin de calcular si el apantallamiento será efectivo hasta en las condiciones más críticas. Bajo esta condición debe garantizar que Tf<33%TR.

Hipótesis de máxima carga

Durante la condición de máxima carga el conductor esta expuesto a las mayores cargas mecánicas, es decir, el peso del conductor se ve afectado por el efecto del viento, considerando también la temperatura mínima.

Bajo esta condición se debe garantizar que: $T_f < 50\%\ T_R$.

Flecha máxima

Cuando la flecha es máxima la tensión mecánica a la cual se somete el conductor es mínima, sin embargo hay que considerar que la distancia al terreno también es mínima. Las tensiones mecánicas bajo esta condición son útiles para seleccionar adecuadamente las características de las torres como son la altura y ubicación en el terreno además de mantener las distancias de seguridad normalizadas. Bajo esta condición T_f no tiene límite.

El cálculo de tensiones para las diferentes hipótesis y vanos se puede apreciar en el Anexo 4.3.

4.4.2 CÁLCULO MECÁNICO DEL CABLE DE GUARDIA

El cable de guardia es diferente al cable de los conductores por lo tanto reacciona de diferente forma durante los cambios de las condiciones atmosféricas.

4.4.2.1 Cálculo de tensiones

La tensión mecánica adecuada que permitirá mantener un apantallamiento efectivo, se evalúa bajo las siguientes condiciones:

Condición de flecha mínima
Condición de máxima carga

Para determinar la tensión del cable de guardia se evalúan las condiciones de flecha mínima y máxima carga luego se escoge la tensión mayor de las dos condiciones, la tensión de tendido se calcula con la condición de trabajo diario y con la ecuación de cambio de estado, los valores de estas tensiones se especifican en el Anexo 4.4.

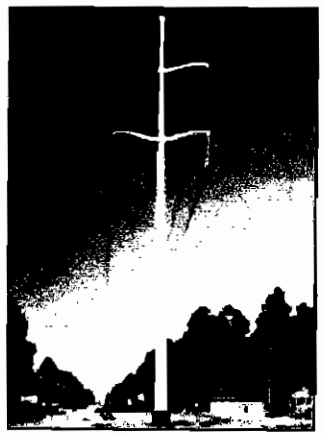
El valor de la flecha del cable de guarda deberá ser menor que 90% de la flecha de los conductores en su condición inicial.

4.4.3 SISTEMAS DE AISLAMIENTO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COMPACTAS DE 138 kV

Los sistemas de aislamiento más comunes para líneas de transmisión compactas de alto voltaje son: brazos davit, Line post en disposición horizontal y horizontal V razón por la cual analizaremos estas tres opciones y luego elegiremos la más conveniente técnica y económicamente.[21]

Figura 4.3:

Brazos davit con aisladores de suspensión estándar



[21] LAPP INSULATER COMPANY, Compact Transmission Line Designs for new Construction and Upgrade, Catálogo.

Figura 4.4:

Torre con aisladores tipo Line post

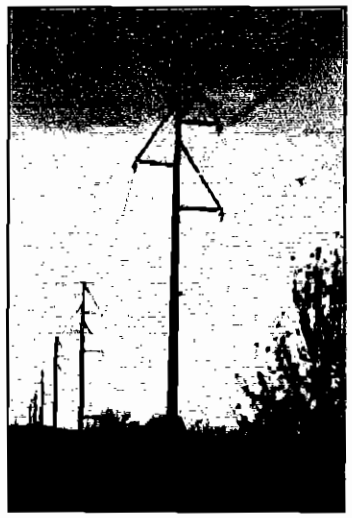


Figura 4.5:

Torre con aisladores en disposición V horizontal

4.4.3.1 Distancias de seguridad

Para mantener los potenciales eléctricos y la seguridad de las instalaciones y cualquier ser vivo se debe considerar las siguientes distancias:

4.4.3.1.1 Distancia del conductor inferior al suelo

$$D_v = D_s + f_{VE} \tag{4.10}$$

Donde:

D_s: distancia de seguridad del conductor inferior al suelo, m

f_{VE}: flecha del vano económico, m

Para líneas de 138 kV, la separación mínima al suelo está especificada en las normas eléctricas del Ex-Inecel, que se resumen en el siguiente cuadro:

Tabla 4.4: *Distancias de seguridad*

Tipo de terreno	Zona 1		Zona 2	
	Condición 1	Condición 2	Condición 1	Condición 2
Normal	6,8 m	5,5 m	6,8 m	5,5 m
Transitado y (1)	7,8 m	6,5 m	8,3 m	7,0 m
(2)	9,0 m	7,7 m	9,5 m	8,2 m
Ferrocarriles	9,0 m	7,7 m	9,5 m	8,2 m

(1) Caminos de segunda importancia

(2) Caminos de primera importancia

La zona 1 comprende territorios localizados entre 0 y 1000 metros sobre el nivel del mar y la zona 2 entre 1000 y 3500 metros sobre el nivel del mar (Ref 17).

Para el caso en estudio la distancia mínima del conductor al suelo es de 8,3 m, que corresponde a una línea que recorre terrenos transitados y de segunda importancia.

4.4.3.1.2 Distancia entre conductores

Las oscilaciones de los conductores bajo la acción del viento deben guardar restricciones límites para reducir el riesgo de acercamiento entre ellos. Esta distancia se determina con la siguiente ecuación:

$$D_{CC} = k\sqrt{f + Lc} + \frac{kV}{150\delta} \qquad \textbf{(4.11)}$$

Donde:

D_{CC}: distancia mínima entre conductores, m

k: factor que depende del ángulo de oscilación del conductor con el viento.

0,55 para separación vertical con ángulos menores de 45°

0,75 para separación vertical para ángulos mayores

0,65 para separación horizontal

f : flecha del vano máximo adyacente, m

kV: voltaje entre fases. kV

L_c : longitud de la cadena de aisladores en suspensión, m

δ : densidad relativa del aire

En líneas de 138 kV compactas la distancia mínima sugerida entre conductores es de 3 pies (0,92 m) . (Ref 30)

Esta distancia se obtiene sin considerar el efecto de la densidad del aire, la longitud de la cadena de aisladores y la flecha del conductor:

$$D_{CC} = \frac{kV}{150}$$

$$D_{CC} = \frac{138}{150} = 0{,}92\,m$$

En el caso de este proyecto se debe considerar las condiciones atmosféricas con lo que la distancia mínima entre conductores es:

$$D_{CC} = \frac{kV}{150\delta}$$

$$D_{CC} = \frac{138}{150 \times 0{,}7777} = 1{,}1830\,m$$

Además de la consideración anterior también se toma en cuenta el peso del conductor con lo que la distancia final entre conductores queda determinada con la siguiente ecuación:

$$D_{CC} = 0{,}55\sqrt{f} + \frac{kV}{150\delta} \qquad \textbf{(4.12)}$$

4.4.3.1.3 Distancias de los conductores a sus apoyos[22]

La distancia mínima entre los conductores y sus apoyos no debe ser inferior al valor evaluado con la siguiente expresión:

$$D_{CT} = 0{,}1 + \frac{kV}{150} \qquad \textbf{(4.13)}$$

Donde:

kV: voltaje línea-línea, kV

$$D_{CT} = 0{,}1 + \frac{138}{150} = 1{,}02\ m$$

Este valor es una referencia de mínima distancia del conductor a la torre.

4.4.3.1.4 Distancias del cable de guardia al conductor más alto

La distancia del cable de guardia al conductor más alto depende del ángulo de apantallamiento que para la zona 2 es de 22°.

$$D_{HG} = \frac{D_{CT}}{tg\beta} \qquad \textbf{(4.14)}$$

[22] CHECA LUIS MARÍA, "Líneas de Transporte de Energía Eléctrica", MARCOMBO, México, 1988, pág 541.

Donde:

D_{CT}: distancia del conductor al centro de sus apoyos, m

β: ángulo de apantallamiento

Para determinar las distancias de seguridad para cada alternativa de aislamiento se partirá del número de aisladores que comúnmente se usa para líneas de transmisión de 138 kV, que para este caso es de 12 aisladores estándar de 254x146 mm.[23]

Alternativa con Line post

Distancia entre conductores

La distancia se calcula con la ecuación 4.12.

Distancia eléctrica del conductor a la estructura

La distancia normal del conductor a la torre se considera igual a la longitud total de la cadena de aisladores de líneas tradicionales:

$$D_{LP} = Na \times La + Lh \qquad \textbf{(4.15)}$$

Donde:

Na: número de aisladores estándar

La: altura del aislador (dato del fabricante), m

Lh: longitud de los accesorios (dado por el proveedor), 30 cm

[23] ENRIQUEZ Harper Gilberto, " Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica", Vol. 1, 1980.

$$D_{LP} = 12 \times 0{,}146 + 0{,}3 = 2{,}052m$$

Esta distancia se toma como referencia para el diseño mecánico sin embargo la verdadera distancia depende del Line post seleccionado de acuerdo a los diferentes esfuerzos eléctricos a los que esta sometida la línea.

Distancias del cable de guardia al conductor más alto

Este valor se determina con la ecuación 4.14 con un ángulo de apantallamiento de 22°.

$$D_{HG} = \frac{2{,}052}{tg\ 22} = 5{,}0789\ m$$

Alternativa con brazos davit

Distancia entre conductores

Este valor se calcula con la ecuación 4.11.

Distancia eléctrica del conductor a la estructura

La distancia del conductor a la estructura para este caso es igual a la longitud de la cadena de aisladores más la distancia debido a la oscilación de la cadena por efecto del viento esto es:

$$D_{BD} = X + D_{LP}$$

$$X = D_{LP} \times sen\theta$$

Donde:

X: distancia adicional debido al ángulo de oscilación de la cadena, m

θ: ángulo de oscilación de la cadena, 15°

$$D_{BD} = 2{,}052 + 0{,}5311 = 2{,}5831\,m$$

Distancias del cable de guardia al conductor más alto

$$D_{HG} = \frac{2{,}5831}{tg\ 22} - 2{,}052 = 4{,}3414\ \ m$$

Alternativa con Horizontal V

Distancia entre conductores

Esta distancia se calcula mediante la ecuación 4.12.

Distancia eléctrica del conductor a la estructura

Se considera la misma distancia de la alternativa con brazos davit.

Distancias del cable de guardia al conductor más alto

$$D_{HG} = \frac{2{,}5831}{tg\ 22} = 6{,}3934\ \ m$$

Los valores de distancias entre conductores para diferentes vanos, cable de guardia y distancia al suelo se observa en el Anexo 4.6.

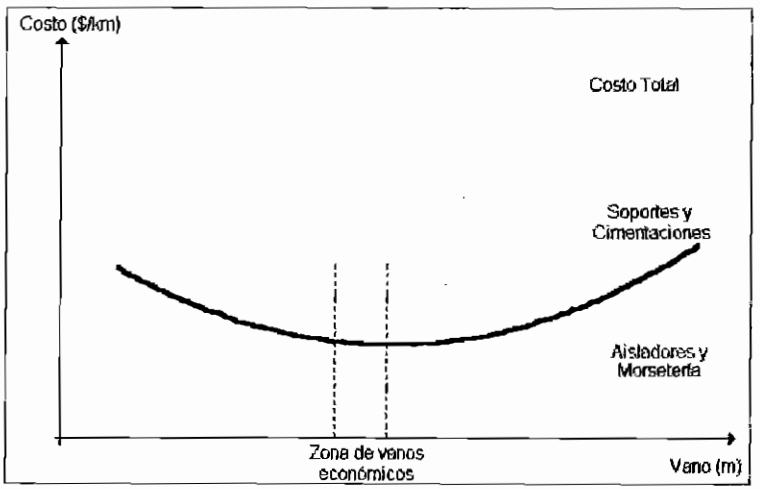
4.4.4 VANO ECONÓMICO

La longitud del vano de diseño básicamente se determina a través del equilibrio económico entre la altura de las torres y las distancias de separación entre ellas. Así, si el vano se incrementa, la cantidad de torres disminuye, pero aumenta su

robustez y altura, lo que finalmente involucra un mayor costo. Otro factor que se considera en este análisis es el número de aisladores con los respectivos accesorios, que de igual forma varía con la longitud del vano. La representación gráfica de lo expuesto es:

Figura 4.6:

Vano económico



De la figura 4.6 se tiene que el vano económico nunca es un mínimo notable, es una curva aplanada en su tramo horizontal, lo que genera una zona de vanos económicos.[24]

4.4.4.1 Cálculo de la altura de la torre

La altura de la torre depende de la separación mínima del conductor inferior al suelo, de la flecha máxima y de la distancia vertical entre conductores.

La flecha máxima se determina para la condición de transmisión de potencia nominal máxima, que para la zona 2 se presenta a una temperatura de 45 °C sin viento. En el Anexo 4.5 se calcula las alturas de torres para diferentes vanos y alternativa de torres.

[24] VANO ECONÓMICO, http: // www.ing.unlp.edu. ar/sispot/libros/le-soi/soi9/soi9.htm.

En lo referente a la distancia vertical entre conductores, se evalúa con la ecuación 4.11.

4.4.4.2 Cálculo mecánico de las estructuras

Las estructuras que se utilizan en la mayoría de proyectos de líneas de transmisión son:

Estructuras de suspensión
Estructuras de retención (parcial o total)
Estructuras para ángulos
Estructuras de transposición

El cálculo mecánico de las estructuras se determinará de acuerdo a las condiciones a las que se encuentran expuestas, esto es, a la presión del viento, a las cargas mecánicas y al efecto del ángulo de la línea.

Las cargas mecánicas que soportan las estructuras son las cargas verticales, transversales y longitudinales. Para el diseño de la estructura se tomará como referencias las siguientes cargas mecánicas[25]:

Tabla 4.5: *Cargas mecánicas*

VOLTAJE kV	CARGA MÁXIMA (lb)		
	Vertical	Longitudinal	Transversal
138	11280	1730	7500
	11280	1550	7500

Las estructuras tubulares de acero que cumplen con estos requisitos son las del tipo GALV-CLH de la compañía VALMONT STRUCTURES especificadas en el Anexo 4.6.

[25] OHIO BRASS, Hi*Lite XL Transmission Insulators, página 28, Mayo 2004.

4.4.4.3 Cálculo del volumen de la cimentación

Las fundaciones para los soportes que comúnmente se utilizan en áreas de suelo húmedo son de concreto y son construidas en forma circular con un radio de 5/3 del diámetro del poste, en lugares donde se requiere cruzar calles, cambiar de dirección, es decir, para postes de retención las fundaciones normalmente tienen un radio de más del doble del diámetro del poste. La base generalmente se entierra a una profundidad de más de 10% de la altura de la torre bajo la superficie de la tierra, sin embargo el diámetro y profundidad de la fundación dependerá de las condiciones del suelo y de las cargas transmitidas a la fundación.

En los gráficos siguientes se puede observar como son instalados los postes con las respectivas fundaciones.

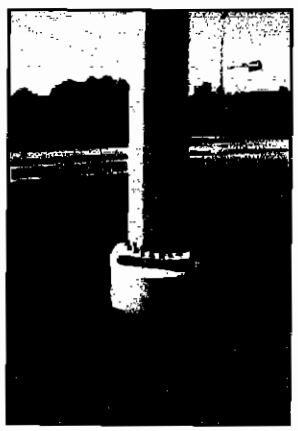


Figura 4.7:

Torre instalada

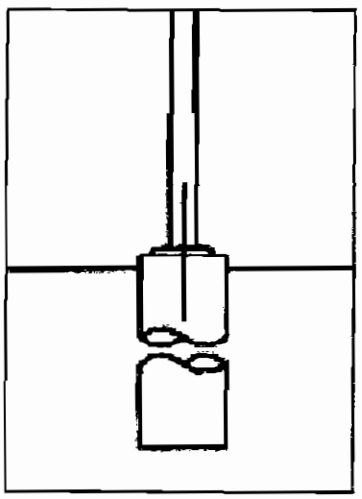


Figura 4.8:

Ubicación de la fundación bajo el suelo

Los datos para determinar el diámetro de la estructura GALV-CLH son:

- Diámetro superior de 229,108 mm
- Incremento del diámetro por cada metro de 10,5 mm/m

El cálculo del volumen de la fundación se especifica en la siguiente tabla:

Tabla 4.6: *Volumen de la fundación*

ALTURA	DIAMETRO	VOLUMEN
m	mm	m^3
12,19	357,103	0,3391
13,72	373,168	0,4168
15,24	389,128	0,5035
16,76	405,088	0,6000
18,29	421,153	0,7078
19,81	437,113	0,8258
21,34	453,178	0,9561
22,96	469,138	1,0977
24,38	485,098	1,2516
25,91	501,163	1,4198
27,43	517,123	1,6002
28,96	533,188	1,7962
30,48	549,148	2,0053
32,0	565,108	2,2295
33,53	581,173	2,4708
35,05	597,133	2,7166
36,58	613,198	3,0008

El cálculo del vano económico se realizará con el tipo de estructuras descritas en el anexo 4.7 y para cada alternativa de torres propuestas.

Los detalles de la evaluación económica se resumen en el Anexo 4.8 y a la vez estos valores generan las siguientes gráficas:

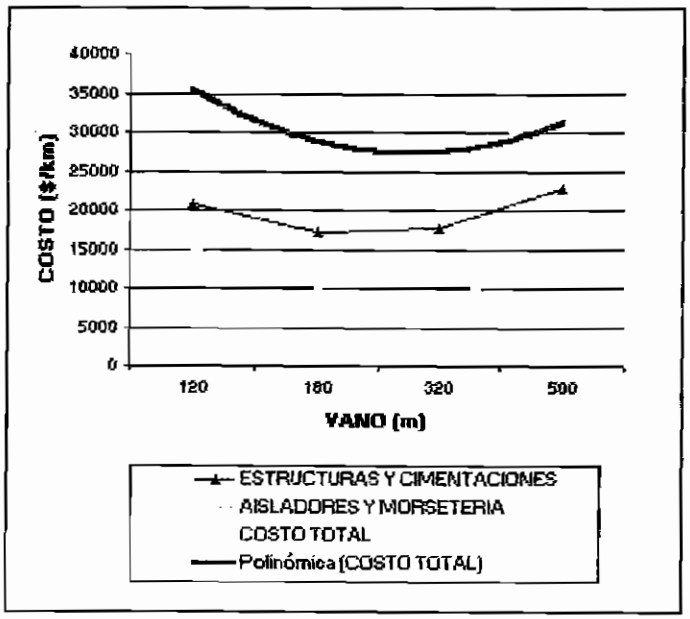


Figura 4.9:

Vano económico para la alternativa con Horizontal Line post

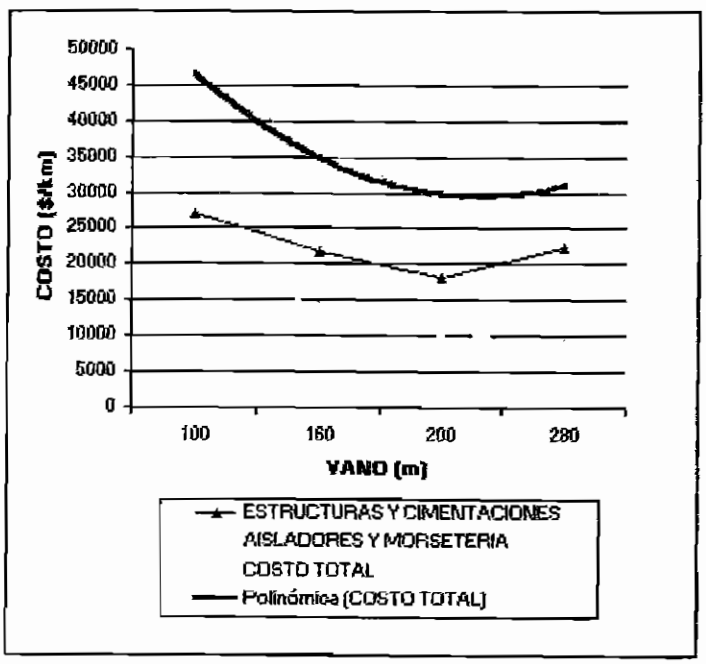


Figura 4.10

Vano económico para la alternativa con brazos davit

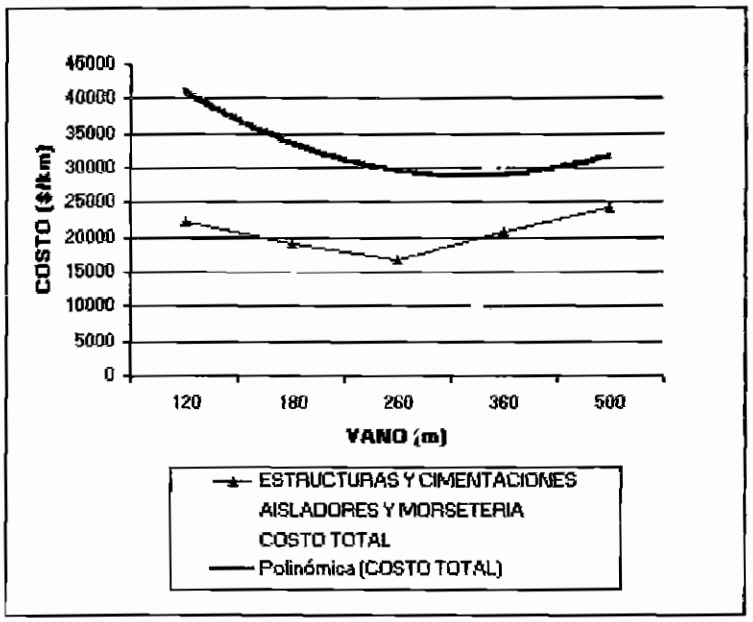


Figura 4.11

Vano económico para la alternativa con horizonal V

Mediante estas gráficas se puede apreciar de manera mas clara la variación del costo de los diferentes elementos de la línea compacta mientras se va incrementando el vano.

Analizando las figuras y los costos de cada alternativa se obtiene que el vano económico es de 180 m que corresponde a la alternativa horizontal line post con un costo de: 27749,0639 $/km. Con este vano se realizará el diseño eléctrico en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 5

CAPÍTULO 5

DISEÑO ELÉCRICO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COMPACTA

Para el diseño eléctrico se tomará como base las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional C.E.I y las normas eléctricas de las líneas de transmisión aéreas de 138 kV del Ex – INECEL. En este capítulo se incluye también el cálculo de los campos electromagnéticos generados por las líneas compacta y tradicional. El desarrollo de este capítulo permitirá demostrar las ventajas y posibles desventajas técnicas que las construcciones compactas tienen sobre las tradicionales.

5.1 INTRODUCCIÓN

Convencionalmente el diseño de la línea de transmisión se enfoca en los siguientes aspectos:

Diseño del aislamiento
Cálculo eléctrico

Sin embargo, en el diseño de una línea compacta se incluye el estudio de los campos eléctricos y magnéticos a nivel del suelo, porque en un inicio las líneas compactas se concibieron como una solución a los posibles efectos dañinos de estos campos sobre la salud.

Para realizar los cálculos, el tramo de la línea de transmisión Loja - Cumbaratza será considerado como una línea de longitud media debido al aumento de la capacitancia en paralelo causado por el acercamiento entre las fases.

5.2 DISEÑO DEL AISLAMIENTO

El diseño de la aislación de una línea compacta resulta especialmente importante porque las distancias reducidas entre fases no permiten generosos factores de seguridad como en las líneas diseñadas convencionalmente.

Las distancias entre conductores para líneas compactas se pueden reducir considerando los dos factores siguientes: (Ref. 7).

1. Una descarga de la aislación autoregenerable no es necesariamente un evento catastrófico.

2. Las solicitaciones eléctricas a los que se somete la aislación de la línea tienen una distribución estadística.

El primer argumento aprueba, como un criterio de diseño, un cierto rango de salidas de la línea y con el segundo se tienen los medios para predecir su probabilidad de ocurrencia.

En el análisis del aislamiento de la línea compacta se aplican técnicas estadísticas y probabilísticas al igual que en las líneas convencionales.

Se diseña el aislamiento de las líneas de tal manera que soporten cualquier sobrevoltaje interno pero no todo impulso externo, tomando en cuenta también las condiciones climáticas y de contaminación ambiental que caracterizan a la zona por donde transitará la línea.

En base a estas consideraciones se establecen las distancias dieléctricas que se fijan para:

La aislación en la estructura
La aislación en el vano

5.2.1 AISLACIÓN EN LA ESTRUCTURA

El aislamiento en la estructura se determina con el cálculo de:

Esfuerzos sobre el aislamiento
Longitud del line post
Distancia eléctrica entre conductores y la torre

5.2.1.1 Esfuerzos sobre el aislamiento[26]

Las áreas más importantes a considerarse para estudios de aislación son los diferentes esfuerzos eléctricos a los que se somete la línea:

a) Sobrevoltaje de origen atmosférico
b) Sobrevoltaje de frecuencia industrial
c) Sobrevoltaje de maniobra o conmutación
d) Contaminación atmosférica

La filosofía prevaleciente en la compactación de líneas aéreas es optimizar el diseño mecánico sin afectar el comportamiento dieléctrico de la línea, esto es, mantener los voltajes tolerables tradicionalmente usados en líneas aéreas convencionales. (Ref. 22)

[26] SANTILLÁN Jorge, "Seminario de Líneas de Transmisión", EPN.

a) Sobrevoltajes de origen atmosférico

Estos sobrevoltajes son originados por rayos que pueden incidir en cualquier punto del sistema de transmisión, bien sea en el conductor de tierra, en las estructuras, en las fases o simplemente cerca de la línea. El voltaje de ruptura debida a los impulsos de rayo aparece como un "valor exacto", esto es, que sobre un valor específico puede ocurrir la ruptura y debajo de éste no.

Para una línea compacta con la misma intensidad del impulso fase – tierra que un diseño convencional y altura de las estructuras también similares a las de líneas tradicionales existentes, el rango de salidas de la línea debido a descargas atmosféricas diferirá por: (Ref. 30)

Faja de servidumbre reducida: en las líneas compactas disminuye la razón de salida por impacto directo de descargas eléctricas atmosféricas ya que por la compactación se reduce el área de exposición de la línea.

Distancia reducida fase-fase: la probabilidad de descargas fase a fase que sigue a una falla de protección o a un flameo inverso, se incrementa con la reducción de la distancia interfase. Esto reduce la probabilidad de auto extinción del arco y se incrementa el rango de salidas. Aunque una correcta coordinación del aislamiento fase a tierra y fase a fase previene este tipo de descarga.

La coordinación del aislamiento fase a fase y fase a tierra, la reducción del área de exposición de la línea, los cambios inherentes en los factores de acoplamiento entre los conductores y la localización del cable de guardia, resultan en un equivalente o mejor comportamiento de la línea compacta frente a descargas atmosféricas. (Ref. 30)

Para determinar la tolerancia al sobrevoltaje de origen atmosférico se inicia calculando el voltaje máximo del sistema U_m:

$$U_m = k \times U \tag{5.1}$$

Donde:

U_m: voltaje máximo del sistema, kV

U: voltaje nominal , kV

k: variación de voltaje admisible en la línea de transmisión, ± 5 %

$$U_m = 1{,}05 \times 138\ kV = 145\ kV$$

El voltaje máximo U_m (145 kV) del sistema de acuerdo con la Comisión Electrotécnica Internacional está dentro del rango B, que comprende voltajes desde 52 kV hasta los menores 300 kV. Entonces de la tabla 5.1 los valores de voltaje de impulso tolerable nominal por rayos son: 450 kV, 550 kV y 650 kV.

