

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

REPOTENCIACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 230 kV CON CONDUCTORES DE ÚLTIMA GENERACIÓN TIPO "T"

PROYECTO PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

GUERRA SALCEDO CHRISTIAN ALEXANDER
cguerra@transelectric.com.ec

PAZMIÑO CUENCA CRISTHIAN GEOVANNY
cpazminio@transelectric.com.ec

DIRECTOR: MSc. RAÚL CANELOS
rcanelos@transelectric.com.ec

Quito, Septiembre 2008

DECLARACIÓN

Nosotros, Cristian Alexander Guerra Salcedo y Cristhian Geovanny Pazmiño Cuenca, 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.

Cristian Alexander Guerra Salcedo

Cristhian Geovanny Pazmiño Cuenca

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por los Sres. Christian Alexander Guerra Salcedo y Cristhian Geovanny Pazmiño Cuenca, bajo mi supervisión.

MSc. RAÚL CANELOS

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO CHRISTIAN GUERRA

Quisiera empezar agradeciendo al Único y Sabio Dios, a mi Padre Celestial Jehová, por su Amor, Misericordia, Bondad y Justicia; a mi Salvador y Amado Señor Jesús, por dar su vida entera por mi en la cruz, y por medio de ese sacrificio, darme vida eterna al justificarme y santificarme por su sangre y crear el único Camino a Dios, por ser mi Amigo Fiel, Refugio, Ayuda, Sostén, Torre Fuerte, Libertador, Fortaleza, Intercesor y Abogado ante mi Padre; al Consolador Espíritu Santo por enseñarme, guiarme, hacerme partícipe de sus frutos y dirigirme a toda verdad.

Gracias por todas la mega bendiciones que has derramado a mi vida y por ser mi inspiración con tu Palabra en Josué 1:9 *“Mira que te mando que te esfuerces y seas valiente; no temas ni desmayes, porque Jehová tu Dios estará contigo en dondequiera que vayas”*.

Al MSc. Raúl Canelos por haber aceptado ser nuestro Director de Tesis y ayudarnos en la elaboración del presente proyecto, brindando su apoyo incondicional en todo momento con su orientación, confianza y calidad como docente.

A la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica, TRANSELECTRIC S.A., por habernos acogido y prestado todas las facilidades técnicas y económicas para el desarrollo de esta tesis, en especial a la División de Líneas de Transmisión por compartirnos su conocimiento en el área.

Y finalmente a todas y cada una de las personas que de una u otra forma me apoyaron en el transcurso de mi carrera. Mil gracias a todos, Dios les bendiga.

AGRADECIMIENTO DE CRISTHIAN PAZMIÑO

Ante todo agradezco a Dios por permitirme vivir esta etapa de mi vida, a mi abuelita Zoila por estar junto a mi espiritualmente, a mis padres Fernando y Melnis por su apoyo y confianza, a mis hermanas y de manera especial a mi ñaña Quissi por tantos momentos compartidos, a mis sobrinos Melnis, Junior y Gabo por inculcar en mi su sentimiento de nobleza infantil.

Agradezco de manera especial a la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELECTRIC S. A., por permitir el desarrollo de este estudio en el área de Líneas de Transmisión, al MSc. Raúl Canelos por saber dirigir y guiarnos por el mejor camino, para el desarrollo y culminación de este proyecto.

A mis compañeros y amigos que escucharon y supieron darme palabras de aliento para continuar con este propósito.

DEDICATORIA CHRISTIAN GUERRA

A ti mi Dios Padre, Dios Hijo y Dios Espíritu, por escogerme desde antes de la fundación del mundo para ser hecho conforme a tu imagen y ser hecho hijo tuyo, por perdonarme de todos mi pecados y limpiarme de toda maldad, sanarme las heridas y motivarme a seguir por tus caminos.

Porque en tu Palabra que inspirada por tu Espíritu me enseñó y ayudó en los momentos más difíciles de mi vida, como profesa en Isaías 41:10

“No temas, porque yo estoy contigo; no desmayes, porque yo soy tu Dios que te esfuerzo; siempre te ayudaré, siempre te sustentaré con la diestra de mi justicia”.

A mi Chelita por cuidarme, protegerme y ser un ejemplo de madre abnegada por sus hijos.

A Vero por ser mi ayuda, soporte e inspiración en el transcurso de mi carrera universitaria.

A mi padre, mis hermanos Juan Carlos y Ronald y, mis sobrinos Caleb y Salomé.

A mi abuelita Matildita, mi tía Bachi, mi tío Pachi por ayudarnos en los momentos difíciles que como familia pasamos y, a mi abuelito Pepe por introducirme en los caminos de Dios desde pequeño.

A mi Iglesia Bautista de “San Juan” por instruirme en los principios bíblicos que desde niño aprendí y que me sirvieron para conocerle, amarle y guiarme en el temor a Dios.

Que este trabajo sirva para darte gloria, honra y honor a ti Dios Eterno, y que sirva de ejemplo de que *“Todo lo puedo en Cristo que me fortalece”* y que *“Dios es bueno”*.

DEDICATORIA DE CRISTHIAN PAZMIÑO

Me gustaría dedicar este proyecto a cada uno de los estudiantes universitarios que día a día se esfuerzan y dedican parte de su vida a aprender conocimientos de diversa índole para poder alcanzar metas y sueños propios.

Les invito que aquellos conocimientos que adquirimos en las diversas aulas de la universidad pongamos al servicio honesto y constante del país del cual formamos parte, para una vez así poder dejar algo mejor de lo que nosotros encontramos a generaciones que viene detrás nuestro.

Quiero dedicar de manera especial el presente proyecto a la mujer que amo Paulina Quilumba, mi futura esposa; gracias por todo tu apoyo, confianza y hacer de mi un mejor ser humano día a día negrita.

Culminamos juntos una meta más amor y emprendemos juntos otra meta llena de emociones, sueños y de retos constantes, que juntos enfrentaremos, te amo mi amor.

ÍNDICE

<u>DECLARACIÓN</u>	<u>II</u>
<u>CERTIFICACIÓN</u>	<u>III</u>
<u>AGRADECIMIENTO CHRISTIAN GUERRA.....</u>	<u>IV</u>
<u>AGRADECIMIENTO DE CRISTHIAN PAZMIÑO</u>	<u>V</u>
<u>DEDICATORIA CHRISTIAN GUERRA.....</u>	<u>VI</u>
<u>DEDICATORIA DE CRISTHIAN PAZMIÑO</u>	<u>VII</u>
<u>ÍNDICE</u>	<u>VIII</u>
<u>ÍNDICE DE TABLAS.....</u>	<u>XIII</u>
<u>ÍNDICE DE FIGURAS.....</u>	<u>XVI</u>
<u>RESUMEN.....</u>	<u>XIX</u>
<u>PRESENTACIÓN.....</u>	<u>XX</u>
<u>CAPITULO 1.....</u>	<u>1</u>
<u>DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.....</u>	<u>1</u>
1.1. INTRODUCCIÓN.	1
1.2. CONSTITUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO	2
1.2.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA	3
1.2.2. TRANSMISIÓN.....	6
1.2.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN.....	8
1.2.3. SUBTRANSMISIÓN	11
1.2.4. DISTRIBUCIÓN.....	11
1.2.5. CONSUMO ELÉCTRICO.....	14
<u>CAPITULO 2.....</u>	<u>17</u>
<u>CARACTERÍSTICAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....</u>	<u>17</u>
2.1. INTRODUCCIÓN.	17
2.2. NIVELES DE VOLTAJE	17

2.3	CLASIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS	18
2.4.	PARÁMETROS PARA LÍNEAS AÉREAS.	19
2.4.1.	CONSTANTES CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES POR KILÓMETRO DE LÍNEA.	19
2.4.1.1.	RESISTENCIA ELÉCTRICA	19
2.4.1.2.	INDUCTANCIA O COEFICIENTE DE AUTOINDUCCIÓN	22
2.4.1.3.	CAPACIDAD O CAPACITANCIA.....	26
2.4.1.4.	CONDUCTANCIA.....	28
2.5.	PÉRDIDAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	29
2.5.1.	PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA.	29
2.5.2.	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	34
2.5.3.	EFECTO SKIN.	35
2.5.4.	PÉRDIDAS POR DISPERSIÓN SOBRE LAS CADENAS DE AISLADORES. ..	39
2.6.	POTENCIA CARACTERÍSTICA DE UNA LÍNEA.	39
2.7.	TENSIÓN ÓPTIMA DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.	40
2.8.	FACTORES QUE LIMITAN LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE POTENCIA EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	41
2.8.1.	ESTABILIDAD.....	41
2.8.2.	ESTABILIDAD EN ESTADO ESTABLE.....	42
2.8.3.	REGULACIÓN DE VOLTAJE.....	42
2.8.4.	LÍMITE TÉRMICO.....	42
2.8.5.	CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO.....	43
2.8.5.1.	CORTOCIRCUITO.....	43
2.8.5.2.	SOBRECARGA TEMPORAL.....	44
<u>CAPITULO 3.....</u>		45
<u>MODELOS DE LÍNEAS ELÉCTRICAS</u>		45
3.1.	INTRODUCCIÓN.....	45
3.2.	REPRESENTACIÓN DE LÍNEAS	46
3.2.1.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CORTAS	46
3.2.2.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MEDIAS	49
3.2.3.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LARGAS	53
3.2.3.1	EL CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA LÍNEA LARGA	57
<u>CAPITULO 4.....</u>		61
<u>CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES USADOS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 KV.....</u>		61
4.1.	INTRODUCCIÓN.....	61
4.2.	CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES DE ALUMINIO.	62
4.2.1.	SECCIONES DE LOS CONDUCTORES.	64
4.2.2.	RESISTENCIA MECÁNICA DE TRACCIÓN DE LOS CONDUCTORES.	65
4.2.3.	PESOS DE LOS CONDUCTORES.....	66
4.2.4.	COSTO DE LOS CONDUCTORES.	67
4.3.	MATERIALES DE LOS CONDUCTORES.....	68
4.4.	TIPOS DE CONDUCTORES USADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	70
4.4.1.	CONDUCTORES USADOS EN 230 KV.....	71
4.4.2.	CONDUCTORES DE ALEACIÓN DE ALUMINIO (A.A.A.C)	71

4.4.3.	CONDUCTORES DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO A.C.S.R.	72
4.4.4.	CONDUCTOR DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO ALUMINIZADO A.C.S.R/AW	73
4.4.5.	CONDUCTOR DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO A.C.S.R/TW	73
4.4.6.	CONDUCTOR DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO A.C.S.R/AE	73
4.4.7.	A.C.S.R/T-2, A.A.C/T-2 Y A.A.A.C/T-2.....	73
4.4.8.	CONDUCTOR DE ALUMINIO, CLASES AA, A, B, C “A.A.C”	73
4.4.9.	CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO A.A.C.S.R.....	74
4.4.10.	CONDUCTOR DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ALEACIÓN A.C.A.R	75
4.5.	CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	75
4.5.1.	SELECCIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR.....	76
4.5.1.1.	SELECCIÓN CON CRITERIO ELÉCTRICO.....	77
4.6.	CONDUCTORES USADOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO.	79
4.6.1.	CONDUCTORES DE ALUMINIO REFORZADOS CON ACERO ACSR.....	80
4.6.2.	CONDUCTORES DE ALUMINIO REFORZADOS CON AA6201 ACAR.....	81

CAPITULO 5..... 83

CARACTERÍSTICA DE LOS CONDUCTORES DE ÚLTIMA GENERACIÓN TIPO “TW” PROPUESTOS..... 83

5.1.	INTRODUCCIÓN.....	83
5.2.	SELECCIÓN DEL CONDUCTOR.....	84
5.3.	CONDUCTORES DE ÚLTIMA GENERACIÓN PROPUESTOS.....	86
5.3.1.	CONDUCTORES ACSR/TW.....	86
5.3.2.	CONDUCTORES ACSS/TW.....	87
5.3.3.	CONDUCTORES ACCC/TW	88
5.3.4.	COMPARACIÓN DE LOS CONDUCTORES TWS Y LOS CONDUCTORES USADOS EN EL S.N.T ECUATORIANO.....	90
5.3.5.	MÓDULO DE ELASTICIDAD Y COEFICIENTE DE DILATACIÓN LINEAL DE LOS CONDUCTORES “TW” PROPUESTOS.....	90
5.4.	PROPIEDADES MECÁNICAS Y ELÉCTRICAS DE LOS CONDUCTORES TRAPEZOIDALES PLANTEADOS.....	92
5.4.1.	AMPACIDAD DE LOS CONDUCTORES SELECCIONADOS.....	92
5.4.2.	ECUACIÓN DE LA FLECHA.....	96
5.4.3.	LONGITUD DEL CONDUCTOR.....	100
5.4.4.	ACCIONES SOBRE LOS CONDUCTORES.	103
5.4.4.1.	ACCIÓN DEL PESO PROPIO.....	104
5.4.4.2.	ACCIÓN DEL VIENTO.....	104
5.4.4.3.	ACCIÓN DEL HIELO.....	107
5.4.4.4.	ACCIÓN DE LA TEMPERATURA.....	107
5.4.4.5.	ACCIÓN DE LA ELASTICIDAD.....	108
5.5.	ECUACIÓN DEL CAMBIO DE CONDICIONES	109
5.5.1.	PLANTEAMIENTO DE LA ECUACIÓN.....	109
5.5.2.	EMPLEO DE LA ECUACIÓN DEL CAMBIO DE CONDICIONES.....	112
5.5.3.	TENSIÓN DE CADA DÍA. (T.D.C.).....	113
5.5.4.	RESOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES.....	114
5.5.5.	VANO ECONÓMICO.....	117
5.5.6.	DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD.	119
5.5.7.	VANO IDEAL DE REGULACIÓN.....	120

CAPITULO 6..... 122**IMPLEMENTACIÓN DE LOS CONDUCTORES TIPO “T” EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 KV USANDO EL PROGRAMA DIGSILENT POWER FACTORY..... 122**

6.1. INTRODUCCIÓN AL MANEJO DEL PROGRAMA DIGSILENT POWER FACTORY	122
6.1.1. CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA	122
6.1.2. FUNCIONES PRINCIPALES Y ESPACIO DE TRABAJO.....	122
6.1.3. ADMINISTRACIÓN DE INFORMACIÓN	124
6.1.4. ADMINISTRACIÓN DE LOS PROYECTOS.....	125
6.1.5. IMPLEMENTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	126
6.2. CREACIÓN EN DIGSILENT DE LOS CONDUCTORES TIPO “TW” A USARSE EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PAUTE – PASCUALES A 230 kV.....	128
6.3. CREANDO UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN GRÁFICAMENTE.....	135
6.3.1. LAS LÍNEAS, LAS RUTAS Y LAS SECCIONES.....	137
6.4. MÓDULO DE FLUJO DE CARGA.....	138
6.5. RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DE LOS FLUJOS DE CARGA DE LA LÍNEA PAUTE – PASCUALES A 230 kV	139
6.1.1. TABLAS Y CURVAS DE TENDIDO.....	140

CAPITULO 7..... 142**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA REPOTENCIACIÓN PLANTEADA..... 142**

7.1. INTRODUCCIÓN.....	142
7.2. ANTECEDENTES	142
7.3. DESCRIPCIÓN TÉCNICA	144
7.3.1. UBICACIÓN.....	144
7.3.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES USADOS	144
7.4. COSTOS DE LAS PÉRDIDAS.....	146
7.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	151

CAPITULO 8..... 153**EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LOS CONDUCTORES DE ÚLTIMA GENERACIÓN TIPO “T” EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MILAGRO - LAS ESCLUSAS A 230 KV 153**

8.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA	153
8.1.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN MILAGRO - LAS ESCLUSAS - TRINITARIA, 230 KV.....	153
8.2. ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO.....	157
8.2.1. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS.....	157
8.2.2. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	157

<u>8.2.3. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA</u>	<u>157</u>
<u>8.2.4. CÁLCULO DEL COSTO DEL CONDUCTOR.....</u>	<u>158</u>
<u>8.3. ANÁLISIS DE RESULTADO</u>	<u>158</u>
<u>CAPITULO 9.....</u>	<u>159</u>
<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</u>	<u>159</u>
<u>9.1. CONCLUSIONES</u>	<u>159</u>
<u>9.2. RECOMENDACIONES</u>	<u>161</u>
<u>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</u>	<u>162</u>
<u>ANEXOS</u>	<u>164</u>

ÍNDICE DE TABLAS

<u>TABLA 1.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT</u>	<u>9</u>
<u>TABLA 1.1 CONTINUACIÓN.....</u>	<u>10</u>
<u>TABLA 1.2 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA</u>	<u>16</u>
<u>TABLA 2.1 VOLTAJES DE TRANSMISIÓN DEL S.N.T.</u>	<u>18</u>
<u>TABLA 2.2. RADIOS EQUIVALENTES “R_{EQ}” PARA “N” SUBCONDUCTORES POR FASES</u>	<u>25</u>
<u>TABLA 2.2. CONTINUACIÓN.....</u>	<u>26</u>
<u>TABLA 2.3. AUTOINDUCCIÓN SEGÚN FASES</u>	<u>26</u>
<u>TABLA 2.3 CAPACIDADES SEGÚN FASES</u>	<u>28</u>
<u>TABLA 2.4 VALORES DE “M_D”</u>	<u>31</u>
<u>TABLA 2.5 VALORES DE “M_T”</u>	<u>31</u>
<u>TABLA 4.1 CARACTERÍSTICAS DEL AL Y CU</u>	<u>63</u>
<u>TABLA 4.3 PRECIOS DE AL, ALEACIÓN DE AL Y CU PARA EL AÑO 2008</u>	<u>68</u>
<u>TABLA 4.4 CLASES DE CONDUCTORES DE ALUMINIO A.A.C.....</u>	<u>74</u>
<u>TABLA 4.2 CONDUCTORES USADOS EN EL S.N.I.</u>	<u>80</u>
<u>TABLA 5.1 CONDUCTORES ACSR Y ACAR USADOS EN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO PARA 230 KV [11].....</u>	<u>86</u>
<u>TABLA 5.2 CONDUCTORES ACSR/TW CON CARACTERÍSTICAS SIMILARES A LOS CONDUCTORES PRESENTADOS EN LA TABLA 5.1</u>	<u>86</u>
<u>TABLA 5.3 CONDUCTORES ACSS/TW CON CARACTERÍSTICAS SIMILARES A LOS PRESENTADOS EN LA TABLA 5.1</u>	<u>87</u>
<u>TABLA 5.4 CONDUCTORES ACCC/TW CON CARACTERÍSTICAS SIMILARES A LOS CONDUCTORES PRESENTADOS EN LA TABLA 5.1</u>	<u>89</u>
<u>TABLA 5.5 COMPARACIÓN DE CONDUCTORES USADOS EN EL S.N.T. Y LOS TIPOS “TW”</u>	<u>90</u>

<u>TABLA 5.6 RESUMEN DE MÓDULOS DE ELASTICIDAD Y COEFICIENTES DE DILATACIÓN.....</u>	<u>91</u>
<u>TABLA 5.7 CÁLCULO DE LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR BLUEJAY - ACSR 1113.....</u>	<u>93</u>
<u>TABLA 5.8 CÁLCULO DE LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR ACAR 1200</u>	<u>93</u>
<u>TABLA 5.9 CÁLCULO DE LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR CARDINAL - ACSR/TW.....</u>	<u>93</u>
<u>TABLA 5.10 CÁLCULO DE LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR DRAKE - ACCC/TW.....</u>	<u>94</u>
<u>TABLA 5.11 CÁLCULO DE LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR CARDINAL ACCC/TW.....</u>	<u>94</u>
<u>TABLA 5.12 AMPACIDAD DE LOS CONDUCTORES ACTUALES Y LOS PROPUESTOS PARA UNA TEMPERATURA AMBIENTE DE 20° C, TEMPERATURA DEL CONDUCTOR DE 60° C, CON UNA VELOCIDAD DEL VIENTO IGUAL A 25 KM/H Y CON EFECTO DEL SOL A 90°.....</u>	<u>95</u>
<u>TABLA 5.13 ZONAS SEGÚN LA ALTITUD.....</u>	<u>104</u>
<u>TABLA 5.14 FUERZA DEL VIENTO SEGÚN LA ZONA DEL S.N.T.....</u>	<u>106</u>
<u>TABLA 5.15 CONDICIONES PARA EL CAMBIO DE CONDICIONES.....</u>	<u>109</u>
<u>TABLA 5.16. DISTANCIA MÍNIMAS DE SEGURIDAD.....</u>	<u>119</u>
<u>TABLA 6.1. COORDENADAS DE LOS CONDUCTORES DE FASE.....</u>	<u>132</u>
<u>TABLA 6.2. COORDENADAS DE LOS CONDUCTORES DE TIERRA.....</u>	<u>132</u>
<u>TABLA 6.3 DATOS PARA EL CALCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES.....</u>	<u>141</u>
<u>TABLA 7.1 CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA PAUTE - PASCUALES.....</u>	<u>144</u>
<u>TABLA 7.2 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR.....</u>	<u>145</u>
<u>TABLA 7.3 CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE GUARDIA.....</u>	<u>145</u>
<u>TABLA 7.4 CARACTERÍSTICAS Y TIPOS DE ESTRUCTURAS.....</u>	<u>145</u>
<u>TABLA 7.5 NÚMERO DE HORAS EN LAS QUE SE PRESENTA CADA TIPO DE DEMANDA.....</u>	<u>147</u>

<u>TABLA 7.6 NÚMERO DE SEMANAS Y DIAS EN LAS QUE SE PRESENTA CADA TIPO DE PERIODO.....</u>	<u>147</u>
<u>TABLA 7.7 COSTOS DE LOS CONDUCTORES</u>	<u>151</u>
<u>TABLA 7.8 COSTOS DE LOS CONDUCTORES EN EL TIEMPO “T AÑOS”.....</u>	<u>152</u>
<u>TABLA 8.1 COORDENADAS DE LOS CONDUCTORES DE FASE.....</u>	<u>156</u>
<u>TABLA 8.2 COORDENADAS DE LOS CONDUCTORES DE TIERRA</u>	<u>156</u>
<u>TABLA 8.3 COSTOS DE LOS CONDUCTORES</u>	<u>158</u>

ÍNDICE DE FIGURAS

<u>FIGURA 1.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO</u>	<u>2</u>
<u>FIGURA 1.2 DIAGRAMA DE LA GENERACIÓN BRUTA DEL S.N.I.</u>	<u>5</u>
<u>FIGURA 1.3 TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DE LA DEMANDA ELÉCTRICA</u>	<u>14</u>
<u>FIGURA 1.4 CONSUMO DE ENERGÍA 1996 – 2006</u>	<u>16</u>
<u>FIGURA 2.1. RESISTENCIA DE UN CONDUCTOR METÁLICO COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA</u>	<u>20</u>
<u>FIGURA 2.2. FASES DÚPLEX</u>	<u>25</u>
<u>FIGURA 2.3. CORRIENTE EN UN CONDUCTOR MACIZO CUANDO ES RECORRIDO POR: A) UNA CORRIENTE CONTINUA, B) UNA CORRIENTE ALTERNA.</u>	<u>36</u>
<u>FIGURA 2.4. DENSIDAD DE CORRIENTE RELATIVA (J/J_0), EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA A LA SUPERFICIE, MEDIDA EN MILÍMETROS PARA UN CONDUCTOR DE COBRE.</u>	<u>37</u>
<u>FIGURA 2.5. DENSIDAD DE CORRIENTE RELATIVA (J/J_0), EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA A LA SUPERFICIE, MEDIDA EN MILÍMETROS PARA UN CONDUCTOR DE ALUMINIO.</u>	<u>38</u>
<u>FIGURA 2.6. ESQUEMA DE UN “SEP” SIMPLE</u>	<u>42</u>
<u>FIGURA 3.1. REPRESENTACIÓN DE UNA LÍNEA CON CONSTANTES DISTRIBUIDAS</u>	<u>45</u>
<u>FIGURA 3.2. REPRESENTACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CORTA</u>	<u>47</u>
<u>FIGURA 3.3. REPRESENTACIÓN PARA UNA CARGA CON FACTOR DE POTENCIA EN RETRASO</u>	<u>48</u>
<u>FIGURA 3.4. REPRESENTACIÓN PARA UNA CARGA CON FACTOR DE POTENCIA UNITARIO</u>	<u>48</u>
<u>FIGURA 3.5. REPRESENTACIÓN PARA UNA CARGA CON FACTOR DE POTENCIA EN ADELANTO</u>	<u>48</u>
<u>FIGURA 3.6. CIRCUITO π NOMINAL</u>	<u>51</u>
<u>FIGURA 3.7. REPRESENTACIÓN DE UN CIRCUITO T NOMINAL</u>	<u>53</u>

<u>FIGURA 3.8. REPRESENTACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN QUE MUESTRA UNA FASE Y EL NEUTRO DE REGRESO.</u>	<u>54</u>
<u>FIGURA 3.9. CIRCUITO EQUIVALENTE NOMINAL π DE UNA LÍNEA LARGA</u>	<u>58</u>
<u>FIGURA 3.10. CIRCUITO EQUIVALENTE π DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN</u>	<u>60</u>
<u>FIGURA 5.1. CONFIGURACIONES DE LOS TIPOS DE ASCR/TW</u>	<u>86</u>
<u>FIGURA 5.2. CONFIGURACIONES DE LOS TIPOS DE ACSS/TW</u>	<u>87</u>
<u>FIGURA 5.3. CONFIGURACIONES DE LOS DIVERSOS TIPOS DE ACCC/TW</u>	<u>88</u>
<u>FIGURA 5.4. COMPARACIÓN DE AMPACIDAD DE TODOS LOS CONDUCTORES DE LA TABLA 5.5 PARA LA CONDICIÓN “D” CON UNA VELOCIDAD DE 25 KM/H, CON EFECTO DEL SOL.</u>	<u>95</u>
<u>FIGURA 5.5 REPRESENTACIÓN DEL PLANTEAMIENTO DE LA ECUACIÓN DE LA FLECHA</u>	<u>96</u>
<u>FIGURA 5.6. REPRESENTACIÓN DEL CONDUCTOR DE UN VANO CENTRADO EN LOS EJES DE COORDENADAS</u>	<u>97</u>
<u>FIGURA 5.7. REPRESENTACIÓN DE TRIÁNGULO DE FUERZAS</u>	<u>99</u>
<u>FIGURA 5.8. VARIABLES DE LA LONGITUD DEL VANO DEL CONDUCTOR</u>	<u>100</u>
<u>FIGURA 5.9. FUERZAS QUE ACTÚAN SOBRE EL CONDUCTOR</u>	<u>106</u>
<u>FIGURA 5.10. REPRESENTACIÓN DE UNA ANTIVIBRADOR STOCKBRIDGE</u>	<u>114</u>
<u>FIGURA 5.11. LIMITES DE TENSIÓN PARA EL CONDUCTOR</u>	<u>115</u>
<u>FIGURA 5.12. LIMITES DE TENSIÓN PARA EL CONDUCTOR</u>	<u>116</u>
<u>FIGURA 5.13. LIMITES DE TENSIÓN PARA EL CONDUCTOR</u>	<u>116</u>
<u>FIGURA 5.14. REPRESENTACIÓN DE A_E</u>	<u>118</u>
<u>FIGURA 6.1. ESPACIO DE TRABAJO</u>	<u>124</u>
<u>FIGURA 6.2. DATA MANAGER</u>	<u>125</u>