Tabla 5.1: *Tabla de niveles de aislamiento normalizados*[27]

VOLTAJE MÁXIMO DEL EQUIPO Um (kV) ef	VOLTAJE DE IMPULSO TOLERABLE NOMINAL POR RAYOS (kV) pico	VOLTAJE A FRECUENCIA INDUSTRIAL TOLERABLE NOMINAL DE CORTA DURACIÓN (kV) ef.
52	250	95
72.5	325	140
123	450	185
145	550	230
170	650	275
245	750	325
	850	360
	950	395
	1050	460

[27] Ing. AYORA Paúl, "Folleto de diseño en alto voltaje", capítulo 3.

La selección de uno de estos valores depende de la cantidad de rayos y de la conexión a tierra, en este caso el sistema tendrá cable de guardia para apantallar los rayos y también conexión a tierra por lo que el voltaje de impulso tolerable nominal por rayos (VIT) que se tomará para el cálculo será de 550 kV que es similar al resto de la línea.

Una vez escogido el VIT se corrige por las condiciones del medio ambiente, como sigue:

$$V_S = VIT \times \frac{H}{\delta^n \, k_r} \qquad \textbf{(5.2)}$$

Donde:

V_S: sobrevoltaje por descargas atmosféricas corregido por las condiciones climáticas

δ: densidad relativa del aire

H: factor de corrección por humedad, práctica europea (Anexo 5.1)

K_r: coeficiente de corrección debido a la lluvia

La densidad relativa corregida se determina como sigue[28]:

$$\delta = 3{,}92 \times \frac{b}{273+t} \qquad \textbf{(5.3)}$$

La presión barométrica en función de la altitud sobre el nivel del mar, se define con la fórmula de Halley:

$$Log\ b = Log\ 76 - \frac{h}{18336{,}00} \qquad \textbf{(5.4)}$$

[28] CHECA Luis, "Líneas de Transporte de Energía", capítulo 0, página 17, Barcelona 1988.

Donde:

δ: densidad relativa del aire corregida

b: presión atmosférica, cm Hg

t: temperatura correspondiente a la altitud del punto que se considere, 20ºC

h: altura sobre el nivel del mar, 2135 m

El sobrevoltaje corregido por los efectos del medio ambiente es:

$$V_{Sf} = 550\ kV \times \frac{0{,}98}{0{,}7777 \times 0{,}95} = 729{,}55\ kV$$

Asumiendo que los sobrevoltajes de origen atmosférico siguen una distribución Gaussiana con valor medio CFO y desviación estándar n, y con un nivel de confiabilidad para un cierto número de n, se encuentra el voltaje crítico de flameo del aislador:

$$CFO = \frac{V_{Sf}}{\left[1 - \left(\frac{\sigma}{\mu}\right) \times n\right]} \qquad \textbf{(5.5)}$$

Donde:

V_{Sf}: sobrevoltaje por descargas atmosféricas corregido por las condiciones atmosféricas, kV

σ/μ: depende de la forma de onda de impulso y de la solicitación. Según la C.E.I. su valor en el caso de sobrevoltajes por rayos es de 0,02

n: número de desviaciones estándar que representa el nivel de seguridad requerido.

El número de desviaciones se obtiene de la siguiente tabla:

Tabla 5.2: *Valor de n como función de la probabilidad de resistir los esfuerzos eléctricos según sea el número de torres.*

	Número de Estructuras					
Probabilidad	**1**	**10**	**50**	**100**	**200**	**500**
0,844	1	2,8	2,6	2,9	3,1	3,4
0,977	2	2,8	3,3	3,5	3,7	4,1
0,998	3	3,7	4	4,2	4,4	4,6

De acuerdo con el capítulo cuatro la longitud del vano de diseño es 180 m, con este valor y la longitud del tramo de la línea (3 km) se tiene que el número de torres es:

$$número\ de\ torres = \frac{3000\ m}{180m} = 17$$

Con el número de torres calculado y una probabilidad de 0,977 de resistir el sobrevoltaje (sin efecto del viento en conductores), el valor de n es 2,8879 y el valor del sobrevoltaje correspondiente es:

$$CFO = \frac{729{,}55\ kV}{[1-(0{,}02)\times 2{,}8879]} = 774{,}27\ kV$$

b) Sobrevoltajes de frecuencia industrial

Los sobrevoltajes de frecuencia industrial dependen de las condiciones del sistema, son de relativamente corta duración, ocasionan un esfuerzo permanente sobre el aislamiento y ocurren durante operaciones ordinarias en el sistema, por ejemplo la puesta en servicio o fuera de servicio de una carga.

El sobrevoltaje a tierra de 60 Hz más importante se presenta en las fases sanas cuando la tercera se pone a tierra. Este sobrevoltaje es tomado como criterio para el diseño del aislamiento.

Un sistema "efectivamente puesto a tierra" bajo condiciones de falla, tiene un voltaje fase (sana)-tierra menor que el 80% del voltaje línea-línea (sin falla), es decir, se caracteriza por un factor que no excede 1,4 veces el voltaje línea-neutro.

El sobrevoltaje de frecuencia industrial se determina de la norma IEC 71, partiendo del voltaje máximo del sistema y del voltaje de impulso tolerable nominal por rayos (550 kV), de acuerdo con estos valores el valor de voltaje a frecuencia industrial tolerable nominal (VFIT) de corta duración es 230 kV como se observa en la tabla 5.1.

El sobrevoltaje a frecuencia industrial VFIT se corrige por las condiciones del ambiente con la ecuación 5.2:

$$V_{S60} = 230\ kV \times \frac{0{,}98}{0{,}7777 \times 0{,}95} = 305{,}08\ kV$$

El valor de CFO para frecuencia industrial es:

$$CFO = \frac{V_{S60}}{\left[1 - \left(\frac{\sigma}{\mu}\right) \times n\right]} \qquad \textbf{(5.6)}$$

Donde:

V_{S60}: sobrevoltaje de frecuencia industrial corregido por las condiciones atmosféricas, kV

σ/μ: depende de la forma de onda de impulso y de la solicitación. Según la C.E.I. su valor en el caso frecuencia industriales de 0,06

n: número de desviaciones estándar que representa el nivel de seguridad requerido.

$$CFO = \frac{305{,}08\ kV}{[1-(0{,}06)\times 2{,}8879]} = 369{,}02\ kV$$

c) Sobrevoltajes de maniobra

Los sobrevoltajes de maniobra son fenómenos transitorios que acompañan a los bruscos cambios de estado de una red por operaciones de maniobra o por una condición de falla, por ejemplo, la conexión o desconexión de interruptores de alta velocidad, descargas a tierra, energización de una línea en circuito abierto y re-energización de la línea con cargas atrapadas en una interrupción previa.

En el caso de maniobra de interruptores el voltaje de ruptura no ocurre en un valor específico ya que aparece como un comportamiento al azar. Entonces en la evaluación de las sobretensiones de maniobra se utilizan métodos probabilísticos y semideterminísticos.

El valor del sobrevoltaje de accionamiento es:

$$V_{SW} = k_t \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m \qquad \textbf{(5.7)}$$

Donde:

V_{SW}: sobrevoltaje de maniobra fase-tierra, kV

U_m: voltaje máximo del sistema, kV

kt: valor del trasiente es 2,5 a 3 el valor máximo del voltaje de cresta fase-tierra[29].

[29] Ing. CRUZ Rafael, "Determinación y Selección de la aislamiento de Líneas de Transmisión de Alto Voltaje, página 9, Santiago de Chile 1973.

$$V_{SW} = 2{,}5 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 145\ kV = 295{,}98\ kV$$

El sobrevoltaje de maniobra corregido por la influencia del ambiente es:

$$V_{SSW} = 295{,}98\ kV \times \frac{0{,}98}{0{,}7777 \times 0{,}95} = 392{,}60\ kV$$

Luego, se define el CFO como función de la probabilidad de resistir los esfuerzos eléctricos según sea el número de torres en paralelo.

$$CFO = \frac{V_{SSW}}{\left[1 - \left(\frac{\sigma}{\mu}\right) \times n\right]} \qquad \textbf{(5.8)}$$

Donde:

σ/μ: el valor en el caso de maniobra de interruptores es de 0,05[30]

$$CFO = \frac{392{,}60\ kV}{[1 - (0{,}05) \times 2{,}8879]} = 458{,}01\ kV$$

d) Contaminación atmosférica

Los aisladores en su uso normal están expuestos a diferentes grados de contaminación que disminuyen su aislamiento produciendo flameo y en casos extremos dando lugar a interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

El diseño del aislamiento por efectos de la contaminación para las líneas compactas no difiere del diseño tradicional. Los campos eléctricos más altos, producto de la compactación, que se localizan en los aisladores pueden causar ligeras variaciones en su comportamiento. Sin embargo, un nivel de aislación

[30] Ing. CRUZ Rafael, "Determinación y Selección de la aislamiento de Líneas de Transmisión de Alto Voltaje, página 9, Santiago de Chile 1973.

satisfactorio en una línea convencional debería ser directamente transferible a una línea compacta.

Una guía aproximada para el diseño del aislamiento en condiciones definidas de contaminación es la distancia de fuga por kV r.m.s. del voltaje de operación línea-línea.

La siguiente tabla resume los valores recomendados para las dos clases de contaminación identificadas en las zonas 1 y 2 del Ecuador.

Tabla 5.3: *Valores normalizados de distancia de fuga*

Zonas		**Clase de contaminación**	**Distancia de fuga, (mm/kV)**
1	Subzona A	C	33,3
	Subzona B	Entre B y C	29,8
2		B	26,4

Las características que se destacan en las diferentes categorías de contaminación son:

Contaminación clase B: Ligera contaminación, áreas industriales, niebla frecuente y lluvia intensa.

Contaminación clase C: Contaminación moderada, lluvia marina ligera, irrigación con plaguicidas. Fertilizantes y combinaciones entre estas con niebla y lluvia ligera.

Según la descripción en la tabla, la línea ubicada en la zona 2, está sometida a una contaminación clase B.

El sobrevoltaje que deben soportar los aisladores es entonces:

$$V_c = \frac{U_m}{\sqrt{3}} \tag{5.9}$$

Donde:

V_c: voltaje fase-tierra, kV

U_m: voltaje máximo del sistema, kV

$$V_c = \frac{145\ kV}{\sqrt{3}} = 83,72\ kV$$

Éste valor corregido por las condiciones del ambiente es:

$$V_{SC} = 83,72\ kV \times \frac{0,98}{0,7777 \times 0,95} = 111,05\ kV$$

Para calcular el número de aisladores por efecto de la contaminación se tiene:

$$D_n = D_f \times V_{SC} \tag{5.10}$$

Donde:

D_n: distancia de fuga necesaria, mm/kV

D_f: distancia de fuga normalizada según el tipo de contaminación, mm/kV (tabla 5.3)

V_{SC}: sobrevoltaje fase tierra por contaminación atmosférica, kV

$$D_n = 26{,}4 \times 111{,}05\ kV = 2931{,}72\ mm$$

En base a estos datos se busca un aislador tipo Line Post, cuyas especificaciones sean iguales o mayores a los requerimientos antes mencionados, sin embargo para mantener el mismo nivel de aislamiento en toda la línea se escogerá un aislador line post que cumpla con el nivel de aislamiento de una cadena de 12 aisladores de 10" de diámetro y 5 ¾" de altura usados en la línea tradicional de 138 kV.

Para esta cadena de 12 aisladores se tienen las siguientes especificaciones mínimas obtenidas del Anexo 5.2.

Tabla 5.4: *Especificaciones para la cadena de aisladores*

Sobrevoltajes del aislamiento	
Voltaje de flameo en seco	690 kV
Voltaje de flameo en húmedo	490 kV
Voltaje de flameo al impulso positivo	1105 kV
Voltaje de flameo al impulso negativo	1105 kV

En base a estos datos se busca un aislador tipo Line Post, cuyas especificaciones se aproximen a los requerimientos antes mencionados. Del catálogo de aisladores poliméricos de la compañía Ohio Brass se obtienen las siguientes características:

Tabla 5.5: *Especificaciones del aislador tipo Line Post*[31]

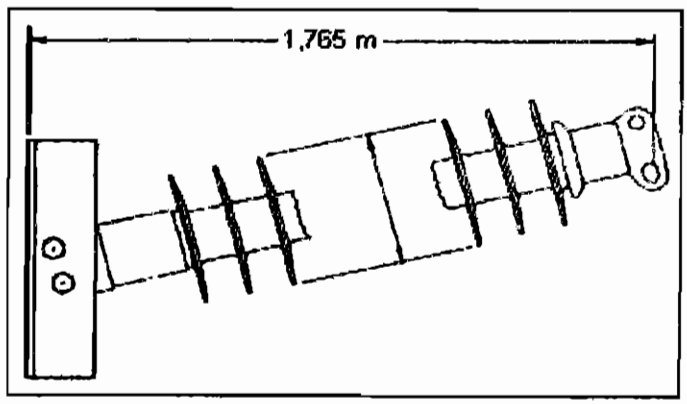
Especificaciones técnicas	
Voltaje requerido del sistema	138 kV
Voltaje de flameo en seco	590 kV
Voltaje de flameo en húmedo	505 kV
Voltaje de flameo al impulso positivo	950 kV
Voltaje de flameo al impulso negativo	1035 kV
Distancia de fuga	4,343 m
Longitud	1,765 m

5.2.1.2 Longitud de la cadena de aisladores

Para la construcción compacta seleccionada en el capítulo 4, estructura de acero con aisladores poliméricos Line post, no es necesario calcular la longitud de la cadena de aisladores porque lo que interesa en este punto, es que el aislador Line post escogido soporte los esfuerzos eléctricos a los que se somete una cadena de aisladores convencionales, ya que la longitud correspondiente está dada en las especificaciones del fabricante.

Figura 5.1

Dimensiones aislador Line Post para 138 kV



[31] OHIO BRASS, Hi*Lite XL Transmission Insulators, pagina 22, Mayo 2004.

5.2.1.3 Distancia eléctrica del conductor a la estructura

La distancia entre conductores y estructura para líneas convencionales es frecuentemente determinada por la oscilación de la cadena de aisladores durante condiciones extremas de viento. Esta inquietud no se presenta en el diseño de líneas compactas porque para limitar el movimiento de las cadenas de suspensión generalmente se utilizan aisladores tipo Line Post y de ser necesario se colocan espaciadores en el vano para mantener las distancias seguras entre conductores.

5.2.2 AISLACIÓN EN EL VANO

El diseño del aislamiento en el vano debe asegurar que no exista la posibilidad de arcos entre conductores de fase y entre estos y el hilo de guardia, tomando en cuenta condiciones de viento que pueden causar desviaciones y el efecto de la variación de temperatura en los conductores.

5.2.2.1 Distancia entre conductores de fase

Para determinar la distancia mínima de aislamiento entre fase y tierra la Comisión Electrotécnica Internacional recomienda los valores indicados en tabla 5.6.

Tabla 5.6: *Correlación entre niveles de aislamiento y distancia mínima entre fase y tierra*

Voltaje de Impulso Tolerable Nominal por descargas atmosféricas (kV)pico	**Minima distancia entre Fase y Tierra (mm)**
40	60
60	90
75	120
95	160
125	220
145	270
170	320
250	480
325	630
450	900
550	1100
650	1300
750	1500

En el caso de la línea Loja-Cumbaratza localizada a 2135 m.s.n.m, para mantener el nivel de aislamiento seleccionado según la norma 71 de la C.E.I a partir de los 1000 metros de altura sobre el nivel del mar hasta los 3000 m hay que aumentar una magnitud de 1,25% por cada 100 metros de altitud respecto al valor referencial:

$$\frac{2135-1000}{100}\times 1{,}25 = 14{,}19\%$$

Asimismo el aislamiento entre contactos abiertos (aislamiento entre fases) tiene un valor, generalmente un 15% respecto a la existente entre fase y tierra (Norma 71 de la C.E.I.)

Entonces de la tabla 5.6 para un voltaje tolerable de impulso de 550 kV la distancia entre fases considerando la acotación anterior es:

$$DD_{f-f} = 1100\ mm \times 1{,}15 = 1265\ mm$$

Donde

DD_{f-f}: Distancia fase fase, mm

Al valor anterior se lo corrige por la altura con lo que se obtiene una distancia mínima fase-fase de:

$$DD_{f-f} = 1265 \times 1{,}1419 = 1444{,}5\ mm$$

La norma aclara que estas distancias mínimas no incluyen tolerancias para construcción, efectos de cortocircuitos, efectos del viento, seguridad personal, etc.

Por lo que en este proyecto se ha decido tomar la distancia fase-fase calculada mediante la ecuación 4.11 que es de 2,15 m para un vano de 180 m con aisladores tipo line post sin usar espaciadores de medio vano.

5.2.2.2 Distancia del conductor a tierra

En relación al aislamiento respecto al suelo, las normas fijan valores de acuerdo a la importancia del camino por el que transitará la línea. El tramo de la línea Loja-Cumbaratza que se está diseñando recorre sectores transitados y vías de segunda importancia. La distancia de seguridad del conductor al suelo que corresponde a esta descripción es 8,3 m. (Tabla 4.4)

5.2.2.3 Distancia entre conductores de fase y el hilo de guardia

Como regla práctica se establece que en el centro del vano la distancia entre el conductor de fase y el cable de guardia será por lo menos igual a la separación entre conductores de fase. El cálculo respectivo se realizó en el Anexo 4.5 y el valor correspondiente es: 5,07 m.

Las distancias de separación eléctricas para la línea compacta se ilustran en la siguiente figura:

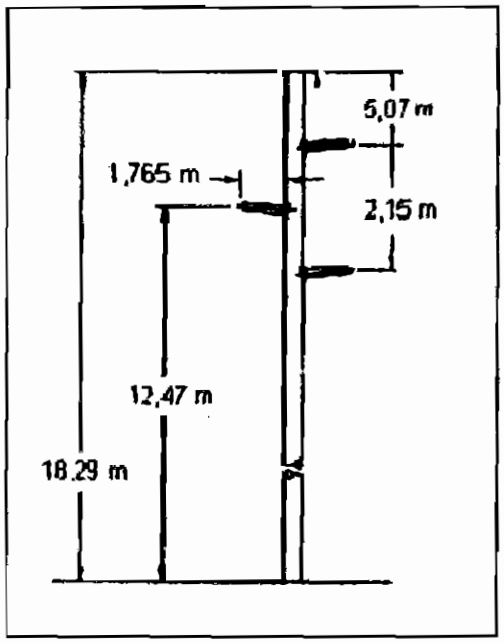


Figura 5.2

Distancias de aislación para la línea compacta de 138 kV.

5.3 CÁLCULO ELÉCTRICO

El cálculo eléctrico se inicia con el estudio de mercado para determinar la demanda de energía de la población a la que se va a servir y en base a esto escoger el sistema más económico, voltaje y calibre del conductor.

En este caso, las características de servicio de la línea, es decir, el voltaje de transmisión, la energía que se transportará, la distancia a que se transmitirá y las características de la carga, son datos ya conocidos. (Anexo 4.2)

El objetivo que persigue el diseño de las líneas aéreas es minimizar las pérdidas de potencia activa con la densidad de corriente óptima y las pérdidas de potencia reactiva con la capacidad de transmisión igual o cercana a la potencia natural. Por ello, los cambios en estos y otros parámetros eléctricos relacionados con la compactación de las líneas son las pautas en que se encamina esta parte del diseño.

5.3.1 CONDUCTOR

Al ser el conductor el componente que justifica la existencia de la línea de transmisión, la correcta elección de su tipo y calibre es la decisión más importante en la fase del proyecto de una línea, sobretodo si tenemos presente que los gastos en conductores son bastante significativos dentro del presupuesto para su implementación.

En definitiva, el conductor elegido debe satisfacer condiciones eléctricas, mecánicas y económicas, enfocándose en minimizar:

- El costo de las instalaciones
- Las pérdidas de potencia por transporte de energía

Las pérdidas de energía son debidas al efecto Joule, y al efecto Corona, vinculados respectivamente a la corriente y al voltaje aplicado. Ambas pérdidas se reducen aumentando el diámetro del conductor, que implica un aumento de la sección.

Por otro lado, cuanto mayor es la sección más elevado es el costo de los conductores y de las instalaciones.

Luego está claro que no es posible reducir pérdidas y simultáneamente reducir el costo de la obra.

Para encontrar el conductor que considere estas dos tendencias opuestas, se debe hacer el cálculo de los conductores de modo que la suma de gastos anuales originados por uno y otro concepto sea lo menor posible.

Los calibres de los conductores tipo ACSR recomendados en base a la experiencia adquirida del Ex – INECEL en el desarrollo del Sistema de Transmisión del país, para el nivel de voltaje de 138 kV, están en el intervalo 266,8 KCM – 636 KCM.

Esta línea debe transportar 53,79 MW, para el diseño se escogen seis tipos de conductores capaces de transmitir esta potencia.

Se adoptarán las características de los conductores que sean facilitadas por los fabricantes de los mismos, en este caso los datos son proporcionados por la empresa SURAL. Para los conductores ASCR se utilizan los valores de resistencia AC y para los conductores ACAR los valores DC.

Tabla 5.7: *Características de los conductores.*

Tipo	Nombre Comercial	Calibre	Formación	Sección	Diámetro exterior	Resistencia a 20 °C
		KCM		mm^2	mm	Ω/km
ASCR	Partridge	266,8	24/7	157,16	16,28	0,2145
	Brant	397,5	24/7	201,42	19,61	0,1418
	Flicker	477	24/7	241,7	21,49	0,1207
ACAR		350	15/4	177	17,24	0,168
		450	15/4	228	19,55	0,130
		550	15/4	279	21,66	0,107

5.3.2 CABLE DE GUARDIA[32]

La misión de los cables de guardia es resistir las corrientes de cortocircuito e interceptar los rayos que caen en la línea de transmisión, pues de ocurrir una descarga atmosférica puede ocasionar la salida del servicio de la línea debido al crecimiento del voltaje en el punto de incidencia de la descarga. Entonces, los límites térmicos del cable de guardia son:

Corrientes de cortocircuito
Corrientes de descargas atmosféricas

5.3.2.1 Corriente de Cortocircuito

"Los cables de guardia deben ser capaces de resistir, durante 0,1 segundos, la corriente máxima de cortocircuito fase-tierra, sin que la temperatura del cable

[32] Ex-INECEL, Normas de Proyectos para las Líneas de 138 kV, Pág. 18.

sobrepase los 200 ° C, considerando una disipación nula del calor del cable". (Normas Eléctricas Ex-INECEL)

La corriente de cortocircuito se evalúa con la siguiente expresión:

$$I_F = \frac{1}{n} \times Ig \times \left(\frac{R}{r + 2R + \sqrt{r \times R}} \right) \qquad \textbf{(5.11)}$$

Donde:

I_F : corriente que circula en el cable de guardia durante el cortocircuito, A

n : número de cables de guardia

Ig : corriente de cortocircuito, A

R : resistencia de puesta a tierra, Ω

r : resistencia de la longitud del cable de guardia entre dos estructuras, Ω

La resistencia de puesta a tierra para la zona 2 es de 15 Ω, el valor de la resistencia r es 1,5 Ω y la corriente de cortocircuito es 4982 A, el cálculo de éste valor se detalla en el (Anexo 5.3).

$$I_F = \frac{1}{1} \times 4982\ A \times \left(\frac{15}{1{,}5 + 2 \times 15 + \sqrt{1{,}5 + 15}} \right) = 2061{,}8917\ A$$

5.3.2.2 Corriente de Descargas Atmosféricas

"El cable de guardia debe resistir, durante 0,001 segundos la corriente máxima prevista para las descargas atmosféricas de 100000 A. Para este caso la temperatura del cable de guardia debe ser menor a su punto de fusión, considerando una disipación nula del calor del cable". (Normas Eléctricas, Ex-INECEL)

La corriente que circula por el cable de guardia se determina con la ecuación 5.11

$$I_F = \frac{1}{1} \times 100000 \ A \times \left(\frac{15}{1{,}5 + 2 \times 15 + \sqrt{1{,}5 + 15}} \right) = 41386{,}827 \ A$$

La siguiente tabla presenta datos de densidades de corriente máxima por unidad de tiempo que circulan por cables de guardia de diferentes materiales.

***Tabla 5.8**: Densidad de corriente por tiempo que circula por el conductor de guardia.*

Material del conductor de guardia	**J^2 t a 200 °C**	
	Cortocircuito	**Descargas atmosféricas**
Acero galvanizado	3200	10500
Alumoweld	6600	16800
Copperweld	11100	30100

Con los valores correspondientes al acero galvanizado se determinan las corrientes I_F utilizando la ecuación 5.11.

***Tabla 5.9**: Valores de corriente de cortocircuito y descargas atmosféricas que soporta el cable de guardia por tiempos determinados en las normas.*

Sección	**J^2 t**	**Tiempo**	**J^2**	**J**	**I_F**
mm^2	$(A/mm^2)*s$	s	A^2/mm^4	A/mm^2	A
51,14	3200	0,1	32000	178,8854	9148,2013
	10500	0,001	10500000	3240,3703	165712,5397

Al comparar las corrientes I_F obtenidas en la tabla anterior con los valores de corriente de cortocircuito y corriente por descargas atmosféricas calculados en los

puntos 5.3.2.1 y 5.3.2.2, se observa que el Acero galvanizado 3/8" cumple con las exigencias impuestas.

Para este cable de Acero galvanizado se tienen las siguientes características:

***Tabla 5.10:** Características del cable de guardia de acero galvanizado*[33]

DESCRIPCIÓN	DATOS
Diámetro	3/8 "
Área total	51,14 mm^2
Diámetro exterior	9,15 mm
Peso unitario	0,407 kg/m
Voltaje de rotura	4900 kg
Módulo de elasticidad final	17500 kg/mm^2
Coeficiente de dilatación lineal	12*10-6/ ° C
Resistencia	3,75 Ω/km

5.3.3 LÍMITE TÉRMICO[34]

El límite térmico de un conductor es el máximo flujo admisible en amperios que puede tolerar físicamente, en consecuencia, el conductor es capaz de soportar una temperatura máxima sin que existan sobrecalentamientos que provoquen una disminución no admisible de su resistencia mecánica.

Los principales determinantes de la temperatura de operación en los conductores son:

1. La temperatura ambiente. La temperatura ambiente puede variar a lo largo del conductor y con el tiempo.

[33] EX – INECEL, Normas de proyecto para las líneas de 138 kV.
[34] EX – INECEL, Normas de proyecto para las líneas de 138 kV.

2. El factor de disipación del calor generado al medio ambiente. La capacidad de transporte de los conductores está restringida por su capacidad de disipar la temperatura del medio que los rodea.

3. El calor generado interiormente en el conductor por el paso de la corriente eléctrica que depende directamente del cuadrado de la intensidad de corriente y de la resistencia que opone el conductor al paso de ésta.

4. Calor debido a la radiación solar.

La ecuación que considera los medios de calentamiento y disipación de calor en el conductor es la ecuación de Balance Térmico:

$$Q_c + Q_r = I^2 \times R + Q_S \qquad \textbf{(5.12)}$$

Donde:

Qc: calor por convección, W/pie
Qr: calor por radiación, W/pie
Qs: calor por efecto solar, W/pie
I: intensidad de corriente de fase, A
R: resistencia eléctrica del conductor, Ω/pie

5.3.3.1 Disipación de potencia por convección

La transferencia de calor en el proceso de convección se da cuando existe diferencia de temperatura entre el ambiente y el conductor.

Las pérdidas por convección se evalúan a partir de las siguientes ecuaciones:

A nivel del mar y sin viento

$$Q_c = 0{,}072 \times D_p^{0,75} \times (t_c - t_a) \qquad W/pie \tag{5.13}$$

Para alturas sobre el nivel del mar y sin viento

$$Q_c = 0{,}283 \times \rho_f^{0,5} \times D_p^{0,75} \times (t_c - t_a) \qquad W/pie \tag{5.14}$$

Dependiendo del valor que tome la relación:

$$\frac{D_o \ \rho_f \ V}{\mu_f} \tag{5.15}$$

Las pérdidas por convección quedarían definidas por las ecuaciones indicadas a continuación:

Si el valor de la expresión 5.15 está entre 0,1 y 1000, entonces:

$$Q_c = \left[1{,}01 + 0{,}371\left(\frac{D_p \times \rho_f \times V}{\mu_f}\right)^{0,52}\right] k_f \left(t_c - t_a\right) \qquad W/pie \tag{5.16}$$

Si el valor de la expresión 5.15 está entre 1000 y 18000, entonces:

$$Q_c = \left[0{,}165\left(\frac{D_p \times \rho_f \times V}{\mu_f}\right)^{0,60}\right] k_f \left(t_c - t_a\right) \qquad W/pie \tag{5.17}$$

Donde:

D_p: Diámetro del conductor, pulg

Do: Diámetro del conductor, pies

ρ_f: Densidad del aire, lb/pie^3

V: Velocidad del aire, pie/hora

μ_f: Viscosidad absoluta del aire en lb/hora-pie

t_c: temperatura máxima normal del conductor, ° C

t_a: temperatura ambiente, ° C

Es necesario calcular el valor de t_f para encontrar los valores de ρ_f, μ_f y k_f especificados según sea t_f en el Anexo 5.4.

$$t_f = \frac{t_c + t_a}{2} \qquad {}^{o}C$$

La temperatura máxima normal admisible en el conductor es 45 ° en la sierra. La temperatura ambiente (20 ° C) y la velocidad del viento (1 m/s) son datos especialmente importantes; en líneas compactas se deben tomar en cuenta valores reales que correspondan a la región por donde va a pasar la línea y no los establecidos en las normas eléctricas (12 ° C y 0,61 m/s para la zona 2 según normas del Ex - INECEL).

5.3.3.2 Disipación de potencia por radiación

El calor por radiación no requiere ningún material intermedio en el proceso, se transfiere a través de ondas que viajan en el espacio. Estas pérdidas se determinan de la siguiente manera:

$$Q_r = 0{,}138 \times D \times \varepsilon \left[\left(\frac{K_c}{100} \right)^4 - \left(\frac{K_a}{100} \right)^4 \right] \qquad W / pie \qquad \textbf{(5.18)}$$

Donde:

ε: coeficiente de emisividad que depende del conductor

0,23 para un conductor nuevo,

0,91 para conductor negro

0,5 promedio aceptable para mediano estado de envejecimiento

K_c: Temperatura máxima normal del conductor, ° K.

K_a: Temperatura ambiente, ° K

5.3.3.3 Disipación de potencia por efecto solar

El calor debido al efecto solar depende de donde esté ubicada la línea.

$$Q_S = a \times q_c \times (sen\theta) \times A' \times h_f \qquad W / pie \tag{5.19}$$

y

$$\theta = \cos^{-1}\left[(\cos H_c)\cos(Z_c - Z_e)\right] \tag{5.20}$$

Donde:

a: coeficiente que depende del conductor

0,23 para un conductor nuevo,

0,91 para conductor negro

0,5 promedio aceptable

A': área proyectada del conductor (D/12), pies2 por pie de línea

H_c: altitud del sol, grados sexagesimales

Z_c: azimut del sol, grados sexagesimales

Z_e: azimut de la línea de transmisión, grados sexagesimales

q_c: radiación total del sol, W/ pie2

h_f: factor por altura

θ: 90 °, en el Ecuador el sol cae perpendicularmente en la línea equinoccial.

Los datos necesarios para éste cálculo se obtienen del Anexo 5.4. Los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 5.11: *Calores de disipación para diferentes conductores*

Tipo	Nombre	Calibre	Qc	Qr	Qs
		KCM	W/pie	W/pie	W/pie
ASCR	Partridge	266,8	11,4244	1,2631	3,2181
	Brant	397,5	12,7741	1,5214	3,8763
	Flicker	477	13,4953	1,6673	4,24794
ACAR		350	11,8240	1,3376	3,4078
		450	12,7506	1,5168	3,8645
		550	13,5593	1,6805	4,2815

5.3.3.4 Resistencia del conductor

La resistencia de un conductor varía con la temperatura.

$$R = R_o \left[1 + \alpha \left(t_c - t_o\right)\right] \qquad \Omega / km \qquad \textbf{(5.21)}$$

Donde:

R: resistencia del conductor a la temperatura t_c, Ω/km

Ro: resistencia del conductor al paso de la corriente a 20 ° C (condición inicial), especificada por el fabricante, Ω/km.

α: coeficiente de temperatura para la resistencia de un material determinado,1 / ° C (0,004 para aluminio y 0,00374 para cobre) Ref 24.

t_c: temperatura máxima admisible, ° C.

to: temperatura del conductor dada por el fabricante del conductor, 20 ° C

5.3.3.5 Potencia a transmitir por límite térmico

De la ecuación del límite térmico se tiene que:

$$I = \sqrt{\frac{Q_c + Q_r - Q_S}{R}} \qquad A \tag{5.22}$$

Con el valor de la corriente por fase se encuentra la potencia que transmitirá la línea por límite térmico, según:

$$P_{3\phi} = \sqrt{3}\, V\, I \cos\phi \qquad MW \tag{5.23}$$

Tabla 5.12: *Potencia máxima a transmitirse por conductores de diferente sección*

Tipo	Nombre	Calibre	Resistencia a 45 °C	I de límite térmico	$P_{3\phi}$
		MCM	Ω/pie	A	MW
ASCR	Partridge	266,8	7,1917E-05	362,8647	82,3964
	Brant	397,5	4,7543E-05	468,1388	106,3011
	Flicker	477	4,0468E-05	519,3360	117,9266
ACAR		350	5,6327E-05	416,1278	94,4909
		450	4,3586E-05	488,5420	110,9341
		550	3,5875E-05	552,6812	125,49834

Un ejemplo de cálculo donde se obtienen los valores de los diferentes calores de disipación y la potencia a transmitirse por límite térmico para el conductor ASCR Partridge se detalla en el Anexo 5.5.

Los resultados que se han calculado son los mismos para la línea compacta como convencional porque son independientes de la geometría de la línea.

5.3.4 LÍMITE DE ESTABILIDAD

Más allá de los límites térmicos, el tamaño y capacidad de una línea de transmisión también se maneja por otras consideraciones. Un argumento muy importante es proteger y mantener la estabilidad del sistema. En un sistema eléctrico, los diferentes componentes (el generador, el transformador, la línea de transmisión, etc.) forman una unidad para optimizar el desempeño total.

Un circuito de transmisión tiene dos reactancias características que determinan su conducta y afectan el sistema de potencia. La primera es su reactancia serie inductiva. La segunda es la reactancia capacitiva en paralelo. Los parámetros asociados a estas reactancias para una línea trifásica con fase simple vienen dados por las siguientes expresiones[35]:

$$L = \left[0{,}5 + 4{,}6 \lg \frac{DMG}{r}\right] 10^{-4} \quad H/km \tag{5.24}$$

$$C = \frac{24{,}2}{\lg \frac{DMG}{r}} \; 10^{-9} \quad F/km \tag{5.25}$$

Donde:

DMG: separación media geométrica entre ejes de fases, 3256 mm

r: radio del conductor, mm

[35] CHECA Luis María, "Líneas de Transporte de Energía", México 1988, Cáp 0, Pág 9.

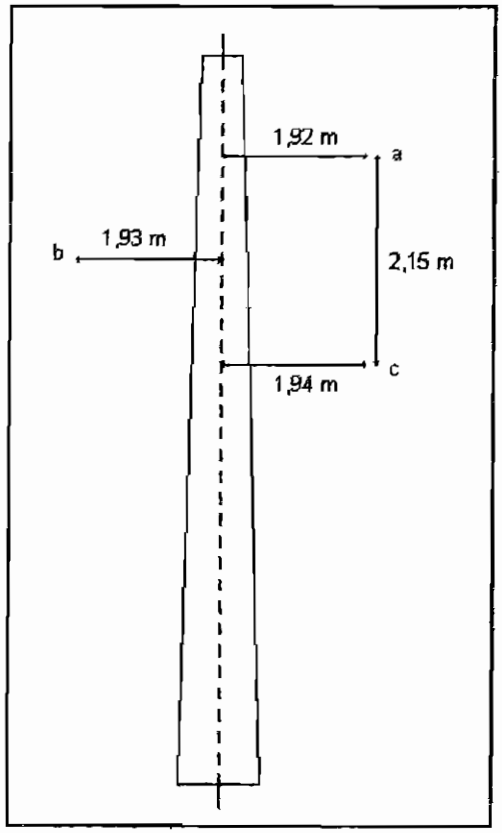


Figura 5.3

Distancias entre las fases para calcular el DMG.

La raíz cuadrada de la proporción de la inductancia de línea a su capacitancia es la impedancia característica Zo.

$$Zo = \sqrt{\frac{L}{C}} \qquad \Omega \tag{5.26}$$

Con este valor se calcula la potencia natural o SIL que corresponde a la condición en que la línea es cargada con una impedancia igual a su impedancia característica. Bajo estas condiciones la línea no absorbe ni genera potencia reactiva de o hacia el sistema.

$$SIL = \frac{kV^2}{Zo} \quad MW \tag{5.27}$$

Tabla 5.13: *Valores de SIL para la línea convencional*

Tipo	Nombre	Calibre	L	C	Z_0	SIL
		KCM	H/km	F/km	Ω	MW
ASCR	Partridge	266,8	0,001353	8,54E-09	398,057	47,8423
	Brant	397,5	0,001316	8,79E-09	386,912	49,2204
	Flicker	477	0,001298	8,92E-09	381,43	49,9279
ACAR		350	0,001342	8,61E-09	394,626	48,2583
		450	0,001317	8,79E-09	387,096	49,1971
		550	0,001296	8,93E-09	380,958	49,9898

Tabla 5.14: *Valores de SIL para la línea compacta*

Tipo	Nombre	Calibre	L	C	Z_0	SIL
		KCM	H/km	F/km	Ω	MW
ASCR	Partridge	266,8	0,001247	9,30E-09	366,164	52,0096
	Brant	397,5	0,00121	9,60E-09	355,018	53,6424
	Flicker	477	0,001191	9,75E-09	349,535	54,4838
ACAR		350	0,001236	9,39E-09	362,732	52,5015
		450	0,00121	9,59E-09	355,202	53,6146
		550	0,00119	9,77E-09	349,063	54,5574

Los resultados de las dos últimas tablas demuestran que el efecto eléctrico inmediato de la compactación de la línea es el incremento del SIL, esta ventaja se manifiesta directamente en una mayor capacidad de transmisión para la línea compacta.

5.3.5 PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

El cálculo del SIL determinado en el punto anterior, corresponde idealmente a una línea sin pérdidas, un perfil de voltaje constante a lo largo de la línea. Sin embargo, en realidad, hay varias formas en que la potencia se pierde en la línea de transmisión:

Pérdidas por efecto Joule

Pérdidas por efecto corona

5.3.5.1 Pérdidas por Efecto Joule

El flujo de corriente en los conductores provoca un aumento de su temperatura, fenómeno conocido como efecto Joule.

Las pérdidas de potencia por efecto Joule para las tres fases de una línea se determinan matemáticamente por:

$$P_J = 3 I^2 R \quad MW/km \tag{5.28}$$

Siendo:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}\, V \cos\phi} \; kA \tag{5.29}$$

Donde:

I: corriente debida a la potencia de diseño, kA

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

P: potencia de diseño, 53,79 MW

V: voltaje nominal de la línea, kV

Cos ϕ: factor de potencia, 0,95

Tabla 5.15: *Pérdidas Joule para la línea tradicional y compacta*

Tipo	Nombre	Calibre	Pérdidas Joule	Pérdidas Joule totales
		KCM	MW/km	MW
ASCR	Partridge	296,8	0,0393814	0,119192
	Brant	397,5	0,0262648	0,0787945
	Flicker	477	0,0223566	0,0670698
ACAR		350	0,0311177	0,0933532
		450	0,0240792	0,0722376
		550	0,019819	0,0594571

Las pérdidas Joule son las mismas para la línea compacta y tradicional porque ellas dependen únicamente de las características del conductor. Para este cálculo se ha considerado en ambos casos una longitud de 3 km.

5.3.5.2 Pérdidas por Efecto Corona

El efecto corona en las líneas de transmisión se debe a la presencia del campo eléctrico y ocurre cuando el gradiente de potencial en la superficie de los conductores supera a la rigidez dieléctrica del aire.

Las etapas que se consideran en el fenómeno corona, son:

- Efecto audible
- Efecto luminoso
- Radio interferencia
- Perturbaciones en televisión

La compactación de una línea de transmisión incrementa el campo eléctrico en la superficie de los conductores, aisladores y herrajes, lo que induce al incremento del ruido audible, la radio interferencia, pérdidas corona y gradiente de voltaje.

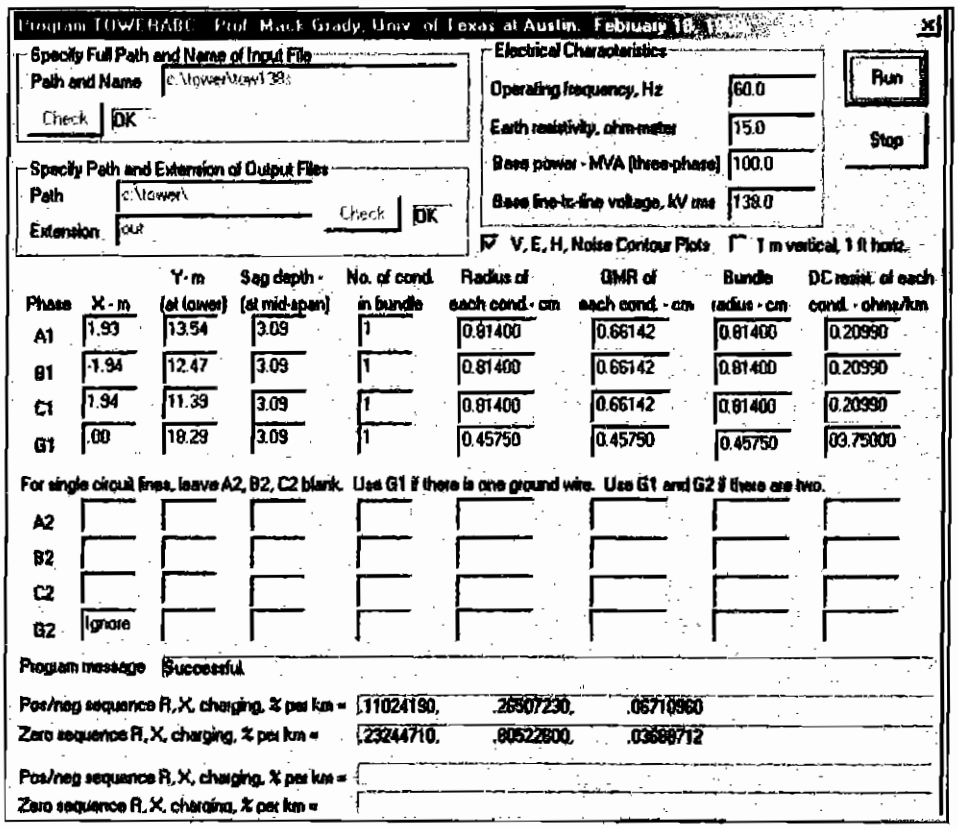
El ruido audible es probablemente el fenómeno corona al que el público es más susceptible. Recomendaciones internacionales para líneas de transmisión en áreas urbanas especifican un valor promedio de ruido audible en presencia de lluvia de 50 dB o menos en el centro de la línea.

Para el caso de líneas de transmisión compactas de 138 kV con separación horizontal de 0,92 m y conductor de 27,94 mm, se han obtenido valores de ruido audible en buen tiempo de 35 dB a 12 m del centro de la línea. (Ref. 30)

Como se ha venido recalcando, la compactación de líneas de transmisión implica gradientes superficiales más altos, consecuentemente la morsetería para líneas

compactas de alto voltaje debe ser diseñada con los mismos estándares corona que para líneas de EHV.

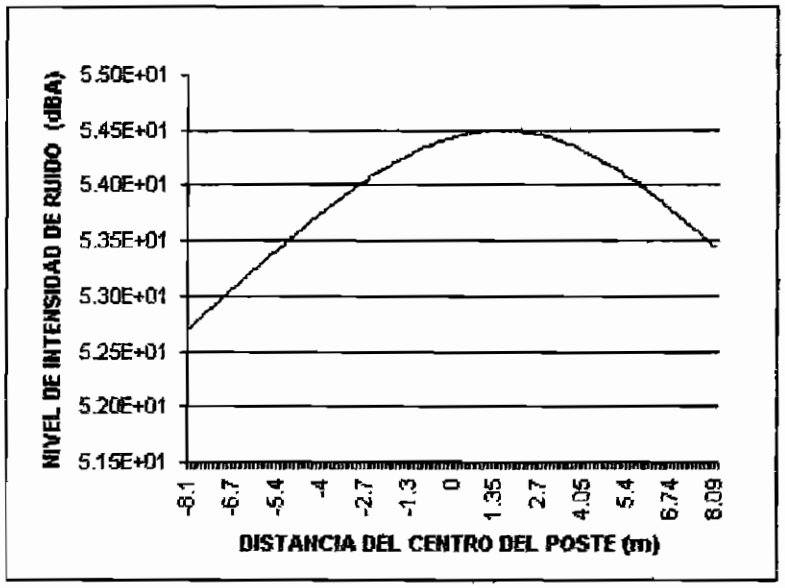
El cálculo del ruido correspondiente a la línea en estudio, utilizando el conductor ASCR Partridge, se realiza con la ayuda del programa TOWERABC en el cual se ingresan los siguientes datos:



De los datos generados por este programa se obtiene el siguiente gráfico en el que se observa como va variando el ruido de acuerdo a la distancia del centro del poste, los resultados demuestran que el nivel del ruido en el centro de la línea no está dentro del criterio especificado como requerimiento típico (50 dB); por ende es necesario utilizar un conductor de mayor calibre.

Figura 5.4

Nivel de intensidad de ruido



En las líneas aéreas el campo eléctrico es afectado por las condiciones climáticas, lo que hace cambiar la magnitud del efecto corona, por ésta razón, las pérdidas debido al efecto corona se expresan para condiciones de buen y mal tiempo.

- La potencia perdida por km para un solo conductor debido al efecto corona, en buen tiempo se calcula con la siguiente ecuación (Ref. 2):

$$P_{BT} = \frac{0{,}00002094}{\left[\log\left(\frac{DMG}{r}\right)\right]^2} \times f \times kV_n^{\,2} \times F \qquad kW/km \qquad \textbf{(5.30)}$$

Donde:

DMG: distancia media geométrica, (554,59 cm línea tradicional y 325,6 cm línea compacta)

r: radio del conductor, cm

f: frecuencia, 60 Hz

kV_n: voltaje nominal entre fases, kV

F: factor que depende de la relación E/E_o

Tabla 5.16: Características de radio interferencia del caso base

F	0,035	0,085	0,27	2	3,5	5
E/E_o	1	1,2	1,4	1,6	1,7	1,8

Para determinar el factor F se necesita conocer los valores del gradiente de potencial crítico del aire (E_o) y del gradiente de voltaje superficial del conductor (E), entonces: (Ref. 5)

$$E_o = 18{,}1 \times m \times \delta \left(1 + \frac{0{,}54187}{\sqrt{\delta \times r}}\right) \qquad kV/cm \qquad \textbf{(5.31)}$$

Donde:

m: coeficiente de rugosidad del conductor

0,67 – 0,74 para conductor nuevo o lavado

0,92 – 0,95 para conductor viejo

0,87– 0,90 para diseño en general

Para la zona 2, m=0,8 (Según las normas del Ex – INECEL)

δ: densidad relativa del aire corregida por efectos de la altura y la presión, g/cm^3

r: radio del conductor, cm

El gradiente de disrupción E para un conductor por fase es:

$$E = \frac{1{,}05 \times \ kV_n}{\sqrt{3} \times m \times \delta^{2/3} \times r \times \ln\left(\frac{DMG}{r}\right)} \qquad kV/cm \qquad \textbf{(5.32)}$$

Donde:

kV_n: voltaje nominal entre fases, kV

δ: densidad relativa del aire corregida por efectos de la altura y la presión

m: coeficiente de rugosidad del conductor

DMG: distancia media geométrica, cm

r: radio del conductor, cm

Las pérdidas por corona empiezan a producirse en el momento en que el gradiente superficial del conductor es mayor que el voltaje crítico disruptivo del aire, esto es:

$$E > E_o$$

- Las pérdidas corona en mal tiempo (con lluvia) para un conductor, se calcula con la siguiente expresión (Ref.5):

$$P_{MT} = \frac{7{,}04 \times 10^{-10} \times r^2 \times E^5}{1{,}609} \times \frac{kV_n}{\sqrt{3}} \times \ln\left(1 + k \times R_n\right) \qquad kW/km \quad \textbf{(5.33)}$$

Donde:

r: radio del conductor, cm

E: gradiente superficial del conductor, kV/cm

kV_n: voltaje nominal entre fases, kV

R_n: intensidad de la lluvia, 304,8 mm/h

k: coeficiente metereológico igual a 10 cuando Rn se expresa en mm/h

En las siguientes tablas se resumen los valores de pérdidas corona tanto para la línea tradicional como la compacta.

Tabla 5.17: Pérdidas corona para la línea tradicional

Tipo	Nombre	Calibre	Eo	E	P_{CBT}	P_{CMT}
		KCM	kV/cm	kV/cm	kW	kW
ASCR	Partridge	296,8	18,92981	23,28528	2,89703	11,41688
	Brant	397,5	18,24838	19,89881	1,62010	7,54955
	Flicker	477	17,93574	18,42413	1,17048	6,16935
ACAR		350	18,71323	22,18347	2,15684	10,04739
		450	18,25910	19,95023	1,61853	7,60089
		550	17,90949	18,30262	1,17344	6,06337

Tabla 5.18: Pérdidas corona para la línea compacta

Tipo	Nombre	Calibre	Eo	E	P_{CBT}	P_{CMT}
		KCM	kV/cm	kV/cm	kW	kW
ASCR	Partridge	296,8	18,92981	25,35503	5,72488	17,47673
	Brant	397,5	18,24838	21,72424	2,77112	11,70871
	Flicker	477	17,93574	20,14137	2,30808	9,63271
ACAR		350	18,71323	24,17432	5,51174	15,44105
		450	18,25910	21,77942	2,77496	11,78571
		550	17,90949	20,01088	2,10406	9,47282

Como se esperaba las pérdidas por efecto corona son mayores en las líneas compactas.

5.4 CÁLCULO DEL CAMPO ELÉCTRICO Y MAGNÉTICO

La teoría referente a los campos eléctricos y magnéticos generados por las líneas de transmisión se desarrolló en el capítulo tres. En base a las fórmulas presentadas en ese capítulo se realiza los respectivos cálculos y en los Anexos 5.6 y 5.7 se presenta un ejemplo de aplicación.

5.4.1 CAMPO ELÉCTRICO

Los campos eléctricos generados para el caso de la línea compacta con aisladores Line post son los siguientes:

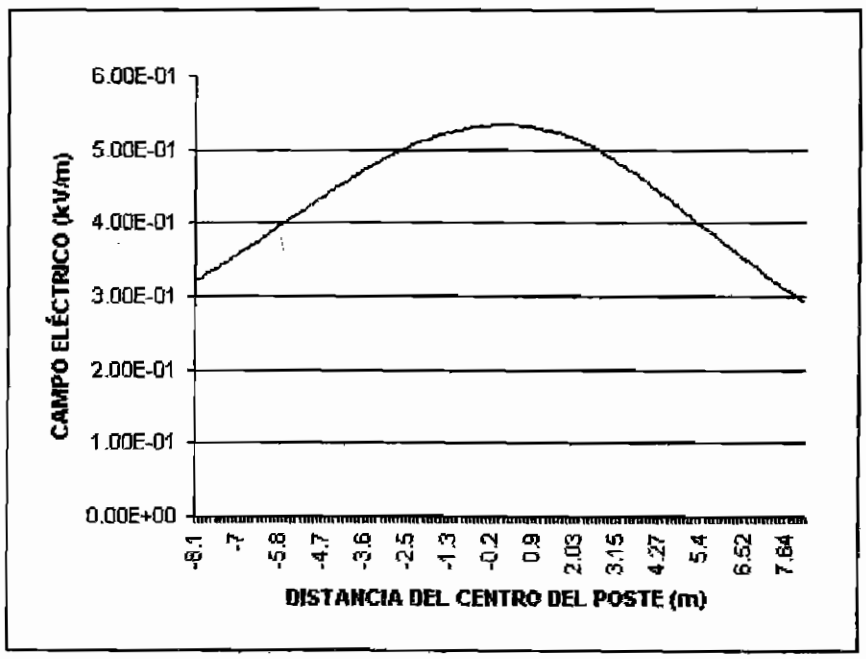
Tabla 5.19: *Campo eléctrico para la torre de 18,29 m*

TIPO DE CONDUCTOR	CAMPO ELÉCTRICO (kV/m)	
	A nivel de suelo	A nivel de una persona de 1,8 m
PARTRIDGE	0,119	0,164
BRANT	0,120	0,166
FLICKER	0,121	0,166
ACAR 350	0,119	0,164
ACAR 450	0,120	0,166
ACAR 550	0,121	0,166

De acuerdo con los datos del programa TOWERABC se obtiene la siguiente distribución del campo eléctrico utilizando el conductor PARTRIDGE.