<u>FIGURA 6.3. LAS TRES CONFIGURACIONES BÁSICAS DE UNA LÍNEA</u>	<u>127</u>
<u>FIGURA 6.4. INICIALIZACIÓN DEL PROGRAMA POWER FACTORY 13.2</u>	<u>129</u>
<u>FIGURA 6.5. CREACIÓN DE LA CARPETA CONDUCTORES TIPO TW A 230 KV</u> <u>.....</u>	<u>129</u>
<u>FIGURA 6.6. CARPETAS CON LOS CONDUCTORES TIPO TW PROPUESTOS ..</u>	<u>129</u>
<u>FIGURA 6.7. SELECCIÓN DE NUEVOS ELEMENTOS</u>	<u>130</u>
<u>FIGURA 6.8. CREACIÓN DE LOS TIPOS DE CONDUCTORES [18].....</u>	<u>130</u>
<u>FIGURA 6.9. INGRESO DE DATOS DEL CONDUCTOR ACCC/TW CARDINAL</u> <u>.....</u>	<u>131</u>
<u>FIGURA 6.10. INGRESO DE DATOS DEL CONDUCTOR ACSR/TW CARDINAL</u>	<u>131</u>
<u>FIGURA 6.11. SELECCIÓN DEL TIPO DE TORRE (TYPTOW)</u>	<u>132</u>
<u>FIGURA 6.12. INGRESO DE DATOS DEL TIPO DE TORRE (TYPTOW)</u>	<u>133</u>
<u>FIGURA 6.13. INGRESO DE DATOS DE LA TORRE TIPO SA1</u>	<u>133</u>
<u>FIGURA 6.14. CÁLCULOS DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS 012 DEL</u> <u>CONDUCTOR ACCC/TW - CARDINAL 1222 KCMIL.</u>	<u>134</u>
<u>FIGURA 6.15. TIPO DE GEOMETRÍA DE LA TORRE SA1</u>	<u>134</u>
<u>FIGURA 6.16. TIPO DE LÍNEA DEL CONDUCTOR ACCC/TW - CARDINAL</u>	<u>135</u>
<u>FIGURA 6.17. EJEMPLO DE UNA LÍNEA CONECTADA</u>	<u>136</u>
<u>FIGURA 6.18. CÁLCULO DE UN FLUJO DE CARGA</u>	<u>139</u>
<u>FIGURA 7.1. GRAFICO DEL COSTO DEL CONDUCTOR [US\$] EN EL</u> <u>TIEMPO “T AÑOS”</u>	<u>152</u>

RESUMEN

En el presente trabajo se realiza un estudio técnico económico para la selección óptima del conductor de última generación tipo “T”, para la repotenciación de la Línea de transmisión Paute – Pascuales a 230 kV y un ejemplo de aplicación en el cruce del Río Guayas de la Línea de transmisión Milagro - Las Esclusas a 230 kV, ante la importante construcción de esta línea que se especifica en el Plan de Expansión de Transelectric S. A.

Los futuros proyectos en transmisión hacen necesario la implementación de nuevas tecnologías para la ejecución de estas obras, por lo que, es fundamental aprovechar estos recursos para la selección del cable óptimo que cumpla con los requerimientos técnicos y económicos, en las zonas del país donde su aplicación sea necesaria.

Se determina que los conductores tipo “TW” cumple con estos requerimientos, por sus características, en virtud de mostrar poca variación en circunstancias ambientales adversas en las que los conductores normales mostrarían deficiencias tanto en la parte eléctrica como mecánica.

Se establece que los costos de energía son significativos ante los costos de potencia y costos por efecto corona.

PRESENTACIÓN

En el capítulo 1 se realiza la descripción general del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, detallando su historia, estructura, y su constitución.

En el capítulo 2 se describen las características de las líneas de transmisión como su clasificación, parámetros eléctricos, pérdidas, constantes características fundamentales por kilómetro de línea, estabilidad, límite térmico.

En el capítulo 3 se detallan los tipos de modelos de las líneas eléctricas, su representación por longitud, circuitos equivalentes.

En el capítulo 4 se muestran las características, propiedades eléctricas y mecánicas, materiales, criterios de selección y tipos de los conductores usados en las líneas de transmisión.

En el capítulo 5 se exponen criterios de selección del conductor tipo “T” dependiendo de las características que presentan, se hace un estudio comparativo entre estos y los usados en el S. N. T., se calcula su ampacidad y se plantea la ecuación del cambio de estado.

En el capítulo 6 se implementa los tipos de conductores “T” seleccionados para la repotenciación de la línea de transmisión Paute – Pascuales usando el programa DlgSILENT Power Factory, se realiza el cálculo mecánico de los conductores actuales y planteados.

En el capítulo 7 se efectúa el estudio técnico económico de la repotenciación, los costos de potencia, energía, y por efecto Corona; se analiza su costo.

En el capítulo 8 se presenta un ejemplo de aplicación de los conductores tipo “T” para el cruce del Río Guayas (Línea Milagro – Las Esclusas a 230 kV).

En el capítulo 9 se exponen las conclusiones y recomendaciones que se llegaron luego de realizar el estudio técnico económico y se sugieren recomendaciones con el propósito de implementar estos conductores en futuras construcciones de líneas del S. N. T.

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.

1.1. INTRODUCCIÓN. [1]

El objetivo inicial de la conformación del Sistema Eléctrico de Potencia, fue el de proveer energía a todos los rincones de nuestro país, potenciando el crecimiento de producción industrial y de mayor confort ó calidad de vida a la sociedad, con la mayor calidad y al menor costo.

En un principio el Sistema Eléctrico de Potencia estaba administrado por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL, el cual funcionó desde mayo de 1961, cuando se promulgó la Ley Básica de Electrificación, hasta el 31 de marzo de 1999.

El INECEL desarrolló durante su período de vida, importantes centrales de generación, el sistema nacional de transmisión y obras de distribución, pues según la Ley mencionada, tenía bajo su responsabilidad todas las actividades inherentes al sector eléctrico, esto es: regulación, planificación, aprobación de tarifas, construcción, operación; y, era el accionista mayoritario en casi todas las empresas eléctricas que realizaban la distribución de electricidad en el país.

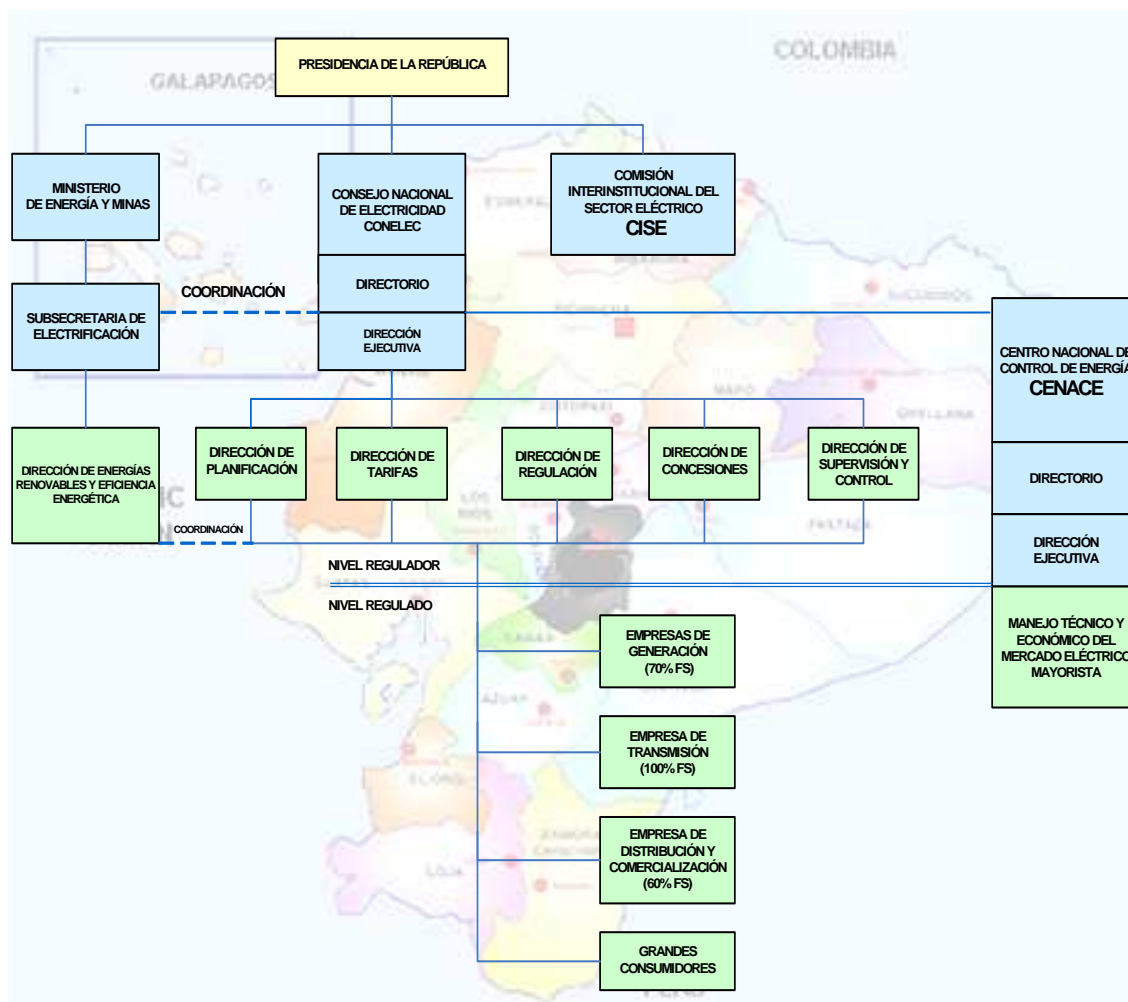
A partir del 10 de octubre de 1996, en el Suplemento del Registro Oficial No. 43 se publicó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), la cual sustituyó a la Ley Básica de Electrificación. Mediante esta Ley y sus reformas del: 2 de enero, 19 de febrero y 30 de septiembre de 1998, 13 de marzo y 18 de agosto de 2000, el Sector Eléctrico Ecuatoriano se estructura de la siguiente manera:

- a) El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).
- b) El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
- c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación.
- d) La empresa eléctrica concesionaria de transmisión (TRANSELECTRIC);

e) Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

En la Figura 1.1 se presenta la estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano:

FIGURA 1.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO [2]



1.2. CONSTITUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

El sistema eléctrico de potencia está comprendido por un conjunto de medios dotados de mecanismos de control, seguridad y protección, constituido de la siguiente forma:

- Generación
- Transmisión

- Subtransmisión
- Distribución
- Consumo Eléctrico

1.2.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA

La Generación eléctrica en el país se genera principalmente en centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas, centrales a gas, más el aporte de las importaciones desde Colombia y las posibles importaciones de Perú.

En virtud del Art. 26 de la LRSE, las instalaciones de generación y de transmisión que eran de propiedad del Estado, por intermedio del ex - INECEL, fueron transferidas a favor del Fondo de Solidaridad, constituyéndose como sociedades anónimas e iniciando su operación el 1 de abril de 1999, la empresa eléctrica única de transmisión, TRANSELECTRIC S.A. y las siguientes seis empresas de generación, siendo éstas:

- HIDROPAUTE S.A.
- HIDROAGOYAN S.A.
- HIDROPUCARA S.A.
- TERMOESMERALDAS S.A.
- TERMOPICHINCHA S.A.
- ELECTROGUAYAS S.A.

A inicios del año 2001, Hidroagoyán S.A. absorbió a Hidropucará S.A.

A más de estas, existen actualmente otras empresas generadoras menores que aportan a la generación de energía eléctrica que se detallan más específicamente en el Anexo 1.1.

El 88% de la capacidad existente en centrales hidroeléctricas está constituida principalmente por las cinco grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado: Paute (1.075 MW) que es la mayor de todas, seguida por San Francisco (230 MW), Marcel Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pucará (74 MW). De estas, la central Marcel Laniado es la única ubicada en la Vertiente del

Pacífico. Se debe señalar sin embargo, que existen otras centrales menores que también pertenecen a esta vertiente y que totalizan una capacidad instalada de 143 MW.

Las plantas hidráulicas mayores se encuentran ubicadas en la vertiente amazónica, donde la época lluviosa ocurre generalmente de abril a septiembre y el período seco de octubre a marzo. Por esta razón, los mantenimientos de las plantas térmicas, preferentemente se los programa para la estación lluviosa y los de las unidades hidráulicas para la estación seca.

El parque generador disponible a nivel nacional a junio de 2007, más el aporte de las posibles importaciones desde Colombia y Perú se observan en el Anexo 1.1.

Según esta información, la potencia instalada total es de 4.624 MW, en tanto que la capacidad efectiva alcanza los 4.384 MW, incluyendo la autogeneración registrada en el CONELEC y la generación no incorporada al SNI. De esta capacidad efectiva, 2.015 MW corresponden a generación hidroeléctrica, lo cual representa un 46 % del total.

En cuanto a capacidad de importación desde Colombia y Perú, a junio de 2007 se disponía de 400 MW nominales (340 MW efectivos), de los cuales, 250 MW nominales se tienen a través de la línea Pomasqui – Jamondino a 230 kV, 40 MW nominales a través de la línea de interconexión a 138 kV que une el sistema de la Empresa Eléctrica Regional Norte con el sistema eléctrico colombiano; y, 110 MW (100 efectivos), por la línea de 230 kV Zorritos-Machala, que solo puede operar en forma radial y desde su puesta en disponibilidad en enero de 2005, solo ha operado pocos días, por emergencia.

La disponibilidad de la generación termoeléctrica existente para servicio público es variable y depende de diversos factores, entre ellos: los períodos de mantenimiento, sean estos programados o no, disponibilidad de combustibles, y vida útil de los equipos. La casi totalidad de los motores de combustión interna (MCI) tienen más de 20 años de instalación, razón por la cual sus rendimientos y factores de planta son bajos y sus costos variables de producción son altos. Se espera que estas unidades salgan de servicio en forma progresiva durante los

años siguientes, sea por obsolescencia o al ser desplazadas en el mercado por la incorporación de unidades de generación más eficientes.

En el 2006, la generación bruta, sumando el SNI y los sistemas no incorporados, alcanzó 16.384 GWh, de los cuales 43,5 % fueron producidos por plantas hidroeléctricas, 46,9 % por plantas térmicas y la importación de energía desde Colombia fue del 9,6 %. En la FIGURA 1.2 se muestra el detalle de la energía producida por tipo de planta.

FIGURA 1.2 DIAGRAMA DE LA GENERACIÓN BRUTA DEL S.N.I. [1]



Las centrales de generación e interconexiones internacionales que se han instalado en el período comprendido entre los años 1997 y 2006, suman un total de 1.183 MW de oferta adicional en el SNI, siendo las principales incorporaciones las siguientes:

- Hidroeléctrica Marcel Laniado, de 213 MW, entró en operación en el año 1999;
- Turbina de gas que opera con nafta, Victoria II, de 102 MW, se reincorporó en 2000;
- Turbina de gas natural, Bajo Alto 1, de 130 MW, inició su operación en octubre de 2002;

- Interconexión con Colombia, de 230 kV, con una capacidad de 250 MW, desde marzo de 2003; y,
- Motores de combustión interna en barcazas, de la empresa Termoguayas, de 150 MW, incorporadas desde diciembre de 2006.

Por otro lado, se ha producido el retiro de unos 180 MW en el período, fundamentalmente de las centrales de la empresa Ecuapower y la Planta a Vapor Guayaquil. En consecuencia, el incremento neto de la oferta de generación ha sido de unos 1.234 MW en el SNI., incluidas las interconexiones internacionales con Colombia y Perú, las cuales tienen una capacidad total de 350 MW. Por lo tanto, las centrales de generación incorporadas en el período han significado un aporte de 654 MW; estos, frente a los 691 MW que ha crecido la demanda en el mismo período, evidencian la insuficiencia de generación propia y, consecuentemente, la dependencia en las importaciones de electricidad.

Cabe resaltar que en el primer semestre de 2007 concluyó la construcción del proyecto hidroeléctrico San Francisco de 230 MW de capacidad instalada, y sus dos unidades iniciaron la operación comercial en el mes de mayo la primera y junio de 2007 la segunda.

El problema del sistema eléctrico del país, no es de potencia sino de energía, especialmente en los períodos de estiaje de la vertiente oriental o Amazónica (Octubre - Marzo), pues de ella depende la mayor producción hidroeléctrica. Sin embargo, pueden tenerse déficit de potencia en períodos que normalmente se esperan altos caudales en las centrales hidroeléctricas.

1.2.2. TRANSMISIÓN.

El Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T) se encuentra conformado en su parte básica por un anillo a 230 kV, con líneas de doble circuito que unen las subestaciones de Paute, Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Sto. Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba. Vincula fundamentalmente el principal centro de generación del país (Paute), con los dos grandes centros de consumo: Guayaquil y Quito.

Además, se dispone de una línea adicional de 230 kV, doble circuito, entre Paute, Pascuales y Trinitaria (Guayaquil), la misma que, junto con el anillo principal, permiten evacuar sin restricciones, excepto por voltajes, la generación disponible de la central hidroeléctrica Paute. Adicionalmente la línea de transmisión Pomasqui – Frontera con Colombia a 230 kV, que en lado colombiano llega a la subestación Jamondino en Pasto, interconecta el SNI con el sistema eléctrico colombiano.

En enero de 2005 quedó terminada, probada y disponible la línea de 230 kV Machala - Frontera Ecuador-Perú y el tramo Frontera - Subestación Zorritos en Perú.

Del anillo troncal de transmisión de 230 kV, se derivan líneas radiales de 138 y 69 kV, que permiten enlazar los principales centros de generación y de consumo del país, excepto algunas zonas del oriente y las islas Galápagos, que operan como sistemas aislados.

De conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), la prestación del servicio público de transmisión de energía eléctrica desde los centros de producción hasta los centros de consumo, le corresponde a la única empresa de transmisión TRANSELECTRIC S.A.

Durante los últimos años, se han superado muchas restricciones críticas que afectaban desde hace varios años al Sistema de Transmisión, quedando por mejorar las características de algunos tramos radiales y subestaciones, para lograr mayor confiabilidad y mejor regulación de voltaje.

La incorporación futura de nueva generación basada en grandes proyectos hidroeléctricos, requerirá de cambios profundos en la concepción misma de la red de transmisión, algunos de los cuales ya se han empezado a plantear con la incorporación en el Plan de Expansión de Transmisión, de proyectos como la construcción de una línea de 500 kV y 300 Km. de longitud, que uniría los principales centros de carga de Quito y Guayaquil. Con otros proyectos previstos se fortalecerá de manera importante la red de transmisión, como son los sistemas de transmisión Totoras-Quevedo y Milagro-Las Esclusas-Trinitaria a 230 kV.

1.2.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

Un sistema de transmisión de energía eléctrica es el medio de conexión entre los centros de distribución y los centros de generación, el cual permite el intercambio de energía entre ellos a todo lo largo de la geografía nacional.

La red de transmisión del Sistema Nacional Interconectado (SNI) está constituida por las líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos necesarios para recibir la energía eléctrica producida por las plantas generadoras y transportarla a los diferentes puntos de entrega.

Las líneas de transmisión y las subestaciones representan los principales componentes de un sistema o red de transmisión. Una red se caracteriza por poseer diferentes niveles de voltaje de operación. Esta diversidad técnica necesaria permite que el intercambio se dé en condiciones que minimicen las pérdidas de energía, para de esta forma lograr el uso eficiente de la energía por parte de todos los integrantes del sistema eléctrico (consumidores y generadores).

El sistema de transmisión en el Ecuador está conformado por: 2 562 Km. de líneas (en líneas de doble circuito, la longitud de circuitos es la longitud de línea por 2) de 230 kV, 2 589 Km. aislados para 138 kV; y, 6 410 MVA de capacidad máxima en transformadores de las subestaciones del SNT que se presenta en el Anexo No. 1.2.

Las longitudes, capacidades y principales características del sistema de transmisión (SNT) de cada línea constan en la TABLA 1.1

TABLA 1.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT [1]

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SNT (Dic-2005)							
Desde	Hasta	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Circuitos (#)	Longitud Total (km) *	Conductor (MCM)	Capacidad (MVA)
Pascuales	Trinitaria	230	28,3	2	56,6	1113 ACSR	353
Milagro Dos Cerritos	Pascuales	230	52,7	1	52,7	1113 ACSR	353
Machala	Milagro	230	42,7	1	42,7	1113 ACSR	353
Pascuales	Zorritos	230	55,0	2	110,0	1200 ACAR	332
Pascuales	Frontera - Perú	230	10,0	1	10,0	1113 ACSR	353
Paute	Milagro	230	135,7	2	271,5	1113 ACSR	342
Paute	Pascuales	230	188,4	2	376,9	1113 ACSR	342
Paute	Riobamba (1)	230	157,3	1	157,3	1113 ACSR	342
Paute	Totoras (1)	230	200,2	1	200,2	1113 ACSR	342
Pomasqui	Frontera Colombia	230	137,2	2	274,4	1200 ACAR	332
Quevedo	Pascuales	230	145,3	2	290,5	1113 ACSR	353
Riobamba	Totoras (1)	230	42,9	1	42,9	1113 ACSR	342
Sta. Rosa	Pomasqui	230	45,9	2	91,8	1200 ACAR	332
Sta. Rosa	Sto. Domingo	230	78,3	2	156,7	1113 ACSR	342
Sta. Rosa	Totoras	230	110,1	2	220,2	1113 ACSR	342
Sto. Domingo	Quevedo	230	104,0	2	208,0	1113 ACSR	353
Longitud Total L/T 230 kV					2 562,3 (km)		
Daule	Chone	138	63,2	1	63,2	397,5 ACSR	113
Peripa	Salitral	138	12,0	2	24,0	478 ACSR	126
Trinitaria	Salitral	138	12,0	2	24,0	478 ACSR	126
Tulcán	Frontera Colombia	138	7,0	1	7,0	477 ACSR	115,5
Bajo Alto	San Idelfonso (5)	138	14,0	1	14,0	1197 ACAR	260
Baños	Puyo (3)	138	51,4	1	51,4	266,8 ACSR	55
Cuenca	Plan de Milagro (4)	138	60,8	1	60,8	266,8	89
Cuenca	Loja	138	134,2	1	134,2	397,5 ACSR	100
Daule	Portoviejo (2)	138	91,2	2	182,4	397,5 ACSR	113
Peripa	Recuperadora (Papallacta) (6)	138	31,0	2	62,0	397,5 MCM ACSR	65
El Carmen	Sta. Rosa (6)	138	29,3	1	29,3	397,5	99
El Carmen	Sta. Rosa (6)	138	29,3	1	29,3	397,5	99
Electroquil	Posorja	138	84,1	1	84,1	397,5 ACSR	114
Ibarra	Tulcán	138	74,5	1	74,5	477 ACSR	116
Loja	Cumbaratza (4)	138	54,1	1	54,1	266,8	89
Milagro	Babahoyo	138	47,3	1	47,3	397,5 ACSR	114
Milagro	San Idelfonso	138	112,7	2	225,4	397,5 ACSR	114
Mulaló	Vicentina	138	74,0	1	74,0	477 ACSR	112
Pascuales	Electroquil	138	38,0	1	38,0	397,5 ACSR	114
Pascuales	Policentro	138	15,1	2	30,2	477 ACSR	126
Pascuales	Salitral	138	17,4	2	34,8	477 ACSR	126
Pascuales	Sta. Elena	138	105,5	1	105,5	397,5 ACSR	114
Paute	Cuenca	138	67,1	2	134,2	397,5 ACSR	100
Pucará	Ambato	138	27,7	1	27,7	477 ACSR	112
Pucará	Mulaló	138	35,0	1	35,0	477 ACSR	112
Puyo	Tena (4)	138	66,1	1	66,1	266 ACSR	90
Quevedo	Daule Peripa (2)	138	43,2	2	86,4	397,5 ACSR	113
San Idelfonso	Machala	138	21,0	2	42,0	397,5 ACSR	114
Sta. Rosa	Vicentina	138	18,5	1	18,5	477 ACSR	112

TABLA 1.1 CONTINUACIÓN

Desde	Hasta	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Circuitos (#)	Longitud Total (km) *	Conductor (MCM)	Capacidad (MVA)
Sto. Domingo	Esmeraldas	138	154,8	2	309,6	397,5 ACSR	113
Tena	Coca	138	142,1	1	142,1	300 ACAR	90
Totoras	Agoyán	138	33,0	2	66,0	636 ACSR	133
Totoras	Baños	138	30,6	1	30,6	266,8	n.d.
Totoras	Ambato	138	7,0	1	7,0	397,5 ACSR	100
Vicentina	Guangopolo	138	7,0	1	7,0	477 ACSR	112
Vicentina	Ibarra	138	80,0	2	160,0	477 ACSR	112
Longitud Total L/T 138 kV					2 528,4 (km)		
Longitud Total L/T de 138 kV y 230 kV					5 090,7 (km)		
<p>La capacidad es por circuito y por características de diseño de la línea</p> <p>(1) Un circuito de la línea doble circuito Paute - Totoras, se secciona en Riobamba</p> <p>(2) Se abrió línea Quevedo-Portoviejo para que opere la central Marcel Laniado (Daule Peripa)</p> <p>Los tramos de entrada y salida a la central (13,7 km c/u) son de propiedad de Hidronación</p> <p>(3) Opera a 69 kV, propiedad de la E.E. Ambato</p> <p>(4) Actualmente operan energizadas a 69 kV.</p> <p>(5) De propiedad de la empresa Machala Power</p> <p>(6) De propiedad de EMAAP-Q</p> <p>* Longitud Total = Longitud de línea multiplicada por el número de circuitos.</p>							

Casi en su totalidad, las líneas de 230 kV y las de 138 kV, han sido construidas en torres de acero galvanizado y conductores ACSR.