Figura 5.5

Distribución del campo eléctrico



La gráfica anterior es una curva típica del campo eléctrico para simple circuito, se observa que la mayor intensidad de campo está en el centro del poste (x=0 m) [36]

En ésta sección también se calculan los campos eléctricos creados por las líneas de transmisión de 138 kV tradicionales en este caso para la línea de transmisión Loja-Cumbaratza, cuyas distancias eléctricas se especifican en el Anexo 5.8, para comparar estos valores con los campos generados por las líneas compactas. Para apreciar de mejor manera el efecto de la reducción de las distancias entre fases sobre los campos eléctricos, se mantendrá la misma distancia del conductor inferior al suelo tanto para la línea tradicional como para la compacta, esto es, 16,5 m. Con ésta observación los campos eléctricos obtenidos para diferentes tipos de conductores y para las dos líneas son:

Tabla 5.20: *Campo eléctrico de una persona de 1,8 m*

TIPO DE CONDUCTOR	CAMPO ELÉCTRICO (kV/m) A NIVEL DE UNA PERSONA DE 1,8 m	
	Línea de Transmisión Tradicional	Línea de Transmisión Compacta
PARTRIDGE	0,135	0,068
BRANT	0,137	0,068
FLICKER	0,138	0,069
ACAR 350	0,136	0,068
ACAR 450	0,137	0,068
ACAR 550	0,138	0,069

[36] CLARK P., YILDIRIM G., "Environmental Issues Drive Line Design", Transmission & Distribution World, December 1996.

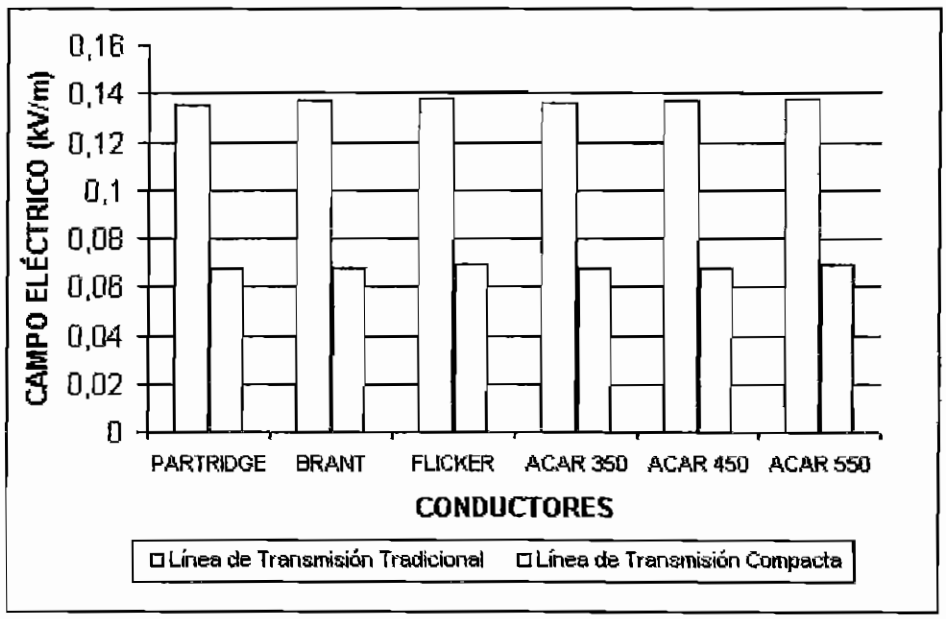


Figura 5.6: *Campo Eléctrico en kV/m para Líneas de Transmisión Tradicionales y Compactas a nivel de una persona*

Tabla 5.21: *Campo eléctrico a nivel del suelo*

TIPO DE CONDUCTOR	CAMPO ELÉCTRICO (kV/m) A NIVEL DEL SUELO	
	Línea de Transmisión Tradicional	Línea de Transmisión Compacta
PARTRIDGE	0,110	0,054
BRANT	0,111	0,055
FLICKER	0,112	0,055
ACAR 350	0,110	0,055
ACAR 450	0,111	0,055
ACAR 550	0,112	0,055

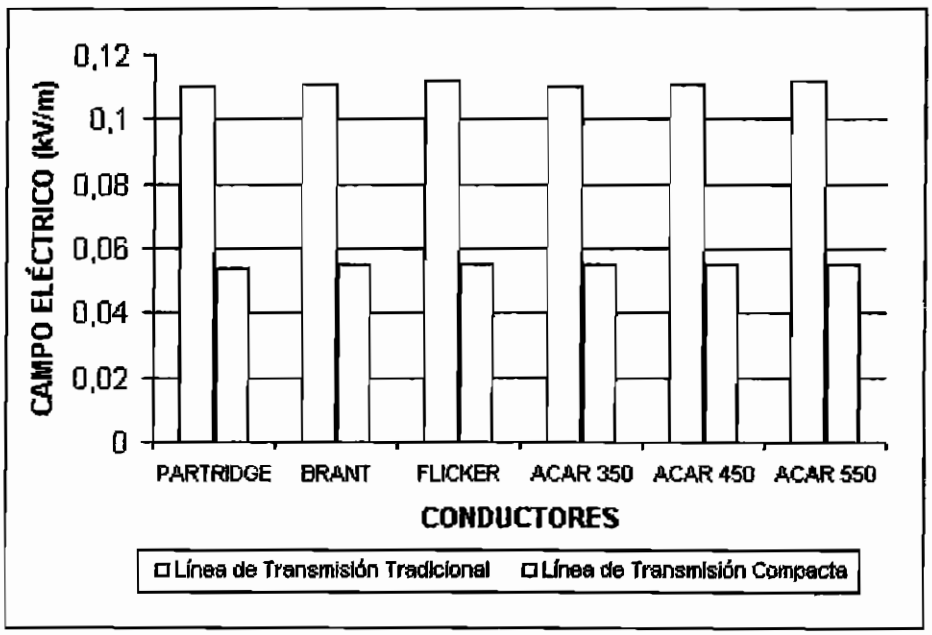


Figura 5.7: *Campo Eléctrico en kV/m para Líneas de Transmisión Tradicionales y Compactas a nivel del suelo*

Estas tablas y gráficos muestran los resultados de los cálculos del campo eléctrico, demostrando como estos disminuyen cuando se acercan las fases (compactación).

5.4.2 CAMPO MAGNÉTICO

El campo magnético depende la intensidad de corriente que circula por los conductores por lo que se analizará para las diferentes potencias transmitidas, es decir, para cada año. Los valores calculados con la ecuación 3.4 son los indicados en el Anexo 5.9.

Los valores de intensidades del campo magnético de acuerdo con los datos del programa TOWERABC se observa en la siguiente figura:

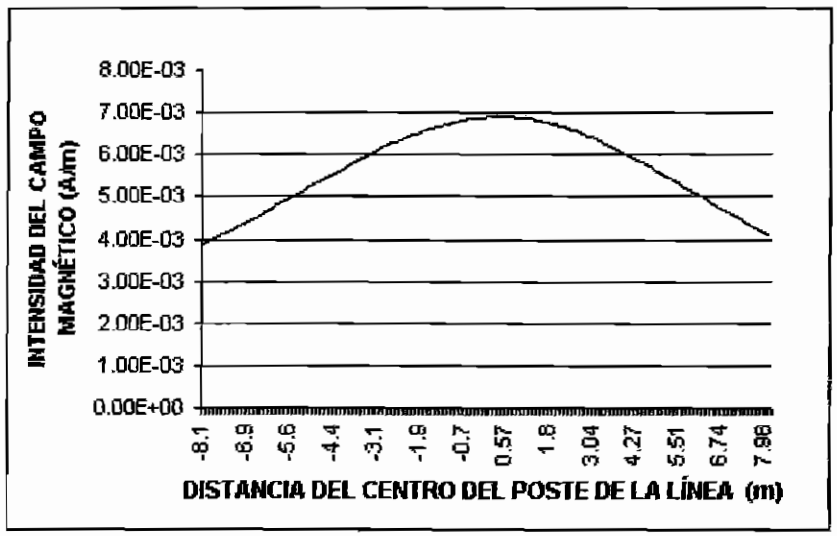


Figura 5.8

Intensidad del campo magnético

De igual forma que para el caso de campos eléctricos se calculará los campos magnéticos para líneas tradicionales y compactas:

Tabla 5.22: *Campo magnético a nivel del suelo*

POTENCIA TRANSMITIDA MVA	DENSIDAD DE FLUJO MAGNETICO (μT) A NIVEL DEL SUELO	
	Línea de Transmisión Tradicional	Línea de Transmisión Compacta
49,1439	0,588	0,402
50,6407	0,606	0,414
51,6386	0,618	0,422
52,6365	0,630	0,430
53,8839	0,645	0,440
54,6323	0,654	0,447
55,8797	0,669	0,457
56,6281	0,678	0,463

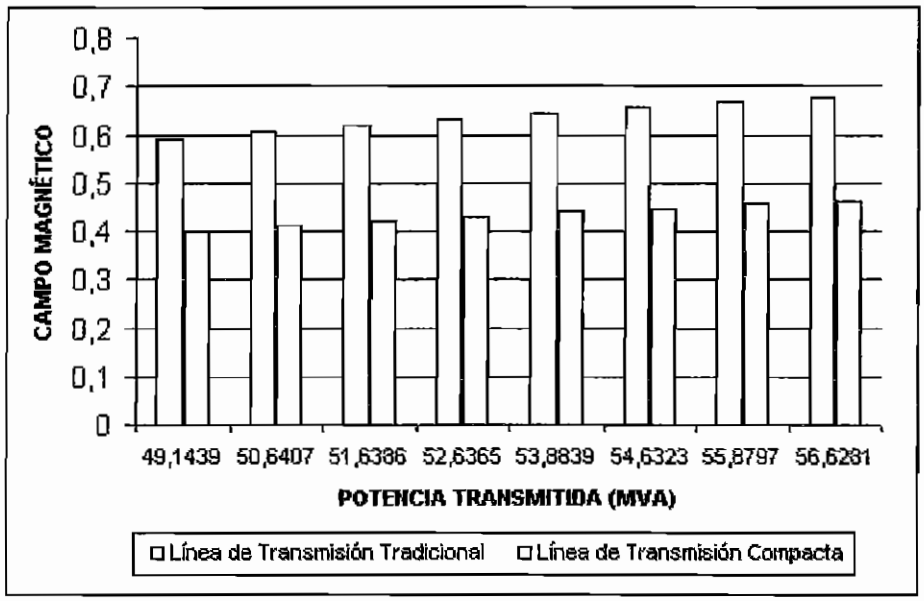


Figura 5.9: *Campo Magnético en μT para Líneas de Transmisión Tradicionales y Compactas a nivel del suelo*

Tabla 5.23: *Campo magnético a nivel de una persona de 1,8 m*

POTENCIA TRANSMITIDA MVA	DENSIDAD DE FLUJO MAGNETICO (μT) SOBRE UNA PERSONA DE 1,8 m	
	Línea de Transmisión Tradicional	Línea de Transmisión Compacta
49,1439	0,720	0,498
50,6407	0,742	0,513
51,6386	0,756	0,523
52,6365	0,771	0,533
53,8839	0,789	0,546
54,6323	0,800	0,553
55,8797	0,818	0,566
56,6281	0,829	0,574

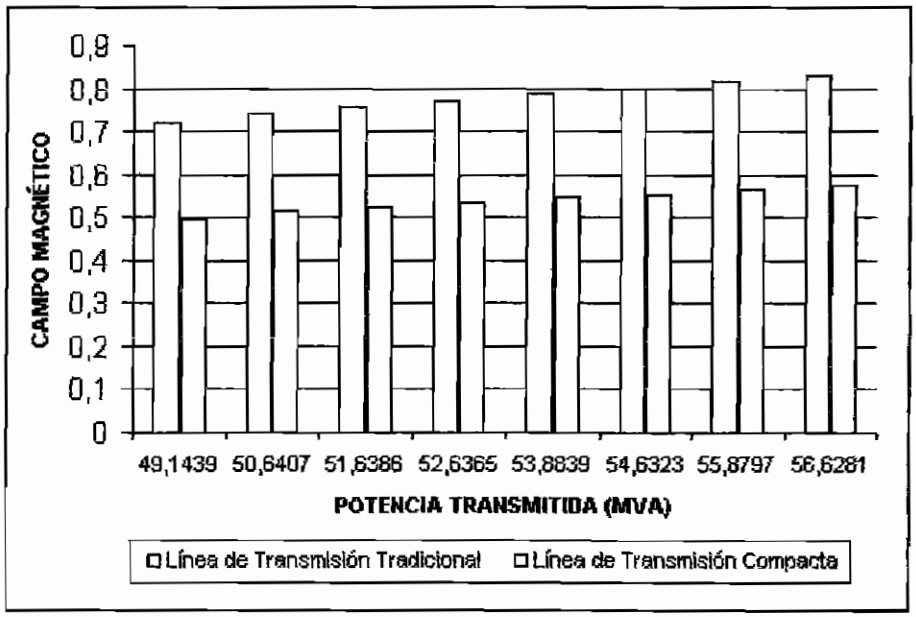


Figura 5.10: *Campo Magnético en μT para Líneas de Transmisión Tradicionales y Compactas a nivel de una persona de 1,8 m*

Los resultados obtenidos demuestran que la compactación es una técnica acertada para disminuir los campos magnéticos, lo que de alguna forma es una respuesta a la preocupante inquietud acerca de que los campos electromagnéticos generados por las líneas causan posibles efectos negativos sobre la salud.

CAPÍTULO 6

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS ECONÓMICO

Este capítulo presenta el estudio económico de la línea de transmisión compacta, el cual comprende los costos de inversión y los costos por pérdidas y desabastecimiento de energía.

7.1 INTRODUCCIÓN

El análisis económico de una línea de transmisión permite identificar las magnitudes de las inversiones y los beneficios del proyecto para finalmente decidir su construcción.

La evaluación económica de las líneas de transmisión toma en cuenta el costo de inversión, costo de pérdidas de transmisión y el costo social de pérdidas de energía.

6.2 COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos de inversión se refieren a los costos directos e indirectos.

6.2.1 COSTOS DIRECTOS

Los costos directos involucran los siguientes aspectos:

Costos de mano de obra
Costos de materiales

6.2.2.1 Costos de mano de obra

La construcción de una línea de transmisión compacta se realiza más rápido que una convencional ya que son mas fáciles de instalar. En los costos de mano de obra se debe considerar los trabajos que se deben realizar durante la construcción de la línea.

Tabla 6.1: *Costos de Mano de Obra*[37]

DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO
Desbroce	173 $/km
Marcación para excavación	5 $
Excavaciones	7 $/m^3
Revisión y ajuste de tornillos	42 $/Ton
Montaje de estructuras	56 $/Ton
Erección de estructuras	371,32 $/Ton
Puesta a tierra	8,81 $
Vestido de estructuras	400 $
Tendido del conductor	750 $/km-fase

6.2.2.2 Costos de materiales

Para evaluar los costos de los materiales se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

fundaciones
puesta a tierra
estructuras
travesaños, crucetas.
Aisladores

[37] TRANSELECTRIC S.A, Datos de la Línea de Transmisión Pasto-Quito, 2002.

Morsetería

Conductores, cables de guarda

6.2.2.2.1 Conductores y cables de guarda

Para evaluar los costos de los conductores y cables de guardia primero se debe conocer los costos por kilómetro para la construcción de las líneas de transmisión a 138 kV.

Tabla 6.2: *Costo en dólares por kilómetro del conductor*[38]

Tipo	Nombre Comercial	Calibre	Sección	Diámetro exterior	Costo
		MCM	mm^2	mm	$/km
ASCR	Partridge	266,8	157,16	16,28	1820
	Brant	397,5	201,42	19,61	2580
	Flicker	477	241,7	21,49	3070
ACAR		350	177	17,24	1850
		450	228	19,55	2440
		550	279	21,66	3050

El costo total de los conductores y cable de guardia se determina de la siguiente manera:

$$Cc = 1{,}02 \times 3 \times Nc \times Ncf \times Cuc \times L \qquad \textbf{(6.1)}$$

Donde:

Cc : costos de conductores, $

Nc : número de circuitos

Ncf : número de conductores por fase

Cuc : costo unitario del conductor, $/km

L: longitud de la línea, km

[38] ALTATEN S.A, Material Eléctrico de Alto Voltaje, 2005.

$$Ccg = 1{,}02 \times Ncg \times Cg \times L \qquad \textbf{(6.2)}$$

Donde:

Ccg : costo total del cable de guardia, $

Ncg : número de cables de guardia

Cg : costo unitario del cable de guardia, $/km

6.2.2.2.2 Aisladores

Para determinar el costo de los aisladores para líneas de transmisión empleamos la siguiente ecuación:

$$Ca = 3 \times Nc \times P \times Cua \qquad \textbf{(6.3)}$$

Donde:

Ca : costo total de los aisladores, $

Cua : costo unitario de los aisladores, $

Nc : número de circuitos

P: número total de postes

6.2.2.2.3 Morsetería

Los costos de los dispositivos y accesorios que se utilizan para la fijación de los conductores y del aislador al poste en una línea compacta con Line post están especificados en el Anexo 4.6.

6.2.2.2.4 Estructuras

Los postes que principalmente se emplea para líneas compactas son los tubulares de acero.

El costo total de los postes se determina así:

$$Cp = Ckg \times (W) \tag{6.7}$$

Donde:

Cp : costos de los postes, $

Ckg : costo por kg de la estructura, $/kg

W : peso de las estructuras de suspensión, kg

6.2.2 COSTOS INDIRECTOS

En los costos indirectos se consideran varios rubros como:

ingeniería, anteproyecto, proyecto
derechos de paso y servidumbre
Imprevistos
Rentabilidad
Fiscalización

6.2.2.1 Ingeniería, Anteproyecto, Proyecto

Actualmente los costos de estudio para la realización del proyecto son aproximadamente de 2500 $/km[39].

6.2.2.2 Derechos de Vía

La influencia que una línea agrega al panorama y los problemas que hoy en día causa la adquisición del derecho de vía para líneas de transmisión ha impulsado el uso de líneas compactas consiguiendo reducir entre 10 y 30 % el derecho de vía con respecto a las líneas convencionales[40].

[39] SANTILLAN Jorge, Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión , Quito 2003.
[40] The ABB Group green lines, http//www.abb.greenlines.htm.

El valor estimado por derechos de vía para líneas convencionales es 3500 $/km[41].

6.2.2.3 Imprevistos

El valor de referencia inicial para gastos por imprevistos es de 5 % de los costos directos.

6.2.2.4 Utililidad[42]

La utilidad del proyecto se considera 10 % de los costos directos.

6.2.2.5 Fiscalización

Este rubro es aproximadamente un 6 % de los costos directos[43].

Los detalles de los costos de inversión se resumen en el Anexo 6.1.

Los porcentajes mencionados son valores aproximados para establecer el presupuesto inicial del proyecto, después de la construcción se determina si estos valores varían o se mantienen con los valores dados inicialmente.

6.3 COSTOS DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

Costo de pérdidas de potencia por efecto Joule
Costo de pérdidas de energía por efecto Joule
Costo de pérdidas de potencia por efecto corona
Costo de pérdidas de energía por efecto Corona

[41] CASCANTE Mónica, Factibilidad de cambio de voltaje en la línea de Transmisión Esmeraldas-Santo Domingo de 138 kV a 230 kV, Tesis de Grado, Quito
[42] CASCANTE Mónica, Factibilidad de cambio de voltaje en la línea de Transmisión Esmeraldas-Santo Domingo de 138 kV a 230 kV, Tesis de Grado, Quito.
[43] SANTILLAN Jorge, "Seminario de Diseño de Líneas de Transmisión" , Quito 2003.

6.3.1 COSTOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EFECTO JOULE

En la cuantificación de estos costos se considera las pérdidas de potencia en la línea de transmisión para cada año de vida útil, las mismas que dependen de la demanda y de la potencia a transferirse.

Los costos de pérdidas de potencia por efecto Joule se determina con la siguiente expresión:

$$CPJ_n = 12 \times P_n \times C_{kW} \qquad \textbf{(6.8)}$$

Donde:

CPJ_n : costo de pérdidas por efecto Joule al año

P_n : pérdidas de Potencia en kW al año n, conformadas por las pérdidas debidas al efecto Joule.

C_{kW} : costo de potencia (5,7 $ / kW –mes)[44]

6.3.2 COSTOS DE PÉRDIDAS DE ENERGIA POR EFECTO JOULE

Los costos de pérdidas de energía por efecto Joule se evalúa con la siguiente expresión:

$$CEJ_n = 8760 \times PJ_n \times F_p \times C_{kWh} \qquad \textbf{(6.9)}$$

Donde:

CEJ_n : costos de pérdidas por efecto Joule al año

PJ_n : pérdidas de potencia (kW) al año

F_p : factor de pérdidas

C_{kWh} :costos marginal de la energía (4,16 ctvs$/kWh)[45]

[44] Perspectivas para el Sector Eléctrico http://www.conelec.gov.ec/downloads/capitulo2.doc.
[45] Perspectivas para el Sector Eléctrico http://www.conelec.gov.ec/downloads/capitulo2.doc.

Factor de pérdidas

$$F_p = A \times F_c + (1-A) \times Fc^2 \qquad \textbf{(6.10)}$$

donde A es una constante de valor 0,15 para el Sistema Nacional Interconectado considerando un factor de carga de 0,6.[46]

Costo total de la energía debido al efecto Joule (CTJn):

$$CTJn = CPJn + CEJn \qquad \textbf{(6.11)}$$

6.3.3 COSTOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR EFECTO CORONA

Los costos debido a las pérdidas corona se evalúan análogamente con la ecuación 6.11; estas pérdidas permanecen constantes durante toda la vida útil del conductor.

6.4 COSTO SOCIAL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

La energía desabastecida provoca consecuencias perjudiciales al desarrollo del país, por lo que es necesario cuantificar este costo para determinar el monto económico de pérdidas que producen las fallas de las líneas de transmisión a los usuarios.

Costo total de pérdidas de energía por desabastecimiento al año (CDn):

$$CDn = \lambda \times t \times Fc \times Dm_n \times CE_d \qquad \textbf{(6.13)}$$

[46] GRANJA Freddy, "Análisis Técnico-Económico y Comercial de la Interconexión Ecuador-Perú", Tesis de Grado, Quito.

Donde:

- λ : número de interrupciones por año
- **p** : probabilidad de falla de la línea e interruptores
- **t** : tiempo de desabastecimiento, 4 horas (Dato proporcionado por TRANSELECTRIC S.A)
- **Fc** : factor de carga (0.6 p.u)
- $\mathbf{Dm_n}$: demanda máxima al año
- $\mathbf{CE_d}$: costo de energía desabastecida (USD/kWh)

Para el número de interrupciones se aceptará 0,625 fallas anuales por circuito trifásico y por 100 km, considerando al menos 75% de reconexiones exitosas[47].

6.5 COSTOS TOTALES

El análisis económico requiere de la evaluación de costos de pérdidas anuales totales durante el período de vida útil.

El costo total viene dado por la siguiente ecuación:

$$C_T = V_{PP} + C_I \tag{6.14}$$

Donde:

- $\mathbf{V_{PP}}$: valor presente de pérdidas totales al año de inversión, $
- $\mathbf{C_I}$: costo de inversión, $

$$V_{PP} = C_{PTn} \times (1+i)^{-n} \tag{6.15}$$

[47] EX-INECEL, "Normas de proyecto para Líneas de 138 kV", sección A, pág 4.

Donde:

n : número de años

i : tasa rendimiento, 7,5 %

C_{PTn}: costo de pérdidas totales al año n, $

El valor de los costos de pérdidas por efecto Joule, Corona y por desabastecimiento de energía se especifica en el Anexo 6.2. Con estos datos y con los costos de inversión se obtiene la tabla 6.3 en la cual se resume los costos totales para diferentes alternativas de conductores.

Tabla 6.3: *Costo total*

CONDUCTOR	COSTO TOTAL $
Partridge	506258,502
Brant	399575,535
Flicker	371584,278
ACAR 350	442029,343
ACAR 450	383412,150
ACAR 550	353154,287

De acuerdo con la tabla anterior se tiene que el conductor económico es el ACAR 550 con un costo total aproximado de $ 353.154,287 convirtiéndose de esta forma la línea compacta en la alternativa más viable con respecto a la línea tradicional cuyo costo es de $ 858.833,43.

CAPÍTULO 7

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

1. Las líneas de transmisión compactas se caracterizan básicamente por la reducción del espaciamiento entre los conductores de las diferentes fases y también de los conductores a tierra, a estas características se suma además la disminución de las dimensiones de las torres y la longitud de los aisladores es por esto que esta tecnología se ha convertido en una alternativa atractiva para sitios en los cuales es difícil adquirir los derechos de vía.

2. Las variantes de diseño de las Líneas de Transmisión Compactas con respecto a las Líneas de Transmisión Convencionales son el estudio de campos eléctricos y magnéticos además del uso de ciertos elementos como aisladores tipo Line Post y espaciadores que son colocados en los medios vanos para mantener las condiciones de espaciamiento mínimas necesarias.

3. Los campos electromagnéticos hoy en día son motivo de preocupación a nivel internacional debido a los posibles efectos nocivos que provocan en la salud de las personas por lo que se ha hecho necesario incluir en el diseño de las líneas de transmisión la medición de estos fenómenos, es por ello que en este proyecto se ha evaluado estos parámetros y se ha realizado una comparación entre líneas tradicionales y líneas compactas resultando que la reducción de la distancia entre conductores disminuye los campos electromagnéticos a nivel del suelo. De esto se concluye que una alternativa para disminuir los campos electromagnéticos es la compactación de la línea, sin embargo por la característica que esta presenta en cuanto a la reducción de la distancia del conductor a tierra, si los campos eléctricos y magnéticos no están dentro de los estándares se puede aumentar esta distancia hasta

cumplir con los valores de campos electromagnéticos de frecuencia industrial recomendados para el público en general.

4. Un problema que causa la reducción de la distancia entre conductores es el incremento del campo eléctrico en la superficie del conductor por lo que la morsetería debe ser diseñada con los mismos estándares corona que para líneas de extra alto voltaje.

5. En el presente proyecto se han desarrollado tres alternativas de aislamiento para líneas compactas como son: brazos davit, horizontal line post y V horizontal de las cuales la opción con aislamiento Horizontal Line Post es la mas conveniente económicamente, por lo que para realizar una comparación de las tres alternativas de transmisión, es decir, tradicional, subterránea y compacta se desarrolla un análisis económico de la línea con horizontal line post resultado de lo cual se obtiene un costo total aproximado de 353.154,287 dólares, al comparar éste valor con el costo de la línea tradicional que es 858.833,43 dólares se observa que la alternativa de transmisión más conveniente es la compacta. A estas dos alternativas no se las compara económicamente con la transmisión subterránea ya que esta tiene un costo muy elevado y su construcción se da en casos donde no se puede realizar transmisión aérea.

6. Del estudio realizado en este proyecto, las líneas de transmisión compactas permiten aumentar la capacidad de transmisión puesto que al disminuir la distancia media geométrica la inductancia disminuye y la capacitancia shunt aumenta provocando de esta forma la reducción de la impedancia característica razón por la cual la potencia natural aumenta, el incremento de la capacitancia shunt permite a la línea compensar alguna fracción de los reactivos que demanda la línea.

7. El vano económico para líneas compactas no es el mismo que para líneas tradicionales motivo por el cual se ha hecho necesario el cálculo de este parámetro y se ha obtenido un vano económico de 180 m que comparado

con el de 400 m que se usa en líneas tradicionales tienen una diferencia significativa esto se debe a que en las líneas compactas las distancia entre conductores es muy cercana a la mínima permitida por las normas por consiguiente si se disminuye la distancia entre fases también se debe disminuir el vano.

8. Las líneas compactas se pueden aplicar a cualquier nivel de voltaje ya sea por la reducción de la faja de servidumbre que presenta o por los beneficios eléctricos y ambientales que se consigue con la compactación de las fases además este tipo de línea no requiere elementos adicionales para acoplarse con líneas tradicionales.

7.2 RECOMENDACIONES

1. Profundizar en el estudio de la separación entre conductores para los diferentes niveles de voltaje utilizados en nuestro país para establecer las distancias mínimas permisibles.

2. Extender el estudio de esta Tecnología a líneas de distribución especialmente en zonas con alta densidad poblacional y espacio físico reducido.

3. Investigar las características de mantenimiento de las Líneas de Transmisión Compactas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ref. 1 A.B. CHANCE Company, Transmission Structures, 1-78 Catálogo 1978.

Ref. 2 Apuntes Técnicos, Conductores para líneas aéreas, http:/ www. ing. unlp. edu. ar/ sispot/ le- index. htm.

Ref. 3 ALMEIDA M.A., FONSECA J. R, VAISMAN R., Switching Impulse Strength of Compact Transmission Lines, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 8, No. 3, July 1993.

Ref. 4 ALEXANDROV G. N., ÁLVAREZ J., KRYLOV S.V., Insulation of Compact Lines, Its Electrical Strength, under Switching Surges and Operating Voltage,

Ref. 5 BARRIGA-MELO, Programa de computador para la estimación de costos y parámetros eléctricos y mecánicos de Líneas de Transmisión de 69 kV a 230 kV, Tesis de Grado, Quito 1993.

Ref. 6 BREWER Harold, Reduction of Lightning Caused Interruption on Electric Power Systems, Hubbell/The Ohio Brass Company, U.S.A. 2001.

Ref. 7 BROSCHAT Myron, CLAYTON Roger, Compaction Techniques Applied to Subtransmission Line Uprating 41, 6 kV to 115 kV, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 4, April 1981.

Ref. 8 BURGOS Mario, Factibilidad técnico-económica para el cambio de voltaje de la Línea de Transmisión Latacunga de 69 kV a 138 kV, Tesis de Grado, Quito

Ref. 9 CANO Adolfo, Una metodología para el diseño del aislamiento en una línea de transmisión, Boletín 7, http:/ www. gamma. com, Sabaneta-Colombia.

Ref. 10 CHARTIER Vernon, EASLEY Dale, Corona Performance of a Compact 230 kV Line.

Ref. 11 COMBER M.G., VERMILYE M.G., Lightning Protection of Transmission Lines with Polymer – Housed Surge Arresters, Hubbell/The Ohio Brass Company, U.S.A. 1994.

Ref. 12 ESMERALDO P.C.V., ALEXANDROV G. N., A Proposed Design for the New Furnas 500 kV Transmission Lines. The High Surge Impedance Loading Line, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.14, No. 1, January 1999.

Ref. 13 FONTANA Eduardo, NAIDU S. R., Electric and Magnetic Field of Transmission Lines, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No1, January 1999.

Ref. 14 GERRY George, Line Designs Reduce EMF Emissions, Transmission and Distribution, April 1, 1998.

Ref. 15 GONZÁLEZ Oscar, Efectos del campo eléctrico de líneas aéreas y estaciones transformadoras de EHV y UHV, Argentina 1980.

Ref. 16 GONZALEZ Oscar, El campo eléctrico y el campo magnético generado por sistemas de transmisión, Junio 1987.

Ref. 17 INECEL, Experiencia en la construcción de líneas de transmisión.

Ref. 18 LEIZÁN Ibia, CRUZ Melchor, BONZON Jorge, ESCALONA Orlando, Contribución a los Criterios de Evaluación del Impacto Medio Ambiental de Líneas Eléctricas Aéreas Rurales en Cuba, 1999.

Ref. 19 LOUDON Diarmid, HARSAN Kjell, JONSSON Uno, KARLSSON Dan, A compact 420 kV line utilizing line surge arresters for areas with low isokeraunic levels, http:// www.cigre.org, Session 1998.

Ref. 20 MADDOCK B. J., A Summary of Standard for Human Exposure to Electric and Magnetic Fields at Power Frequencies, Electra No. 179, August 1998.

Ref. 21 MOULDER, J.E., Electromagnetic Fields and Human Health: Powerlines and Cancer FAQs, http:/ www.mcw. Edu/gcrc/cop/powerlines-cancer-FAQ/toc. htm, June 2000.

Ref. 22 PARIS L., General Report for the Symposium on "Compacting Overhead Transmission Lines", Electra No. 148, June 1993.

Ref. 23 SANDERS Jim, NEWMAN Kevin, Polymer Arresters – Alternative to Shield Wire, Hubbell/The Ohio Brass Company, U.S. A. 1992.

Ref. 24 SANTILLÁN Jorge, Diseño de Líneas de Transmisión (69, 138 y 230 kV), Folletos Seminario, Quito 2003.

Ref. 25 STEWART J. R., Compact Transmission Line Design, Power Technologies,http//www.pti-us.com/pti/consult/overhead/compact.htm

Ref. 26 STEWART J. R., GRANT I. S., High Phase Order- Ready for Application, Power Technologies, Inc., IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1981.

Ref. 27 SUÁREZ Olga, ÁLVAREZ José, ÁVALOS Manuel, Las Técnicas de Compactación en la Distribución de la Energía Eléctrica, Ingeniería Energética, Vol. X, No. 2, Cuba 1989.

Ref. 28 Svk TR, Compact 400 kV General Requirements, September 2000.

Ref. 29 TORELLI Juan Carlos, El campo eléctrico generado por líneas de alta tensión, Argentina 1980.

Ref. 30 WILSON D. D., Compact Transmission Lines increase ROW efficiency, Power Technologies, Inc., Transmission and Distribution.

GLOSARIO

Aislación autoregenerable.- es aquella que recobra completamente sus propiedades dieléctricas luego de estar sujeta a una descarga disruptiva.

Contorneo.- descarga eléctrica alrededor o sobre la superficie del aislador.

Descarga disruptiva.- es el arco eléctrico, usualmente intempestivo, que perfora la aislación, volviéndola conductora, definitivamente o al menos durante el tiempo que dura la descarga.

Fenómeno tracking.- formación de un camino conductor carbonizado sobre la superficie del material; este fenómeno es un problema de envejecimiento del aislador que degrada el material hasta su falla.

Flameo inverso.- se presenta cuando la corriente de una descarga atmosférica que cae en el cable de guardia o en el cuerpo de la torre viaja por el sistema de puesta a tierra, y aunque el valor de la puesta a tierra sea bajo, el sobrevoltaje (producto de la impedancia de puesta a tierra por la corriente) puede alcanzar varios kilovoltios por encima del nivel de soportabilidad de los aisladores resultando en un contorneo desde la estructura a una fase.

Galopamiento del conductor: el galopamiento consiste en una oscilación a baja frecuencia del conductor, que comúnmente no excede de 1 Hz. Las condiciones climáticas que causen galopeo residen en las temperaturas próximas al punto de congelación, y en velocidades de viento que varían entre 5 y 25 m/s, es decir, circunstancias en las que el hielo o la nieve se asienta sobre los conductores.

Hay tres tipos de efectos producidos por el galopeo en las líneas de transmisión:

- Reducción de la seguridad eléctrica, debido a la disminución en la separación de los conductores, lo que ocasiona flameo.

- Reducción de la seguridad mecánica, ocasionada por un deterioro térmico y por un desgaste mecánico.

- Cargas dinámicas adicionales sobre miembros estructurales de la línea de transmisión.

Solicitaciones eléctricas.- son esfuerzos eléctricos, de carácter temporal o permanente, a los que se somete a la aislación de una instalación.

Distancia de fuga.- distancia entre las partes vivas de un aislador.

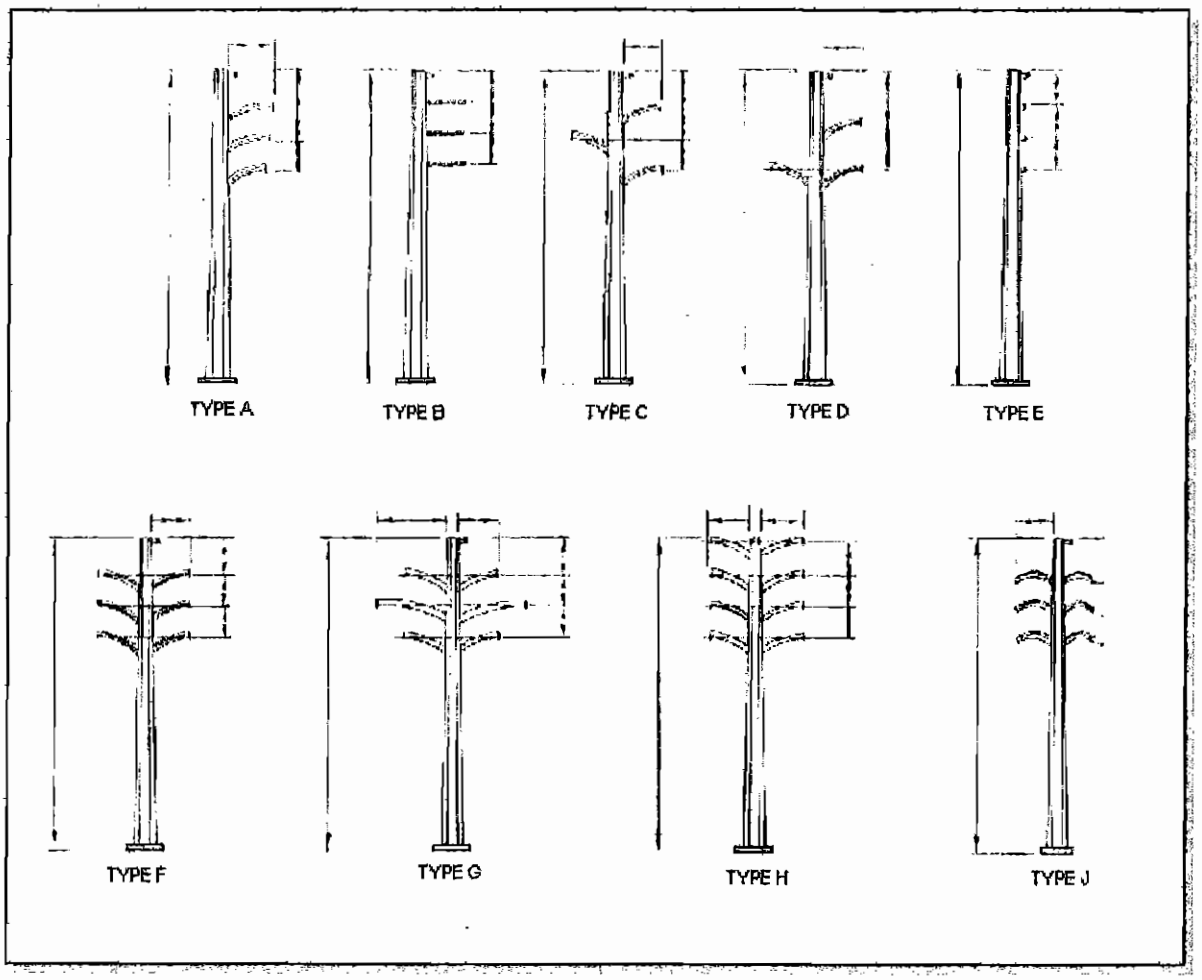
Vibraciones Eólicas.- las vibraciones eólicas pueden alcanzar amplitudes de aproximadamente el doble del diámetro del conductor, por lo que no son fácilmente detectables a simple vista. Esta clase de vibraciones no se limita a los conductores. Se ha observado que, debido a un efecto de acoplamiento elástico, las vibraciones pueden transmitirse hasta los cimientos, por conducto de los aisladores y a través de las estructuras de soporte.

Voltaje tolerable.- se puede definir como un voltaje preciso el cual, si se excede, definitivamente llevaría a la ruptura del aislamiento, y cuando no, sería 100 % seguro. (Ref. 9)

ANEXOS

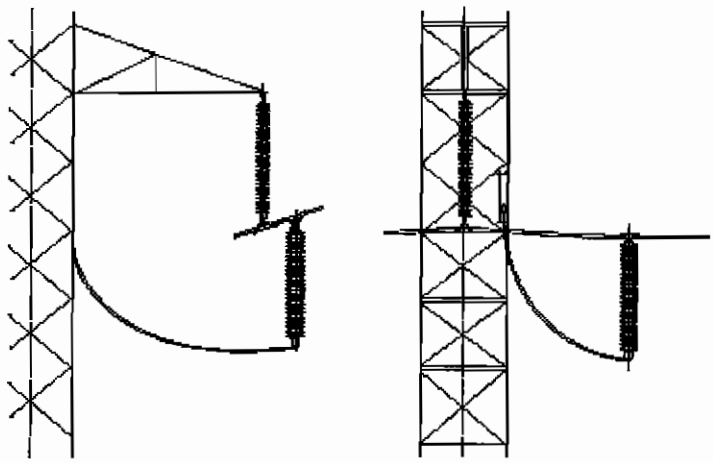
ANEXO 3.1

CONFIGURACIONES DE TORRES CON BRAZOS DAVIT PROPUESTAS POR LA A.B. CHANCE CO.

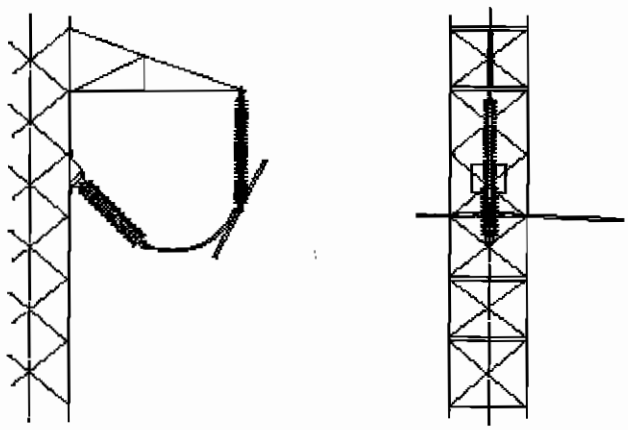


ANEXO 3.2

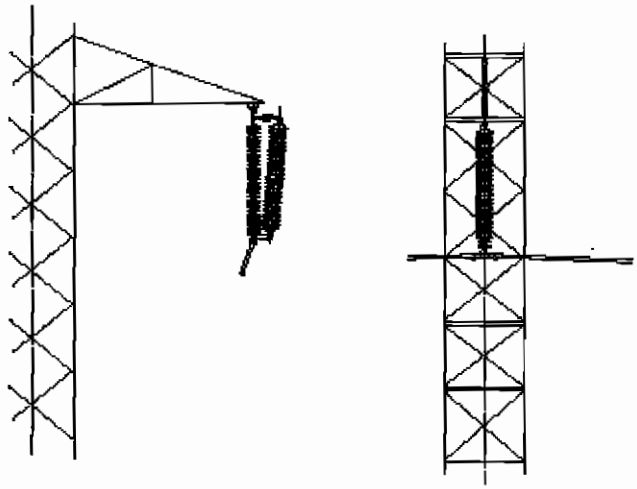
ALTERNATIVAS DE INSTALACIÓN DE LOS PARARRAYOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (PEXLINK ABB)



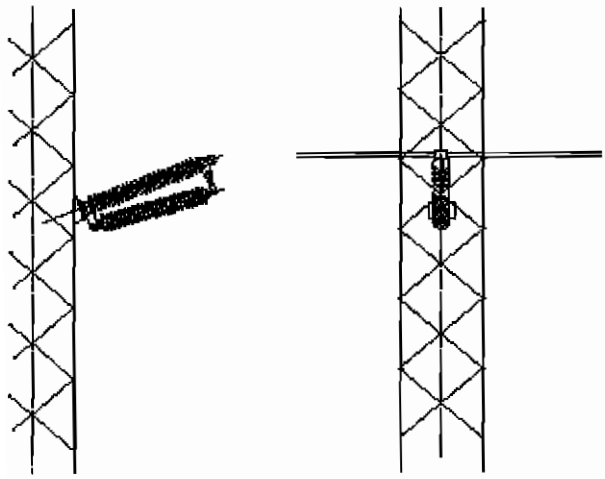
Alternativa 1 Suspensión



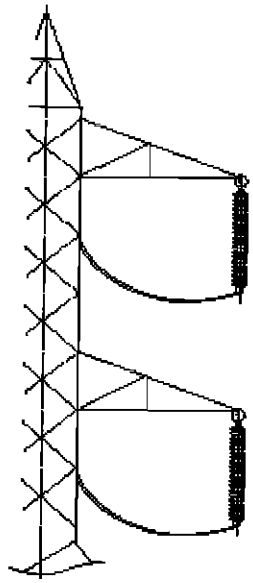
Alternativa 2 Suspensión



Alternativa 3 Suspensión



Alternativa 4 Suspensión



Alternativa 5 Tensión

ANEXO 4.2

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

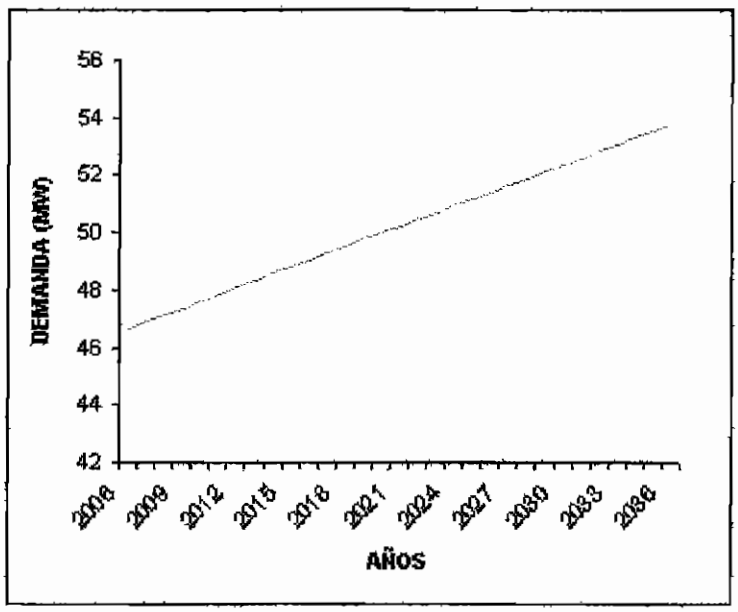
La proyección de la demanda es la referencia fundamental del diseño de líneas de transmisión. Esta proyección permite prever los requerimientos de potencia y energía en el futuro.

Los datos de demanda para los diferentes años son proporcionados por TRANSELECTRIC.S.A pues la línea de transmisión Loja- Cumbartza ya fue diseñada.

La demanda de la ciudad de Cumbartza para cada año sigue un comportamiento tendencial determinado por la siguiente expresión:

$$D_P = 0{,}237 AÑOS + 46{,}45$$

De acuerdo con la expresión anterior la demanda para cada año se resume en el siguiente gráfico y cuadro:



AÑOS	DEMANDA MW
2006	46,6867
2007	46,9237
2008	47,1607
2009	47,3977
2010	47,6347
2011	47,8717
2012	48,1087
2013	48,3457
2014	48,5827
2015	48,8197
2016	49,0567
2017	49,2937
2018	49,5307
2019	49,7677
2020	50,0047
2021	50,2417
2022	50,4787
2023	50,7157
2024	50,9527
2025	51,1897
2026	51,4267
2027	51,6637
2028	51,9007
2029	52,1377
2030	52,3747
2031	52,6117
2032	52,8487
2033	53,0857
2034	53,3227
2035	53,5597
2036	53,7967

ANEXO 4.3

CÁLCULO DE FLECHAS Y TENSIONES PARA EL CONDUCTOR ACSR PARTRIDGE

T (°C)	-5	5	12	45	80	5	5	5
V (km/h)	0	90	0	0	0	22,5	45	63,63961031

V	T_1	f1	T2	f2	T3	f3	T4	f4	T5	f5	T6	f6	T7	f7	T8	f8
m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m
100	1372,410378	0,497300232	1270,149893	0,537338155	1024,4	0,666243655	560,6635687	1,217307559	364,8149764	1,870811354	1162,413221	0,587140604	1169,747315	0,583459343	1192,200809	0,572470674
120	1348,594087	0,728758942	1292,768445	0,760228952	1024,4	0,959390863	606,974143	1,619179353	417,0210038	2,356715827	1151,626008	0,853402053	1161,578203	0,846090257	1191,670562	0,824724577
140	1323,331013	1,010858195	1314,734512	1,017467776	1024,4	1,305837563	647,5573899	2,065762851	464,3353869	2,880891782	1140,691759	1,172709445	1153,334245	1,159854575	1191,141693	1,123040195
160	1297,66594	1,346417399	1335,535044	1,308239726	1024,4	1,705583756	683,270449	2,557113369	507,2832267	3,444229787	1130,052843	1,546122387	1145,3382	1,525488279	1190,632806	1,467454946
180	1272,510112	1,737746505	1354,908616	1,63206579	1024,4	2,158629442	714,8024031	3,093582213	546,3148753	4,047665732	1120,016825	1,974345341	1137,808645	1,943472665	1190,155614	1,857992328
200	1248,571728	2,186498332	1372,756017	1,988700079	1024,4	2,664974619	742,7208874	3,675674195	581,823709	4,692142926	1110,765351	2,457764816	1130,871055	2,414068331	1189,716303	2,294664696
220	1226,327929	2,693651446	1389,077898	2,378052378	1024,4	3,224619289	767,5016088	4,303964919	614,1575255	5,378587517	1102,378448	2,996520846	1124,578067	2,937368331	1189,317056	2,777476353
240	1206,03747	3,259600217	1403,933389	2,800132848	1024,4	3,837563452	789,5480086	4,979051251	643,6262546	6,107892541	1094,863466	3,590584693	1118,931353	3,513352262	1188,957404	3,306426274
260	1187,78093	3,884302135	1417,413399	3,255013677	1024,4	4,503807107	809,2050544	5,701521481	670,507458	6,880907803	1088,181481	4,239825877	1113,900615	4,141931461	1188,635279	3,881510236
280	1171,511488	4,567432802	1429,623737	3,742802992	1024,4	5,223350254	826,76939	6,471937719	695,0504625	7,698433839	1082,26793	4,944062236	1109,438041	4,82298227	1188,347764	4,502722321
300	1157,102895	5,308516665	1440,674671	4,2636274	1024,4	5,996192893	842,4971204	7,290826106	717,479619	8,561218796	1077,047053	5,703093455	1105,488282	5,556368256	1188,091596	5,170055931
320	1144,387644	6,107021547	1450,674655	4,817620528	1024,4	6,822335025	856,60999	8,158672069	737,9969843	9,469957396	1072,441114	6,516721439	1101,994783	6,3419538	1187,863477	5,883504406
340	1133,183782	6,962418743	1459,726748	5,404915688	1024,4	7,70177665	869,300414	9,075918835	756,784602	10,4252914	1068,375752	7,384761389	1098,903454	7,179611615	1187,660257	6,643061392
360	1123,311776	7,874216393	1467,926729	6,025641353	1024,4	8,634517766	880,7356541	10,04296801	774,0064939	11,4278111	1064,782726	8,307046863	1096,164571	8,069226311	1187,479027	7,44872103
380	1114,603958	8,841974702	1475,3623	6,679918552	1024,4	9,620558376	891,0613316	11,06018144	789,8104291	12,47805757	1061,601015	9,283431211	1093,733546	9,010695554	1187,31716	8,30047803
400	1106,9090	9,865310043	1482,11295	7,367859516	1024,4	10,65989848	900,4044083	12,12788376	804,3295131	13,57652532	1058,776955	10,31378701	1091,571029	10,00392985	1187,172318	9,198327687
420	1100,093	10,94389292	1488,250205	8,089567172	1024,4	11,75253807	908,8757314	13,24636535	817,6836252	14,72366528	1056,26384	11,3980045	1089,642653	11,04885163	1187,042439	10,14226585
440	1094,039527	12,07744298	1493,838111	8,845135161	1024,4	12,89847716	916,5722148	14,41588539	829,980722	15,91988784	1054,021297	12,53598959	1087,918597	12,145394	1186,925718	11,1322889
460	1088,647796	13,26572291	1498,933818	9,634648191	1024,4	14,09771574	923,5787114	15,63667484	841,3180219	17,16556596	1052,014548	13,72766187	1086,373082	13,29349948	1186,820578	12,16839366
480	302,737141	51,94209059	1503,588209	10,45818257	1024,4	15,35025381	929,969625	16,90893936	851,78308	18,46103823	1050,213699	14,97295266	1084,983868	14,49311872	1186,725647	13,25057737
500	1079,515464	15,80570225	1507,846523	11,31580684	1024,4	16,65609137	935,8102967	18,232862	861,454763	19,80661171	1048,593061	16,27180327	1083,73178	15,74420933	1186,639729	14,37883764
520	1075,636967	17,15708977	1511,748954	12,20758245	1024,4	18,01522843	941,1581999	19,60860565	870,404131	21,20256481	1047,130548	17,62416352	1082,600281	17,0467349	1186,561787	15,55317237
540	287,012666	69,34084227	1515,331205	13,13356442	1024,4	19,42766497	946,0639702	21,03631533	878,6952352	22,64914979	1045,807149	19,0299904	1081,575092	18,40066412	1186,490915	16,77357976
560	1068,981304	20,02205269	1518,624998	14,09380198	1024,4	20,89340102	950,5722937	22,51612018	886,3858361	24,14659523	1044,606472	20,48924698	1080,643868	19,80596998	1186,426327	18,04005821
580	1066,117139	21,53543842	1521,658531	15,08833916	1024,4	22,41243655	954,7226726	24,04813529	893,5280509	25,69510826	1043,514354	22,00190146	1079,795911	21,26262913	1186,367333	19,35260636
600	1063,514042	23,10265688	1524,45689	16,11721536	1024,4	23,98477157	958,5500877	25,63246336	900,168935	27,2948766	1042,51853	23,56792642	1079,021937	22,77062139	1186,313334	20,71122299
620	1061,142103	24,72364438	1527,042412	17,18046584	1024,4	25,61040609	962,0855694	27,26919604	906,3510039	28,94607044	1041,60835	25,18729809	1078,313866	24,32992919	1186,263803	22,11590705
640	1058,975428	26,39834623	1529,435011	18,27812218	1024,4	27,2893401	965,3566922	28,95841529	912,1127007	30,64884414	1040,774546	26,85999586	1077,664649	25,94053727	1186,218278	23,56665761
660	1056,991537	28,12671527	1531,65246	19,41021268	1024,4	29,0215736	968,388003	30,70019446	917,4888157	32,40333777	1040,00903	28,5860018	1077,068125	27,60243231	1186,176353	25,06347385
680	1055,170859	29,90871074	1533,710642	20,57676274	1024,4	30,8071066	971,2013914	32,49459925	922,5108606	34,20967855	1039,304725	30,36530022	1076,51889	29,31560263	1186,13767	26,60635507
700	1053,496309	31,74429725	1535,623774	21,77779516	1024,4	32,64593909	973,8164118	34,34168863	927,2074038	36,06798205	1038,655423	32,19787742	1076,012198	31,080038	1186,101913	28,19530062
720	1051,952931	33,63344401	1537,404597	23,01333044	1024,4	34,53807107	976,2505629	36,24151559	931,6043705	37,97835339	1038,055664	34,08372137	1075,543866	32,89572942	1186,068803	29,83030994
740	1050,527592	35,57612411	1539,064545	24,28338703	1024,4	36,48350254	978,5195305	38,1941278	935,7253098	39,94088821	1037,500631	36,02282145	1075,110201	34,76266894	1186,038091	31,51138254
760	1049,208734	37,572314	1540,613897	25,58798156	1024,4	38,4822335	980,6373992	40,19956819	939,5916345	41,95567367	1036,98607	38,01516833	1074,707933	36,68084955	1186,009557	33,23851798
780	1047,986153	39,62199297	1542,061908	26,92712906	1024,4	40,53426396	982,6168374	42,25787552	943,2228345	44,02278919	1036,508207	40,06075372	1074,33416	38,65026503	1185,983006	35,01171586
800	1046,850822	41,72514276	1543,416918	28,30084308	1024,4	42,63959391	984,4692583	44,36908479	946,6366681	46,14230726	1036,063691	42,15957029	1073,986301	40,67090983	1185,95826	36,83097582
820	1045,794729	43,88174727	1544,686462	29,70913589	1024,4	44,79822335	986,204961	46,53322769	949,8493327	48,31429409	1035,649538	44,3116115	1073,662056	42,74277904	1185,935164	38,69629756
840	1044,810751	46,09179218	1545,87735	31,15201863	1024,4	47,01015228	987,8332542	48,75033291	952,8756178	50,53881021	1035,263086	46,51687155	1073,359368	44,86586825	1185,913577	40,6076808
860	1043,892536	48,35526482	1546,995752	32,62950137	1024,4	49,27538071	989,3625647	51,02042649	955,7290414	52,81591101	1034,901953	48,77534522	1073,076398	47,04017355	1185,893373	42,56512528
880	1043,034408	50,67215387	1548,047262	34,14159328	1024,4	51,59390863	990,8005326	53,34353208	958,4219726	55,14564723	1034,564002	51,08702786	1072,811494	49,26569139	1185,874439	44,56863077
900	1042,231285	53,04244923	1549,036962	35,6883027	1024,4	53,96573604	992,1540954	55,71967122	960,9657413	57,52806539	1034,247317	53,4519153	1072,563172	51,54241862	1185,856671	46,61819706
920	245,3827083	235,4151211	1549,969473	37,26963724	1024,4	56,39086294	993,4295617	58,14886352	963,3707359	59,96320819	1033,950172	55,87000378	1072,330093	53,87035238	1185,839979	48,71382398
940	1040,772263	57,94322365	1550,849006	38,8856038	1024,4	58,86928934	994,6326767	60,63112686	965,6464923	62,45111486	1033,671009	58,34128992	1072,111052	56,24949009	1185,824277	50,85551136
960	243,3108659	258,5137321	1551,679399	40,53620873	1024,4	61,40101523	995,76868	63,16647758	967,8017722	64,99182147	1033,408422	60,86577066	1071,904956	58,67982944	1185,809491	53,04325904
980	1039,484164	63,0575263	1552,464159	42,22145781	1024,4	63,98604061	996,8423564	65,75493064	969,8446351	67,58536123	1033,161138	63,44344323	1071,710817	61,16136832	1185,795551	55,27706688
1000	1038,896045	65,69473466	1553,206494	43,94135633	1024,4	66,62436548	997,8580818	68,39649971	971,7825012	70,23176474	1032,928002	66,07430514	1071,527737	63,69410482	1185,782396	57,55693477