Cabe señalar que en TABLA 1.1, además de las líneas que son de propiedad de TRANSELECTRIC, se incluyen otras de 138 kV como la línea Recuperadora – El Carmen - Santa Rosa, que pertenece a la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito (EMAAP-Q); la línea Baños – Puyo, que opera a 69 kV, y es de propiedad de la Empresa Eléctrica Ambato, y la línea Bajo Alto – San Idelfonso de propiedad de Machala Power.

Las líneas de TRANSELECTRIC Puyo – Tena, Loja - Cumbaratza y Cuenca – Limón (Plan de Milagro), son aisladas para 138 kV y están operando a este nivel de voltaje.

La configuración predominante en las subestaciones de 230 kV, es la de doble barra y un disyuntor; en cambio, en 138 kV predomina el esquema de barra principal y transferencia, con algunas excepciones, donde existe doble barra y un disyuntor.

El equipamiento de las subestaciones del SNT es de tipo convencional, excepto en las Subestaciones Policentro, Trinitaria, Chone (138 kV) y Machala (69 kV); y los patios de maniobra de las centrales Paute y Agoyán , que son de tipo compacto en SF6.

Según lo ha establecido el CONELEC, en julio de 2006, el transmisor deberá mantener los niveles de voltaje en barras, respecto del voltaje nominal, dentro de los siguientes rangos: para 230 kV, $\pm 5\%$; para 138 kV, $+5\% / -7\%$; y, para 69, 46 y 34,5 kV, $\pm 3\%$.

1.2.3. SUBTRANSMISIÓN

Los circuitos de subtransmisión distribuyen energía a las subestaciones de distribución en una determinada área geográfica a niveles de voltaje de 138, 69, 34.5 y 46 kV.

Recibe la energía directamente desde las barras de los generadores en una estación de generación o por medio de una subestación de potencia. Grandes consumidores son servidos directamente desde estas estaciones.

El papel de un sistema de subtransmisión es prácticamente el mismo que el de un sistema de distribución excepto que cubre extensas áreas geográficas y distribuye la energía en grandes bloques a mayores niveles de voltaje y potencia.

Un incremento en la densidad de carga hace necesario y económico seleccionar un nuevo y mayor nivel de voltaje. En esta forma, las líneas de transmisión del presente llegarán a ser las líneas de subtransmisión del futuro.

1.2.4. DISTRIBUCIÓN

Existen en el país 19 empresas eléctricas que se dedican a la distribución de energía eléctrica, las cuales están conformadas según su áreas de concesión como Sociedades Anónimas, con participación casi exclusiva de accionistas del sector público, cubriendo de esta manera todo el territorio nacional.

Las empresas de distribución eléctricas son:

1. Empresa Eléctrica Ambato, Regional Centro Norte S.A.
2. Empresa Eléctrica Azogues C.A.
3. Empresa Eléctrica de Bolívar C.A.
4. Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.
5. Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.
6. Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A.
7. Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A.
8. Empresa Eléctrica Regional Guayas – Los Ríos S.A.
9. Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.
10. Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.
11. Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A.
12. Empresa Eléctrica Milagro C.A.
13. Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.
14. Empresa Eléctrica Quito S.A.
15. Empresa Eléctrica Riobamba S.A.
16. Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A.
17. Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.
18. Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.
19. Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

Las áreas definidas no coinciden necesariamente con divisiones provinciales, cantonales o parroquiales, éstas fueron definidas por la extensión y la cobertura de redes existentes a la fecha en la que se definieron las condiciones básicas de los contratos, y la facilidad de servicio en el futuro inmediato. En el Anexo 1.3. se muestran el Área de Concesión de las Empresas Distribuidoras.

El área de concesión de Guayaquil no cuenta con una empresa concesionaria y se encuentra por el momento a cargo de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG–D).

La Empresa Eléctrica Sucumbíos S.A. maneja un sistema de distribución, que no tenía conexión con el Sistema Nacional de Transmisión hasta julio de 2003, fecha en la que entró en servicio la nueva línea Tena – Coca, aislada para 138 kV y que operó provisionalmente a 69 kV hasta octubre de 2004, en que se energizó a

138 kV, posibilitando transferencias de hasta 10 MW, por lo cual se debe seguir generando localmente en el sistema de la Empresa Eléctrica Sucumbíos. Esta empresa maneja además varios sistemas aislados en Putumayo, Nuevo Rocafuerte, etc.

Algunas Empresas Distribuidoras operan también sistemas no incorporados: E.E. El Oro en el Archipiélago de Jambelí, E.E. Guayas - Los Ríos en la Isla Puná, E.E. Sur en Zamora Chinchipe, E.E. Quito en Oyacachi, E.E. Centro Sur en Santiago y E.E. Esmeraldas en la zona norte.

Las empresas filiales de Petroecuador y las compañías petroleras que trabajan especialmente en el nororiente, disponen de sistemas de generación y distribución independientes. En especial la filial Petroproducción cuenta con un importante sistema con líneas de subtransmisión a 34,5 kV, aislado en parte para 69 kV; y, líneas de 13,8 kV.

Los problemas más críticos en varias de las empresas de distribución son:

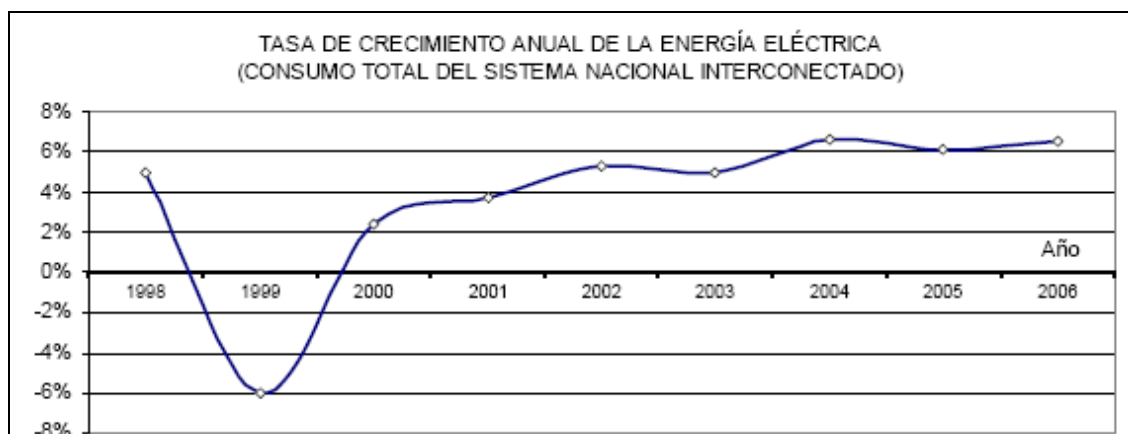
- Falta de información actualizada y confiable de las redes eléctricas, los usuarios que reciben energía de las mismas (usuarios registrados y no registrados) y las curvas de demanda en cada elemento del sistema.
- Excesivas pérdidas de potencia y energía eléctrica.
- Alta cartera vencida.
- Administración con influencias políticas y de grupos de poder.
- Ampliaciones y modificaciones del sistema sin la suficiente planificación y optimización técnico - económica.
- Falta de cumplimiento con la disposición de escindir su generación.
- Características técnicas inadecuadas de equipos y redes.
- Protecciones de sobrecorriente y sobrevoltaje sin adecuada coordinación.

Como consecuencia de lo anterior y del déficit tarifario, se tienen altas pérdidas económicas, poca confiabilidad de suministro a muchos clientes, voltajes bajos y variables en muchos puntos del sistema, sobredimensionamientos y en otros casos sobrecargas en conductores y transformadores.

1.2.5. CONSUMO ELÉCTRICO

La evolución del mercado eléctrico ecuatoriano, en lo que a demanda de energía y potencia se refiere, ha mantenido una situación de crecimiento sostenido durante los seis últimos años. Al nivel de barras de subestación de entrega los resultados porcentuales se muestran en la Figura 1.3.:

FIGURA 1.3 TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DE LA DEMANDA ELÉCTRICA [1]



La situación económica estable del país de los últimos años, permite un mejor tratamiento metodológico de las proyecciones de la demanda eléctrica.

En el año 2001, la economía del país creció algo más que la energía eléctrica. El menor crecimiento de la demanda se explica fundamentalmente por el bajo crecimiento del consumo de energía eléctrica comercial e industrial aún cuando el sector residencial revirtió su tendencia decreciente de los 2 años anteriores.

En el año 2002 el consumo del sector residencial tuvo un alto crecimiento anual (7%) y más aún el consumo comercial que aumentó un 11,2% respecto del año anterior. El consumo industrial creció un 5,1%. Este comportamiento de la carga justifica el crecimiento total anual del 5,9%.

En cuanto al año 2003, se produjo una notable disminución de la tasa de consumo industrial que creció solo en un 2,9% frente a los segmentos residencial y comercial, que aumentaron 5,5% y 6,6%, respectivamente. El incremento del

consumo total de energía fue de 4,6%, sin considerar la exportación de energía a Colombia.

En el 2004 el comportamiento de la demanda se caracterizó por el aumento del consumo comercial que alcanzó un 9%, en tanto que el residencial lo hizo en un 8,3%. En ese año el crecimiento del consumo eléctrico y de la economía fueron similares, con valores de 6,6% y 6,9% respectivamente. En marzo de 2003 se decretó una reducción de las tarifas de electricidad en un 5%, aspecto que habría incidido en un mayor consumo.

El año 2005 se caracterizó por un comportamiento global del consumo de energía eléctrica similar al precedente, en el orden del 6,5%; sin embargo, la economía creció en el 3,3%, incrementándose la relación porcentual entre estas dos variables.

Como una evaluación general, el año 2006 tuvo un crecimiento de la demanda del S.N.I., al nivel de barras de subestación de entrega a los sistemas de distribución, en el orden del 6,7% con respecto al año anterior, frente a una proyección de 6,2%. En estos crecimientos no se incluyen las exportaciones a Colombia, las cuales han sido de unos 35 GWh en el 2004, de 16 GWh en el 2005 y de 1,1 GWh en el 2006.

Refiriéndonos al precio de la energía eléctrica vemos que la sensibilidad es un factor considerado para el ajuste de la demanda. Según el pliego tarifario vigente, los costos para la determinación de las tarifas comprenderán: el Precio Referencial de Generación (PRG), el costo medio del sistema de Transmisión (CMT) y el Valor Agregado de Distribución (VAD), de empresas eficientes.

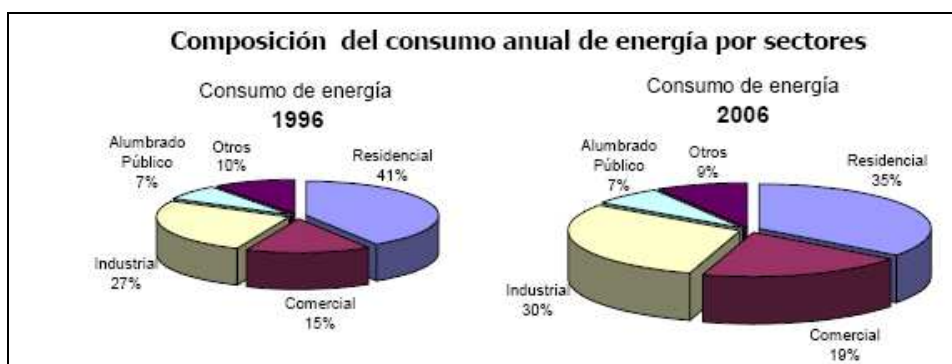
Un aspecto importante para la proyección de la demanda ha sido el incorporar en el Plan de Electrificación, la recuperación de pérdidas de energía, según las regulaciones que el CONELEC ha dispuesto sobre este tema.

Como otro aspecto importante en la actualización de la demanda, se ha considerado los sectores no incorporados al Sistema Nacional Interconectado, con el fin de obtener una evaluación de los requerimientos de energía eléctrica,

como servicio público, en el ámbito nacional. Se ha tenido también en cuenta que en el año 2007, el sistema de la empresa Sucumbíos se incorpora totalmente al SNI.

Del análisis histórico de los últimos 10 años, la evolución de la composición del consumo en los diferentes sectores o tipos de usuarios del servicio eléctrico en el SNI (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros) ha sido diferente. En la Figura 1.4 se muestra estos aspectos:

FIGURA 1.4 CONSUMO DE ENERGÍA 1996 – 2006 [1]



Se observa que, entre los años 1996 y 2006, el crecimiento relativo del consumo de energía ha sido mayor en los sectores: Comercial en cuatro puntos porcentuales e Industrial en tres puntos, pero ha disminuido la participación Residencial en seis puntos. El crecimiento medio anual del consumo total ha estado en 4,5%, en el período 1996 - 2006.

La composición de incremento de los principales sectores de consumo, se indica en la tabla 1.2 siguiente:

TABLA 1.2 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA [1]

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)						
Año	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Total
1996	2 894	1 079	1 877	503	709	7 062
2006	3 895	2 116	3 296	741	955	11 004
Crecimiento (*)	3,0%	7,0%	5,8%	4,0%	3,0%	4,5%

(*) Crecimiento medio anual del período

CAPITULO 2

CARACTERÍSTICAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.1. INTRODUCCIÓN.

Una línea de transmisión aérea consiste esencialmente de un grupo de conductores dispuestos paralelamente y montado sobre soportes que proporcionan el aislamiento requerido entre conductores y entre conductores de tierra.

Dependiendo del material que están hechos y sus dimensiones los conductores tienen una resistencia definida, por otra parte, en toda línea de transporte de energía eléctrica hay magnitudes típicas que son sus constantes kilométricas.

El campo magnético producido por una corriente alterna en un conductor se eslabona con los otros y habrá una inductancia asociada con cada conductor. Además existe una capacitancia entre cada par de conductores y entre cada conductor y tierra, y por otra parte, dado que el aislamiento no es perfecto y consecuentemente puede haber una corriente de dispersión a tierra, se presenta un efecto que puede ser representado como una resistencia de eslabonamiento que se conecta entre el conductor y tierra.

2.2. NIVELES DE VOLTAJE [1]

Se considera el valor de voltaje nominal al valor de tensión eficaz entre fases, y se permite hasta un 5% de regulación en voltaje; por tanto, el voltaje máximo eficaz que puede presentarse en una línea de transmisión de TRANSELECTRIC S.A., en condiciones normales de operación, sin considerar las variaciones de tensión de corta duración debidas a efectos o a desconexiones bruscas de cargas importantes, se presenta en la Tabla 2.1.

TABLA 2.1 VOLTAJES DE TRANSMISIÓN DEL S.N.T. [3]

BANDAS DE VARIACIÓN DE VOLTAJE		
Sistema Nacional de Transmisión		
Barras de 230 kV	Barras de 138 kV	Barras de 69, 46 y 34.5 kV
$\pm 5\%$ del voltaje nominal	+ 5% / -7% del voltaje nominal	$\pm 3\%$ del voltaje nominal
FACTORES DE POTENCIA EN PUNTOS DE ENTREGA		
Distribuidores y Grandes consumidores	Demanda Punta	0.96 o superior inductivo
	Demanda Media	0.96 o superior inductivo
	Demanda Mínima	0.96 o menor inductivo

En los casos en que se presentaren indisponibilidades de recursos de compensación reactiva o de elementos de control que afecten una determinada zona y, por tanto, se agotaren los recursos de control, se considerarán como límites de voltajes, a nivel de puntos de entrega de dicha zona, el valor máximo de 1.05 pu y el valor mínimo de 0.95 pu, siempre que el voltaje de entrega no infiera riesgo para las instalaciones del Agente conectado al Sistema Nacional de Transmisión en dicha zona, particular que deberá informar, de forma expresa y bajo su responsabilidad, el Agente respectivo al CENACE.

Es necesario que las Empresas Distribuidoras realicen estudios para que a mediano plazo (hasta el año 2009) puedan acondicionar sus sistemas de distribución y mejorar el perfil de voltaje en sus redes desde los puntos de entrega, con la finalidad de permitir la ampliación de la banda de variación de voltaje a $\pm 5\%$ del voltaje nominal en los puntos de entrega y minimizar el ingreso forzado de generación no económica que actualmente se requiere para mantener la banda de variación de voltaje en $\pm 3\%$ del voltaje nominal.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS

Las líneas eléctricas áreas de alta tensión, se denominarán de la siguiente manera:

Categoría Primera: Con voltaje nominal 230 kV

Categoría Segunda: Con voltaje nominal 138 kV

Las zonas de trabajo en el Ecuador, considerando los cambios climáticos cíclicos de las últimas décadas, se han considerado las siguientes:

Zona 1: Alturas entre 0 a 1000 m.s.n.m. Región Costa e Insular.

Zona 2: Alturas mayores a los 1000 m.s.n.m. Región Sierra.

2.4. PARÁMETROS PARA LÍNEAS AÉREAS. [4]

2.4.1. CONSTANTES CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES POR KILÓMETRO DE LÍNEA.

Las constantes características fundamentales de una línea eléctrica, por kilómetro de longitud, son:

- | | |
|--------------------------------|---------------------------------|
| - Resistencia eléctrica | R_K , en Ω/km |
| - Coeficiente de autoinducción | \mathcal{L}_K , en henrios/km |
| - Capacitancia | C_K , en faradios/km |
| - Conductancia | G_K , en siemens/km |

2.4.1.1. RESISTENCIA ELÉCTRICA

La resistencia eléctrica de un conductor varía con la temperatura, es la causa más importante de pérdida de potencia en las líneas de transmisión. El dato que provee el fabricante para DC es a 20°C.

La expresión general para resistencia eléctrica es:

$$R = \frac{\rho L}{S} \quad (2.1)$$

Fórmula que para ser válida debe tener sus magnitudes expresadas en unidades homogéneas, lo que no sucede en la práctica.

La más utilizada es:

$$R = \frac{10\rho L}{S} \quad (2.2)$$

Que da R en ohmios, si,

ρ , Resistividad del conductor, está expresada en microhmios centímetro cuadrado por centímetro;

L , Longitud del conductor, en kilómetros;

S , Sección del conductor, en milímetros cuadrados; en el caso de cable, es la suma de las secciones rectas de los hilos componentes.

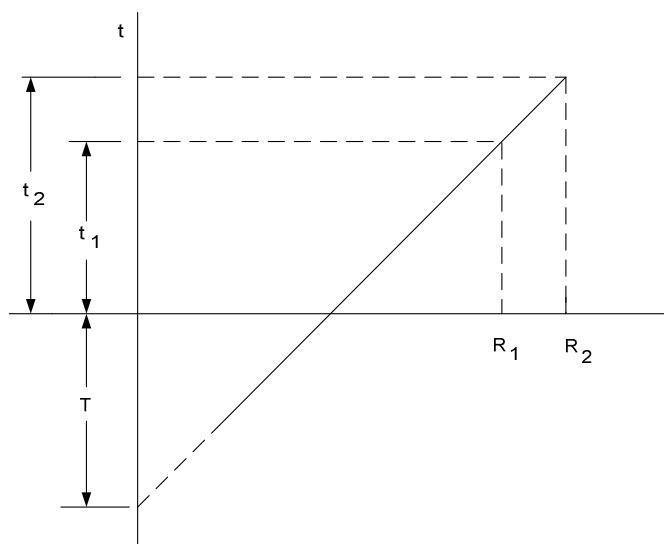
La expresión para resistencia por kilómetro de longitud es:

$$R_k = \frac{R}{L} = \frac{10 \cdot \rho}{S} \quad [\Omega/\text{km}] \quad (2.3)$$

La variación en resistencia de los conductores con la temperatura es prácticamente lineal en el rango normal de operación.

La extensión de la porción recta de la gráfica “Figura 2.1” es un método conveniente para corregir la resistencia por la variación de la temperatura.

FIGURA 2.1. RESISTENCIA DE UN CONDUCTOR METÁLICO COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA [5]



El punto de intersección de la extensión de la línea con el eje de la temperatura a resistencia cero, es una constante del material.

R_1 y R_2 son las resistencias del conductor a las temperaturas t_1 y t_2 , respectivamente y T es la constante determinada de la gráfica.

Si ρ_0 y ρ_1 son las variables de resistividad a temperaturas t_1 y t_2 entonces se obtiene:

$$\rho_1 = \rho_0 [1 + \alpha(t_2 - t_1)] \quad (2.4)$$

$$R_1 = R_0 [1 + \alpha(t_2 - t_1)] \quad (2.5)$$

Donde:

α , Coeficiente de temperatura para la resistencia de un material determinado.

La expresión 2.5 está desarrollada para conductores sólidos, en el caso de los conductores usados en las líneas de transmisión en los que se tiene un grupo de conductores de pequeña sección trenzados para dar el área equivalente referida, la resistencia se incrementa del 1 al 2%.

Un incremento adicional de resistencia se puede presentar por el efecto superficial, ya que la corriente continua CC, se distribuye uniformemente en el conductor, mientras que con corriente alterna CA el campo magnético produce un efecto de oposición a la penetración de la corriente del centro del conductor, por lo que la densidad de corriente (corriente por unidad de área) se incrementa en las capas del conductor cercano a la superficie y se reducen hacia el centro mismo.

El efecto superficial se incrementa con la sección transversal y permeabilidad magnética del conductor así como la frecuencia. Debido a la dependencia con la sección transversal el efecto es menor con conductores trenzados que conductores sólidos. En los conductores sólidos se presenta un incremento del

8% para conductores de más de 25 mm de diámetro, siendo el mismo para cobre o aluminio.

2.4.1.2. INDUCTANCIA O COEFICIENTE DE AUTOINDUCCIÓN

Toda variación de intensidad de corriente de un circuito produce una fuerza electromotriz de inducción en el mismo, ya que tal alteración causa a su vez una modificación del flujo que, creado por aquella corriente, abarca al circuito. Estas fuerzas electromotrices se llaman de autoinducción.

Se da el nombre de coeficiente de autoinducción a la relación entre el flujo Φ creado por la corriente en el circuito, y la intensidad i de la misma.

Dicho coeficiente se designa con la letra L .

Por definición:

$$L = \frac{\Phi}{i}; \quad \Phi = L \cdot i \quad (2.6)$$

El coeficiente de autoinducción depende de la forma del circuito y de la naturaleza del medio en que esté situado.

La fuerza electromotriz de autoinducción e_a viene dada por la expresión:

$$e_a = -\frac{d\Phi}{dt} = -\frac{dL \cdot i}{dt} \quad (2.7)$$

Y si L es constante,

$$e_a = -L \cdot \frac{di}{dt} \quad (2.8)$$

“El coeficiente de autoinducción es la relación, con signo cambiado, entre la f.e.m. de autoinducción y la velocidad de variación de la intensidad de corriente”.

La expresión para un conductor de una línea eléctrica es:

$$L = \left[\frac{\mu}{2n} + 2 \log_e \frac{D}{r} \right] \cdot L \times 10^{-4} \quad [\text{H}] \quad (2.9)$$

Y por kilómetro de la misma, es:

$$L_K = \left[\frac{\mu}{2n} + 2 \log_e \frac{D}{r} \right] \times 10^{-4} \quad [\text{H/km}] \quad (2.10)$$

En estas expresiones:

μ ,	Permeabilidad magnética del conductor
$\mu = 1$	Para el cobre, aluminio, aleaciones de aluminio, cables de aluminio-acero
$\mu = 200$	Para el acero galvanizado
n ,	Número de conductores por fase (o subconductores)
$n = 1$	Para fases simples
$n = 2$	Para fases dúplex
$n = 3$	Para fases tríplex
.
.
$n = n$	para fases de n subconductores
D ,	Separación media geométrica entre ejes de fases; generalmente en milímetros.
r ,	Radio del conductor en milímetros, para fases simples

El uso de fases múltiples o en haz, disminuye las pérdidas por efecto corona de la línea de transmisión.

Radio equivalente r_{eq} es el del conductor único por fase, que tendría el mismo gradiente unitario máximo que la configuración real de conductores que formen el haz de fases “dúplex, triples, etc.”.

Viene definido por la expresión:

$$r_{eq} = R \sqrt[n]{\frac{nr}{R}} = \sqrt[n]{nr R^{n-1}} \quad (2.11)$$

En donde R es el radio en milímetros de la circunferencia que pase por los centros de los subconductores.

$$R = \frac{A}{2 \operatorname{sen} \frac{r}{n}} \quad (2.12)$$

No utilizándose el acero como conductor de las líneas de transporte de energía, la fórmula general del coeficiente de autoinducción es:

$$\mathbf{L}_K = \left[\frac{1}{2n} + 4,6 \log \frac{D}{r} \right] \times 10^{-4} \quad [\text{H/km}] \quad (2.13)$$

a) Fases simples

En este caso:

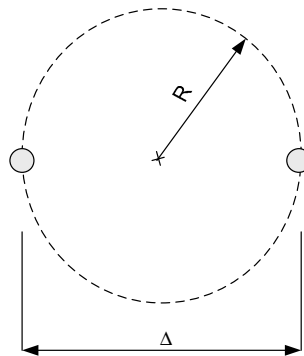
$$n = 1$$

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

b) Fases dúplex

En este caso:

$$n = 2$$

FIGURA 2.2. FASES DÚPLEX [4]

Llamado Δ a la separación entre los centros de los dos subconductores y puesto que:

$$R = \frac{\Delta}{2} \quad (2.15)$$

Se tiene que el radio equivalente r_{eq} será:

$$r_{eq} = \sqrt{r\Delta} \quad (2.16)$$

Y, por lo tanto,

$$L_K = \left[0,25 + 4,6 \log \frac{D}{\sqrt{r\Delta}} \right] \times 10^{-4} \quad [\text{H/km}] \quad (2.17)$$

El radio equivalente r_{eq} para distintas fases, es:

TABLA 2.2. RADIOS EQUIVALENTES “ r_{eq} ” PARA “ n ” SUBCONDUCTORES POR FASES [4]

FASES	RADIO EQUIVALENTE
Simples	$r_{eq} = r$
Dúplex	$r_{eq} = \sqrt{r\Delta}$
Tríplex	$r_{eq} = \sqrt[3]{r\Delta^2}$

TABLA 2.2. CONTINUACIÓN

Cuádruplex	$r_{eq} = \sqrt[4]{r\Delta'^3}$
"n" subconductores	$r_{eq} = \sqrt[n]{r\Delta'^{n-1}}$

Se llama Δ' a la separación media geométrica de un subconductor.

$$\Delta' = \Delta \sqrt[6]{2} \quad (2.18)$$

Las fórmulas del coeficiente de auto inducción con fases simples y múltiples son las siguientes:

TABLA 2.3. AUTOINDUCCIÓN SEGÚN FASES [4]

FASES	COEFICIENTE DE AUTOINDUCCIÓN $\left(\frac{H}{km}\right)$
Simples	$L_K = \left[0,5 + 4,6 \log \frac{D}{r}\right] \times 10^{-4}$
Dúplex	$L_K = \left[0,25 + 4,6 \log \frac{D}{\sqrt{r\Delta}}\right] \times 10^{-4}$
Tríplex	$L_K = \left[0,166 + 4,6 \log \frac{D}{\sqrt[3]{r\Delta^2}}\right] \times 10^{-4}$
Cuádruplex	$L_K = \left[0,125 + 4,6 \log \frac{D}{\sqrt[4]{\sqrt{2} r\Delta^3}}\right] \times 10^{-4}$

2.4.1.3. CAPACIDAD O CAPACITANCIA

La ley de Gauss para campos eléctricos, establece que la carga eléctrica total dentro de una superficie cerrada es igual al flujo eléctrico total que sale de la superficie.

La capacidad de una línea de dos conductores se define como la carga sobre los conductores por unidad de la diferencia de potencial entre ellos.

$$C = \frac{q}{v} \quad [\text{F/m}] \quad (2.19)$$

Donde:

q , Es la carga sobre la línea en culombios por metro

v , Es la diferencia de potencial entre los conductores en voltios

La capacidad de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y es una constante que depende del tamaño y espaciamiento entre ellos, actuando las líneas como las placas de un capacitor cuando hay diferencia de potencial entre ellas.

El efecto de capacitancia es muy bajo para líneas de subtransmisión, debido a que la potencia que transmiten relativamente es baja. Para líneas de transmisión largas, la capacidad crece en importancia.

Un voltaje alterno en una línea de transmisión tiene como consecuencia que la carga en los conductores en un punto dado aumenta o disminuya con el aumento o disminución el valor instantáneo de voltaje entre los conductores en ese punto.

La corriente es el flujo de carga que se origina por la carga y descarga alternadas de una línea debida al voltaje alterno se conoce como corriente de carga de la línea.

Al ser la capacidad una propiedad entre conductores, la corriente de carga fluye en la línea de transmisión aún cuando esté en circuito abierto. La capacidad afecta tanto la caída de voltaje a lo largo de la línea, como la eficiencia, el factor de potencia de la línea y la estabilidad del sistema. Las fórmulas de capacidad para distintas fases son:

TABLA 2.3 CAPACIDADES SEGÚN FASES [4]

FASES	CAPACIDAD $\left(\frac{F}{km}\right)$
Simplex	$C_K = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{r}} \times 10^{-9}$
Dúplex	$C_K = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt{r\Delta}}} \times 10^{-9}$
Tríplex	$C_K = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt[3]{r\Delta^2}}} \times 10^{-9}$
Cuádruplex	$C_K = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt[4]{\sqrt{2} r\Delta^3}}} \times 10^{-9}$

2.4.1.4. CONDUCTANCIA

Está directamente relacionada con la facilidad que ofrece un material conductor al paso de la corriente eléctrica. Toma en cuenta las corrientes de fuga en los aisladores de las líneas aéreas y a través del aislamiento de los cables. Generalmente, no se considera la conductancia entre conductores de una línea aérea porque la fuga en los aisladores llega a ser despreciable.

Otra razón por la que se desprecia la conductancia es que no hay una buena forma de tomarla en cuenta porque es bastante variable. La fuga de aisladores que es la fuente principal de conductancia, cambia apreciablemente, con las condiciones atmosféricas y con las propiedades conductoras de la contaminación que se deposita sobre los aisladores.

La conductancia es el valor inverso de la resistencia:

$$G = \frac{1}{R} = \frac{I}{V} \quad [\text{Siemens}] \quad (2.20)$$

La pérdida de potencia que se produce en cada fase de la línea será igual a:

$$p = I \cdot V = G \cdot V^2 \quad [\text{W}] \quad (2.21)$$

La conductancia kilométrica por fase será:

$$G_k = \frac{p \left[\frac{kW}{km} \right]}{V^2 [kV]} \times 10^{-3} \quad \left[\frac{S}{km} \right] \quad (2.22)$$

Donde:

- p , Pérdida en kilovatio por kilómetro y por fase
 V , Tensión por fase expresada en kilovoltios

2.5. PÉRDIDAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

2.5.1. PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA. [4]

La descarga corona corresponde a una descarga parcial en un gas, localizada en una zona limitada del espacio y que no significa la pérdida completa de las propiedades aislantes del gas, por cuanto el resto del gas conserva sus propiedades dieléctricas originales. Se presenta en campos no uniformes, en zonas con grandes intensidades de campo, o cuando la dimensión de los electrodos es mucho menor que la distancia que los separa.

Efectos más importantes causados por el efecto corona:

- Pérdidas de energía
- Radio Interferencias (RI)
- Ruido Audible (RA)

Otros efectos:

- Deterioro del material
- Producción de compuestos contaminantes

Las pérdidas por efecto corona en una línea de transmisión dependen principalmente de la diferencia de potencial entre los conductores y tierra, más exactamente del gradiente de potencial en la superficie de los conductores y de las condiciones climáticas a lo largo de la línea.

Aunque este fenómeno no afecta a la resistencia de manera directa, influye en la operación de la línea de transmisión, debido a que la presencia del efecto corona producen pérdidas adicionales.

Las pérdidas pueden ser nulas con tiempo bueno y alcanzar valores elevados con lluvias intensas, es evidente que una buena evaluación de estas pérdidas requiere conocimiento de las condiciones meteorológicas de las regiones que la línea atraviesa, registros climáticos de muchos años, de los cuales con procedimientos estadísticos se extrae el número de horas de lluvia que finalmente permite efectuar la evaluación de las pérdidas anuales.

La tensión para que el gradiente de potencial sea igual a la rigidez dieléctrica del aire, se llama “tensión crítica disruptiva”, y aquella para la cual comienzan los efluvios, se llama “tensión crítica visual”, esta última mayor es de valor mayor que la disruptiva. Los cálculos de las pérdidas por efecto corona se realizan siempre con valores de la tensión disruptiva.

El cálculo de las pérdidas por efecto corona tienen varios métodos:

- Método de F. W. Peek
- Método de Peterson
- Método de Electricité de France (EDF)

Se aplicara el Método de F.W. Peek, que se desarrolla a continuación:

Para la tensión compuesta crítica eficaz tenemos:

$$U_d = \sqrt{3} \cdot m_d \cdot m_t \cdot \delta \cdot \epsilon_{ra} \cdot \frac{r}{\beta} \cdot \ln\left(\frac{D}{r}\right) \quad [\text{kV}] \quad (2.23)$$

Donde:

U_d , Tensión crítica disruptiva, en kV.

m_d , Coeficiente de rugosidad del conductor.

m_t , Coeficiente meteorológico.

δ , Factor de corrección de la densidad del aire, función de la altura sobre el nivel del mar.

r , Radio del conductor, en cm.

β : Factor que corrige el efecto de la disposición de los conductores (dúplex, tríplex, etc.)

D , Distancia media geométrica entre fases, en cm.

ϵ_{ra} : 21,1 kV/cm.

TABLA 2.4 VALORES DE “ m_d ” [6]

m_d	
1	Para hilos de superficie lisa
0,93 a 0,98	Para hilos oxidados o rugosos
0,83 a 0,87	Para cables

TABLA 2.5 VALORES DE “ m_t ” [6]

“ m_t ”	
1	Para tiempo seco
0,8	Para tiempo húmedo

El factor “ δ ” es directamente proporcional a la presión barométrica, e inversamente a la temperatura absoluta del aire.

$$\delta = \frac{3,921 \cdot h}{273 + \theta} \quad (2.24)$$

Donde:

h , Presión barométrica, en centímetros de columna de mercurio

θ , Temperatura, en grados centígrados, correspondiente a la altitud del punto que se considere.

Siendo “ h ” la altitud citada, en metros e igual a:

$$h = 76 \times 10^{\frac{y}{18,336}} \quad [m] \quad (2.25)$$

Donde:

y , Altura sobre el nivel del mar en kilómetros.

Sustituyendo (2.25) en (2.24) tenemos:

$$\delta = \frac{3,921 \times 76 \times 10^{\frac{y}{18336}}}{273 + \theta} \quad (2.26)$$

La temperatura puede estimarse por:

$$\theta = 25 - 5 y \quad (2.27)$$

Si hay un solo conductor por fase, el factor que corrige el efecto de la disposición de los conductores $\beta = 1$, siendo su fórmula:

$$\beta = \frac{1 + (n-1) \cdot \frac{r}{R_H}}{n} \quad (2.28)$$

Donde:

n , Número de haces de conductores por fase

S , Separación entre los conductores, en cm.

R_H , Radio medio entre los conductores que forman el haz.

$$R_H = \frac{S}{2 \operatorname{Sen} \frac{\pi}{n}} \quad (2.29)$$

Al calcular la tensión crítica disruptiva debemos considerara lo siguiente:

- Si $U_{m\acute{a}x} < U_d$, no existe efecto corona, por consiguiente, no existen pérdidas por efecto corona.
- Si $U_{m\acute{a}x} > U_d$, existe el efecto corona, por lo tanto, existen pérdidas debido al efecto corona existente.

Considerando que [8]:

$$U_{m\acute{a}x} = 1,15 \times U_{no\ min\ al} \quad (2.30)$$

Las pérdidas por efecto corona y para cada conductor, se calculan con la siguiente fórmula:

$$p = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{D}} \left[\frac{U_{m\acute{a}x}}{\sqrt{3}} - \frac{U_d}{\sqrt{3}} \right]^2 \times 10^{-5} \quad \left[\frac{\text{kW}}{\text{km}} \right] \quad (2.31)$$

Donde:

δ , Factor de corrección de densidad del aire

f , Frecuencia, en Hz.

r , Radio del conductor, en cm.

D , Distancia media geométrica entre fases, en cm.

$U_{m\acute{a}x}$, Tensión compuesta más elevada, en kV.

U_d , Tensión crítica disruptiva, en kV.

2.5.2. PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE [7]

Cuando se construye una línea de transmisión se debe considerar que es una obra de una vida útil de alrededor de 15 a 50 años o más, por lo que debe considerarse que transportará energía durante por lo menos 10 años, en las condiciones en las que fue construida la línea.

Se debe entonces elaborar un estudio de evolución de la carga que transportará la línea, siendo correcto pensar que esta crece con cierta continuidad. El crecimiento de la demanda hace que anualmente se transporte más energía, y esta crece hasta que se satura la capacidad de transmisión de la línea.

Las pérdidas por calentamiento, llamadas también pérdidas por efecto Joule, en una línea, dependen de la resistencia óhmica de los cables, no de su impedancia.

$$p_J = i^2 \cdot R_L \quad [W] \quad (2.32)$$

La línea inicia transportando cierta potencia inicial “ P_0 ”, y alcanza una potencia final “ P_s ”, por lo que existe un valor medio de potencia “ P_m ” que permite determinar la energía total transmitida a lo largo de los años que se estudian.

$$E = P_m \cdot n = P_0 + P_1 + \dots + P_i + P_s \quad [W] \quad (2.33)$$

La línea opera a cierta potencia constante “ P_m ” durante “ n ” años, la potencia “ P_i ” alcanzada después de “ i ” años resulta:

$$P_i = P_0 \cdot (1+t)^i \quad [W] \quad (2.34)$$

Donde:

- t , Tasa de crecimiento de la demanda
- i , Número de años
- P_0 , Potencia inicial transportada por la línea
- P_i , Potencia final transportada por la línea

Se puede determinar el número de años en los que se alcanza la saturación con la siguiente expresión:

$$i = \frac{\log\left(\frac{P_s}{P_0}\right)}{\log(1+t)} \quad (2.35)$$

Siendo “ P_m ” la potencia media transmitida en “ n ” años, la potencia de pérdidas será:

$$P_{perdidas} = 1,73 \cdot \left(\frac{P_m}{U \cdot \cos\phi}\right)^2 \cdot R \quad [\text{kWh}] \quad (2.36)$$

Donde:

U , Tensión de fase, en kV.

Las pérdidas se componen de dos partes, pérdidas por energía y las pérdidas por potencia.

El cálculo de las pérdidas de potencia se valora determinando en que demanda se obtienen las mayores pérdidas en la línea de transmisión. Este valor será considerado constante para cada año.

Existen otro tipo de pérdidas de menor magnitud que las pérdidas de potencia, las pérdidas por efecto corona, son producidas por calentamiento solar debido a la radiación.

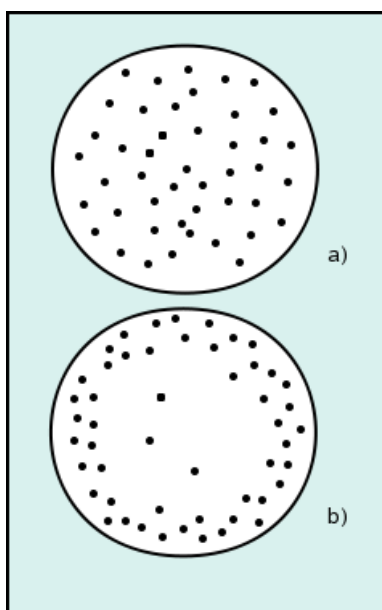
2.5.3. EFECTO SKIN. [9]

En corriente continua, la densidad de corriente es similar en todo el conductor (figura 2.3.a), pero en corriente alterna se observa que hay una mayor densidad de corriente en la superficie que en el centro (figura 2.3.b).

Este fenómeno se conoce como *Efecto Pelicular*, *Efecto Skin* o *Efecto Kelvin*.

Este fenómeno hace que la resistencia efectiva o de corriente alterna sea mayor que la resistencia óhmica o de corriente continua. Este efecto es el causante de la variación de la resistencia eléctrica, en corriente alterna, de un conductor debido a la variación de la frecuencia de la corriente eléctrica que circula por éste.

FIGURA 2.3. CORRIENTE EN UN CONDUCTOR MACIZO CUANDO ES RECORRIDO POR: a) UNA CORRIENTE CONTINUA, b) UNA CORRIENTE ALTERNA. [9]



El efecto pelicular se debe a que la variación del campo magnético $\left(\frac{d\phi}{dt}\right)$ es mayor en el centro, lo que da lugar a una reactancia inductiva mayor, y, debido a ello, a una intensidad menor en el centro del conductor y mayor en la periferia.

Este efecto es apreciable en conductores de grandes secciones, especialmente si son macizos. Aumenta con la frecuencia, en aquellos conductores con cubierta metálica o si están arrollados en un núcleo ferromagnético.

Este fenómeno es muy perjudicial en las líneas de transmisión que conectan dispositivos de alta frecuencia (por ejemplo un transmisor de radio con su antena). Si la potencia es elevada se producirá una gran pérdida en la línea debido a la disipación de energía en la resistencia de la misma.

También es muy negativo en el comportamiento de bobinas y transformadores para altas frecuencias, debido a que perjudica al factor Q de los circuitos resonantes al aumentar la resistencia respecto a la reactancia.

Una forma de mitigar este efecto es el empleo en las líneas y en los inductores del denominado hilo de Litz, consistente en un cable formado por muchos conductores de pequeña sección aislados unos de otros y unidos solo en los extremos. De esta forma se consigue un aumento de la zona de conducción efectiva.

Como conclusión, toda corriente que pasa por un conductor crea un campo electromagnético, este campo es lo que fuerza a la corriente hacia la superficie del conductor, es decir, mientras mayor es la sección del conductor mas fuerza electromagnética se necesita para forzar a la corriente hacia la superficie, como la corriente se mantiene y la sección aumenta, debido a que las densidades de corriente a través de la sección transversal del conductor no es uniforme, siendo este fenómeno el que causa que la resistencia de corriente directa se incremente ligeramente. Esta es la llamada resistencia de C.A., además la inductancia debida al flujo interno en el conductor se verá reducida.

FIGURA 2.4. DENSIDAD DE CORRIENTE RELATIVA (J/J_0), EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA A LA SUPERFICIE, MEDIDA EN MILÍMETROS PARA UN CONDUCTOR DE COBRE. [9]

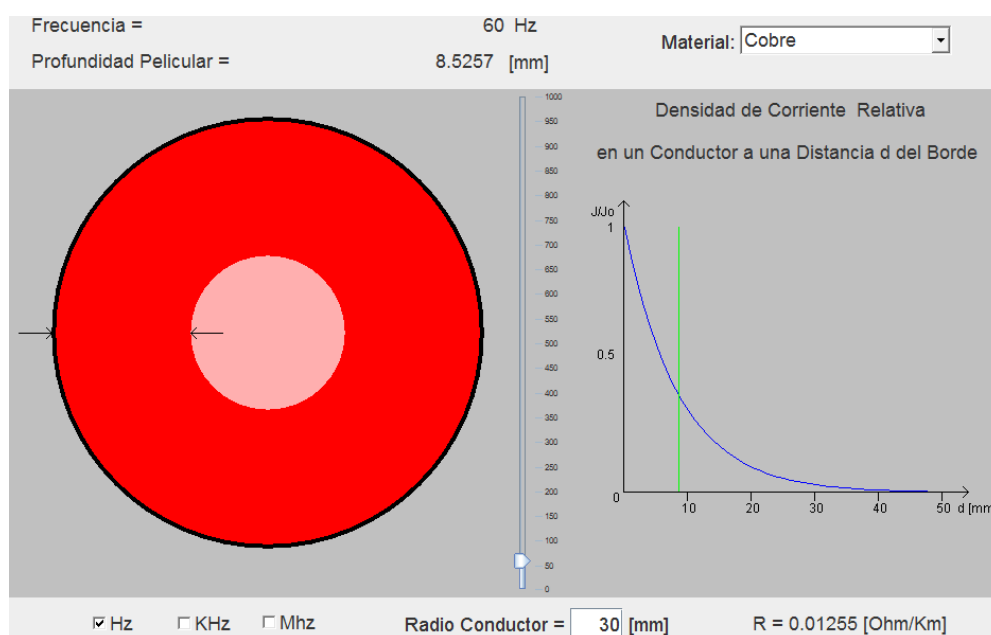
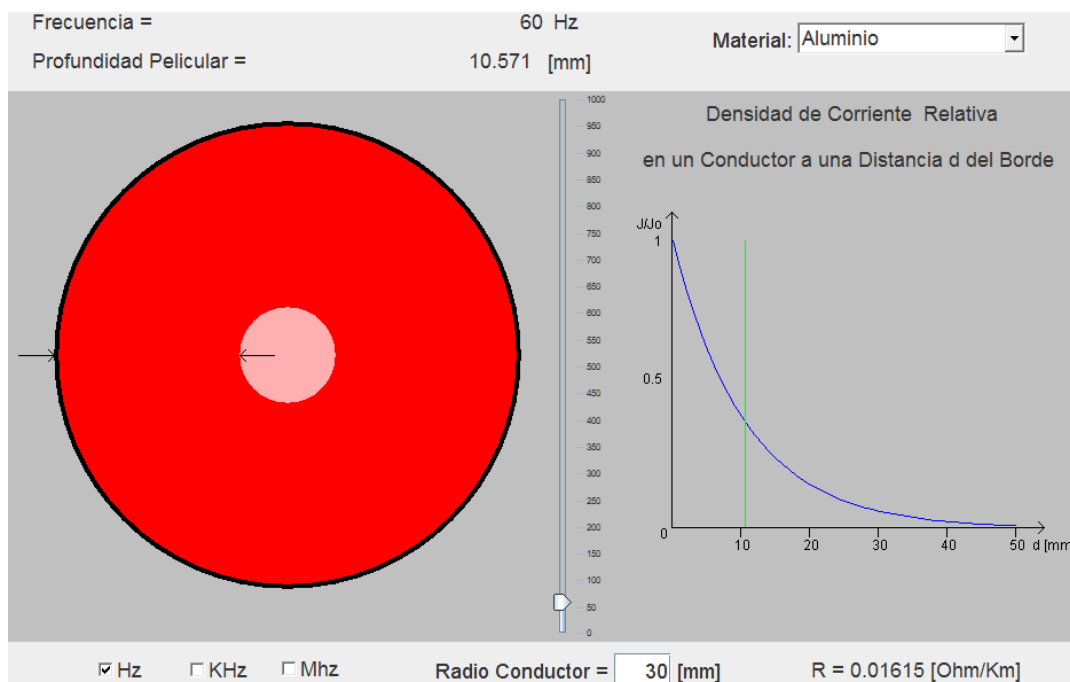


FIGURA 2.5. DENSIDAD DE CORRIENTE RELATIVA (J/J_0), EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA A LA SUPERFICIE, MEDIDA EN MILÍMETROS PARA UN CONDUCTOR DE ALUMINIO. [9]



En las figuras 2.4 y 2.5 se tiene:

- El círculo negro, representa un conductor de radio 30 mm. Este conductor, puede seleccionarse entre dos tipos de materiales, Cobre y Aluminio.
- El área roja al interior del conductor, representa la zona donde la densidad de corriente decae un porcentaje con respecto al valor en la periferia del conductor. El ancho de esta zona es la profundidad pelicular δ .
- El área rosa al interior del conductor, representa la zona donde la densidad de corriente decae un porcentaje con respecto al valor en la periferia del conductor. El ancho de esta zona es la profundidad pelicular δ .
- La Barra Deslizante, permite variar la frecuencia f , de la corriente que circula por el conductor. La frecuencia empleada es de 60 Hertz.

La resistencia por unidad de longitud viene dada por la siguiente expresión:

$$R_{ac} = \frac{1}{\sigma \cdot (2\pi \cdot a \cdot \delta - \pi \cdot \delta^2)} \quad \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.37)$$

Donde:

R , resistencia por unidad de longitud en $\left(\frac{\Omega}{km} \right)$;

a , radio del conductor, en mm.;

δ , profundidad pelicular, en mm.;

σ , coeficiente de resistencia a la tracción del conductor utilizado, en kg/mm².

2.5.4. PÉRDIDAS POR DISPERSIÓN SOBRE LAS CADENAS DE AISLADORES.

Se producen por derivación de corriente sobre las cadenas de aisladores que sostienen los cables en las estructuras de suspensión y los sujetan en las estructuras de retención.

Para efecto de los cálculos, se la considera distribuida a lo largo de la línea dicha corriente. En líneas de 230 kV, se estima una pérdida aproximada de 15 W por cadena de aisladores. [9]

2.6. POTENCIA CARACTERÍSTICA DE UNA LÍNEA. [4]

Se llama “potencia característica” o “potencia natural” de una línea de transmisión, a la potencia correspondiente a la impedancia característica Z_C .

Transportando su potencia natural, la línea de transmisión funcionará con un factor de potencia constante en todos los puntos, es decir:

$$\cos \varphi_1 = \cos \varphi_2 = \cos \varphi_n = \cos \varphi \quad (2.38)$$

El funcionamiento de la línea bajo este concepto, supone la operabilidad de la línea en las condiciones óptimas de trabajo en el transporte de energía.

Así, tenemos que la potencia característica es igual a:

$$P_C = \frac{U^2}{Z_C} \quad [\text{MW}] \quad (2.39)$$

Donde:

U^2 , Voltaje al final de la línea, en kV.

Z_C , Impedancia característica de la línea expresada en ohmios.

Siendo:

$$\bar{Z}_C = \sqrt{\frac{\bar{Z}_K}{\bar{Y}_K}} \quad [\Omega] \quad (2.40)$$

Cuando una línea trabaja sobre su impedancia característica, la relación entre la tensión y la intensidad es constante e igual a \bar{Z}_C , en todos los puntos de la línea.

La impedancia natural es independiente de la longitud de la línea, ya que si éstas es L , se tiene que:

$$\bar{Z}_C = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}} = \sqrt{\frac{R + jX}{G + jB}} = \sqrt{\frac{(R_K + jX_K)L}{(G_K + jB_K)L}} = \sqrt{\frac{R_K + jX_K}{G_K + jB_K}} \quad [\Omega] \quad (2.41)$$

Expresión que dice que la impedancia natural Z_C no es función de la longitud de la línea.

2.7. TENSIÓN ÓPTIMA DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

Para lograr una tensión óptima en la línea de transmisión, es preciso lograr una relación adecuada entre el valor de tensión elegida con la potencia a transmitir y la longitud que tendrá la línea, tomando en consideración las pérdidas que presentan las líneas bajo diversas circunstancias expuestas anteriormente.

Pues si la tensión es baja y la potencia a transmitir es alta, tendremos muchas pérdidas y baja calidad de servicio, mientras que si la tensión es demasiado alta,

tendremos altos costos en equipamientos e instalación, lo que atenta contra la viabilidad del proyecto a ser realizado.

2.8. FACTORES QUE LIMITAN LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE POTENCIA EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN. [9]

La capacidad de transporte de potencia que presentan los conductores en una línea de transmisión se determinan para condiciones normales y para condiciones de contingencia por un tiempo determinado.

Los factores más importantes son:

- Estabilidad
- Regulación de voltaje
- Límite térmico
- Capacidad de cortocircuito, y
- Pérdidas por transporte de energía.

2.8.1. ESTABILIDAD.

En la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, existen varios factores eléctricos y mecánicos.