ANEXO 4.4

CÁLCULO DE FLECHAS Y TENSIONES PARA EL CABLE DE GUARDIA

T (°C)	-5	5	12	45	80	5	5	5
V (km/h)	0	90	0	0	0	22,5	45	63,63961031

V	T_{1g}	f1g	T2g	f2g	T3g	f3g	T4g	f4g	T5g	f5g	T6g	f6g	T7g	f7g	T8g	f8g
m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m	kg	m
100	982,882991	0,51760993	939,876374	0,54129459	833	0,6107443	584,901992	0,86980384	410,56948	1,23913253	893,610274	0,56931977	896,571094	0,56743966	905,820502	0,56164549
120	973,610119	0,75245726	951,040301	0,77031436	833	0,87947179	606,772529	1,20737173	448,048144	1,63509214	889,591411	0,82352414	893,612541	0,8198184	906,086487	0,80853209
140	963,814389	1,03458717	962,188303	1,03633561	833	1,19705882	626,924299	1,59054291	481,30254	2,07177382	885,450187	1,12615031	890,571784	1,11967392	906,357828	1,10017255
160	953,868124	1,36538791	972,997355	1,33854423	833	1,5635054	645,264049	2,01839852	510,953337	2,54896075	881,342401	1,47774576	887,561639	1,46739104	906,624917	1,43653674
180	944,082673	1,74598057	983,26705	1,67640114	833	1,97881152	661,838478	2,49056236	537,487647	3,06676815	877,383939	1,87871002	884,664846	1,86324799	906,880995	1,81760342
200	934,694924	2,17718097	992,886961	2,04957873	833	2,44297719	676,75888	3,00697936	561,301366	3,62550338	873,652076	2,32930254	881,935817	2,30742415	907,121794	2,24335918
220	925,886097	2,65950984	1001,80906	2,4579035	833	2,9560024	690,162685	3,56778199	582,724422	4,22558229	870,191155	2,82966563	879,405265	2,80001735	907,345025	2,71379677
240	917,68982	3,19323581	1010,02666	2,90130956	833	3,51788715	702,193652	4,17320776	602,036734	4,86747708	867,020028	3,37985272	877,085824	3,34106415	907,549851	3,22891354
260	910,205276	3,77843338	1017,55919	3,37980338	833	4,12863145	712,991748	4,82354811	619,478839	5,55168278	864,139427	3,97985544	874,977405	3,93055864	907,736427	3,78870991
280	903,411676	4,41504145	1024,44162	3,89343806	833	4,78823529	722,688172	5,5191162	635,259331	6,27869565	861,538252	4,62962613	873,071679	4,56846797	907,905534	4,39318833
300	897,281478	5,10291377	1030,71727	4,44229485	833	5,49669868	731,403186	6,26022704	649,560289	7,04899926	859,198436	5,3290949	871,355489	5,25474397	908,058318	5,04235236
320	891,771102	5,84185783	1036,43303	5,02647046	833	6,25402161	739,24549	7,04718537	662,541399	7,86305581	857,09844	6,07818163	869,813294	5,98933132	908,196097	5,73620611
340	886,828916	6,63166242	1041,63636	5,64606826	833	7,06020408	746,312427	7,88027881	674,3432	8,72130097	855,215604	6,8768039	868,428798	6,77217294	908,320241	6,47475387
360	882,400697	7,47211558	1046,37335	6,3011926	833	7,9152461	752,690635	8,7597742	685,089696	9,62414124	853,52763	7,72488174	867,185981	7,60321332	908,432093	7,25799985
380	878,433154	8,36301541	1050,68761	6,99194503	833	8,81914766	758,456902	9,68591621	694,890529	10,571953	852,013448	8,62234043	866,069703	8,4824004	908,532923	8,08594803
400	874,875991	9,30417577	1054,6197	7,71842208	833	9,77190876	763,679102	10,6589273	703,842795	11,5650825	850,653663	9,56911179	865,066012	9,40968653	908,623904	8,95860208
420	871,682978	10,2954288	1058,20689	8,46071403	833	10,7735294	768,417128	11,6790083	712,032599	12,6038471	849,430734	10,5651346	864,162269	10,3850287	908,706104	9,87596536
440	868,812361	11,3366251	1061,48309	9,2789043	833	11,8240096	772,723776	12,74634	719,536392	13,6885363	848,32898	11,6103543	863,347156	11,4083887	908,780482	10,8380409
460	866,226884	12,4276332	1064,47901	10,1130693	833	12,9233493	776,645576	13,8610845	726,42213	14,8194136	847,334496	12,7047229	862,610628	12,4797326	908,847895	11,8448313
480	362,362081	32,3477555	1067,2223	10,9832787	833	14,0715486	780,223538	15,0233868	732,750284	15,9967185	846,435018	13,8481983	861,943796	13,5990305	908,909106	12,8963391
500	861,783374	14,7586393	1069,73782	11,8895955	833	15,2686074	783,493821	16,2333763	738,57472	17,2206679	845,619766	15,0407435	861,33884	14,7662562	908,964787	13,9925662
520	859,870818	15,9984497	1072,04782	12,8320769	833	16,5145258	786,488332	17,4911686	743,943475	18,4914586	844,879279	16,2823262	860,788883	15,9813867	909,015536	15,1335147
540	858,133578	17,2876932	1074,17223	13,810774	833	17,8093037	789,235256	18,7968668	748,899433	19,8092686	844,205267	17,5729181	860,287887	17,2444018	909,061876	16,3191862
560	856,552114	18,6263039	1076,12889	14,8257334	833	19,1529412	791,759514	20,1505631	753,480923	21,1742587	843,590461	18,9124946	859,830551	18,5552839	909,104272	17,549582
580	855,109325	20,0142245	1077,93373	15,8769964	833	20,5454382	794,083172	21,5523394	757,72224	22,5865747	843,028489	20,301034	859,41222	19,9140175	909,143133	18,8247036
600	853,790232	21,4514049	1079,60101	16,9646006	833	21,9867947	796,225794	23,0022691	761,654107	24,0463464	842,513757	21,7385174	859,028801	21,320589	909,17882	20,144552
620	852,581703	22,9378017	1081,14349	18,0885796	833	23,4770108	798,204754	24,5004179	765,304081	25,5536988	842,041349	23,2249284	858,676691	22,7749864	909,211653	21,5091282
640	851,472209	24,4733766	1082,57257	19,2489635	833	25,0160864	800,035499	26,0468442	768,696907	27,108734	841,606939	24,7602521	858,352716	24,2771993	909,241913	22,9184331
660	850,451613	26,0580963	1083,89851	20,4457796	833	26,6040216	801,731791	27,6416007	771,854837	28,7115516	841,206712	26,344476	858,054075	25,8272184	909,269851	24,3724676
680	849,510983	27,6919316	1085,13046	21,6790523	833	28,2408163	803,305906	29,2847343	774,797903	30,3622402	840,837301	27,9775885	857,778289	27,4250355	909,29569	25,8712323
700	848,642439	29,3748566	1086,27667	22,9488036	833	29,9264706	804,768814	30,9762873	777,544162	32,0608799	840,495725	29,6595798	857,523165	29,0706433	909,319626	27,4147278
720	847,839012	31,1068489	1087,34454	24,2550535	833	31,6809844	806,130334	32,7162977	780,109914	33,8075437	840,179342	31,3904409	857,286753	30,7640354	909,341835	29,0029547
740	847,094525	32,8878882	1088,34074	25,5978197	833	33,4443577	807,39927	34,5047996	782,509889	35,6022977	839,885806	33,1701641	857,067324	32,5052061	909,362473	30,6359134
760	846,403496	34,7179568	1089,27127	26,9771185	833	35,2765906	808,583525	36,3418238	784,757418	37,445202	839,613028	34,9987423	856,863334	34,2941503	909,381682	32,3136045
780	845,761046	36,597039	1090,14154	28,3929645	833	37,1576831	809,690211	38,227398	786,864578	39,3363113	839,359147	36,8761693	856,673407	36,1308636	909,399585	34,0360283
800	845,162826	38,5251208	1090,95645	29,8453709	833	39,0876351	810,725733	40,1615474	788,842329	41,2756755	839,122497	38,8024396	856,496311	38,0153418	909,416296	35,8031851
820	844,604951	40,5021898	1091,72043	31,3343498	833	41,0664466	811,695872	42,1442947	790,700626	43,26334	838,90159	40,7775482	856,330943	39,9475813	909,431915	37,6150753
840	844,083943	42,5282347	1092,43749	32,8599121	833	43,0941176	812,60585	44,1756603	792,448523	45,2993462	838,69509	42,8014906	856,176314	41,9275789	909,446533	39,4716992
860	299,825222	125,496947	1093,11127	34,4220676	833	45,1706483	813,460398	46,255663	794,094268	47,383732	838,501796	44,8742629	856,031534	43,9553317	909,460231	41,373057
880	843,14037	46,7272134	1093,74507	36,0208254	833	47,2960384	814,2638	48,3843197	795,645381	49,5165321	838,320627	46,9958614	855,8958	46,0308369	909,473083	43,319149
900	842,712479	48,9001303	1094,34189	37,6561936	833	49,4702881	815,01995	50,5616458	797,108727	51,697778	838,150609	49,1662829	855,768388	48,1540924	909,485156	45,3099753
920	842,310735	51,1219889	1094,90448	39,3281797	833	51,6933974	815,732385	52,7876553	798,490583	53,9274989	837,990862	51,3855245	855,648645	50,3250958	909,496511	47,3455362
940	841,933081	53,3927827	1095,43532	41,0367907	833	53,9653661	816,404329	55,0623612	799,796692	56,2057214	837,840587	53,6535836	855,535978	52,5438452	909,507201	49,4258318
960	841,577656	55,7125057	1095,93671	42,7820326	833	56,2861945	817,038718	57,365775	801,032318	58,5324699	837,699063	55,9704577	855,429849	54,810339	909,517278	51,5508623
980	841,242773	58,0811528	1096,41072	44,5639113	833	58,6558824	817,638235	59,7579075	802,202288	60,9077669	837,565634	58,3361447	855,32977	57,1245755	909,526786	53,7206279
1000	840,926898	60,4987189	1096,85926	46,382432	833	61,0744298	818,205334	62,1787684	803,311038	63,3316332	837,439702	60,7506425	855,235298	59,4865532	909,535766	55,9351285

ANEXO 4.5

CÁLCULO DE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD Y ALTURA DE LA ESTRUCTURA PARA LA ALTERNATIVA CON HORIZONTAL LINE POST

VANO	DISTANCIA DEL CONDUCTOR INFERIOR AL SUELO	DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES	DISTANCIA VERTICAL DEL CABLE DE GUARDIA	ALTURA DE LA ESTRUCTURA
m	m	m	m	m
100	9,517	1,78979958	5,078878223	16,386
120	9,919	1,882833822	5,078878223	16,881
140	10,366	1,973477346	5,078878223	17,418
160	10,857	2,062479161	5,078878223	17,998
180	11,394	2,150347457	5,078878223	18,623
200	11,976	2,237438073	5,078878223	19,292
220	12,604	2,324005409	5,078878223	20,007
240	13,279	2,410233768	5,078878223	20,768
260	14,002	2,496257683	5,078878223	21,577
280	14,772	2,582175626	5,078878223	22,433
300	15,591	2,668059578	5,078878223	23,338
320	16,459	2,753961851	5,078878223	24,292
340	17,376	2,839920052	5,078878223	25,295
360	18,343	2,92596076	5,078878223	26,348
380	19,360	3,01210225	5,078878223	27,451
400	20,428	3,098356561	5,078878223	28,605
420	21,546	3,18473105	5,078878223	29,810
440	22,716	3,271229575	5,078878223	31,066
460	23,937	3,3578534	5,078878223	32,373
480	25,209	3,444601881	5,078878223	33,732
500	26,533	3,531472993	5,078878223	35,143
520	27,909	3,61846373	5,078878223	36,606
540	29,336	3,705570411	5,078878223	38,121
560	30,816	3,792788911	5,078878223	39,688
580	32,348	3,880114837	5,078878223	41,307
600	33,932	3,967543659	5,078878223	42,979
620	35,569	4,055070808	5,078878223	44,703
640	37,258	4,142691749	5,078878223	46,480
660	39,000	4,230402031	5,078878223	48,309
680	40,795	4,318197326	5,078878223	50,192
700	42,642	4,406073455	5,078878223	52,127
720	44,542	4,494026401	5,078878223	54,114
740	46,494	4,582052324	5,078878223	56,155
760	48,500	4,670147558	5,078878223	58,249
780	50,558	4,75830862	5,078878223	60,395
800	52,669	4,846532203	5,078878223	62,594
820	54,833	4,934815173	5,078878223	64,847
840	57,050	5,023154564	5,078878223	67,152
860	59,320	5,111547574	5,078878223	69,511
880	61,644	5,199991554	5,078878223	71,922
900	64,020	5,288484002	5,078878223	74,387
920	66,449	5,377022557	5,078878223	76,905
940	68,931	5,465604992	5,078878223	79,476
960	71,466	5,554229204	5,078878223	82,100
980	74,055	5,642893211	5,078878223	84,777
1000	76,696	5,731595139	5,078878223	87,507

CÁLCULO DE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD Y ALTURA DE LA ESTRUCTURA PARA LA ALTERNATIVA CON BRAZOS DAVIT

VANO	DISTANCIA DEL CONDUCTOR INFERIOR AL SUELO	DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES	DISTANCIA VERTICAL DEL CABLE DE GUARDIA	ALTURA DE LA ESTRUCTURA
m	m	m	m	m
100	11,569	2,539067436	4,341149342	18,450
120	11,971	2,619999583	4,341149342	18,932
140	12,418	2,704895807	4,341149342	19,464
160	12,909	2,79313887	4,341149342	20,043
180	13,446	2,884266125	4,341149342	20,671
200	14,028	2,977917427	4,341149342	21,347
220	14,656	3,073803372	4,341149342	22,071
240	15,331	3,171685155	4,341149342	22,844
260	16,054	3,27136138	4,341149342	23,666
280	16,824	3,3726592	4,341149342	24,538
300	17,643	3,475428206	4,341149342	25,459
320	18,511	3,579536109	4,341149342	26,431
340	19,428	3,684865595	4,341149342	27,454
360	20,395	3,79131198	4,341149342	28,527
380	21,412	3,898781409	4,341149342	29,652
400	22,480	4,007189422	4,341149342	30,828
420	23,598	4,116459804	4,341149342	32,056
440	24,768	4,226523622	4,341149342	33,336
460	25,989	4,337318414	4,341149342	34,667
480	27,261	4,448787497	4,341149342	36,051
500	28,585	4,560879358	4,341149342	37,487
520	29,961	4,673547124	4,341149342	38,975
540	31,388	4,786748099	4,341149342	40,516
560	32,868	4,900443342	4,341149342	42,110
580	34,400	5,014597304	4,341149342	43,756
600	35,984	5,129177493	4,341149342	45,455
620	37,621	5,244154182	4,341149342	47,206
640	39,310	5,359500144	4,341149342	49,011
660	41,052	5,475190414	4,341149342	50,869
680	42,847	5,591202077	4,341149342	52,779
700	44,694	5,707514075	4,341149342	54,742
720	46,594	5,82410704	4,341149342	56,759
740	48,546	5,940963133	4,341149342	58,828
760	50,552	6,058065912	4,341149342	60,951
780	52,610	6,1754002	4,341149342	63,126
800	54,721	6,292951976	4,341149342	65,355
820	56,885	6,410708274	4,341149342	67,637
840	59,102	6,528657086	4,341149342	69,972
860	61,372	6,646787287	4,341149342	72,360
880	63,696	6,765088553	4,341149342	74,802
900	66,072	6,883551294	4,341149342	77,296
920	68,501	7,002166598	4,341149342	79,844
940	70,983	7,120926169	4,341149342	82,445
960	73,518	7,23982228	4,341149342	85,099
980	76,107	7,358847726	4,341149342	87,807
1000	78,748	7,477995781	4,341149342	90,568

CÁLCULO DE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD Y ALTURA DE LA ESTRUCTURA PARA LA ALTERNATIVA CON HORIZONTAL V

VANO	DISTANCIA DEL CONDUCTOR INFERIOR AL SUELO	DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES	DISTANCIA VERTICAL DEL CABLE DE GUARDIA	ALTURA DE LA ESTRUCTURA
m	m	m	m	m
100	9,517	1,78979958	6,393149342	17,700
120	9,919	1,882833822	6,393149342	18,195
140	10,366	1,973477346	6,393149342	18,732
160	10,857	2,062479161	6,393149342	19,313
180	11,394	2,150347457	6,393149342	19,937
200	11,976	2,237438073	6,393149342	20,606
220	12,604	2,324005409	6,393149342	21,321
240	13,279	2,410233768	6,393149342	22,082
260	14,002	2,496257683	6,393149342	22,891
280	14,772	2,582175626	6,393149342	23,747
300	15,591	2,668059578	6,393149342	24,652
320	16,459	2,753961851	6,393149342	25,606
340	17,376	2,839920052	6,393149342	26,609
360	18,343	2,92596076	6,393149342	27,662
380	19,360	3,01210225	6,393149342	28,765
400	20,428	3,098356561	6,393149342	29,919
420	21,546	3,18473105	6,393149342	31,124
440	22,716	3,271229575	6,393149342	32,380
460	23,937	3,3578534	6,393149342	33,688
480	25,209	3,444601881	6,393149342	35,047
500	26,533	3,531472993	6,393149342	36,457
520	27,909	3,61846373	6,393149342	37,920
540	29,336	3,705570411	6,393149342	39,435
560	30,816	3,792788911	6,393149342	41,002
580	32,348	3,880114837	6,393149342	42,621
600	33,932	3,967543659	6,393149342	44,293
620	35,569	4,055070808	6,393149342	46,017
640	37,258	4,142691749	6,393149342	47,794
660	39,000	4,230402031	6,393149342	49,624
680	40,795	4,318197326	6,393149342	51,506
700	42,642	4,406073455	6,393149342	53,441
720	44,542	4,494026401	6,393149342	55,429
740	46,494	4,582052324	6,393149342	57,469
760	48,500	4,670147558	6,393149342	59,563
780	50,558	4,75830862	6,393149342	61,709
800	52,669	4,846532203	6,393149342	63,909
820	54,833	4,934815173	6,393149342	66,161
840	57,050	5,023154564	6,393149342	68,467
860	59,320	5,111547574	6,393149342	70,825
880	61,644	5,199991554	6,393149342	73,237
900	64,020	5,288484002	6,393149342	75,701
920	66,449	5,377022557	6,393149342	78,219
940	68,931	5,465604992	6,393149342	80,790
960	71,466	5,554229204	6,393149342	83,414
980	74,055	5,642893211	6,393149342	86,091
1000	76,696	5,731595139	6,393149342	88,821

ANEXO 4.6

DATOS DE LOS PESOS DE LAS ESTRUCTURAS

ALTURA m	TIPO	PESO N
12,19	GALV-CLH1040	4143,9
13,72	GALV-CLH1045	4791,2
15,24	GALV-CLH1050	5467,3
16,76	GALV-CLH1055	6172,1
18,29	GALV-CLH1060	7277,3
19,81	GALV-CLH1065	8022,5
21,34	GALV-CLH1070	8746,4
22,96	GALV-CLH1075	9676,0
24,38	GALV-CLH1080	10507,4
25,91	GALV-CLH1085	11367,6
27,43	GALV-CLH1090	12256,6
28,96	GALV-CLH1095	13174,2
30,48	GALV-CLH1100	14120,7
32,0	GALV-CLH1105	15095,8
33,53	GALV-CLH1110	16701,7
35,05	GALV-CLH1115	17717,2
36,58	GALV-CLH1120	18761,5

ANEXO 4.7

CÁLCULO DEL VANO ECONÓMICO DE LA ALTERNATIVA CON HORIZONTAL LINE POST

VANO	ALTURA	PESO TORRE	COSTO	COSTO TORRE	TOTAL TORRES	COSTO TOTAL TORRES
m	m	Kgf	$/kg	$	Torres/km	$
120	16,76	501,520408	4	2006,081633	10	20060,81633
180	18,29	592,071429	4	2368,285714	7	16578
320	24,38	1072,18367	4	4288,734694	4	17154,93878
500	35,05	1807,87755	4	7231,510204	3	21694,53061

TOTAL LINE POST	COSTO LINE POST POLIMÉRICO	COSTO TOTAL LINE POST
LP/km	$	$
30	300	9000
21	300	6300
12	600	7200
9	600	5400

COSTO FUNDACIÓN	COSTO TOTAL FUNDACIÓN
$/m^3	$
123,88	743,2952337
123,88	613,7339107
123,88	620,2135327
123,88	1013,304566

ESTRUCTURAS Y CIMENTACIONES	AISLADORES Y MORSETERÍA	COSTO TOTAL
$/km	$/km	$/km
20804,11156	15081,9	35886,0116
17191,73391	10557,33	27749,0639
17775,15231	10849,14	28624,2923
22707,83518	8136,855	30844,6902

CÁLCULO DEL VANO ECONÓMICO DE LA ALTERNATIVA CON DAVIT ARMS

VANO	ALTURA	PESO TORRE	COSTO	COSTO TORRE	TOTAL TORRES	COSTO TOTAL TORRES
m	m	Kgf	$/kg	$	Torres/km	$
100	18,29	592,0714286	4	2368,285714	11	26051,14286
160	19,81	655,4693878	4	2621,877551	8	20975,02041
200	21,34	721,6632653	4	2886,653061	6	17319,91837
280	24,38	1072,183673	4	4288,734694	5	21443,67347

TOTAL DAVIT ARMS	COSTO DAVIT ARMS	COSTO TOTAL DAVIT ARMS Y CADENA DE AISLADORES
LP/km	$/U	$
33	360	12496,68
24	360	9256,68
21	360	7096,68
15	360	6016,68

COSTO FUNDACIÓN	COSTO TOTAL FUNDACIÓN
$/m^3	$
123,88	964,4390026
123,88	818,3714792
123,88	710,6763769
123,88	775,2669159

ESTRUCTURAS Y CIMENTACIONES	AISLADORES Y MORSETERIA	COSTO TOTAL
$/km	$/km	$/km
27015,58186	19186,77	46202,35186
21793,39189	14122,2	35915,59189
18030,59474	10745,82	28776,41474
22218,94039	9057,63	31276,57039

CÁLCULO DEL VANO ECONÓMICO DE LA ALTERNATIVA CON HORIZONTAL V

VANO	ALTURA	PESO TORRE	COSTO	COSTO TORRE	TOTAL TORRES	COSTO TOTAL TORRES
m	m	Kgf	$/kg	$	Torres/km	$
120	18,29	592,0714286	4	2368,285714	9	21314,57143
180	19,81	655,4693878	4	2621,877551	7	18353,14286
260	22,86	797,7142857	4	3190,857143	5	15954,28571
360	27,43	1250,673469	4	5002,693878	4	20010,77551
500	36,58	1914,438776	4	7657,755102	3	22973,26531