Factores eléctricos:

- Voltaje interno del generador
- Reactancia del sistema “línea de transmisión - generador”

Factores mecánicos:

- Torque de entrada de la turbina
- Inercia de la turbina y del generador
- Inercia del motor y carga en el eje
- Torque de salida de la carga en el eje

2.8.2. ESTABILIDAD EN ESTADO ESTABLE.

Para el análisis de un sistema eléctrico de potencia se usará un sistema simple de dos máquinas “motor - generador” y la línea de transmisión, se considerarán las pérdidas iguales a cero, mostrado en la Figura 2.6:

FIGURA 2.6. ESQUEMA DE UN “SEP” SIMPLE



La transferencia de potencia es:

$$P = \frac{V_g \cdot V_m \cdot \text{Sen} \delta}{x} \quad [\text{MW}] \quad (2.42)$$

El límite de estabilidad en estado estable es la potencia máxima que puede transmitirse “cuando $\delta = 90^\circ$ ”, teóricamente es el valor máximo del ángulo de transmisión que mantiene la estabilidad.

Es decir que para ángulos menores el sistema es estable. Los sistemas eléctricos de potencia nunca operan en el límite de la estabilidad de estado estable.

2.8.3. REGULACIÓN DE VOLTAJE.

La regulación de voltaje puede ser positiva o negativa dependiendo del ángulo de la corriente respecto al voltaje de recepción, siendo la impedancia de la línea la causa de la regulación de voltaje.

$$R (\%) = \frac{V_E - V_R}{V_R} \times 100 \quad (2.43)$$

2.8.4. LÍMITE TÉRMICO.

Implica hacer consideraciones en la temperatura de operación del conductor que producen la flecha máxima permisible o quizás la máxima pérdida aceptada de la

resistencia mecánica a la tracción durante el tiempo de vida útil previsto para el conductor.

$$Q_s + Q_j + Q_{mg} - K_1 \cdot Q_1 = Q_{cn} + Q_{rd} + Q_{ev} \quad (2.44)$$

Se desprecia el calentamiento magnético “ Q_{mg} ” y el enfriamiento por evaporación “ Q_{ev} ”, debido a que no representan una fuente considerable de calor respecto a los demás elementos de la ecuación 2.44.

2.8.5. CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO.

Al diseñar una línea de transmisión es preciso considerar que por sus conductores existe una probabilidad muy clara de que la línea de transmisión deba soportar la circulación de corrientes de cortocircuito, en caso de una falla o de una sobrecarga temporal en periodos de emergencia.

2.8.5.1. CORTOCIRCUITO.

Las condiciones generales de diseño de cortocircuito, se las realiza para cortocircuitos trifásicos y de falla monofásica a tierra, debido a que otro tipo de fallas no son frecuentes.

Para corrientes transitorias y de amplitud considerable, el calentamiento es esencialmente adiabático, de tal modo que se desprecia el calentamiento solar, corona y las pérdidas por radiación y evaporización.

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda \cdot r \cdot \frac{\partial T}{\partial r} \right) + Q_v - \gamma \cdot C \cdot \frac{\partial T}{\partial t} = 0 \quad (2.45)$$

Las propiedades termo físicas: γ , λ , C dependen de la temperatura y Q_v es el calor generado por unidad de volumen y por unidad de tiempo, varía con la temperatura y con la densidad de corriente.

La temperatura que puede soportar un conductor está determinada por su sección y el vano que el conductor tenga. Para los cables de guarda lo más importante es proporcionarle una distancia suficiente respecto a los conductores de fase, para

que las oscilaciones del conductor a causa de las fuerzas magnéticas entre conductores de fase y guarda no ocasionen daños térmicos por choque.

Los límites de temperatura con corriente de régimen y con la máxima sollicitación de cortocircuito, no deben alcanzar una temperatura tal que provoque una disminución no admisible de la resistencia mecánica del conductor.

2.8.5.2. SOBRECARGA TEMPORAL.

Existen circunstancias en las cuales los conductores de las líneas de transmisión están obligados a transportar corrientes más elevadas que las normales, estas sobrecargas o también en ocasiones cargas menores que la normal, se presentan ocasionalmente y son de corta duración.

Pero producen un aumento en la temperatura a mayor carga o una disminución en la temperatura a menor carga. Como consecuencia de esto la línea tendrá variaciones en temperatura y corriente, razón por la que es necesario considerar estas eventualidades en el diseño de la línea.

CAPITULO 3

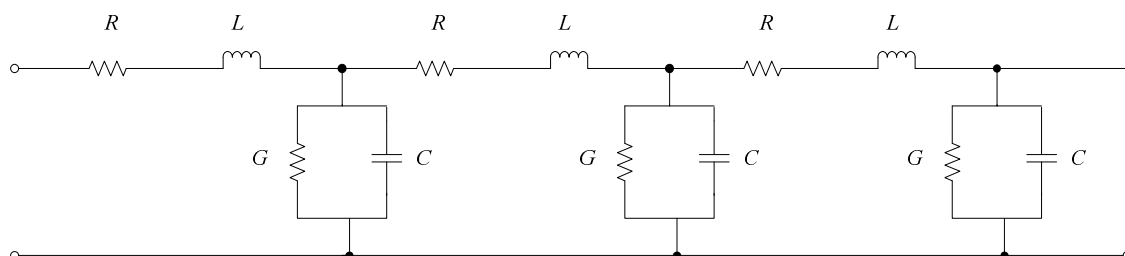
MODELOS DE LÍNEAS ELÉCTRICAS

3.1. INTRODUCCIÓN.

Las líneas de transmisión funcionan normalmente con cargas trifásicas equilibradas, aunque la disposición de los conductores no sea simétrica o tengan transposición.

La línea de transmisión de energía es un circuito de constantes distribuidas, tiene resistencias, inductancias, capacitancias y conductancias, que se encuentran distribuidas a lo largo de toda su longitud, como se muestra en la Figura 3.1.

FIGURA 3.1. REPRESENTACIÓN DE UNA LÍNEA CON CONSTANTES DISTRIBUIDAS [5]



La forma mediante la cual las líneas son representadas depende en mucho de su longitud y de la seguridad requerida.

Existe una clasificación de las líneas según su longitud, aunque en la actualidad no se puede establecer una longitud determinada para las llamadas líneas cortas, medias y largas debido a los cambios constantes que ha habido en los conceptos de transmisión al introducirse la extra alta tensión y aumentar considerablemente los volúmenes de generación por unidad, pero por existir un modelo matemático adecuado, así se tiene:

- Líneas cortas de menos de 80 km. de longitud
- Líneas medias entre 80 y 240 km. de longitud
- Líneas largas de más de 240 km.

Excepto para líneas largas, la resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia totales de la línea son concentradas para representar un circuito de constantes concentradas.

Un criterio práctico no generalizado es, que una línea de transmisión debe tener como mínimo 1 kV por cada km. de longitud y comúnmente no se establece diferencias entre las llamadas líneas medias y las largas.

3.2. REPRESENTACIÓN DE LÍNEAS

Las ecuaciones generales que relacionan el voltaje y la corriente de las líneas de transmisión establecen el hecho de que los cuatro parámetros de una línea de transmisión resistencia eléctrica, inductancia o coeficiente de autoinducción, capacidad, conductancia o perditancia, están distribuidos uniformemente a lo largo de línea.

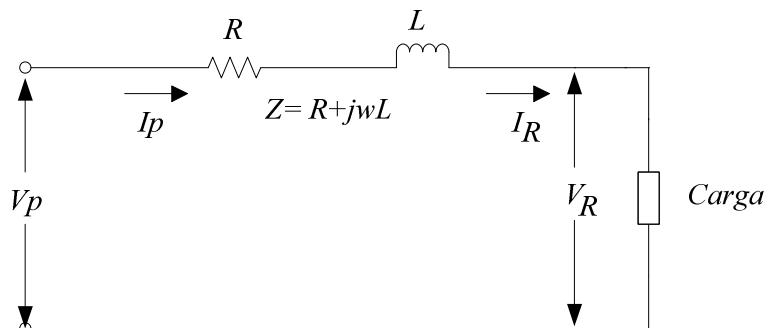
3.2.1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CORTAS

Se entiende como una línea de menos de 80 km. En estos casos se puede transmitir hasta 1,5 veces la potencia nominal.

Cuando la línea es clasificada como corta, la capacitancia en derivación es tan pequeña que se puede omitir por completo, con una pérdida pequeña y solo se requiere considerar la resistencia "R" y la inductancia "L" en serie para la longitud total de la línea.

El circuito equivalente de una línea de transmisión corta se representa en la Figura 3.2.

FIGURA 3.2. REPRESENTACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CORTA [5]



Donde:

V_p , Voltaje en el extremo del transmisor

V_R , Voltaje en el extremo del receptor

$I_p = I_R$, Corriente en el extremo del transmisor y del receptor

La tensión en el extremo del transmisor es:

$$\vec{V}_P = \vec{V}_R + \vec{I}_R \cdot Z \quad (3.1)$$

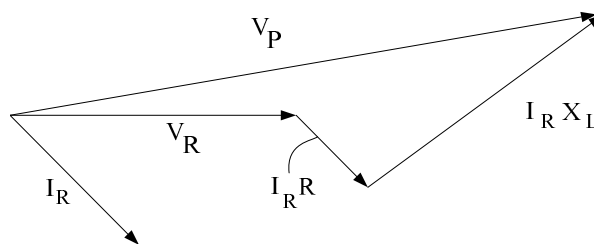
El análisis vectorial se realiza de la siguiente forma:

1) Para carga con factor de potencia en retraso

$$\vec{V}_P = \vec{V}_R \cdot \cos\theta + \vec{I}_R \cdot R + j \left(V_R \cdot \text{Sen}\theta + \vec{I}_R \cdot X_L \right) \quad (3.2)$$

$$V_P = \sqrt{(V_R \cdot \cos\theta + I_R \cdot R)^2 + (V_R \cdot \text{Sen}\theta + I_R \cdot X_L)^2} \quad (3.3)$$

FIGURA 3.3. REPRESENTACIÓN PARA UNA CARGA CON FACTOR DE POTENCIA EN RETRASO [5]

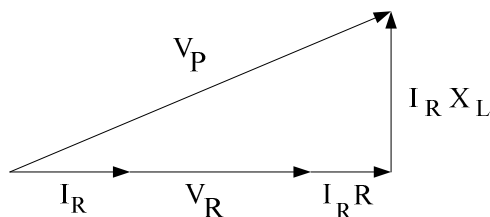


2) Para carga con factor de potencia unitario

$$\vec{V}_P = \vec{V}_R + \vec{I}_R \cdot R + j \vec{I}_R \cdot X_L \quad (3.4)$$

$$V_P = \sqrt{(V_R + I_R \cdot R)^2 + (I_R \cdot X_L)^2} \quad (3.5)$$

FIGURA 3.4. REPRESENTACIÓN PARA UNA CARGA CON FACTOR DE POTENCIA UNITARIO [5]

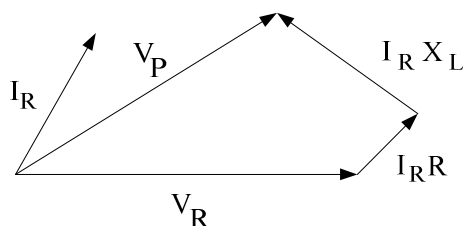


3) Para carga con factor de potencia adelantado

$$\vec{V}_P = \vec{V}_R \cdot \cos \theta + \vec{I}_R \cdot R + j (V_R \cdot \sin \theta - I_R \cdot X_L) \quad (3.6)$$

$$|V_P| = \sqrt{(V_R \cdot \cos \theta + I_R \cdot R)^2 + (V_R \cdot \sin \theta - I_R \cdot X_L)^2} \quad (3.7)$$

FIGURA 3.5. REPRESENTACIÓN PARA UNA CARGA CON FACTOR DE POTENCIA EN ADELANTO [5]



La regulación de voltaje de una línea de transmisión es el aumento en el voltaje en el extremo del receptor expresada en por ciento del voltaje a plena carga, cuando se quita la plena carga a un factor de potencia específico mientras se mantiene constante el voltaje en el extremo del generador.

$$\text{Por ciento de regulación} = \frac{|V_P| - |V_R|}{|V_R|} \times 100 \quad (3.8)$$

3.2.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MEDIAS

Tiene entre 80 y 240 km y puede transmitir hasta 1,2 - 1,3 veces la potencia natural.

Una línea de longitud media se puede representar con suficiente exactitud con R y L como parámetros concentrados, considerando que para los cálculos de líneas de transmisión medias por lo general se incluye la capacitancia pura, así, si toda la admitancia se supone concentrada en el punto medio del circuito que representa a la línea, se dice que es un **circuito T nominal**, si la admitancia se supone dividida en dos partes iguales en los extremos de la línea se dice que el **circuito** es π **nominal**.

1) Para el circuito π Nominal

La corriente en el extremo receptor es:

$$\vec{I}_C = \vec{V}_R \cdot \frac{Y}{2} \quad (3.9)$$

La corriente en el ramal serie es:

$$\vec{I}_S = \vec{I}_R + \frac{Y}{2} \cdot \vec{V}_R \quad (3.10)$$

Por tanto, si \vec{V}_P es la tensión en el extremo emisor y \vec{V}_R la tensión en el extremo receptor, se tiene las siguientes relaciones:

$$\vec{V}_P = \left(\frac{Z \cdot Y}{2} + 1 \right) \cdot \vec{V}_R + Z \cdot \vec{I}_R \quad (3.11)$$

Sabiendo que la corriente en el ramal del extremo transmisor es:

$$\vec{I}_C = \vec{V}_P \cdot \frac{Y}{2} \quad (3.12)$$

La corriente en el extremo del transmisor \vec{I}_P será:

$$\vec{I}_P = \vec{V}_P \cdot \frac{Y}{2} + \left(\vec{V}_R \cdot \frac{Y}{2} + \vec{I}_R \right) \quad (3.13)$$

Sustituyendo la ecuación (3.11) en (3.13) se tiene:

$$\vec{I}_P = \vec{V}_R \cdot Y \cdot \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{4} \right) + \vec{I}_R \cdot \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{2} \right) \quad (3.14)$$

Las ecuaciones (3.14) y (3.11) se pueden expresar en la forma general:

$$\vec{V}_P = A \cdot \vec{V}_R + B \cdot \vec{I}_R \quad (3.15)$$

$$\vec{I}_P = C \cdot \vec{V}_R + D \cdot \vec{I}_R \quad (3.16)$$

Donde:

$$A = D = \left(\frac{Z \cdot Y}{2} + 1 \right) \quad (3.17)$$

$$B = Z \quad (3.18)$$

$$C = Y \cdot \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{4} \right) \quad (3.19)$$

A las constantes $ABCD$ se les llama **constantes generalizadas de circuito** de la línea de transmisión.

En general, son números complejos, A y D son adimensionales e iguales entre sí, si la línea es la misma cuando se ve desde cada terminal. Las dimensiones de B y C son los ohmios y los mhos o siemens, respectivamente.

Las constantes se aplican a cualquier red lineal, pasiva y con cuatro terminales en dos lados, y cada uno tiene un par de ellas. A tal circuito se le conoce como **red de dos puertos**.

Se puede dar un significado físico a las constantes, así:

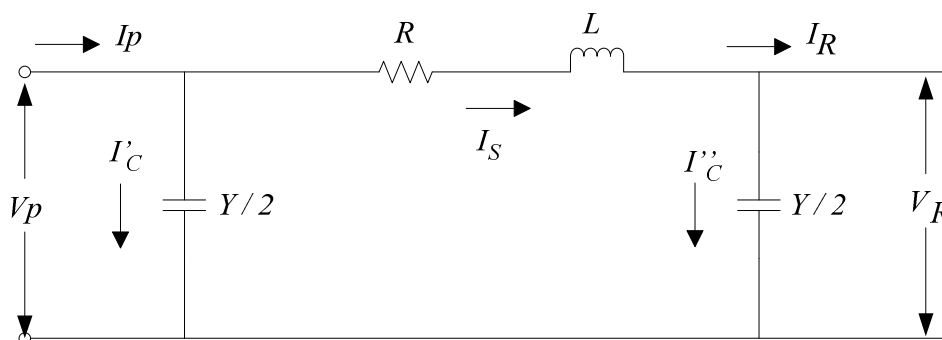
- Cuando en la ecuación (3.15), I_R es cero se observa que A es la relación V_P / V_R sin carga.
- La constante B es la relación V_P / I_R cuando el extremo receptor está en cortocircuito.
- La constante A es útil en el cálculo de la regulación.

Si $V_{R,FL}$ es el voltaje en el extremo receptor a plena carga para un voltaje en el extremo generador V_P , la ecuación será:

$$\text{Por ciento de regulación} = \frac{\frac{|V_P|}{|A|} - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|} \times 100 \quad (3.20)$$

Su representación se muestra en la Figura 3.6.

FIGURA 3.6. CIRCUITO π NOMINAL [10]



Donde:

V_P : Voltaje en el extremo del transmisor

V_R : Voltaje en el extremo del receptor

I_P : Corriente en el extremo del transmisor

I_R : Corriente en el extremo del receptor

I_S : Corriente en el elemento serie

\vec{I}_C' Corriente en el ramal del extremo transmisor

\vec{I}_C'' Corriente en el ramal del extremo receptor

2) Para el circuito T Nominal

La corriente en el extremo receptor es:

$$\vec{I}_P = \vec{I}_R + \vec{I}_C \quad (3.21)$$

$$\vec{I}_P = \vec{I}_R + \left(\vec{V}_R + \frac{Z}{2} \cdot \vec{I}_R \right) \cdot Y \quad (3.22)$$

$$\vec{I}_P = \vec{V}_R \cdot Y + \vec{I}_R \cdot \left(1 + \frac{Z}{2} \cdot Y \right) \quad (3.23)$$

El voltaje al principio:

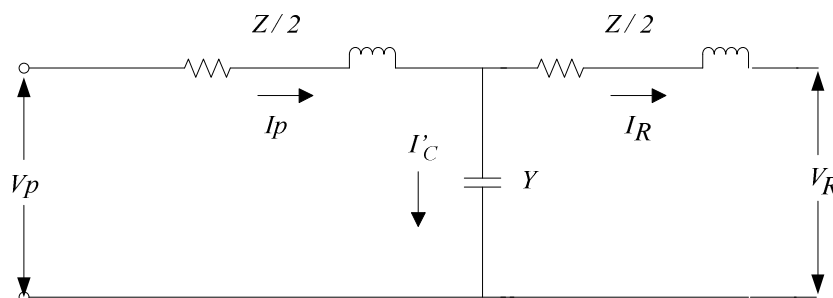
$$\vec{V}_P = \vec{V}_R + \vec{I}_R \cdot \frac{Z}{2} + \vec{I}_P \cdot \frac{Z}{2} \quad (3.24)$$

$$\vec{V}_P = \vec{V}_R + \vec{I}_R \cdot \frac{Z}{2} + \vec{V}_R \cdot \frac{Y \cdot Z}{2} + \vec{I}_R \cdot \frac{Z}{2} + \vec{I}_R \cdot Y \cdot \left(\frac{Z}{2} \right)^2 \quad (3.25)$$

$$\vec{V}_P = \vec{V}_R \cdot \left(1 + \frac{Y \cdot Z}{2} \right) + \vec{I}_R \cdot \left(Z + \frac{Y \cdot Z^2}{4} \right) \quad (3.26)$$

Su representación se muestra en la Figura 3.7.

FIGURA 3.7. REPRESENTACIÓN DE UN CIRCUITO T NOMINAL [10]



Donde:

- V_p : Voltaje en el extremo del transmisor
- V_R : Voltaje en el extremo del receptor
- I_p : Corriente en el extremo del transmisor
- I_R : Corriente en el extremo del receptor
- I_s : Corriente en el elemento serie

Si las capacitancias se omiten en el modelo de la línea de transmisión media, el mismo modelo representa una línea corta.

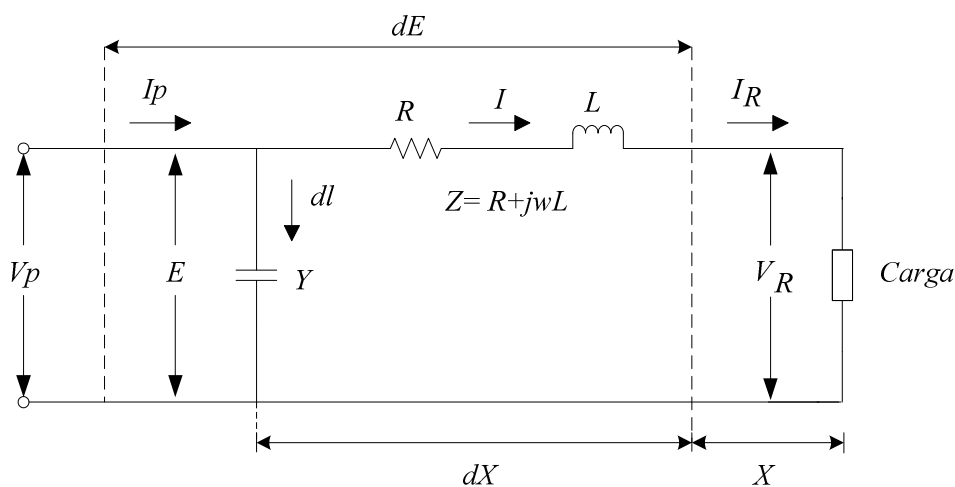
3.2.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LARGAS

Cuando se requiere una mejor representación para una línea de transmisión larga que la usada en los *Circuitos T Nominal* y *Circuito π Nominal*, se requiere de una solución más sofisticada, debido a que se debe considerar la longitud incremental de la línea y considerar el efecto exacto de la capacitancia distribuida y su relación con la impedancia de la línea.

Es decir, es preciso tomar teóricamente un número infinito de segmentos de línea para lo cual requiere de una solución apropiada para las ecuaciones diferenciales planteadas.

En la Figura 3.8 se presenta un elemento diferencial de línea dx , a una distancia "X" del extremo del receptor, suponiendo una representación sinusoidal en el estado permanente.

FIGURA 3.8. REPRESENTACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN QUE MUESTRA UNA FASE Y EL NEUTRO DE REGRESO. [10]



El voltaje a través del elemento de línea es:

$$dE = I \cdot Z \, dx ; \frac{dE}{dx} = I \cdot Z \quad (3.27)$$

La corriente en derivación:

$$dI = E \cdot dx ; \frac{dI}{dx} = E \cdot Y \quad (3.28)$$

Derivando las ecuaciones (3.27) y (3.28) respecto a X , tenemos:

$$\frac{d^2 E}{dx^2} = Z \cdot \frac{dI}{dx} \quad (3.29)$$

$$\frac{d^2 I}{dx^2} = Y \cdot \frac{dE}{dx} \quad (3.30)$$

Reemplazando (3.28) en (3.29) y (3.27) en (3.30), se tiene:

$$\frac{d^2 E}{dx^2} = Y \cdot Z \cdot E \quad (3.31)$$

$$\frac{d^2 I}{dx^2} = Y \cdot Z \cdot I \quad (3.32)$$

Las ecuaciones **(3.31)** y **(3.32)** deben ser resueltas en términos de la variable X , y se puede decir que estas ecuaciones cumplen con el principio de dualidad donde E , Z y Y corresponden a I , Y y Z respectivamente, esto se cumple aún para condiciones iniciales donde:

$$\begin{aligned} X &= 0 \\ I &= I_R \\ E &= E_R \end{aligned}$$

Usando el método de la transformada de Laplace para **(3.31)**, se tiene:

$$L \cdot \left[\frac{d^2 E}{dx^2} - Y \cdot Z \cdot E \right] = 0 \quad \text{(3.33)}$$

$$S^2 \cdot E(S) - S \cdot E(X_0) - E(X_0) - Z \cdot Y \cdot E(S) = 0 \quad \text{(3.34)}$$

En $X = X_0 = 0$; $E = E_R$ e $I = I_R$

$$E(X_0) = \left. \frac{dE}{dX} \right|_{X=0} = I_Z \Big|_{X=0} = I_R \cdot Z \quad \text{(3.35)}$$

De **(3.34)** y **(3.35)** se tiene:

$$S^2 \cdot E(S) - I_R \cdot Z - S \cdot E_R - Z \cdot Y \cdot E(S) = 0 \quad \text{(3.36)}$$

Resolviendo para $E(S)$:

$$E(S) \cdot [S^2 - Z \cdot Y] = S \cdot E_R + Z \cdot I_R \quad \text{(3.37)}$$

$$E(S) = \frac{S \cdot E_R + Z \cdot I_R}{S^2 - Z \cdot Y} \quad \text{(3.38)}$$

$$E(S) = E_R \cdot \frac{S}{S^2 - Z \cdot Y} + Z \cdot I_R \cdot \frac{1}{S^2 - Z \cdot Y} \quad \text{(3.39)}$$

Tomando la transformada inversa de la ecuación **(3.39)** en términos de la variable X , se obtiene:

$$E(X) = E_R \cdot \left[\text{Cosh}(\sqrt{Z \cdot Y} \cdot X) \right] + I_R \cdot \left[Z_o \cdot \text{Senh}(\sqrt{Z \cdot Y} \cdot X) \right] \quad (3.40)$$

Aplicando la misma metodología se obtiene la ecuación para $I(X)$, así:

$$I(X) = I_R \cdot \left[\text{Cosh}(\sqrt{Z \cdot Y} \cdot X) \right] + E_R \cdot \left[\frac{1}{Z_o} \cdot \text{Senh}(\sqrt{Z \cdot Y} \cdot X) \right] \quad (3.41)$$

A, $\gamma = \sqrt{Z \cdot Y} = \alpha + j\beta$, se le conoce como **constante de propagación**, y $Z_o = \sqrt{\frac{Z}{Y}}$ como la **impedancia característica de la línea**.

Tanto γ como Z_o son cantidades complejas. A la parte real de la constante de propagación γ se le llama **constante de atenuación** α y se mide en nepers por unidad de longitud. La parte en cuadratura de γ se llama **constante de fase** β y remide en radianes por unidad de longitud.