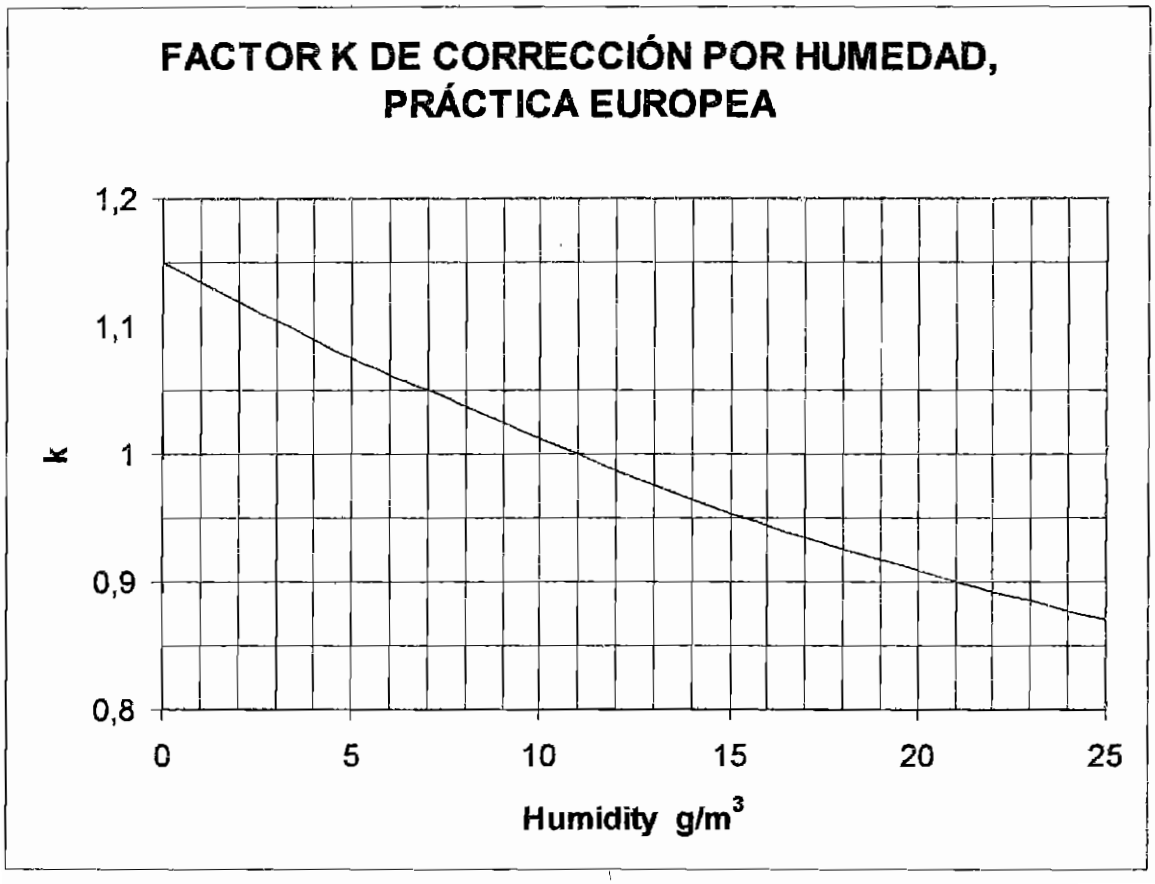
TOTAL HORIZONTAL V	COSTO TOTAL HORIZONTAL V
LP/km	$
33	11416,68
24	9016,68
18	6616,68
15	5416,68
12	4216,68

COSTO FUNDACIÓN	COSTO TOTAL FUNDACIÓN
$/m^3	$
123,88	789,0864566
123,88	716,0750443
123,88	679,8858957
123,88	792,9797275
123,88	1115,205731

ESTRUCTURAS Y CIMENTACIONES	AISLADORES Y MORSETERIA	COSTO TOTAL
$/km	$/km	$/km
22103,65789	19079,874	41183,53189
19069,2179	14976,942	34046,1599
16634,17161	11725,38	28359,55161
20803,75524	9503,64	30307,39524
24088,47104	7281,9	31370,37104

ANEXO 5.1

GRÁFICO DEL FACTOR K DE CORRECCIÓN POR HUMEDAD, PRÁCTICA EUROPEA



ANEXO 5.2

CARACTERÍSTICAS DE DESCARGA DE LA CADENA DE AISLADORES DE SUSPENSIÓN BASADOS EN LOS PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS DE LA ANSI C29.1

Disc Dia x Spacing	No. Of Unit		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
6" x 5 1/2"	Low Frecuency	Dry/kV	60	120	175	225	275														
	Average Flashover	Wet/kV	30	55	80	105	130														
	Critical Impulse	Positive/kV	100	200	300	385	400														
	Average Flashover	Negative/kV	100	100	275	355	435														
7 1/2" x 5 1/2"	Low Frecuency	Dry/kV	65	130	190	245	295														
	Average Flashover	Wet/kV	35	65	95	130	165														
	Critical Impulse	Positive/kV	115	225	310	390	465														
	Average Flashover	Negative/kV	115	215	305	375	455														
10" x 5"	Low Frecuency	Dry/kV	80	145	200	250	300	345	390	440	485	530	575	615	660	700	745	785	825	865	905
	Average Flashover	Wet/kV	50	85	125	160	200	235	270	305	340	380	415	450	485	520	555	585	615	650	680
	Critical Impulse	Positive/kV	125	250	335	420	490	565	645	720	790	865	935	1000	1075	1145	1220	1290	1365	1435	1510
	Average Flashover	Negative/kV	130	240	325	395	465	535	605	680	760	835	905	988	1060	1140	1210	1290	1365	1435	1510
10" x 5 3/4"	Low Frecuency	Dry/kV	80	155	215	270	325	380	435	485	540	590	640	690	735	785	830	875	920	965	1010
	Average Flashover	Wet/kV	50	90	130	170	215	255	295	335	375	415	455	490	525	565	600	635	670	705	740
	Critical Impulse	Positive/kV	125	255	355	440	525	610	695	780	860	945	1025	1105	1185	1265	1345	1425	1505	1585	1665
	Average Flashover	Negative/kV	130	255	345	415	495	585	670	760	845	930	1015	1105	1190	1275	1360	1440	1530	1615	1700
11" x 6 1/4"	Low Frecuency	Dry/kV	80	155	220	275	330	385	435	390	540	595	645	695	745	790	840	890	935	980	1025
	Average Flashover	Wet/kV	50	85	120	160	200	240	280	320	360	400	440	475	510	545	580	615	650	685	720
	Critical Impulse	Positive/kV	140	255	360	450	540	630	720	810	900	990	1075	1160	1245	1330	1415	1500	1585	1670	1755
	Average Flashover	Negative/kV	140	255	345	425	515	610	700	790	880	970	1060	1150	1240	1330	1420	1510	1605	1700	1795
12 5/4" x 7 3/4"	Low Frecuency	Dry/kV	95	180	260	335	400	465	530	595	660	720	780	840	895	950	1005	1060	1115	1170	1225
	Average Flashover	Wet/kV	55	100	145	190	235	280	325	370	415	460	510	555	595	635	675	720	760	800	840
	Critical Impulse	Positive/kV	145	270	400	495	590	685	775	870	966	1060	1155	1250	1350	1440	1530	1630	1725	1820	1915
	Average Flashover	Negative/kV	150	255	360	465	560	680	780	880	975	1080	1180	1280	1380	1480	1510	1680	1780	1880	1980

ANEXO 5.3

CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE FALLA PARA EL CONDUCTOR ACSR PARTRIDGE

Radio del conductor y cable de guardia, m

$R := 0.00814$ $\quad$ $Rg := 4.575 \cdot 10^{-3}$

Resistencia del conductor y cable de guardia, Ω/m

$Ro := 0.0002145$ $\quad$ $Rgo := 3.75 \cdot 10^{-3}$

Coordenadas de los conductores, m

$x1 := 1.9299$ $\quad$ $y1 := 13.544$

$x2 := -1.9355$ $\quad$ $y2 := 12.469$

$x3 := 1.9412$ $\quad$ $y3 := 11.394$

Coordenadas del cable de guardia, m

$xg := 0$ $\quad$ $yg := 18.2$

Cálculo de las impedancias de secuencias

$$RMG := R \cdot e^{\left(\frac{-1}{4}\right)}$$

$$RMGg := Rg \cdot e^{\left(\frac{-1}{4}\right)}$$

$$k := \frac{\left(4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}\right)}{2 \cdot \pi}$$

$$s12 := \sqrt{(x1 + |x2|)^2 + (y1 + y2)^2} \qquad d12 := \sqrt{(x1 + |x2|)^2 + (y1 - y2)^2}$$

$$s13 := y1 + y3 \qquad d13 := y1 - y3$$

$$s14 := \sqrt{(x1 + xg)^2 + (y1 + yg)^2} \qquad d14 := \sqrt{(x1 + |xg|)^2 + (y1 - yg)^2}$$

$$s23 := \sqrt{(|x2| + x3)^2 + (y2 + y3)^2} \qquad d23 := \sqrt{(|x2| + x3)^2 + (y2 - y3)^2}$$

$$s24 := \sqrt{(|x2| + xg)^2 + (y2 + yg)^2} \qquad d24 := \sqrt{(|x2| + xg)^2 + (y2 - yg)^2}$$

$$s34 := \sqrt{(x3 + xg)^2 + (y3 + yg)^2} \qquad d34 := \sqrt{(x3 + xg)^2 + (y3 - yg)^2}$$

$$L11 := k \cdot \ln\left(\frac{2y1}{RMG}\right) \qquad L12 := k \cdot \ln\left(\frac{s12}{d12}\right)$$

$$L13 := k \cdot \ln\left(\frac{s13}{d13}\right) \qquad L14 := k \cdot \ln\left(\frac{s14}{d14}\right)$$

$$L22 := k \cdot \ln\left(\frac{2y2}{RMG}\right) \qquad L23 := k \cdot \ln\left(\frac{s23}{d23}\right)$$

$$L24 := k \cdot \ln\left(\frac{s24}{d24}\right) \qquad L33 := k \cdot \ln\left(\frac{2y3}{RMG}\right)$$

$$L34 := k \cdot \ln\left(\frac{s34}{d34}\right) \qquad L44 := k \cdot \ln\left(\frac{2yg}{RMGg}\right)$$

$$Z := \begin{pmatrix} Ro + w \cdot L11 \cdot i & w \cdot L12 \cdot i & w \cdot L13 \cdot i & w \cdot L14 \cdot i \\ w \cdot L12 \cdot i & Ro + w \cdot L22 \cdot i & w \cdot L23 \cdot i & w \cdot L24 \cdot i \\ w \cdot L13 \cdot i & w \cdot L23 \cdot i & Ro + w \cdot L33 \cdot i & w \cdot L34 \cdot i \\ w \cdot L14 \cdot i & w \cdot L24 \cdot i & w \cdot L34 \cdot i & Rgo + w \cdot L44 \cdot i \end{pmatrix}$$

$$Z = \begin{pmatrix} 2.145\times 10^{-4} + 6.303i\times 10^{-4} & 1.418i\times 10^{-4} & 1.848i\times 10^{-4} & 1.379i\times 10^{-4} \\ 1.418i\times 10^{-4} & 2.145\times 10^{-4} + 6.241i\times 10^{-4} & 1.352i\times 10^{-4} & 1.217i\times 10^{-4} \\ 1.848i\times 10^{-4} & 1.352i\times 10^{-4} & 2.145\times 10^{-4} + 6.173i\times 10^{-4} & 1.073i\times 10^{-4} \\ 1.379i\times 10^{-4} & 1.217i\times 10^{-4} & 1.073i\times 10^{-4} & 3.75\times 10^{-3} + 6.964i\times 10^{-4} \end{pmatrix}$$

$$ZAA := \begin{pmatrix} 2.145\times 10^{-4} + 6.303i\times 10^{-4} & 1.418i\times 10^{-4} & 1.848i\times 10^{-4} \\ 1.418i\times 10^{-4} & 2.145\times 10^{-4} + 6.241i\times 10^{-4} & 1.352i\times 10^{-4} \\ 1.848i\times 10^{-4} & 1.352i\times 10^{-4} & 2.145\times 10^{-4} + 6.173i\times 10^{-4} \end{pmatrix}$$

$$ZAG := \begin{pmatrix} 1.379i\times 10^{-4} \\ 1.217i\times 10^{-4} \\ 1.073i\times 10^{-4} \end{pmatrix}$$

$$ZGG1 := 3.75\times 10^{-3} + 6.964i\times 10^{-4}$$

$$ZGG := \frac{1}{ZGG1}$$

$$ZGA := \begin{pmatrix} 1.379i\times 10^{-4} & 1.217i\times 10^{-4} & 1.073i\times 10^{-4} \end{pmatrix}$$

$$Zeq1 := ZAA - ZAG\cdot ZGG\cdot ZGA$$

$$Zeq1 = \begin{pmatrix} 2.194\times 10^{-4} + 6.294i\times 10^{-4} & 4.326\times 10^{-6} + 1.41i\times 10^{-4} & 3.814\times 10^{-6} + 1.841i\times 10^{-4} \\ 4.326\times 10^{-6} + 1.41i\times 10^{-4} & 2.183\times 10^{-4} + 6.234i\times 10^{-4} & 3.366\times 10^{-6} + 1.346i\times 10^{-4} \\ 3.814\times 10^{-6} + 1.841i\times 10^{-4} & 3.366\times 10^{-6} + 1.346i\times 10^{-4} & 2.175\times 10^{-4} + 6.167i\times 10^{-4} \end{pmatrix}$$

$$Zeq := 3000\cdot Zeq1$$

$$Zeq = \begin{pmatrix} 0.658 + 1.888i & 0.013 + 0.423i & 0.011 + 0.552i \\ 0.013 + 0.423i & 0.655 + 1.87i & 0.01 + 0.404i \\ 0.011 + 0.552i & 0.01 + 0.404i & 0.652 + 1.85i \end{pmatrix}$$

Cálculo de la corriente de falla, A

$$Ts := \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -0.5 - 0.8660i & -0.5 + 0.8660i \\ 1 & -0.5 + 0.8660i & -0.5 - 0.8660i \end{pmatrix}$$

$$Ts1 := \frac{1}{Ts}$$

$$Z0121 := Ts1 \cdot Zeq \cdot Ts$$

$$Z012 := Z0121$$

$$Z012 = \begin{pmatrix} 0.678 + 2.789i & -0.029 + 0.036i & 0.034 + 0.038i \\ 0.034 + 0.038i & 0.644 + 1.41i & 0.08 - 0.046i \\ -0.029 + 0.036i & -0.08 - 0.047i & 0.644 + 1.41i \end{pmatrix}$$

$$Z0 := 0.678 + 2.789i$$

$$Z2 := 0.644 + 1.41i$$

$$Z1 := 0.644 + 1.41i$$

$$Ibase := \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 138} \qquad Zbase := \frac{(138)^2}{100} \qquad Vbase := 138$$

$$Z0pu := \frac{Z0}{Zbase} \qquad Z1pu := \frac{Z1}{Zbase} \qquad Z2pu := \frac{Z2}{Zbase}$$

$$Rpt := 15$$

$$Vpu := \frac{138}{Vbase}$$

$$ZRpu := \frac{Rpt}{Zbase}$$

$$ZRpu = 0.079$$

$$Ifa := \frac{Vpu}{Z0pu + Z1pu + Z2pu + 3ZRpu}$$

$Ifa = 3.998 - 0.477i$

$Ia := 3Ibase \cdot Ifa$

$Ia = 5.018 \times 10^{3} - 599.249i$

$a := 5.018 \times 10^{3}$

$b := 599.249i$

$M := \sqrt{a^{2} + b^{2}}$

$M = 4.982 \times 10^{3}$

$A := \frac{b}{a}$

$A = 0.119i$

$Ifalla := M$

$Ia = 5.018 \times 10^{3} - 599.249i$

$Ifalla = 4.982 \times 10^{3}$

ANEXO 5.4

VISCOSITY, DENSITY AND THERMAL CONDUCTIVITY OF AIR

Temperature			$\left(\frac{°K}{100}\right)^4$	Absolute Viscosity	Density Air				Thermal Conductivity of Air
° F	° C	° K		lb/(hr) (ft)	lb/pie^3				Watts/(ft^2) (° C)
t_f			° K^4	μ_f	ρ_f				K_f
					Sea level	5000 ft	10000 ft	15000 ft	
32	0	273	55,55	0,0415	0,0807	0,0671	0,0554	0,0455	0,00739
41	5	278	59,73	0,0421	0,0793	0,0660	0,0545	0,0447	0,00750
50	10	283	64,14	0,0427	0,0779	0,0648	0,0535	0,0439	0,00762
59	15	288	68,8	0,0433	0,0765	0,0636	0,0526	0,0431	0,00773
68	20	293	73,7	0,0439	0,0752	0,0626	0,0517	0,0424	0,00784
77	25	298	78,86	0,0444	0,0740	0,0616	0,0508	0,0417	0,00795
86	30	303	84,29	0,0450	0,0728	0,0606	0,0500	0,0411	0,00807
95	35	308	89,99	0,0456	0,0716	0,0596	0,0492	0,0404	0,00818
104	40	313	95,98	0,0461	0,0704	0,0586	0,0484	0,0397	0,00830
113	45	318	102,26	0,0467	0,0693	0,0577	0,0476	0,0391	0,00841
122	50	323	108,85	0,0473	0,0683	0,0568	0,0469	0,0385	0,00852
131	55	328	115,74	0,0478	0,0672	0,0599	0,0462	0,0379	0,00864
140	60	333	122,96	0,0484	0,0661	0,0550	0,0454	0,0373	0,00875
149	65	338	130,52	0,0489	0,0652	0,0542	0,0448	0,0367	0,00886
158	70	343	138,41	0,0494	0,0643	0,0535	0,0444	0,0363	0,00898
167	75	348	146,66	0,0500	0,0634	0,0527	0,0436	0,0358	0,00909
176	80	353	155,27	0,0505	0,0627	0,0522	0,0431	0,0354	0,00921
185	85	358	164,26	0,0510	0,0616	0,0513	0,0423	0,0347	0,00932
194	90	363	173,63	0,0515	0,0608	0,0506	0,0418	0,0343	0,00943
203	95	368	183,4	0,0521	0,0599	0,0498	0,0412	0,0338	0,00952
212	100	373	193,57	0,0526	0,0591	0,0492	0,0406	0,0333	0,00966

TABLA A Altitude and Asimuth in Degrees of the Sun at Various Latitudes
Declination 23,0 °. Northen 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	87	0	62	282
25	62	88	88	180	62	272
30	62	98	83	180	62	262
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

TABLA B Total heat Received by a Surface Level Normal to the Sun's Rays

Solar Altitude Degrees	q_c (See table C)	
	Watts/pie^2	
H_c	Clear Atmosphere	Industrial Atmosphere
5	21,7	12,6
10	40,2	22,3
15	54,2	30,5
20	64,4	39,2
25	71,5	46,6
30	77,0	53,0
35	81,5	57,5
40	84,8	61,5
45	87,4	64,5
50	90,0	67,5
60	92,9	71,6
70	95,0	75,2
80	95,8	77,4
90	96,4	78,9

TABLA C Solar Heat Multiplying Factors for High Altitudes

Elevation above Sea Level, feet	Multiplier for Values in Table C
0	1,00
5000	1,15
10000	1,25
15000	1,30

ANEXO 5.5

POTENCIA MÁXIMA A TRANSMITIRSE

DATOS GENERALES			
CONDUCTOR			
Nombre	PATRIDGE		
Diámetro	mm	D	16,28
Resistencia a t_o (20 °C)	Ω/km	R_o	0,2145
Temperatura	°C	t_o	20
Coeficiente de Temperatura	1/°C	α	0,004
LÍNEA			
Voltaje nominal	kV	kVn	138
Factor de potencia		fp	0,95

LÍMITE TÉRMICO DEL CONDUCTOR			
DATOS			
Velocidad del viento	pies/hora	V	23622,047
T máx normal del conductor	°C	t_c	45
T ambiente	°C	t_a	20
Emisividad		ε	0,5
Radiación total del sol	W/√pie	q_c	96,4
Ángulo para Ecuador	°	θ	90
Coeficiente		a	0,5
Factor por altura		K	1,25
CÁLCULOS			
Resistencia a la temperatura t_c	Ω/pie	R	7,1918E-05
Temperatura promedio	°C	t_f	32,5
Datos de tablas en función de t_f	lb/pie^3	ρ_f	0,05
	lb/hora pie	μ_f	0,045
	W/ °C √pie	k_f	0,00807
Diámetro del conductor	pies	D_o	0,0534121
	pulg	D_p	0,6409449
$D_o*\rho_f*V / \mu_f$			1401,8917
Calor de convección	W/pie	Qc	11,42444
Calor de radiación	W/pie	Qr	1,2630772
Calor debido al efecto solar	W/pie	Qs	3,2180774
Corriente del conductor	A	I	362,86465
Potencia a transmitir	MW	$P_{3\phi}$	**82,39635**

ANEXO 5.6

CALCULO DEL CAMPO ELECTRICO PARA EL CONDUCTOR ACSR PARTRIDGE

Radio del conductor, m

$R := 0.0081$

Coordenadas de los conductores de las diferentes fases

$x1 := 1.9299$ $\quad$ $y1 := 13.544$

$x2 := -1.9355$ $\quad$ $y2 := 12.469$

$x3 := 1.9412$ $\quad$ $y3 := 11.394$

Cálculo de las capacitancias

$$s12 := \sqrt{(x1 + |x2|)^2 + (y1 + y2)^2} \qquad d12 := \sqrt{(x1 + |x2|)^2 + (y1 - y2)^2}$$

$$s13 := y1 + y3 \qquad d13 := y1 - y3$$

$$s23 := \sqrt{(|x3| + x2)^2 + (y2 + y3)^2} \qquad d23 := \sqrt{(|x3| + x2)^2 + (y2 - y3)^2}$$

$$a11 := \ln\left(2 \cdot \frac{y1}{R}\right) \qquad a12 := \ln\left(\frac{s12}{d12}\right)$$

$$a13 := \ln\left(\frac{s13}{d13}\right) \qquad a22 := \ln\left(2 \cdot \frac{y2}{R}\right)$$

$$a23 := \ln\left(\frac{s23}{d23}\right) \qquad a33 := \ln\left(2 \cdot \frac{y3}{R}\right)$$

$$A := \begin{pmatrix} a11 & a12 & a13 \\ a12 & a22 & a23 \\ a13 & a23 & a33 \end{pmatrix}$$

$$A = \begin{pmatrix} 8.11 & 1.88 & 2.451 \\ 1.88 & 8.027 & 3.1 \\ 2.451 & 3.1 & 7.937 \end{pmatrix}$$

$$P := k \cdot A$$

$$k := \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.85 \cdot 10^{-12}}$$

$$P = \begin{pmatrix} 1.458 \times 10^{11} & 3.381 \times 10^{10} & 4.407 \times 10^{10} \\ 3.381 \times 10^{10} & 1.444 \times 10^{11} & 5.575 \times 10^{10} \\ 4.407 \times 10^{10} & 5.575 \times 10^{10} & 1.427 \times 10^{11} \end{pmatrix}$$

$$C := P^{-1}$$

$$C = \begin{pmatrix} 7.693 \times 10^{-12} & -1.042 \times 10^{-12} & -1.969 \times 10^{-12} \\ -1.042 \times 10^{-12} & 8.298 \times 10^{-12} & -2.919 \times 10^{-12} \\ -1.969 \times 10^{-12} & -2.919 \times 10^{-12} & 8.754 \times 10^{-12} \end{pmatrix}$$

Cálculo de la carga de los conductores

$$v := \frac{138}{\sqrt{3}} \qquad V := \begin{pmatrix} v \\ v \\ v \end{pmatrix}$$

$$q := C \cdot V$$

$$qc := 3.08 \times 10^{-10}$$

Cálculo del Campo Eléctrico en kV/m a nivel de una persona de 1,8 m

$$\mathbf{Emáxh} := \left(\frac{2}{\mathbf{y3} - 1.8} - \frac{1}{\mathbf{y2} - 1.8} - \frac{1}{\mathbf{y1} - 1.8} \right) \cdot \mathbf{qc} \cdot \mathbf{k}$$

$$\mathbf{Emáxh} = 0.164$$

ANEXO 5.7

CALCULO DEL CAMPO MAGNETICO PARA EL CONDUCTOR ACSR PARTRIDGE

Corrientes en fasores para las tres fases, A

$Ina := 205.1701 + 118.455i$

$Inb := (0 - 236.9149i)$

$Inc := (-205.1743 + 118.4574i)$

$f := 60$

Coordenadas de los conductores, m

$xa := 1.9299 \quad xb := -1.9355 \quad xc := 1.9412$

$ya := 13.5443 \quad yb := 12.4691 \quad yc := 11.3946$

Coordenadas del punto donde se mide la densidad de campo magnético, m

$xp := 0$

$yp := 1.8$

Resistividad del terreno, Ωm

$\rho g := 100$

Espesor de la corteza terrestre, m

$$Ang := \sqrt{2}\cdot\left(\cos\left(\frac{\pi}{4}\right) - \sin\left(\frac{\pi}{4}\right)\cdot i\right)$$

$$\alpha h := 503\sqrt{\frac{\rho g}{f}}\cdot Ang$$

$\alpha h = 649.37 - 649.37i$

Valores de r1 y r2 para las tres fases

$$r1a := (xa - xp)^2 + (ya - yp)^2$$

$$r1a = 141.653$$

$$r2a := \left[(xa - xp)^2 + (ya + yp + \alpha h)^2\right]$$

$$r2a = 2.017\times 10^4 - 8.633i\times 10^5$$

$$r1b := (xb - xp)^2 + (yb - yp)^2$$

$$r1b = 117.576$$

$$r2b := \left[(xb - xp)^2 + (yb + yp + \alpha h)^2\right]$$

$$r2b = 1.874\times 10^4 - 8.619i\times 10^5$$

$$r1c := (xc - xp)^2 + (yc - yp)^2$$

$$r1c = 95.813$$

$$r2c := \left[(xc - xp)^2 + (yc + yp + \alpha h)^2\right]$$

$$r2c = 1.731\times 10^4 - 8.605i\times 10^5$$

Cálculo de los campos magnéticos de cada una de las fases

$$Bnxa := -\left[\frac{(ya - yp)}{r1a} - \frac{(ya + yp + \alpha h)}{r2a}\right]\cdot\frac{Ina}{5}$$

$$Bnya := \left[\frac{(xa - xp)}{r1a} - \frac{(xa - xp)}{r2a}\right]\cdot\frac{Ina}{5}$$

$$Bnxa = -3.388 - 1.915i$$

$$Bnya = 0.559 + 0.323i$$

$$Bnxb := -\left[\frac{(yb - yp)}{r1b} - \frac{(yb + yp + \alpha h)}{r2b}\right]\cdot\frac{Inb}{5}$$

$$Bnyb := \left[\frac{(xb - xp)}{r1b} - \frac{(xb - xp)}{r2b}\right]\cdot\frac{Inb}{5}$$

$Bnxb = 0.036 + 4.263i$

$Bnyb = 1.064\times 10^{-4} + 0.78i$

$$Bnxc := -\left[\frac{(yc - yp)}{r1c} - \frac{(yc + yp + \alpha h)}{r2c}\right]\cdot\frac{Inc}{5}$$

$$Bnyc := \left[\frac{(xc - xp)}{r1c} - \frac{(xc - xp)}{r2c}\right]\cdot\frac{Inc}{5}$$

$Bnxc = 4.059 - 2.385i$

$Bnyc = -0.831 + 0.48i$

Campo magnético total

$BX := Bnxa + Bnxb + Bnxc$

$BY := Bnya + Bnyb + Bnyc$

$BX = 0.707 - 0.037i$

$BY = -0.272 + 1.583i$

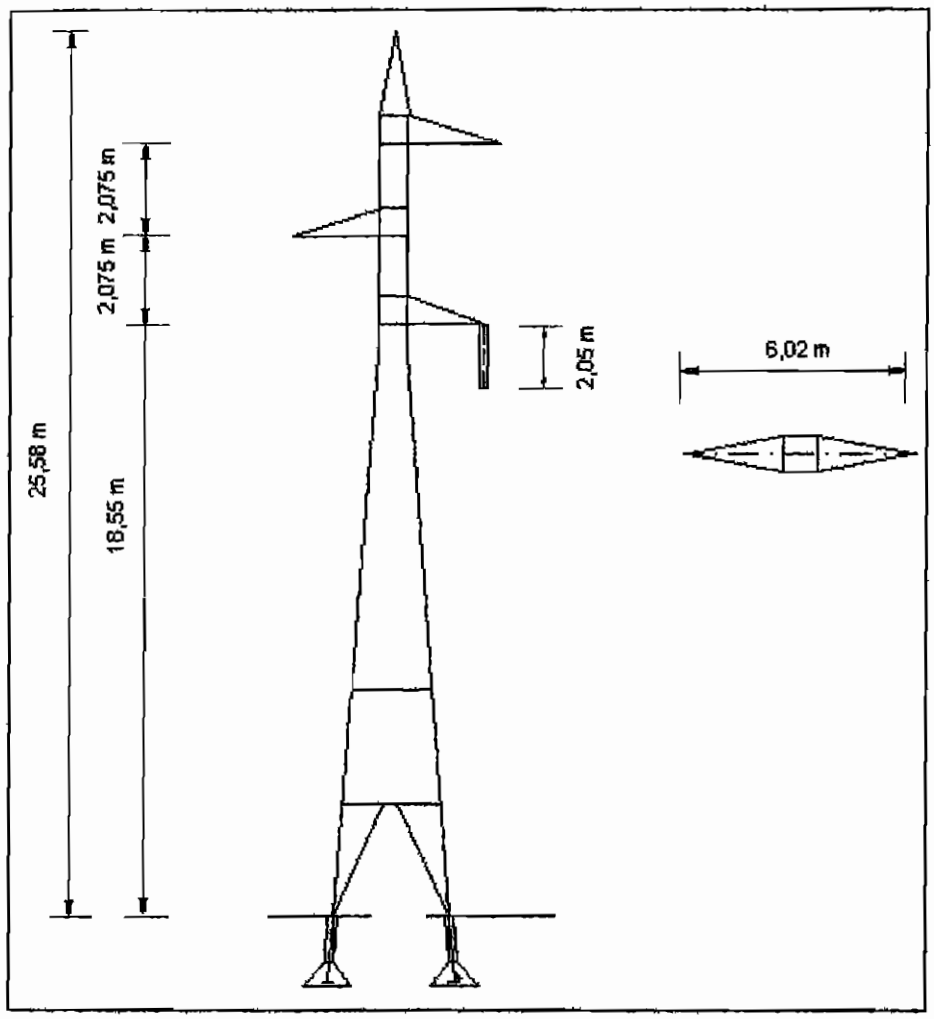
Valor rms del campo magnético en μT

$$Brms := \left[\sqrt{(Re(BX))^2 + (Im(BX))^2 + (Re(BY))^2 + (Im(BY))^2}\right]\left(\frac{1}{\sqrt{2}}\right)$$

$Brms = 1.241$

ANEXO 5.8

DIMENSIONES DE LA TORRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN TRADICIONAL DE 138 kV



ANEXO 5.9

CAMPO MAGNÉTICO PARA DIFERENTES POTENCIAS DE TRANSMISIÓN

POTENCIA TRANSMITIDA MVA	DENSIDAD DE FLUJO MAGNETICO (μT)	
	A nivel del suelo	A nivel de una persona de 1,8 m
49,144	0,793	1,077
49,393	0,797	1,082
49,643	0,801	1,088
49,892	0,805	1,093
50,142	0,809	1,099
50,391	0,813	1,104
50,641	0,817	1,110
50,890	0,821	1,115
51,140	0,825	1,121
51,389	0,829	1,126
51,639	0,833	1,132
51,888	0,837	1,137
52,138	0,841	1,143
52,387	0,845	1,148
52,637	0,849	1,154
52,886	0,853	1,159
53,136	0,857	1,164
53,385	0,861	1,170
53,634	0,865	1,175
53,884	0,869	1,181
54,133	0,873	1,186
54,383	0,877	1,192
54,632	0,881	1,197
54,882	0,885	1,203
55,131	0,889	1,208
55,381	0,893	1,214
55,630	0,897	1,219
55,880	0,901	1,225
56,129	0,905	1,230
56,379	0,909	1,236
56,628	0,913	1,541

ANEXO 6.1

COSTOS DE INVERSIÓN

Conductor Partridge ACSR

DESCRIPCIÓN	COSTOS $
CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDIA	19140,3
AISLADORES, ACCESORIOS Y ESTRUCTURAS	83247,19173
MANO DE OBRA	26935,84587
ESTUDIOS	7500
IMPREVISTOS	6466,16688
UTILIDADES	12932,33376
FISCALIZACIÓN	7759,400256
DERECHO DE VÍA	9450
COSTO DE INVERSIÓN	**173431,2385**

Conductor Brant ACSR

DESCRIPCIÓN	COSTOS $
CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDIA	26117,1
AISLADORES, ACCESORIOS Y ESTRUCTURAS	83247,19173
MANO DE OBRA	26935,84587
ESTUDIOS	7500
IMPREVISTOS	6815,00688
UTILIDADES	13630,01376
FISCALIZACIÓN	8178,008256
DERECHO DE VÍA	9450
COSTO DE INVERSIÓN	**181873,1665**

Conductor Flicker ACSR

DESCRIPCIÓN	COSTOS $
CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDIA	30615,3
AISLADORES, ACCESORIOS Y ESTRUCTURAS	83247,19173
MANO DE OBRA	26935,84587
ESTUDIOS	7500
IMPREVISTOS	7039,91688
UTILIDADES	14079,83376
FISCALIZACIÓN	8447,900256
DERECHO DE VÍA	9450
COSTO DE INVERSIÓN	**187316,9885**

Conductor ACAR 350

DESCRIPCIÓN	COSTOS $
CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDIA	19415,7
AISLADORES, ACCESORIOS Y ESTRUCTURAS	83247,19173
MANO DE OBRA	26935,84587
ESTUDIOS	7500
IMPREVISTOS	6479,93688
UTILIDADES	12959,87376
FISCALIZACIÓN	7775,924256
DERECHO DE VÍA	9450
COSTO DE INVERSIÓN	**173764,4725**

Conductor ACAR 450

DESCRIPCIÓN	COSTOS $
CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDIA	24831,9
AISLADORES, ACCESORIOS Y ESTRUCTURAS	83247,19173
MANO DE OBRA	26935,84587
ESTUDIOS	7500
IMPREVISTOS	6750,74688
UTILIDADES	13501,49376
FISCALIZACIÓN	8100,896256
DERECHO DE VÍA	9450
COSTO DE INVERSIÓN	**180318,0745**

Conductor ACAR 550

DESCRIPCIÓN	COSTOS $
CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDIA	30431,7
AISLADORES, ACCESORIOS Y ESTRUCTURAS	83247,19173
MANO DE OBRA	26935,84587
ESTUDIOS	7500
IMPREVISTOS	7030,73688
UTILIDADES	14061,47376
FISCALIZACIÓN	8436,884256
DERECHO DE VÍA	9450
COSTO DE INVERSIÓN	**187093,8325**

ANEXO 6.2

ANALISIS ECONÓMICO DE LOS CONDUCTORES PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

CONDUCTOR: Partridge ACSR
INVERSIÓN: $ 173431,2385

AÑO	POTENCIA TRANSMITIDA	COSTOS DE PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	COSTOS DE PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA	COSTOS DE PÉRDIDAS POR DESABASTECIMIENTO	COSTO DE PÉRDIDAS TOTALES	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS POR PÉRDIDAS
	MW	$	$	$	$	$
2006	46,7	19094,46676	4935,185136	3,89658403	24033,54848	24033,54848
2007	46,9	19288,82083	4935,185136	3,916364619	24227,92233	22537,60216
2008	47,2	19484,15901	4935,185136	3,936145208	24423,28029	21134,26093
2009	47,4	19680,48131	4935,185136	3,955925796	24619,62237	19817,82525
2010	47,6	19877,78774	4935,185136	3,975706385	24816,94858	18582,94424
2011	47,9	20076,07828	4935,185136	3,995486974	25015,2589	17424,59453
2012	48,1	20275,35294	4935,185136	4,015267563	25214,55334	16338,06027
2013	48,3	20475,61172	4935,185136	4,035048152	25414,83191	15318,91449
2014	48,6	20676,85462	4935,185136	4,05482874	25616,09459	14363,00145
2015	48,8	20879,08164	4935,185136	4,074609329	25818,34139	13466,42017
2016	49,1	21082,29278	4935,185136	4,094389918	26021,57231	12625,50889
2017	49,3	21286,48804	4935,185136	4,114170507	26225,78735	11836,8305
2018	49,5	21491,66742	4935,185136	4,133951096	26430,98651	11097,15883
2019	49,8	21697,83092	4935,185136	4,153731684	26637,16979	10403,4658
2020	50,0	21904,97854	4935,185136	4,173512273	26844,33719	9752,909309
2021	50,2	22113,11028	4935,185136	4,193292862	27052,48871	9142,821916
2022	50,5	22322,22614	4935,185136	4,213073451	27261,62435	8570,700145
2023	50,7	22532,32611	4935,185136	4,23285404	27471,7441	8034,194478
2024	51,0	22743,41021	4935,185136	4,252634628	27682,84798	7531,099948
2025	51,2	22955,47843	4935,185136	4,272415217	27894,93598	7059,347296
2026	51,4	23168,53076	4935,185136	4,292195806	28108,0081	6616,994672
2027	51,7	23382,56722	4935,185136	4,311976395	28322,06433	6202,219836
2028	51,9	23597,58779	4935,185136	4,331756984	28537,10469	5813,31284
2029	52,1	23813,59249	4935,185136	4,351537572	28753,12916	5448,669146
2030	52,4	24030,5813	4935,185136	4,371318161	28970,13776	5106,783169
2031	52,6	24248,55424	4935,185136	4,39109875	29188,13047	4786,242211
2032	52,8	24467,51129	4935,185136	4,410879339	29407,10731	4485,720769
2033	53,1	24687,45246	4935,185136	4,430659928	29627,06826	4203,97518
2034	53,3	24908,37776	4935,185136	4,450440516	29848,01333	3939,838602
2035	53,6	25130,28717	4935,185136	4,470221105	30069,94253	3692,216296
2036	53,8	25353,1807	4935,185136	4,490001694	30292,85584	3460,081198

CONDUCTOR: Brant ACSR
INVERSIÓN: $ 181873,16665

AÑO	POTENCIA TRANSMITIDA	COSTOS DE PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	COSTOS DE PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA	COSTOS DE PÉRDIDAS POR DESABASTECIMIENTO	COSTO DE PÉRDIDAS TOTALES	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS POR PÉRDIDAS
	MW	$	$	$	$	$
2006	46,7	12622,82232	3079,986337	3,89658403	15706,70524	15706,70524
2007	46,9	12751,3044	3079,986337	3,916364619	15835,2071	14730,42521
2008	47,2	12880,43705	3079,986337	3,936145208	15964,35953	13814,48094
2009	47,4	13010,22028	3079,986337	3,955925796	16094,16254	12955,16625
2010	47,6	13140,65408	3079,986337	3,975706385	16224,61613	12149,00115
2011	47,9	13271,73846	3079,986337	3,995486974	16355,72028	11392,71815
2012	48,1	13403,47341	3079,986337	4,015267563	16487,47502	10683,24935
2013	48,3	13535,85894	3079,986337	4,035048152	16619,88032	10017,71432
2014	48,6	13668,89504	3079,986337	4,05482874	16752,9362	9393,408745
2015	48,8	13802,58171	3079,986337	4,074609329	16886,64266	8807,793723
2016	49,1	13936,91896	3079,986337	4,094389918	17020,99969	8258,485701
2017	49,3	14071,90678	3079,986337	4,114170507	17156,00729	7743,247042
2018	49,5	14207,54518	3079,986337	4,133951096	17291,66547	7259,97715
2019	49,8	14343,83415	3079,986337	4,153731684	17427,97422	6806,704132
2020	50,0	14480,77369	3079,986337	4,173512273	17564,93354	6381,576965
2021	50,2	14618,36381	3079,986337	4,193292862	17702,54344	5982,858135
2022	50,5	14756,6045	3079,986337	4,213073451	17840,80391	5608,916723
2023	50,7	14895,49577	3079,986337	4,23285404	17979,71496	5258,221907
2024	51,0	15035,03761	3079,986337	4,252634628	18119,27658	4929,33686
2025	51,2	15175,23003	3079,986337	4,272415217	18259,48878	4620,913016
2026	51,4	15316,07302	3079,986337	4,292195806	18400,35155	4331,684684
2027	51,7	15457,56658	3079,986337	4,311976395	18541,86489	4060,463987
2028	51,9	15599,71072	3079,986337	4,331756984	18684,02881	3806,136109
2029	52,1	15742,50543	3079,986337	4,351537572	18826,84331	3567,654833
2030	52,4	15885,95072	3079,986337	4,371318161	18970,30837	3344,038344
2031	52,6	16030,04658	3079,986337	4,39109875	19114,42401	3134,365291
2032	52,8	16174,79301	3079,986337	4,410879339	19259,19023	2937,771087
2033	53,1	16320,19002	3079,986337	4,430659928	19404,60702	2753,444437
2034	53,3	16466,2376	3079,986337	4,450440516	19550,67438	2580,624069
2035	53,6	16612,93576	3079,986337	4,470221105	19697,39232	2418,595674
2036	53,8	16760,28449	3079,986337	4,490001694	19844,76083	2266,689024

CONDUCTOR: Flicker ACSR
INVERSIÓN: $ 187315,9885

AÑO	POTENCIA TRANSMITIDA	COSTOS DE PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	COSTOS DE PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA	COSTOS DE PÉRDIDAS POR DESABASTECIMIENTO	COSTO DE PÉRDIDAS TOTALES	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS POR PÉRDIDAS
	MW	$	$	$	$	$
2006	46,7	10744,53211	2539,910348	3,89658403	13288,33904	13288,33904
2007	46,9	10853,89591	2539,910348	3,916364619	13397,72263	12462,99779
2008	47,2	10963,81348	2539,910348	3,936145208	13507,65998	11688,61869
2009	47,4	11074,28482	2539,910348	3,955925796	13618,1511	10962,07466
2010	47,6	11185,30993	2539,910348	3,975706385	13729,19598	10280,42923
2011	47,9	11296,8888	2539,910348	3,995486974	13840,79464	9640,924983
2012	48,1	11409,02144	2539,910348	4,015267563	13952,94706	9040,972764
2013	48,3	11521,70785	2539,910348	4,035048152	14065,65325	8478,141431
2014	48,6	11634,94803	2539,910348	4,05482874	14178,91321	7950,148303
2015	48,8	11748,74198	2539,910348	4,074609329	14292,72694	7454,850153
2016	49,1	11863,08969	2539,910348	4,094389918	14407,09443	6990,234742
2017	49,3	11977,99117	2539,910348	4,114170507	14522,01569	6554,412875
2018	49,5	12093,44642	2539,910348	4,133951096	14637,49072	6145,610924
2019	49,8	12209,45544	2539,910348	4,153731684	14753,51952	5762,163809
2020	50,0	12326,01823	2539,910348	4,173512273	14870,10209	5402,508397
2021	50,2	12443,13478	2539,910348	4,193292862	14987,23842	5065,177307
2022	50,5	12560,8051	2539,910348	4,213073451	15104,92852	4748,793082
2023	50,7	12679,02919	2539,910348	4,23285404	15223,1724	4452,062713
2024	51,0	12797,80705	2539,910348	4,252634628	15341,97003	4173,772503
2025	51,2	12917,13868	2539,910348	4,272415217	15461,32144	3912,78323
2026	51,4	13037,02407	2539,910348	4,292195806	15581,22661	3668,025608
2027	51,7	13157,46323	2539,910348	4,311976395	15701,68556	3438,496025
2028	51,9	13278,45616	2539,910348	4,331756984	15822,69827	3223,252534
2029	52,1	13400,00286	2539,910348	4,351537572	15944,26475	3021,411092
2030	52,4	13522,10333	2539,910348	4,371318161	16066,38499	2832,142019
2031	52,6	13644,75756	2539,910348	4,39109875	16189,05901	2654,666685
2032	52,8	13767,96556	2539,910348	4,410879339	16312,28679	2488,254383
2033	53,1	13891,72733	2539,910348	4,430659928	16436,06834	2332,2194
2034	53,3	14016,04287	2539,910348	4,450440516	16560,40366	2185,918267
2035	53,6	14140,91217	2539,910348	4,470221105	16685,29274	2048,747174
2036	53,8	14266,33525	2539,910348	4,490001694	16810,7356	1920,139536

CONDUCTOR: ACAR 350
INVERSIÓN: $ 173764,4725

AÑO	POTENCIA TRANSMITIDA	COSTOS DE PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	COSTOS DE PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA	COSTOS DE PÉRDIDAS POR DESABASTECIMIENTO	COSTO DE PÉRDIDAS TOTALES	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS POR PÉRDIDAS
	MW	$	$	$	$	$
2006	46,7	14955,10683	4456,841477	3,89658403	19415,84489	19415,84489
2007	46,9	15107,3282	4456,841477	3,916364619	19568,08604	18202,87073
2008	47,2	15260,32034	4456,841477	3,936145208	19721,09796	17065,30922
2009	47,4	15414,08327	4456,841477	3,955925796	19874,88067	15998,49526
2010	47,6	15568,61697	4456,841477	3,975706385	20029,43415	14998,0509
2011	47,9	15723,92145	4456,841477	3,995486974	20184,75841	14059,86771
2012	48,1	15879,99671	4456,841477	4,015267563	20340,85345	13180,09029
2013	48,3	16036,84275	4456,841477	4,035048152	20497,71927	12355,10075
2014	48,6	16194,45956	4456,841477	4,05482874	20655,35587	11581,50417
2015	48,8	16352,84716	4456,841477	4,074609329	20813,76325	10856,11492
2016	49,1	16512,00554	4456,841477	4,094389918	20972,9414	10175,94383
2017	49,3	16671,93469	4456,841477	4,114170507	21132,89034	9538,186121
2018	49,5	16832,63463	4456,841477	4,133951096	21293,61005	8940,210111
2019	49,8	16994,10534	4456,841477	4,153731684	21455,10055	8379,546569
2020	50,0	17156,34683	4456,841477	4,173512273	21617,36182	7853,878746
2021	50,2	17319,3591	4456,841477	4,193292862	21780,39387	7361,033011
2022	50,5	17483,14215	4456,841477	4,213073451	21944,1967	6898,970048
2023	50,7	17647,69598	4456,841477	4,23285404	22108,77031	6465,776605
2024	51,0	17813,02059	4456,841477	4,252634628	22274,1147	6059,65774
2025	51,2	17979,11597	4456,841477	4,272415217	22440,22986	5678,929542
2026	51,4	18145,98214	4456,841477	4,292195806	22607,11581	5322,012301
2027	51,7	18313,61908	4456,841477	4,311976395	22774,77253	4987,424092
2028	51,9	18482,0268	4456,841477	4,331756984	22943,20004	4673,774752
2029	52,1	18651,20531	4456,841477	4,351537572	23112,39832	4379,760231
2030	52,4	18821,15459	4456,841477	4,371318161	23282,36738	4104,157283
2031	52,6	18991,87465	4456,841477	4,39109875	23453,10722	3845,818487
2032	52,8	19163,36549	4456,841477	4,410879339	23624,61784	3603,66757
2033	53,1	19335,62711	4456,841477	4,430659928	23796,89924	3376,695017
2034	53,3	19508,6595	4456,841477	4,450440516	23969,95142	3163,953956
2035	53,6	19682,46268	4456,841477	4,470221105	24143,77438	2964,556288
2036	53,8	19857,03663	4456,841477	4,490001694	24318,36811	2777,669056

CONDUCTOR: ACAR 450
INVERSIÓN: $ 180318,0745

AÑO	POTENCIA TRANSMITIDA	COSTOS DE PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	COSTOS DE PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA	COSTOS DE PÉRDIDAS POR DESABASTECIMIENTO	COSTO DE PÉRDIDAS TOTALES	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS POR PÉRDIDAS
	MW	$	$	$	$	$
2006	46,7	11572,4041	3097,181711	3,89658403	14673,48239	14673,48239
2007	46,9	11690,19444	3097,181711	3,916364619	14791,29252	13759,34187
2008	47,2	11808,58122	3097,181711	3,936145208	14909,69907	12901,84885
2009	47,4	11927,56443	3097,181711	3,955925796	15028,70207	12097,51258
2010	47,6	12047,14408	3097,181711	3,975706385	15148,3015	11343,05619
2011	47,9	12167,32017	3097,181711	3,995486974	15268,49737	10635,40364
2012	48,1	12288,09269	3097,181711	4,015267563	15389,28967	9971,667502
2013	48,3	12409,46165	3097,181711	4,035048152	15510,67841	9349,137427
2014	48,6	12531,42704	3097,181711	4,05482874	15632,66358	8765,269385
2015	48,8	12653,98887	3097,181711	4,074609329	15755,2452	8217,675506
2016	49,1	12777,14714	3097,181711	4,094389918	15878,42324	7704,114548
2017	49,3	12900,90184	3097,181711	4,114170507	16002,19773	7222,482955
2018	49,5	13025,25298	3097,181711	4,133951096	16126,56865	6770,806439
2019	49,8	13150,20056	3097,181711	4,153731684	16251,536	6347,232093
2020	50,0	13275,74457	3097,181711	4,173512273	16377,09979	5950,020964
2021	50,2	13401,88502	3097,181711	4,193292862	16503,26002	5577,541092
2022	50,5	13528,6219	3097,181711	4,213073451	16630,01669	5228,260965
2023	50,7	13655,95522	3097,181711	4,23285404	16757,36979	4900,743371
2024	51,0	13783,88498	3097,181711	4,252634628	16885,31932	4593,639627
2025	51,2	13912,41117	3097,181711	4,272415217	17013,86529	4305,684159
2026	51,4	14041,5338	3097,181711	4,292195806	17143,0077	4035,689411
2027	51,7	14171,25286	3097,181711	4,311976395	17272,74655	3782,541061
2028	51,9	14301,56836	3097,181711	4,331756984	17403,08183	3545,193535
2029	52,1	14432,4803	3097,181711	4,351537572	17534,01355	3322,665789
2030	52,4	14563,98867	3097,181711	4,371318161	17665,5417	3114,03735
2031	52,6	14696,09348	3097,181711	4,39109875	17797,66629	2918,444596
2032	52,8	14828,79472	3097,181711	4,410879339	17930,38731	2735,07727
2033	53,1	14962,0924	3097,181711	4,430659928	18063,70477	2563,175197
2034	53,3	15095,98652	3097,181711	4,450440516	18197,61867	2402,02521
2035	53,6	15230,47707	3097,181711	4,470221105	18332,129	2250,958258
2036	53,8	15365,56406	3097,181711	4,490001694	18467,23577	2109,346693

CONDUCTOR: ACAR 550
INVERSIÒN: $ 187093,8325

AÑO	POTENCIA TRANSMITIDA	COSTOS DE PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	COSTOS DE PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA	COSTOS DE PÉRDIDAS POR DESABASTECIMIENTO	COSTO DE PÉRDIDAS TOTALES	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS POR PÉRDIDAS
	MW	$	$	$	$	$
2006	46,7	9524,978757	2462,503512	3,89658403	11991,37885	11991,37885
2007	46,9	9621,929269	2462,503512	3,916364619	12088,34915	11244,97595
2008	47,2	9719,370694	2462,503512	3,936145208	12185,81035	10544,7791
2009	47,4	9817,303032	2462,503512	3,955925796	12283,76247	9887,944433
2010	47,6	9915,726283	2462,503512	3,975706385	12382,2055	9271,802039
2011	47,9	10014,64045	2462,503512	3,995486974	12481,13944	8693,845422
2012	48,1	10114,04552	2462,503512	4,015267563	12580,5643	8151,721548
2013	48,3	10213,94151	2462,503512	4,035048152	12680,48007	7643,221509
2014	48,6	10314,32841	2462,503512	4,05482874	12780,88675	7166,271747
2015	48,8	10415,20623	2462,503512	4,074609329	12881,78435	6718,925818
2016	49,1	10516,57496	2462,503512	4,094389918	12983,17286	6299,35664
2017	49,3	10618,4346	2462,503512	4,114170507	13085,05228	5905,849225
2018	49,5	10720,78515	2462,503512	4,133951096	13187,42261	5536,79384
2019	49,8	10823,62661	2462,503512	4,153731684	13290,28386	5190,679589
2020	50,0	10926,95899	2462,503512	4,173512273	13393,63602	4866,088385
2021	50,2	11030,78228	2462,503512	4,193292862	13497,47909	4561,689276
2022	50,5	11135,09649	2462,503512	4,213073451	13601,81307	4276,233132
2023	50,7	11239,9016	2462,503512	4,23285404	13706,63797	4008,547643
2024	51,0	11345,19763	2462,503512	4,252634628	13811,95378	3757,532623
2025	51,2	11450,98458	2462,503512	4,272415217	13917,7605	3522,1556
2026	51,4	11557,26243	2462,503512	4,292195806	14024,05814	3301,447675
2027	51,7	11664,0312	2462,503512	4,311976395	14130,84669	3094,499631
2028	51,9	11771,29088	2462,503512	4,331756984	14238,12615	2900,45828
2029	52,1	11879,04148	2462,503512	4,351537572	14345,89652	2718,523028
2030	52,4	11987,28298	2462,503512	4,371318161	14454,15781	2547,942659
2031	52,6	12096,0154	2462,503512	4,39109875	14562,91001	2388,012301
2032	52,8	12205,23873	2462,503512	4,410879339	14672,15312	2238,07059
2033	53,1	12314,95298	2462,503512	4,430659928	14781,88715	2097,496996
2034	53,3	12425,15814	2462,503512	4,450440516	14892,11209	1965,709322
2035	53,6	12535,85421	2462,503512	4,470221105	15002,82794	1842,161346
2036	53,8	12647,04119	2462,503512	4,490001694	15114,0347	1726,340612