Por lo que las ecuaciones (3.40) y (3.41) se expresan como:

$$E(X) = E_R \cdot \left[\text{Cosh}(\gamma \cdot X) \right] + I_R \cdot \left[Z_o \cdot \text{Senh}(\gamma \cdot X) \right] \quad (3.42)$$

$$I(X) = I_R \cdot \left[\text{Cosh}(\gamma \cdot X) \right] + E_R \cdot \left[\frac{1}{Z_o} \cdot \text{Senh}(\gamma \cdot X) \right] \quad (3.43)$$

Si se considera " $x = l$ " para obtener el voltaje y la corriente en el extremo generador, se tiene:

$$V_P = V_R \cdot \left[\text{Cosh}(\gamma \cdot l) \right] + I_R \cdot Z_o \cdot \left[\text{Senh}(\gamma \cdot l) \right] \quad (3.44)$$

$$I_P = I_R \cdot \left[\text{Cosh}(\gamma \cdot l) \right] + \frac{V_R}{Z_o} \cdot \left[\text{Senh}(\gamma \cdot l) \right] \quad (3.45)$$

Las constantes generalizadas del circuito para una línea larga son:

$$A = \text{Cosh}(\gamma \cdot l) \quad (3.46)$$

$$B = Z_o \cdot [\text{Senh}(\gamma \cdot l)] \quad (3.47)$$

$$C = \frac{\text{Senh}(\gamma \cdot l)}{Z_o} \quad (3.48)$$

$$D = \text{Cosh}(\gamma \cdot l) \quad (3.49)$$

Al resolver las ecuaciones (3.44) y (3.45) para V_R e I_R en términos de V_P e I_P , se tiene:

$$V_R = V_P \cdot [\text{Cosh}(\gamma \cdot l)] - I_P \cdot Z_o \cdot [\text{Senh}(\gamma \cdot l)] \quad (3.50)$$

$$I_R = I_P \cdot [\text{Cosh}(\gamma \cdot l)] - \frac{V_P}{Z_o} \cdot [\text{Senh}(\gamma \cdot l)] \quad (3.51)$$

Para líneas trifásicas balanceadas las corrientes en las ecuaciones anteriores son de línea y los voltajes son al neutro, esto es, los voltajes de línea divididos entre $\sqrt{3}$.

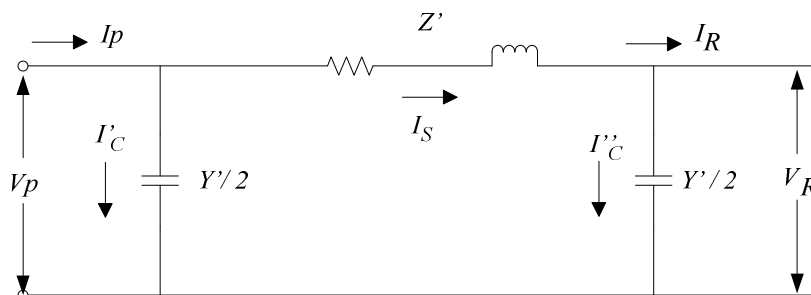
3.2.3.1 EL CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA LÍNEA LARGA

El circuito nominal π no representa exactamente una línea de transmisión porque no se tiene en cuenta que los parámetros de la línea están distribuidos uniformemente. La discrepancia entre el circuito nominal π y la línea real se hace conforme la longitud de la línea se incrementa.

Sin embargo, es posible encontrar el circuito equivalente de una línea de transmisión larga y a ésta representarla con precisión (al menos en cuanto a las medidas en los extremos de la línea se refiere) mediante una red de parámetros concentrados.

En la Figura 3.9. Se presenta un circuito π equivalente de una línea larga.

FIGURA 3.9. CIRCUITO EQUIVALENTE NOMINAL π DE UNA LÍNEA LARGA [5]



El voltaje en el extremo generador del circuito equivalente en términos de sus ramas serie y paralelo, así como el voltaje y la corriente en el extremo receptor, es:

$$\vec{V}_P = \left(\frac{Z' \cdot Y'}{2} + 1 \right) \cdot \vec{V}_R + Z' \cdot \vec{I}_R \quad (3.52)$$

Para que este circuito sea equivalente al de la línea de transmisión larga, los coeficientes de V_R e I_R en la ecuación (3.52) deben ser idénticos, respectivamente, a los coeficientes de V_R e I_R en la ecuación (3.44).

Igualando los coeficientes de I_R en las dos ecuaciones, se obtiene:

$$Z' = Z_o \operatorname{Senh}(\gamma l) \quad (3.53)$$

$$Z' = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \cdot \operatorname{Senh}(\gamma l) = Z \cdot l \cdot \frac{\operatorname{Senh}(\gamma l)}{\sqrt{Z \cdot Y} \cdot l} \quad (3.54)$$

$$Z' = z \cdot \frac{\operatorname{Senh}(\gamma l)}{\gamma l} \quad (3.55)$$

Donde:

$z = Z \cdot l$, Impedancia serie total de la línea.

$$\frac{\text{Senh}(\gamma l)}{\gamma l},$$

Factor por el que se debe multiplicar la impedancia serie del circuito π nominal para convertirlo al circuito equivalente π .

En lo que se refiere a la rama serie, para valores pequeños de γl , los términos “ $\text{Senh}(\gamma l)$ ” y “ γl ” deben ser casi iguales y este hecho muestra que el circuito nominal π representa de forma bastante aproximada la línea de transmisión de longitud media.

Para la rama paralela del circuito equivalente π , se igualan los coeficientes de V_R en las ecuaciones (3.44) y (3.52) para obtener:

$$\frac{Z' \cdot Y'}{2} + 1 = \text{Cosh}(\gamma l) \quad (3.56)$$

Si se sustituye (3.53) en (3.56) da:

$$\frac{Z_o \text{Senh}(\gamma l) \cdot Y'}{2} + 1 = \text{Cosh}(\gamma l) \quad (3.56)$$

$$\frac{Y'}{2} = \frac{1}{Z_o} \cdot \frac{[\text{Cosh}(\gamma l)] - 1}{\text{Senh}(\gamma l)} \quad (3.56)$$

Otra forma de expresar la admitancia paralela del circuito equivalente es al sustituir en la ecuación (3.56) la identidad

$$\text{Tanh}\left(\frac{\gamma l}{2}\right) = \frac{[\text{Cosh}(\gamma l)] - 1}{\text{Senh}(\gamma l)} \quad (3.57)$$

Si se reemplaza (3.57) en (3.56) se tiene:

$$\frac{Y'}{2} = \frac{1}{Z_o} \cdot \text{Tanh}\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \quad (3.58)$$

Siendo:

$$Y_o = \frac{1}{Z_o} \quad (3.59)$$

Por lo que, la admitancia paralelo del circuito equivalente será:

$$\frac{Y'}{2} = \frac{Y_o}{2} \cdot \frac{\text{Tanh}\left(\frac{\gamma l}{2}\right)}{\left(\frac{\gamma l}{2}\right)} \quad (3.60)$$

Donde:

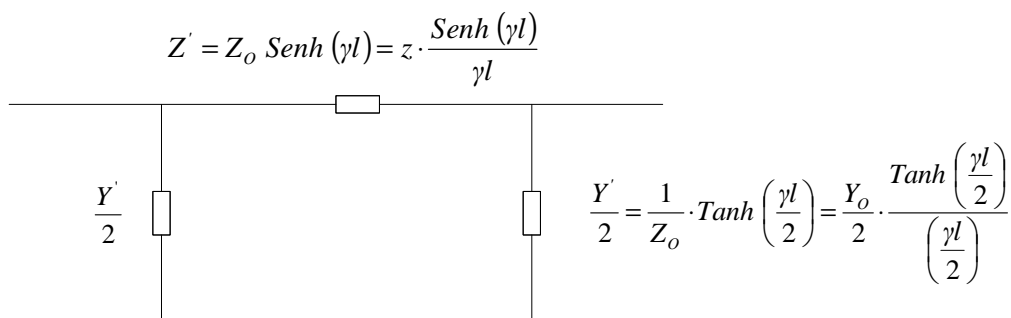
$Y_o = \gamma l$, La admitancia paralelo total de la línea.

En la ecuación (3.60) se muestra el factor de corrección que se usa para convertir la admitancia de las ramas paralelo del circuito nominal π en las del circuito equivalente π .

Como para valores pequeños de " γl ", $\text{Tanh}\left(\frac{\gamma l}{2}\right)$ y $\left(\frac{\gamma l}{2}\right)$ son aproximadamente iguales, el circuito nominal π representa de manera bastante aproximada las líneas de transmisión de longitud media ya que, el factor de corrección para la rama serie es despreciable para líneas de longitud media.

En la figura 3.10., se muestra el circuito equivalente π .

FIGURA 3.10. CIRCUITO EQUIVALENTE π DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN [5]



CAPITULO 4

CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES USADOS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 kV.

4.1. INTRODUCCIÓN.

La energía eléctrica producida en las estaciones generadoras es transportada a grandes distancias a través de líneas de transmisión hasta los puntos de consumo.

En la construcción de líneas de transmisión de energía eléctrica, se utilizan casi exclusivamente conductores eléctricos desnudos, que se obtienen mediante cableado de hilos metálicos “alambres” alrededor de un hilo central “llamada alma”.

Las líneas de transmisión de energía eléctrica usan conductores metálicos solos “como Cu, Al, o Acero” ó en combinaciones para proveer al conductor de características eléctricas y mecánicas adecuadas que cumplan con las condiciones de diseño de la línea y cumpliendo normas específicas.

Una de las cualidades que deben poseer los conductores usados en las líneas de transmisión, es presentar una resistencia elevada a la corrosión atmosférica en condiciones normales y en condiciones extremas, variando sus características antes citadas en rangos establecidos por el fabricante o por las normas.

Los metales utilizados en la construcción de líneas aéreas deben poseer tres características principales:

- 1) Presentar una baja resistencia eléctrica, en consecuencia bajas pérdidas por efecto Joule.
- 2) Presentar elevada resistencia mecánica, ofrecer una elevada resistencia a los esfuerzos permanentes o accidentales.

- 3) Costo razonable, debido a que en base al conductor se basa la infraestructura restante de una línea de transmisión.

Los metales que satisfacen estas condiciones son relativamente escasos, a saber:

- Cobre.
- Aluminio
- Aleación de aluminio
- Combinación de metales (aluminio acero)

Pese a la menor resistencia eléctrica y superiores aptitudes mecánicas el cobre ha dejado de ser utilizado en la construcción de líneas de transmisión aéreas en alto voltaje debido a las características técnico - económicas que presenta este tipo de conductores respecto a los conductores que utilizan una combinación de materiales, esto es especialmente notado en alta y muy alta tensión.

Todos los elementos constructivos de una línea de transmisión aérea deben ser elegidos, conformados, y construidos de manera que tengan un comportamiento seguro en condiciones de servicio, bajo las condiciones climáticas favorables y no favorables. La línea de transmisión debe operar bajo tensiones y corrientes de régimen permanente estable, y bajo las sollicitaciones de cortocircuito establecidas.

4.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES DE ALUMINIO.

Independientemente de las características eléctricas y mecánicas que conducen a la elección de un tipo de conductor u otro, se deben siempre tomar en cuenta los principios básicos de uso del tipo de material que están hecho los conductores.

Se debe tomar en cuenta:

- Peso específico
- Resistividad "resistencia específica"

- Coeficiente de temperatura
- Módulo de elasticidad
- Coeficiente de alargamiento
- Carga de rotura
- Límite de elasticidad
- Coeficiente de dilatación lineal
- Calor específico
- Alargamiento a la rotura “AR [%]”

$$AR(\%) = \frac{l - l_0}{S_0} \times 100 \quad (4.1)$$

Donde:

l : Longitud después de la rotura

l_0 : longitud inicial

S_0 : Sección transversal inicial

En la Tabla 4.1 se realiza una comparación de las propiedades más importantes de los materiales más usados “Al y Cu” en las líneas de transmisión, para esta comparación debemos considerara lo siguiente:

- La longitud del conductor será la misma
- La resistencia eléctrica del conductor será la misma
- La temperatura a la que se encuentran los materiales es la misma

TABLA 4.1 CARACTERÍSTICAS DEL Al y Cu

	Cu	Al	Unidades
Resistividad a 20°C “ρ”	0,01759	0,02826	[$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$]
Densidad “d”	8,8	2,7	[kg/cm ³]
Carga de rotura “σ”	37 a 45	16 a 20	[kg/mm ²]
Calor específico “c”	0,09	0,22	[Cal/g · °C]
Precio “p”	7,360	2,47	[\$/kg]

La sección nominal mínima admisible de los conductores de cobre y sus aleaciones deben será de 10 mm². En el caso de los conductores de acero galvanizado la sección mínima admisible será de 12,5 mm². [3]

Para los demás metales, no se deben usar conductores de menos de 350 kg de carga de rotura.

Carga de rotura: Es la carga por unidad de superficie de la sección original, aplicada en el momento de la rotura de la probeta. Normalmente se expresa en N/mm^2 .

4.2.1. SECCIONES DE LOS CONDUCTORES. [10]

La resistencia eléctrica de un conductor está dada por:

$$R_{material} = \frac{L_{material}}{S_{material}} \times \rho_{material} \quad (4.2)$$

Donde:

$R_{material}$: resistencia del material “Al, Cu, Acero, etc.”

$\rho_{material}$: resistividad del material

$L_{material}$: longitud del conductor

$S_{material}$: sección del conductor

Para el Al:

$$R_{Al} = \frac{L_{Al}}{S_{Al}} \times \rho_{Al} \quad (4.3)$$

Para el Cu:

$$R_{Cu} = \frac{L_{Cu}}{S_{Cu}} \times \rho_{Cu} \quad (4.4)$$

Se asume:

$$R_{Cu} = R_{Al} = R \quad \text{y} \quad L_{Cu} = L_{Al} = L$$

Igualando (4.3) y (4.4) se tiene:

$$\frac{L}{S_{Cu}} \times \rho_{Cu} = \frac{L}{S_{Al}} \times \rho_{Al} \quad (4.5)$$

Despejando S_{Al} :

$$S_{Al} = 1,61 \times S_{Cu} \quad (4.6)$$

Como se puede ver, el conductor de Aluminio tiene 1,61 veces mayor sección que el conductor de Cu, para una misma resistencia. Esta propiedad encontrada en primera instancia representa un inconveniente para el conductor de Al.

4.2.2. RESISTENCIA MECÁNICA DE TRACCIÓN DE LOS CONDUCTORES.

La máxima tracción de un conductor está dada por:

$$T_{material} = S_{material} \times \sigma_{material} \quad (4.7)$$

Donde:

$T_{material}$: tensión máxima a la tracción del material "Al, Cu, Acero, etc."

$\sigma_{material}$: carga de rotura del material

$S_{material}$: sección del conductor

Para el Al:

$$T_{Al} = S_{Al} \times \sigma_{Al} \quad (4.8)$$

Para el Cu:

$$T_{Cu} = S_{Cu} \times \sigma_{Cu} \quad (4.9)$$

Dividiendo (4.8) y (4.9) se tiene:

$$\frac{T_{Cu}}{T_{Al}} = \frac{S_{Cu} \times \sigma_{Cu}}{S_{Al} \times \sigma_{Al}}$$

$$\frac{T_{Cu}}{T_{Al}} = \frac{S_{Cu} \times 45}{1,61 \cdot S_{Cu} \times 20}$$

$$T_{Cu} = 1,40 \times T_{Al} \quad (4.10)$$

Para una misma resistencia eléctrica, la ecuación (4.10) muestra que la tensión máxima de tracción del Cu es mayor que la del Al.

4.2.3. PESOS DE LOS CONDUCTORES.

El peso de cada material esta dado por:

$$P_{material} = S_{material} \times L \times d_{material} \quad (4.11)$$

Donde:

$P_{material}$: peso del material "Al, Cu, Acero, etc."

$S_{material}$: sección del conductor

$d_{material}$: densidad del material

Para el Al:

$$P_{Al} = S_{Al} \times L \times d_{Al} \quad (4.12)$$

Para el Cu:

$$P_{Cu} = S_{Cu} \times L \times d_{Cu} \quad (4.13)$$

Dividiendo (4.12) y (4.13) se tiene:

$$\frac{P_{Cu}}{P_{Al}} = \frac{S_{Cu} \times d_{Cu}}{S_{Al} \times d_{Al}}$$

$$\frac{P_{Cu}}{P_{Al}} = \frac{8,8}{1,61 \times 2,7}$$

$$P_{Cu} = 2,2 \times P_{Al} \quad (4.14)$$

Se puede evidenciar que el peso del Cu es mayor que el del Al, es decir el conductor de Al pesa 49% el peso del conductor de Cu. Esto es una ventaja muy importante.

4.2.4. COSTO DE LOS CONDUCTORES.

Los costos de un material específico esta dado por la siguiente ecuación:

$$C_{material} = P_{material} \times p_{material} \quad (4.15)$$

Donde:

$C_{material}$: costo del material "Al, Cu, Acero, etc."

$P_{material}$: peso del material

$p_{material}$: precio unitario del material

Para el Al:

$$C_{Al} = P_{Al} \times p_{Al} \quad (4.16)$$

Para el Cu:

$$C_{Cu} = P_{Cu} \times p_{Cu} \quad (4.17)$$

Dividiendo (4.16) y (4.17) se tiene:

$$\frac{C_{Cu}}{C_{Al}} = \frac{P_{Cu} \times p_{Cu}}{P_{Al} \times p_{Al}}$$

$$\frac{P_{Cu}}{P_{Al}} = \frac{2,2 \times 7,360}{2,47}$$

$$P_{Cu} = 6,56 \times P_{Al} \quad (4.18)$$

En la fórmula obtenida se puede ver que el precio en este año “2008” está en una relación de 6,56 mayor el precio del Cu que el Al. En la tabla 4.3 se notan los precios del Al, aleación de Al y Cu en los meses de enero, febrero y marzo del año 2008.

TABLA 4.3 PRECIOS DE Al, ALEACIÓN DE Al y Cu PARA EL AÑO 2008 [16]

MES	PRECIOS [US\$/m]		
	Aleación de Al	Al	Cu
Enero	2,315	2,47	7,36
Febrero	2,46	3,107	8,61
Marzo	2,7	3,107	8,615

4.3. MATERIALES DE LOS CONDUCTORES.

Los conductores usados en sistemas de transmisión en EHV-UHV (Extra High Voltaje-Ultra; High Voltaje), emplean conductores de aluminio, así como aluminio y acero.

Según lo expuesto en el punto 4.2 se muestran las ventajas y desventajas que presentan el aluminio y el cobre:

VENTAJAS:

- El costo del aluminio es aproximadamente el 15% del costo del cobre.
- El peso del aluminio es aproximadamente el 45% que el cobre.
- El peso específico del cobre es mucho mayor que el aluminio.

DESVENTAJAS:

- Los ácidos, la sal, los sulfatos, el medio ambiente atacan más a los conductores de aluminio.
- Los conductores de aluminio presentan una baja carga de rotura.

Por lo que,

- Las aleaciones de aluminio mejoran las características del aluminio, debido a eso son usados en las líneas de transmisión, mejorando la carga de rotura, para un peso similar y disminuyendo el precio respecto al precio del aluminio.

Se debe tomar en cuenta, lo siguiente:

- 1) Los conductores de aluminio se utilizan siempre en forma de hilos cableados, debido a que poseen mejor resistencia a las vibraciones que los conductores de un único alambre.
- 2) La dureza superficial de los conductores de aluminio es sensiblemente menor que para los de cobre, se los debe manipular con cuidado, además los hilos que componen el conductor deben ser de 2 mm de diámetro o más, para que especialmente en las operaciones de tendido no se arriesguen daños graves.
- 3) Expuestos a la intemperie se recubren rápidamente de una capa protectora de óxido insoluble y que protege al conductor contra la acción de los agentes exteriores. Pese a esto deberá prestarse atención cuando hay ciertos materiales en suspensión en la atmósfera, zonas de caleras, cementeras, etc. exigen seleccionar una aleación adecuada.
- 4) Ciertos suelos naturales atacan al aluminio en distintas formas, por lo que no es aconsejable utilizarlo para la puesta a tierra de las torres, al menos cuando se ignoran las reacciones que el suelo puede producir.
- 5) El aire marino tiene una acción de ataque muy lenta sobre el aluminio, de todas maneras las líneas construidas en la cercanía del mar han demostrado óptimo comportamiento. Teniendo en cuenta extremar las precauciones en lo que respecta al acierto en la elección de la aleación y su buen estado superficial.

De manera general el ataque será más lento cuantos menos defectos superficiales haya. Los defectos superficiales son punto de partida de ataques locales que pueden producir daños importantes, si no se presentan entalladuras o rebabas “que pueden ser causadas por roces durante el montaje” los hilos serán menos sensibles al ataque exterior.

- 6) El aluminio es electronegativo en relación a la mayoría de los metales que se utilizan en las construcciones de líneas, y por esto se debe tener especial cuidado en las uniones.
- 7) La temperatura de fusión del aluminio es 660°C “mientras el cobre funde a 1083°C ” por lo tanto los conductores de aluminio son más sensibles a los arcos eléctricos.

4.4. TIPOS DE CONDUCTORES USADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

a. Conductores HOMOGÉNEOS de ALUMINIO

El aluminio es, después del cobre, el metal industrial de mayor conductividad eléctrica. Esta se reduce muy rápidamente con la presencia de impurezas en el metal. Lo mismo ocurre para el cobre, por lo tanto para la fabricación de conductores se utilizan metales con un título no inferior al 99.7%, condición esta que también asegura resistencia y protección de la corrosión.

b. Conductores HOMOGÉNEOS de ALEACIÓN de ALUMINIO

Se han puesto a punto aleaciones especiales para conductores eléctricos. Contienen pequeñas cantidades de silicio y magnesio “0.5 a 0.6 % aproximadamente” y gracias a una combinación de tratamientos térmicos y mecánicos adquieren una carga de ruptura que duplica la del aluminio “haciéndolos comparables al aluminio con alma de acero”, perdiendo solamente un 15% de conductividad “respecto del metal puro”.

c. Conductores MIXTOS de ALUMINIO ACERO

Estos cables se componen de un alma de acero galvanizado recubierto de una o varias capas de alambres de aluminio puro. El alma de acero asigna solamente resistencia mecánica del cable, y no es tenida en cuenta en el cálculo eléctrico del conductor.

También se realizan conductores mixtos de aleación de aluminio acero, lógicamente tienen características mecánicas superiores, y se utilizan para vanos muy grandes o para zonas de montaña con importantes sobrecargas de hielo.

Existen muchos tipos de cables que son utilizados para la transmisión de energía eléctrica en líneas de transmisión. Estos incluyen los siguientes:

4.4.1. CONDUCTORES USADOS EN 230 kV.

Existen cinco diseños en uso común:

- **AAAC:** “Diseños homogéneos”, conductor de aleación de aluminio.
- **ACSR:** “Diseños compuestos”, conductor de aluminio con refuerzo de acero.
- **AAC:** Conductor de aluminio, clases AA; A; B y C.
- **AACSR:** Conductor de aleación de aluminio con refuerzo de acero.
- **ACAR:** Conductor de aluminio con refuerzo de aleación.

4.4.2. CONDUCTORES DE ALEACIÓN DE ALUMINIO (A.A.A.C)

Este conductor es fabricado usando una aleación de aluminio de alta fortaleza proporcionando así, una alta relación resistencia-peso. La aleación de aluminio de este tipo de conductores ofrece una mayor resistencia a la corrosión que el conductor A.C.S.R.

Los conductores de aluminio son fabricados según el estándar 6201-T81 conforme a las especificaciones ASTM B-399 son similares a otros conductores conocidos comercialmente como Ardival, Aldrey o Almelec. Son desarrollados para cubrir la necesidad de un conductor económico para líneas de transmisión que requieren una fortaleza mayor que la proporcionada por los conductores de aluminio 1350, pero sin contener núcleo de acero.

La resistividad DC a 20°C de los conductores 6201- T81 y el A.C.S.R estándar del mismo diámetro es aproximadamente la misma. Los conductores de aleaciones

6201-J81 son más fuertes y por ende, tienen mayor resistencia a la abrasión que los conductores de aluminio 1350-H19.

Estos conductores se utilizan cuando se necesita un esfuerzo de tensión elevado y una elevada relación de esfuerzo mecánico-peso para la optimización de las flechas en vanos largos. Estos conductores son útiles para instalaciones en zonas costeras o de alta corrosión ambiental, donde los A.C.S.R no pueden ser utilizados.

4.4.3. CONDUCTORES DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO A.C.S.R.

Este conductor se utiliza sobretodo en tramos largos debido a su alta resistencia mecánica pero no deben usarse en lugares corrosivos por efectos volcánicos entre el acero y el aluminio, lo cual debilita al conductor provocando su falla. El cableado con núcleo variable de acero permite alcanzar la dureza deseada sin perjudicar la corriente máxima que puede soportar el cable.

Es un conductor cableado concéntricamente, compuesto por una o más capas de alambre de aleación de aluminio 1350-H19 cableado con núcleo de acero de alta resistencia.

Estos conductores están compuestos de varios alambres de aluminio, de igual o diferente diámetro nominal, y de alambres de acero galvanizado. Los alambres van cableados en capas concéntricas.

Este tipo de conductores tiene un tipo de inconveniente con respecto a los de aluminio exclusivamente, es su mayor peso. No obstante, tiene una mayor resistencia mecánica, logrando disminuir con ello el número de apoyos y de aisladores al poderse aumentar la longitud de los vanos.

Las proporciones de aleación de aluminio y acero pueden ser ajustadas para obtener la relación conductividad-fortaleza que mejor se ajuste al uso final del cable. Es posible agregar protección adicional anti-corrosión aplicando grasa al núcleo al cable completo. Existen además otros tipos de cables A.C.S.R:

- A.C.S.R/AW: Conductor de aluminio con refuerzo de acero aluminizado.
- A.C.S.R/TW: Conductor de aluminio con refuerzo de acero.
- A.C.S.R/AE: Conductor de aluminio con refuerzo de acero.
- A.C.S.R/T-2, A.A.C/T-2 y A.A.A.C/T-2.

4.4.4. CONDUCTOR DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO ALUMINIZADO A.C.S.R/AW

El conductor A.C.S.R/AW ofrece las mismas características de fortaleza del A.C.S.R pero la corriente máxima que puede soportar el cable y su resistencia a la corrosión son mayores debido al aluminizado del núcleo de acero.

Provee mayor protección en lugares donde las condiciones corrosivas del ambiente son severas.

4.4.5. CONDUCTOR DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO A.C.S.R/TW

Este tipo de conductores es ideal para repotenciar las líneas de transmisión ya que ofrece el mismo diámetro que el A.C.S.R pero soporta una mayor corriente. Las estructuras a utilizar deben ser evaluadas cuidadosamente debido al gran peso de este conductor.

4.4.6. CONDUCTOR DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO A.C.S.R/AE

Como su nombre lo indica el A.C.S.R/AE “air expanded” A.C.S.R es un conductor cuyo diámetro ha sido incrementado o expandido por espacios de aire entre las capas exteriores de aluminio y el núcleo de acero.

4.4.7. A.C.S.R/T-2, A.A.C/T-2 Y A.A.A.C/T-2

Este nuevo conductor soporta el efecto “galloping” por causas eólicas y proporciona baja vibración en las líneas de transmisión.

4.4.8. CONDUCTOR DE ALUMINIO, CLASES AA, A, B, C “A.A.C”

Los conductores de aluminio, clases AA, A, B, C pueden ser también conductores de cableado compactos para uso en líneas de transmisión aérea y para ser

recubiertos con aislamientos específicos, cuando por razones de diseño de la línea, la capacidad de corriente debe ser mantenida y se desea un conductor más liviano que el A.C.S.R y la resistencia a la tracción o esfuerzo de tensión mecánico máximo no es un factor crítico.

Conductores trenzados de mayor flexibilidad clases B y C son usados en aplicaciones para conexiones o puentes de equipos eléctricos, en subestaciones, etc. Cada clase está relacionada con el cableado y son un indicativo de la flexibilidad relativa del conductor, siendo AA la menos flexible y C la de mayor flexibilidad. Los conductores de aluminio 1350 se clasifican de la siguiente manera:

TABLA 4.4 CLASES DE CONDUCTORES DE ALUMINIO A.A.C

Clase	Uso
AA	Conductores normalmente usados en líneas de transmisión aéreas.
A	Conductores a ser recubiertos por materiales resistentes al clima y conductores desnudos con alta flexibilidad.
B	Conductores a ser aislados con diversos materiales y conductores que requieren mayor flexibilidad.
C	Conductores que requieren la más alta flexibilidad

4.4.9. CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO A.A.C.S.R

El A.A.C.S.R es un conductor, cableado concéntricamente, compuesto por una o más capas de alambre de aleación de aluminio 6201-T81 cableado con un núcleo de acero de alta resistencia. El núcleo puede estar conformado por un alambre de acero simple o por varios, cableados, dependiendo del tamaño.

Este tipo de conductor ofrece una fortaleza óptima para el diseño de líneas de transmisión. El cableado con núcleo variable de acero permite alcanzar la dureza deseada sin disminuir la corriente máxima que puede soportar el cable.

Las proporciones de aleación de aluminio y acero pueden ser ajustadas para obtener la relación conductividad-fortaleza que mejor se ajuste al uso final del cable. Es posible agregar protección adicional anticorrosión aplicando grasa al núcleo o al cable completo.

4.4.10. CONDUCTOR DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ALEACIÓN A.C.A.R

Su buena relación resistencia-peso lo hace un cable recomendable en aplicaciones en las que tanto la corriente máxima que puede soportar el cable como su fortaleza son consideraciones de importancia en el diseño de las líneas de transmisión.

Estos conductores ofrecen una buena resistencia a la tracción y un excelente relación esfuerzo de tensión-peso, para el diseño de estas líneas cuando tanto la capacidad de corriente como la resistencia mecánica son factores críticos a ser considerados en el mismo. El alma de aleación de aluminio de estos conductores está disponible en diversas formaciones, de acuerdo al esfuerzo de tensión deseado. Además a igual peso, los conductores A.C.A.R ofrecen mayor resistencia mecánica y capacidad de corriente que el A.C.S.R.

4.5. CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Los valores que caracterizan el comportamiento mecánico del cable son el módulo de elasticidad “E” y el coeficiente de dilatación lineal “ α ”, este último al disminuir la temperatura influye reduciendo la longitud del conductor y aumentando el tiro, su sollicitación mecánica.

En cables mixtos interesa encontrar valores equivalentes a un conductor ideal homogéneo:

$$E_{cable} = \frac{n \cdot E_{Al} + E_{Ac}}{n + 1} \quad (4.19)$$

$$n = \frac{S_{Al}}{S_{Ac}} \quad (4.20)$$

Donde:

S_{Al} y S_{Ac} : Secciones del aluminio y acero respectivamente.

$$\alpha_{cable} = \alpha_{Ac} + \frac{n \cdot (\alpha_{Al} - \alpha_{Ac}) \cdot E_{Al}}{n \cdot E_{Al} + E_{Ac}} = \alpha_{Al} - \frac{(\alpha_{Al} - \alpha_{Ac}) \cdot E_{Al}}{n \cdot E_{Al} + E_{Ac}} \quad (4.21)$$

El valor de la carga de rotura nominal de un conductor mixto aluminio acero está dada por:

$$R_{cable} = (R_{ac} + 4,8) \cdot S_{ac} + (R_{al} + 0,98) \cdot S_{al} \quad (4.22)$$

Siendo R_{ac} y R_{al} las cargas de rotura de los hilos correspondientes, para aleación de aluminio acero en cambio:

$$R_{cable} = 0,9 \cdot (R_c + 8,8) \cdot S_{ac} + R_{aleac} \cdot S_{aleac} \quad (4.23)$$

4.5.1. SELECCIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR.

Los conductores homogéneos de aluminio por sus bajas características mecánicas tienen el campo de aplicación fuertemente limitado, ya que vanos relativamente grandes llevarían a flechas importantes que obligarán a aumentar la altura de los soportes, como también fijar distancias notables entre las fases originando cabezales de grandes dimensiones, este tipo de conductor se utiliza entonces para los vanos de las estaciones eléctricas o en las líneas con vanos relativamente cortos.

Los conductores de aleación de aluminio, o de aluminio acero, con características mecánicas elevadas, permiten cuando las trazas son rectilíneas hacer trabajar a los conductores con los máximos esfuerzos que le son permitidos. Esto da por resultado, grandes vanos, con el consiguiente ahorro de torres, aisladores, morsetería y fundaciones.

A su vez los conductores de aleación de aluminio presentan algunas ventajas respecto de los de aluminio acero, a saber:

- Mayor dureza superficial, lo que explica una menor probabilidad de daños superficiales durante las operaciones de tendido, y como consecuencia se tendrán menos pérdidas corona, y menor perturbación radioeléctrica.
- Menor peso, el ser más liviano, para flecha y vanos iguales da como consecuencia a igual altura de torres menor peso en las torres terminales y angulares, por la menor sollicitación mecánica, esto influye en la economía especialmente cuando la traza es quebrada.

Para el caso de trazas rectilíneas, a igualdad de tensión mecánica de tendido, se tiene menor flecha para igual vano, y en consecuencia menor altura de las torres de suspensión.

Una desventaja para la aleación de aluminio es que por sus características mecánicas consecuencia de tratamientos térmicos, el cable es sensible a las altas temperaturas (*no debe superarse el límite de 120°C*) por lo que debe prestarse especial atención al verificar la sección para las sobrecorrientes y tener particularmente en cuenta la influencia del cortocircuito.

4.5.1.1. SELECCIÓN CON CRITERIO ELÉCTRICO.

El conductor es el componente que justifica la existencia de la línea, en rigor toda la obra se hace para sostenerlo, siendo la elección acertada del conductor la decisión más importante en la fase de proyecto de una línea de transmisión.

La correcta elección del conductor, es una variable importante en los parámetros de la línea, otras variables son en particular la tensión, la energía a transportar, etc. Debe tenerse presente que de la correcta elección del conductor es proporcional al costo incremental de la energía que la línea transmite.

Las características eléctricas y mecánicas del conductor influyen en el diseño de las torres, y su ubicación en el terreno, puede deducirse que existe una familia de conductores que satisfacen técnicamente la relación existente entre torre y conductor, pero solo uno es el más apto para satisfacer las reglas de las cuales no debe apartarse para el diseño de la línea de transmisión.

La selección del calibre o tamaño del conductor requerido para una aplicación, se determina mediante:

- Corriente requerida por la carga
- Caída de tensión admisible
- Corrientes de cortocircuito

El problema de la determinación de la capacidad de conducción de corriente es un problema de transferencia de calor. Ya sea en condiciones normales de operación, como en sobrecargas y en cortocircuito. Por tal razón algunos autores definen estas características en conceptos de temperaturas (incremento de temperatura por efecto Joule I^2R).

La verificación del tamaño o sección transversal del conductor se puede efectuar mediante la capacidad de corriente, debiendo tomar en cuenta las características de la carga, requerimientos del NEC, efectos térmicos de la corriente de carga, calentamiento, pérdidas por inducción magnética y en el dieléctrico.

El objetivo fundamental es lograr un diseño con mínimos costos de la obra teniendo en cuenta su construcción y funcionamiento durante un periodo dado.

El objetivo es minimizar:

- Pérdidas de transporte de energía.
- Costo de las instalaciones de transporte de energía.

Las pérdidas presentadas en las líneas de transmisión de energía debido al efecto Joule y al efecto Corona "ligados respectivamente a la corriente y a la tensión aplicada", se reducen aumentando el diámetro del conductor, que implica un aumento de sección, e incrementos en los costos de las instalaciones no es entonces posible reducir pérdidas y simultáneamente reducir el costo de la obra.

Por lo que se debe hallar un punto de equilibrio entre estos criterios para obtener una solución óptima de la solución a obtener.

Por otra parte como toda obra, las líneas tienen una vida económicamente útil, en la cual se espera amortizar el capital invertido.

Las pérdidas de transmisión representan la energía producida o adquirida (*por quien explota la línea*) y no vendida, las inversiones realizadas en las instalaciones deben amortizarse en el plazo de vida útil establecido, y esto tiene un costo financiero y por lo tanto el costo de transporte depende de la suma del costo de pérdidas y costos financieros, que cuando alcanzan el mínimo, minimizan el costo de transporte.

Para cálculos de esta índole es usual determinar el costo anual de energía e instalaciones.

4.6. CONDUCTORES USADOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO.

El Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano (S. N. I.) está conformado por:

- 2 562 Km de circuitos (en líneas de doble circuito, la longitud de circuitos es la longitud de línea por 2) de 230 kV y,
- 2 589 km aislados para 138 kV.

Las líneas de transmisión de 230 kV y de 138 kV que conforman el S. N. I. Ecuatoriano, han sido construidas casi en su totalidad en torres de acero galvanizado y conductores ACSR. Y de manera mínima se encuentran conductores ACAR.

La Tabla 4.2., resumen los principales tipos de conductores en MCM utilizados en las líneas de transmisión del S. N. I. Ecuatoriano.

TABLA 4.2 CONDUCTORES USADOS EN EL S.N.I. [1]

ACSR [MCM]	ACAR [MCM]
1113	1200
636	300
477	750
397,5	
266,8	
266	

4.6.1. CONDUCTORES DE ALUMINIO REFORZADOS CON ACERO ACSR

Los conductores de aluminio desnudo reforzados con acero tipo ACSR ofrecen una resistencia a la tracción o esfuerzo de tensión mecánico óptimo para el diseño las líneas de transmisión.

Este tipo de conductores están constituidos de un conductor formado por alambres de Aluminio grado EC cableados helicoidalmente alrededor de un núcleo de acero galvanizado, el cual puede consistir, o bien de un alambre o de un cableado helicoidal de una o varias capas de acero galvanizado.

La conductividad del ACSR se eligió semejante a la del Aluminio grado EC (61%) ya que se asume que el acero no contribuye a la conducción.

La relación del área transversal de aluminio al área transversal de acero puede ser variada de manera tal que, para una conductividad dada el conductor puede ser cableado con diferentes cargas de ruptura, simplemente variando el área del núcleo de acero. Esta flexibilidad junto con otras características tales como la relación "tracción/peso" favorable.

El núcleo de acero reduce la resistencia a la corrosión del conductor. Esto no presenta problemas en ambientes secos y no contaminados y tampoco en ambientes contaminados donde la lluvia es frecuente y bien distribuida.

Para el caso de ambientes que puedan producir corrosión, el conductor se suministra con un tratamiento especial de grasa, el cual evita la entrada del contaminante al núcleo.

Para el sistema de transmisión ecuatoriano en el nivel de 230 kV se usa el conductor:

- Bluejay 1113 KCM, stranding "Al/St 45/7".

En el Anexo No. 2 se puede apreciar los conductores ACSR usado en e SNT.

4.6.2. CONDUCTORES DE ALUMINIO REFORZADOS CON AA6201 ACAR.

Este tipo de conductores ofrecen una buena resistencia a la tracción y una excelente relación esfuerzo de tensión - peso, para el diseño de estas líneas cuando tanto la capacidad de corriente como la resistencia mecánica son factores críticos a ser considerados en el mismo.

Cabe recalcar que a igual peso, los conductores ACAR ofrecen mayor resistencia mecánica y capacidad de corriente que el ACSR.

Debido a esta característica este tipo de conductores son empleados para la construcción en líneas de transmisión con tramos largos, especialmente si el tamaño de los conductores es considerable.

Se presenta otra alternativa, aparte del ACSR, y son los conductores de aluminio reforzados con AA6201 (ACAR).

El ACAR consiste en un conductor formado por alambres de aluminio grado EC cableados helicoidalmente alrededor de un núcleo con una o varias capas de AA6201. La versatilidad en el diseño del ACAR con respecto a sus óptimas propiedades eléctricas y de tracción, permite obtener el diseño de líneas específicas.

La excelente resistencia a la corrosión los hace especialmente adecuados para el servicio en ambientes industriales y marítimos muy severos (*en los cuales no puede esperarse el buen servicio de los ACSR*) ya que, siendo los materiales homogéneos, queda eliminada la posibilidad de corrosión galvánica.

Para el sistema de transmisión ecuatoriano en el nivel de 230 kV se usa el conductor:

- ACAR 1200 KCM, stranding "Al/St 18/19".

En el Anexo No. 3 se puede apreciar los conductores ACSR usados en el SNT.

CAPITULO 5

CARACTERÍSTICA DE LOS CONDUCTORES DE ÚLTIMA GENERACIÓN TIPO “TW” PROPUESTOS.

5.1. INTRODUCCIÓN.

La industria eléctrica se encuentra en un constante crecimiento, este tipo de crecimiento afecta a la generación, transmisión y distribución de energía. En muchos casos este aumento en la demanda obliga a las compañías encargadas de la transmisión de energía a modificar su infraestructura, tanto en torres y conductores empleados.

El aumento de la demanda está llegando a límites críticos, que las empresas encargadas en la transmisión de energía se ven obligadas en el cambio de conductores que soporten una mayor capacidad de transmisión de potencia.

Una mayor capacidad de transmisión de potencia implica hasta hace un par de años atrás un incremento en el diámetro del conductor, por ende el peso que debe soportar las torres de transmisión es mayor y en muchos casos se ve necesario el cambio de las torres antiguas por torres que puedan soportar un mayor peso. Esto implica una mayor inversión para las empresas encargadas de la transmisión de energía, debido a que el costo de conductores conjuntamente con el cambio de torres sería mucho mayor, que el cambio del conductor en una línea de transmisión.

Una de las soluciones planteadas por la industria encargada en el desarrollo de la fabricación de nuevos conductores, fue presentar un tipo de conductores llamados compactos, trapezoidales o también llamados tipo “T”.

Los primeros conductores trapezoidales creados fueron más compactos y de igual área que los conductores normales, teniendo un menor diámetro y menor espacio entre las intersecciones entre los hilos del cable que conformaban el conductor.

Los conductores primeros conductores trapezoidales al tener un menor diámetro, reducían el hielo impregnado en el conductor, de tal manera que el peso que soportan los conductores trapezoidales era menor que el peso que soportan conductores convencionales.

La resistencia a la vibración y la resistencia a la fatiga que presentan los conductores trapezoidales son mayores que a la que presentan los conductores convencionales.

La nueva tendencia de los conductores trapezoidales, es con un mismo diámetro que los conductores convencionales, el área de aluminio que presentaban los conductores trapezoidales comparada con los conductores convencionales era mayor, y debido a esto el peso que presenta los conductores del tipo trapezoidal son ligeramente mayor que los que tienen los conductores convencionales .

Algunas de las ventajas que presentan los conductores del tipo trapezoidal con conductores convencionales del mismo diámetro son:

- Mayor capacidad de transporte de corriente.
- Mayor fuerza de ruptura.
- Pueden operar a mayores temperaturas sin tener deterioramiento en sus propiedades mecánicas.
- La flecha que presentan en vanos iguales o mayores son menores, que los comparados con la flecha que presenta un conductor convencional.
- Presentan un incremento de conductividad del 63% IACS.

5.2. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR.

Para la selección de un conductor se debe tener en cuenta las propiedades eléctricas, térmicas, mecánicas y químicas.

Las principales características a considerara en un conductor son:

- **CONSIDERACIONES ELÉCTRICAS:** tamaño (capacidad de corriente), tipo y espesor de la aislación, nivel de tensión (baja, media o alta), capacidad dieléctrica, resistencia de aislación, factor de potencia.
- **CONSIDERACIONES TÉRMICAS:** compatibilidad con el ambiente, dilatación de la aislación, resistencia térmica.
- **CONSIDERACIONES MECÁNICAS:** flexibilidad, tipo de chaqueta exterior, armado, resistencia impacto, resistencia a la abrasión, contaminación.
- **CONSIDERACIONES QUÍMICAS:** aceites, llamas, ozono, luz solar, ácidos.
- **EN BASE A SOBRECARGAS DE EMERGENCIAS:** las condiciones de operación nominales de un cable aseguran una vida útil que fluctúa entre 20 y 30 años. Sin embargo, en algunos casos por condiciones de operación especiales se debe sobrepasar el límite de temperaturas de servicio, por tal motivo, en períodos prolongados, disminuye así su vida útil.

Al operar bajo estas condiciones no se disminuye la vida útil del cable porque la temperatura en él se va incrementando paulatinamente hasta alcanzar su nivel máximo de equilibrio térmico, es por esto que los cables admiten la posibilidad de sobrecarga. Este criterio es válido para la selección de cables en media y alta tensión.

- **EN BASE A LA REGULACIÓN DE TENSIÓN:** se considera la sección que permita una caída de tensión inferior al 3% en el alimentador respecto a la tensión nominal, y que no supere al 5% en la carga más alejada.
- **EN BASE A LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO:** bajo condiciones de cortocircuito, la temperatura del cable aumenta rápidamente, y si la falla no es despejada se producirá la rotura permanente del aislante.

5.3. CONDUCTORES DE ÚLTIMA GENERACIÓN PROPUESTOS.

En la Tabla 5.1 se muestra las principales características de los conductores usados en el sistema nacional de transmisión a 230 kV:

TABLA 5.1 CONDUCTORES ACSR Y ACAR USADOS EN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO PARA 230 kV [11]

ACSR						
Nombre del conductor	Tamaño Nominal	Stranding [Al/St]	Diámetro total [mm]	Peso [Kg/Km]	Fuerza de Ruptura [Kg]	Resistencia DC a 20°C [Ω/Km]
	Tamaño [AWG o KCM]					
Bluejay	1113.0	45/7	31,97	1868	13517	0.0507
ACAR						
-	1200	18/19	32,00	1680	13400	0,0501

5.3.1. CONDUCTORES ACSR/TW.

A continuación veremos en la Tabla 5.2, un grupo de conductores ACSR/TW que cumplan con las características de los conductores ACSR y ACAR utilizados en el S.N.T:

FIGURA 5.1. CONFIGURACIONES DE LOS TIPOS DE ACSR/TW [12]

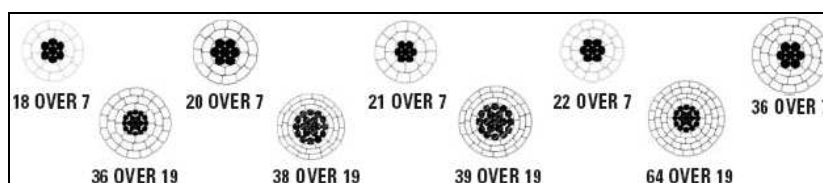


TABLA 5.2 CONDUCTORES ACSR/TW CON CARACTERÍSTICAS SIMILARES A LOS CONDUCTORES PRESENTADOS EN LA TABLA 5.1 [12]

ACSR/TW						
Nombre del conductor	Tamaño Nominal	Stranding [Al/St]	Diámetro total [mm]	Peso [Kg/Km]	Fuerza de Ruptura [Kg]	Resistencia DC a 20°C [Ω/Km]
	Tamaño [AWG o KCM]					
Cardinal	954	21/7	27,43	1826,87	15227,27	0,0593
Snowbird	1033,5	30/7	27,69	1662,69	11681,82	0,0557
Ortolan	1033,5	33/7	27,94	1735,82	12772,73	0,0557
Avocet	1113	30/7	28,70	1789,55	12500,00	0,0517
Bluejay	1113	33/7	28,96	1870,00	13772,73	0,0517
Oxbird	1192,5	30/7	29,72	1917,91	13363,64	0,0483

Los conductores ACSR/TW tienen una temperatura de operación continua de funcionamiento de 75° C. La máxima temperatura de funcionamiento en corta duración es de 100° C. El funcionamiento del conductor a las temperaturas elevadas puede aumentar las características de holgura del conductor.

Los conductores de ACSR /TW construidos al diámetro total equivalente a un conductor ACSR, permiten una mayor área circular del aluminio dentro del conductor permitiendo un aumento significativo en capacidad de carga actual del conductor.

“En virtud de la Tabla 5.1, el conductor que satisface en mayor medida respecto a las propiedades de los conductores usados en el S.N.T para 230 kV, es el conductor **ACSR/TW Cardinal 954 MCM**”

5.3.2. CONDUCTORES ACSS/TW.

En esta parte se recopilara un grupo de conductores ACSS/TW que cumplan con las características con los conductores ACSR y ACAR utilizados en el S.N.T, presentados en la Tabla 5.3:

FIGURA 5.2. CONFIGURACIONES DE LOS TIPOS DE ACSS/TW [13]

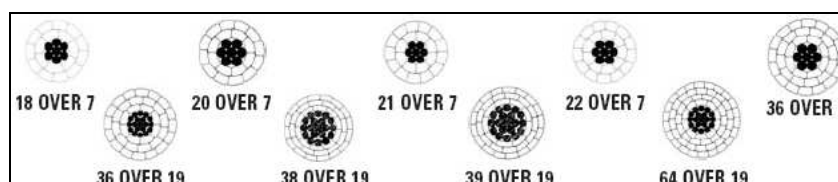


TABLA 5.3 CONDUCTORES ACSS/TW CON CARACTERÍSTICAS SIMILARES A LOS PRESENTADOS EN LA TABLA 5.1 [13]

ACSS/TW						
Nombre del conductor	Tamaño Nominal	Stranding [Al/St]	Diámetro total [mm]	Peso [Kg/Km]	Fuerza de Ruptura [Kg]	Resistencia DC a 20° C [Ω/Km]
	Tamaño [AWG o KCM]					
Cardinal	954	21/7	27,43	1826,87	11818,18	0,0577
Snowbird	1033,5	30/7	27,69	1662,69	7000,00	0,0540
Ortolan	1033,5	33/7	27,94	1735,82	8227,27	0,0540
Avocet	1113	30/7	28,70	1979,10	12818,18	0,0500
Bluejay	1113	33/7	28,96	1870,00	8863,64	0,0500
Oxbird	1192,5	30/7	29,72	1917,91	7954,55	0,0467

Los conductores ACSS/TW son similares en ciertas características a los conductores ACSR/TW pero tiene algunas ventajas adicionales muy importantes.

Los conductores ACSS/TW pueden funcionar continuamente en temperaturas altas “200° C” sin daño; cede menos que el ACSR/TW bajo cargamentos eléctricos de la emergencia.

Los conductores de ACSS/TW son construidos con un área equivalente a un conductor que sea más pequeño en diámetro total que el conductor convencional al conductor ACSS.

El diámetro reducido del conductor beneficia en la reducción de los efectos del cargamento del hielo y del viento en el conductor. Los conductores de ACSS/TW construidos al diámetro total equivalente permiten un área seccionada transversalmente mayor permitiendo un aumento significativo en capacidad de carga actual del conductor ACSS.

“En virtud de la Tabla 5.1, no hay un conductor que satisface con las condiciones que presentan los conductores usados en el S.N.T para 230 kV”

5.3.3. CONDUCTORES ACCC/TW

Se evaluarán un grupo de conductores ACCC/TW que cumplan con las características con los conductores ACSR y ACAR utilizados en el S.N.T, presentados en la Tabla 5.4:

FIGURA 5.3. CONFIGURACIONES DE LOS DIVERSOS TIPOS DE ACCC/TW [14]

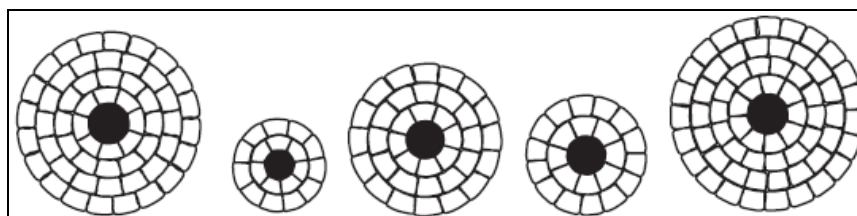


TABLA 5.4 CONDUCTORES ACCC/TW CON CARACTERÍSTICAS SIMILARES A LOS CONDUCTORES PRESENTADOS EN LA TABLA 5.1 [14]

ACCC/TW						
Nombre del conductor	Tamaño Nominal	Stranding [Al/St]	Diámetro total [mm]	Peso [Kg/Km]	Fuerza de Ruptura [Kg]	Resistencia DC a 20° C [Ω/Km]
	Tamaño [AWG o KCM]					
Drake	1020	-	28,14	1556,65	18597,29	0,0541
Cardinal	1222	-	30,38	1832,84	16863,64	0,0460

El conductor ACCC/TW es superior a los conductores ACSR y ACSS en:

- Capacidad
- Elongación de la flecha
- Pérdidas en la línea
- Soportes en las estructuras

Estas ventajas avizoran que este tipo de conductores puedan ser atractivos desde el punto de vista de rentabilidad, ya que aumentan la ampacidad. Las características y ventajas con respecto a los conductores concéntricos convencionales tales como el ACSR, y en algunos aspectos a los conductores de ACSS, conductores del tipo ACCC/TW tienen además algunas características dominantes y ventajas muy importantes. Como por ejemplo:

- El conductor ACCC/TW puede funcionar continuamente en temperaturas de 180° C sin daño alguno, y en 200° C para operaciones de emergencia de corta duración.
- El conductor ACCC/TW en temperaturas elevadas no presenta una elongación mayor que los otros conductores señalados anteriormente.
- La masa total del conductor ACCC/TW, incluso con el contenido de aluminio creciente, resulta más ligera que el conductor original de ACSR o de ACSS.
- Los conductores ACCC/TW se han diseñado específicamente para las líneas de distribución y de AT.

“En virtud de la Tabla 5.1, el conductor ACCC/TW que satisface con las condiciones que presentan los conductores usados en el S.N.T para 230 kV, son ambos conductores ACCC/TW: Drake y Cardinal”.

5.3.4. COMPARACIÓN DE LOS CONDUCTORES TWs Y LOS CONDUCTORES USADOS EN EL S.N.T ECUATORIANO.

Una vez analizados los conductores tipo “TW” se encontraron los conductores factibles a ser usados en la repotenciación son:

TABLA 5.5 COMPARACIÓN DE CONDUCTORES USADOS EN EL S.N.T. Y LOS TIPOS “TW”

Nombre del Conductor	Comparación del diámetro			Comparación del peso			Comparación del Fuerza de Rotura			Comparación de la Resistencia DC		
	Diam. Total [mm]	Comp. respect a (1) [%]	Comp. respect a (2) [%]	Peso [kg/km]	Comp. respect a (1) [%]	Comp. respect a (2) [%]	Fuerza de Rotura [kg]	Comp. respect a (1) [%]	Comp. respect a (2) [%]	DC a 20° C	Comp. respect a (1) [%]	Comp. respect a (2) [%]
Cardinal ACSR/TW	27,43	85,80	85,72	1826,87	97,80	108,74	15227,3	112,65	113,64	0,059	116,96	118,36
Drake ACCC/TW	28,14	88,02	87,94	1556,65	83,33	92,66	18597,3	137,58	138,79	0,054	105,88	108,00
Cardinal ACCC/TW	30,38	95,03	94,94	1832,84	98,12	109,10	16863,6	124,76	125,85	0,046	90,73	91,82
⁽²⁾ : ACAR 1200												
⁽¹⁾ : Bluejay ACSR 1113												

5.3.5. MÓDULO DE ELASTICIDAD Y COEFICIENTE DE DILATACIÓN LINEAL DE LOS CONDUCTORES “TW” PROPUESTOS.

Mediante las ecuaciones (4.19) y (4.20) obtendremos los módulos de elasticidad para los conductores “Cardinal ACSR/TW” y “Cardinal ACCC/TW”:

Tomando en consideración los siguientes datos:

E_{Ac} : Módulo de elasticidad del acero, igual a 20412,40 kg/mm².

E_{Al} : Módulo de elasticidad del aluminio, igual a 7044,22 kg/mm².

α_{Ac} : Coeficiente de dilatación lineal del acero, igual a $12 \times 10^{-6} [^{\circ}C]^{-1}$

α_{Al} : Coeficiente de dilatación lineal del aluminio, igual a $24 \times 10^{-6} [^{\circ}C]^{-1}$

Ejemplo de cálculo para el “Cardinal ACSR/TW”:

$$S_{Al}: 483,35 \text{ mm}^2$$

$$S_{Ac}: 62,65 \text{ mm}^2$$

Mediante (4.20) tenemos:

$$n = \frac{S_{Al}}{S_{Ac}} = \frac{483,35}{62,65} = 7,72$$

Y aplicando (4.19) tenemos que $E_{\text{Cardinal ACSR/TW}}$:

$$E_{cable} = \frac{n \cdot E_{Al} + E_{Ac}}{n + 1}$$

$$E_{cable} = \frac{(7,72 \times 7044,22) + 20412,40}{(7,72 + 1)} = 8578,13 \text{ [kg / mm}^2\text{]}$$

Ahora, aplicando (4.21) tendremos que $\alpha_{\text{Cardinal ACSR/TW}}$:

$$\alpha_{cable} = \alpha_{Al} - \frac{(\alpha_{Al} - \alpha_{Ac}) \cdot E_{Al}}{n \cdot E_{Al} + E_{Ac}}$$

$$\alpha_{cable} = 24 \times 10^{-6} - \frac{(24 \times 10^{-6} - 12 \times 10^{-6}) \cdot 7044,22}{(7,72 \cdot 7044,22) + 20412,40} = 2,073 \times 10^{-5} \text{ [}^\circ\text{C]}^{-1}$$

A continuación en la Tabla 5.6 se presenta los valores encontrados para los conductores previamente indicados.

TABLA 5.6 RESUMEN DE MÓDULOS DE ELASTICIDAD Y COEFICIENTES DE DILATACIÓN

CONDUCTOR	E [kg/mm ²]	α [°C] ⁻¹
Bluejay ACSR	7909,18	2,20x10 ⁻⁵
ACAR 1200	7381,04	2,15x10 ⁻⁵
Cardinal ACSR/TW	8578,13	2,07x10 ⁻⁵

Drake ACCC/TW	8655,12	$2,06 \times 10^{-5}$
Cardinal ACCC/TW	8230,51	$2,14 \times 10^{-5}$

5.4. PROPIEDADES MECÁNICAS Y ELÉCTRICAS DE LOS CONDUCTORES TRAPEZOIDALES PLANTEADOS.

5.4.1. AMPACIDAD DE LOS CONDUCTORES SELECCIONADOS.

Para el cálculo de la capacidad de los conductores seleccionados y expuestos en la Tabla 5.6 se considero el “Método Determinístico, Current-Temperature Characteristics of Aluminium Conductors”.

El método determinístico es seguro, pues se usa la peor condición, es más confiable, para este tipo de método en ningún momento se puede estar por debajo de los límites dados.

El método estadístico considera la naturaleza de las variables y tiene dos riesgos:

- **Riesgo Térmico:** La probabilidad de superar el límite operativo de temperatura.
- **Riesgo de Falla:** En el punto en el que el conductor mantiene la menor distancia al piso.

Se consideró el método determinístico debido que para la aplicación del método estadístico es necesario llevar una estadística clara del comportamiento de los conductores en las diversas líneas de transmisión, la cual no se tiene en el país.

Se considero una temperatura ambiente que varía entre los 10° C a los 40° C tomando como referencia una temperatura del conductor de 70° C. Se tomo el efecto de la radiación solar y se tomo en cuenta velocidades de viento a partir de los 5 km/h a los 25 km/h como velocidad máxima. Con una altura a nivel del mar de 10000 pies.

Para el cálculo de la ampacidad se consideraron las siguientes condiciones:

- **a:** sin sol y sin viento
- **b:** con sol y sin viento
- **c:** con sol y velocidad del viento de 10 km/h
- **d:** con sol y velocidad del viento de 15 km/h
- **e:** con sol y velocidad del viento de 20 km/h
- **f:** con sol y velocidad del viento de 25 km/h
- **g:** con sol y velocidad del viento de 30 km/h

**TABLA 5.7 CÁLCULO DE LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR
BLUEJAY - ACSR 1113**

Hipótesis ACSR Bluejay							
T [°C]	"a"	"b"	"c"	"d"	"e"	"f"	"g"
10	1101,0	1012,4	1825,0	2012,8	2138,2	2237,1	2386,7
	8	0	6	2	4	6	1
20	995,63	896,57	1659,8	1831,4	1946,6	2037,0	2172,9
			0	2	7	1	7
30	880,56	766,79	1475,5	1629,6	1734,3	1815,3	1936,1
			3	8	2	2	2
40	751,53	614,30	1263,9	1398,8	1492,4	1563,0	1666,4
			8	9	4	6	3

**TABLA 5.8 CÁLCULO DE LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR
ACAR 1200**

Hipótesis ACAR 1200							
T [°C]	"a"	"b"	"c"	"d"	"e"	"f"	"g"
10	1100,5	1011,9	1823,9	2011,5	2158,0	2279,9	2385,1
	9	3	1	4	5	3	8
20	995,19	896,16	1658,7	1830,2	1964,1	2075,4	2171,5
			5	5	2	6	9
30	880,18	766,43	1474,5	1628,6	1748,7	1848,6	1934,8
			9	4	9	7	8
40	751,20	614,01	1263,1	1397,9	1502,9	1590,1	1665,3
			7	9	8	6	6

**TABLA 5.9 CÁLCULO DE LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR
Cardinal - ACSR/TW**

Hipótesis ACSR/TW Cardinal							
T [°C]	"a"	"b"	"c"	"d"	"e"	"f"	"g"
10	956,8	881,8	1621,4	1788,9	1919,6	2028,3	2122,2
	7	2	7	2	4	7	5
20	864,8	781,0	1474,9	1627,9	1747,3	1846,6	1932,4
	6	1	2	6	8	9	2
30	764,5	668,2	1311,6	1449,0	1556,2	1645,3	1722,1
	3	1	7	9	4	1	7
40	652,1	535,9	1124,5	1244,6	1338,2	1415,9	1482,9
	3	8	0	8	5	6	7

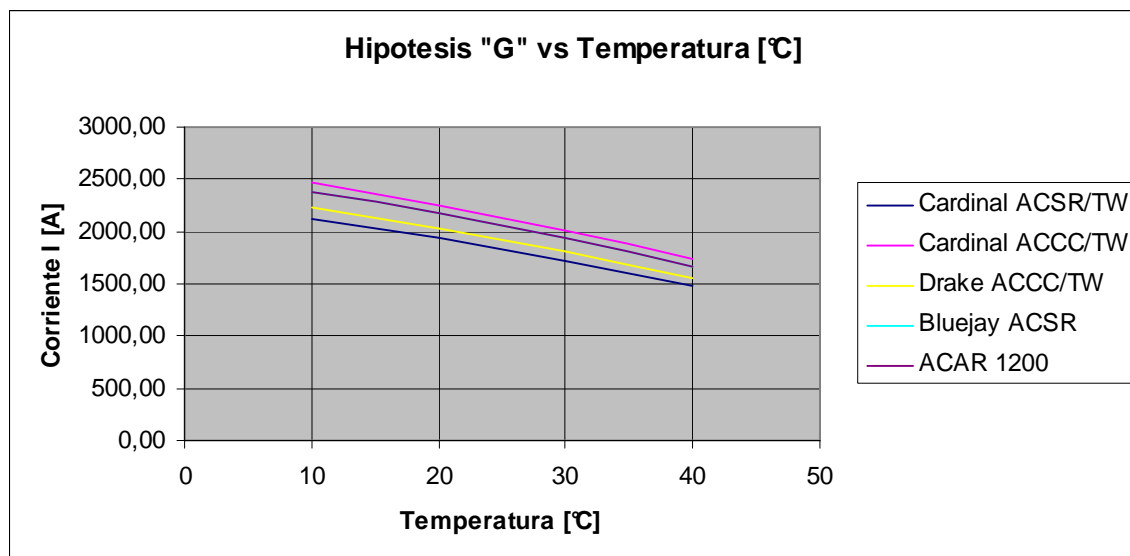
**TABLA 5.10 CÁLCULO DE LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR
Drake - ACCC/TW**

Hipótesis ACCC/TW Drake							
T [°C]	"a"	"b"	"c"	"d"	"e"	"f"	"g"
10	1012,5	932,7	1709,4	1885,9	2023,6	2138,2	2237,1
	5	7	9	3	7	4	6
20		826,1	1554,9	1716,1	1842,0	1946,6	2037,0
	915,24	2	4	9	2	7	1
30		706,7	1382,7	1527,5	1640,4	1734,3	1815,3
	809,14	7	5	5	6	2	2
40		566,7	1185,2	1263,5	1410,5	1492,4	1563,0
	690,25	9	9	9	5	4	6

**TABLA 5.11 CÁLCULO DE LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR
Cardinal ACCC/TW**

Hipótesis ACCC/TW Cardinal							
T [°C]	"a"	"b"	"c"	"d"	"e"	"f"	"g"
10	1133,6	1043,1	1893,0	2088,0	2240,2	2366,9	2476,2
	6	6	1	1	6	2	9
20	1024,9		1721,7	1899,9	2039,0	2154,7	2254,6
	4	923,84	1	4	4	4	2
30			1530,7	1709,1	1815,6	1919,4	2009,0
	906,34	790,21	6	7	8	6	2
40			1311,6	1496,1	1560,7	1651,3	1729,4
	773,38	633,33	4	9	7	4	5

FIGURA 5.4. COMPARACIÓN DE AMPACIDAD DE TODOS LOS CONDUCTORES DE LA TABLA 5.5 PARA LA CONDICIÓN “d” CON UNA VELOCIDAD DE 25 KM/H, CON EFECTO DEL SOL.



En el Anexo No. 4, se muestran las gráficas de los casos que se especifican en las tablas 5.7 hasta la 5.11.

TABLA 5.12 AMPACIDAD DE LOS CONDUCTORES ACTUALES Y LOS PROPUESTOS PARA UNA TEMPERATURA AMBIENTE DE 20°C, TEMPERATURA DEL CONDUCTOR DE 60°C, CON UNA VELOCIDAD DEL VIENTO IGUAL A 25 KM/H Y CON EFECTO DEL SOL A 90°.

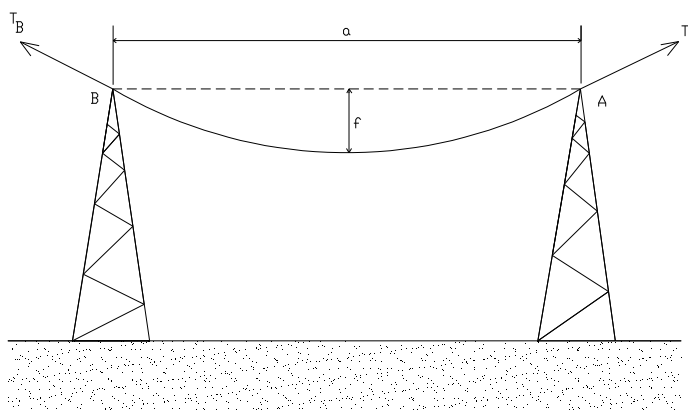
TIPO DE CONDUCTOR	SECCIÓN TOTAL [mm ²]	Resistencia a 20°C [Ω/km]	Limite Térmico, I _{LT} [A]	$P_t = \sqrt{3} \cdot V \cdot I_{LT} \cdot \cos\phi$ [MW]
Cardinal ACSR/TW 954 MCM	545,99	0,058	1320,27	684,87
Cardinal ACCC/TW 1222 MCM	663,16	0,046	1528,08	798,82
Drake ACCC/TW 1020 MCM	587,87	0,054	1377,38	721,89
Bluejay ACSR 1113 MCM	564,00	0,051	1476,49	769,77
ACAR 1200 MCM	608,00	0,051	1474,15	769,27

La capacidad amperimétrica en los conductores depende básicamente de la temperatura máxima admisible del conductor y de la capacidad del medio para disipar el calor dado que la conductividad térmica y la temperatura a la cual se encuentra será directamente proporcional a la cargabilidad del conductor, de esta manera es importante tener en cuenta la información pertinente al comportamiento del conductor con la temperatura.

5.4.2. ECUACIÓN DE LA FLECHA.

Un conductor de peso uniforme, sujeto entre dos apoyos “puntos A y B” situados a una misma altura, forman una curva llamada catenaria. La distancia “ f ” entre el punto más bajo situado en el centro de la curva y la recta AB, que une los apoyos, se denomina flecha. Se llama vano a la distancia “ a ” entre los dos puntos A y B, como se puede apreciar en la Figura 5.5.

FIGURA 5.5 REPRESENTACIÓN DEL PLANTEAMIENTO DE LA ECUACIÓN DE LA FLECHA [15]



Las torres deben soportar tensiones T_A y T_B que ejercen el conductor en los puntos de apoyo.

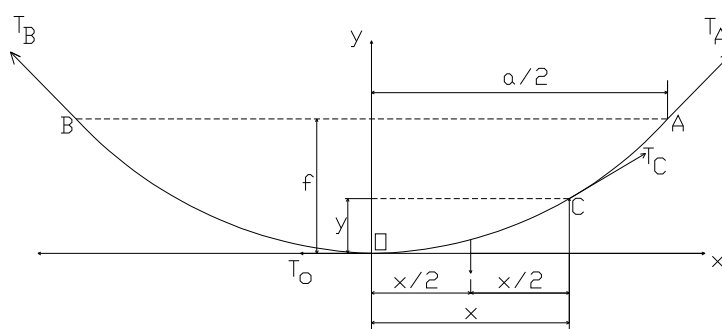
La tensión $T = T_A = T_B$ dependerá de la longitud del vano, del peso del conductor, de la temperatura y de las condiciones atmosféricas.

En el Sistema de Transmisión Ecuatoriano, el vano promedio para 230 kV está comprendido entre (400 – 450) m de longitud y (300 – 350) m para 138 kV, para ambos casos el vano promedio no excede los 500 m.

En virtud que el vano promedio de S. N. T. no excede los 500 m podemos equiparar el uso de la catenaria al de una parábola, lo cual ahorra complejos cálculos matemáticos y obtenemos resultados con una exactitud precisa para los cálculos.

Cabe recalcar que la catenaria debe ser usada para vanos superiores a los 1000 m de longitud, ya que cuanto mayor es el vano menor es la similitud entre la catenaria y la parábola.

FIGURA 5.6. REPRESENTACIÓN DEL CONDUCTOR DE UN VANO CENTRADO EN LOS EJES DE COORDENADAS [15]



Tomando como referencia al tramo "OC" del conductor, que tiene un peso P_L aplicado en la parte central, el mismo que estará sometido a tensiones T_O y T_C aplicadas en sus extremos.

Tomando momentos respecto al punto C, se obtiene:

$$P_L \cdot \frac{x}{2} = T_o \cdot y \quad (5.1)$$

De donde se tiene que:

$$y = \frac{x}{2} \cdot \frac{P_L}{T_o} \quad (5.2)$$

Llamando "P" al peso unitario del conductor, el peso total del conductor en el tramo OC, llamado P_L , será igual al peso unitario por la longitud del conductor, que cometiendo un pequeño error denominaremos x.

Admitiendo que:

$$P_L = P \cdot x \quad (5.3)$$

Sustituyendo (5.3) en (5.2) tenemos:

$$y = \frac{x^2}{2} \cdot \frac{P}{T_o} \quad (5.4)$$

Tomando el punto A correspondiente al amarre del cable en vez del punto C, tendremos que:

$$y = f ; x = \frac{a}{2} \quad (5.5)$$

Sustituyendo (5.5) en (5.4) queda:

$$f = \frac{P \cdot a^2}{8 \cdot T_o} \quad (5.6)$$

La ecuación (5.6) relaciona la flecha "f" en función de la tensión T_o , del peso unitario del conductor P y de la longitud del vano "a".

$$T_o = \frac{P \cdot a^2}{8 \cdot f} \quad (5.7)$$

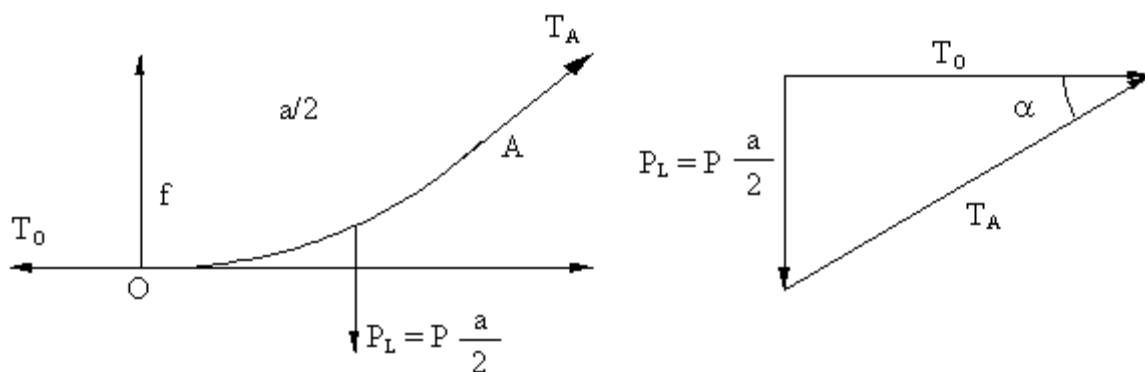
Comparando la ecuación (5.6) “ecuación de la parábola”, con la ecuación de la catenaria (5.8):

$$f = \frac{T_0}{P} \cdot \left(\cosh \frac{a \cdot P}{2 \cdot T_0} - 1 \right) \quad (5.8)$$

Se puede comparar la complejidad que presenta la ecuación de la catenaria versus la ecuación que presenta la parábola, teniendo como referencia que para vanos menores e iguales hasta los 500 m el error que se comete al aplicar una u otra fórmula es prácticamente insignificante, es así que para los cálculos se usarán la fórmula de la parábola con una exactitud muy buena.

En la Figura 5.7 se presenta la tensión de interés con la que se efectuará los cálculos “ T_A ” en lugar de la empleada hasta ahora T_0 . Observamos el triángulo de fuerzas compuesto por T_0 , T_A y P_L :

FIGURA 5.7. REPRESENTACIÓN DE TRIÁNGULO DE FUERZAS [15]



Aplicando el Teorema de Pitágoras se tiene:

$$T_A^2 = T_0^2 + \left(P \cdot \frac{a}{2} \right)^2 \quad (5.9)$$

Por lo general en las líneas aéreas de alta tensión el ángulo “ α ”, formado por T_O y T_A es relativamente pequeño, concluyendo que $T_O = T_A$. Esto equivale a afirmar que la tensión a lo largo del conductor es constante.

La tensión T_A nunca debe ser mayor al valor de la carga de rotura del conductor Q , pues de lo contrario el conductor se rompería:

$$Q = \sigma \cdot S \quad (5.10)$$

Siendo:

σ , el coeficiente de resistencia a la tracción kg/mm^2 , del conductor utilizado,
 S , la sección del mismo mm^2 .

Un conductor no debe trabajar nunca en condiciones próximas a las de rotura, se deberá admitir un cierto coeficiente de seguridad “ n ” tal que:

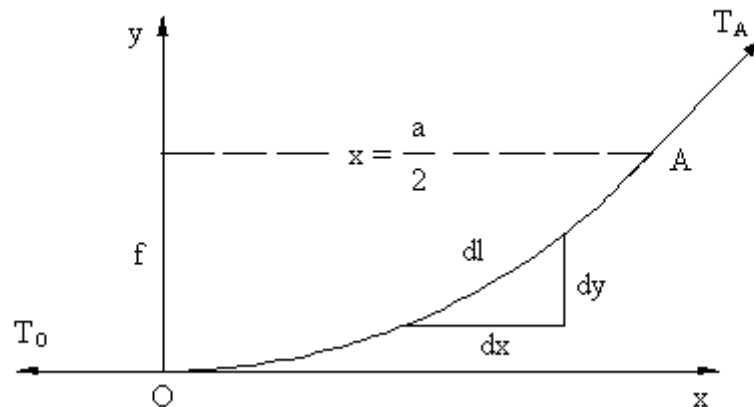
$$T_{A\max} = \frac{\sigma \cdot S}{n} = \frac{Q}{n} \quad (5.11)$$

Los Reglamentos de Líneas de Alta Tensión admite coeficientes de seguridad mínimos de 2,5 y en algunos casos obliga que sea del orden de 5 ó 6.

5.4.3. LONGITUD DEL CONDUCTOR.

Para hallar el valor exacto de la longitud de conductor, es necesario obtener la expresión de la longitud del conductor en un vano, en función de la flecha y de la distancia entre los postes.

FIGURA 5.8. VARIABLES DE LA LONGITUD DEL VANO DEL CONDUCTOR [15]



La Figura 5.8 muestra las variables y fuerzas que actúan en un tramo del conductor, las cuales influyen en la expresión de la longitud del conductor en un vano.

Se toma un elemento diferencial de longitud “ dl ”, siendo igual a:

$$dl^2 = dx^2 + dy^2 \quad (5.12)$$

Multiplicando y dividiendo a (5.12) por dx^2 , tenemos:

$$dl^2 = \frac{dx^2 \cdot (dx^2 + dy^2)}{dx^2} = \left[1 + \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 \right] \cdot dx^2 \quad (5.13)$$

Sabemos que $T = T_A = T_B$:

$y = \frac{x^2}{2} \cdot \frac{P}{T_0}$; derivando respecto a “ x ” podemos obtener (dy/dx) se tiene:

$$\frac{dy}{dx} = \frac{2 \cdot x \cdot P}{2 \cdot T} = \frac{x \cdot P}{T} \quad (5.14)$$

Sustituyendo (dy/dx) en (5.13), se obtiene:

$$dl^2 = \left[1 + \left(\frac{x \cdot P}{T} \right)^2 \right] \cdot dx^2 \quad (5.15)$$

Llamemos “ α ” a:

$$\alpha = \frac{P}{T} = \frac{2 \cdot y}{x^2} \quad (5.16)$$

Sustituyendo (5.16) en (5.15), tenemos:

$$dl = [1 + (\alpha \cdot x)^2]^{1/2} \cdot dx \quad (5.17)$$

Para resolver el corchete de (5.17) se emplea la fórmula del binomio de Newton:

$$[1 + x^2]^{1/2} = 1 + \frac{1/2}{1!} \cdot x^2 + \frac{1/2 \cdot \left(\frac{1}{2} - 1\right)}{2!} \cdot x^4 + \dots \quad (5.18)$$

La longitud del conductor en la mitad del vano se obtiene integrando “ dl ” desde 0 hasta x :

$$l = \int_0^x dl = \int_0^x [1 + a^2 \cdot x^2]^{1/2} \cdot dx = \int_0^x \left(1 + \frac{1}{2} \cdot a^2 \cdot x^2 - \frac{1}{8} \cdot a^4 \cdot x^4 + \dots\right) \cdot dx \quad (5.19)$$

Integrando cada sumando resulta:

$$l = x + \frac{1}{2} \cdot a^2 \cdot \frac{x^3}{3} - \frac{1}{8} \cdot a^4 \cdot \frac{x^5}{5} + \dots = x + \frac{1}{6} \cdot a^2 \cdot x^3 - \frac{1}{40} \cdot a^4 \cdot x^5 + \dots$$

Sustituyendo α por su valor ($\alpha = 2y/x^2$) queda:

$$l = x + \frac{1}{6} \cdot \frac{4 \cdot y^2}{x^4} \cdot x^3 - \frac{1}{40} \cdot \frac{16 \cdot y^4}{x^8} \cdot x^5 + \dots = x + \frac{2}{3} \cdot \frac{y^2}{x} - \frac{2}{5} \cdot \frac{y^4}{x^3} + \dots$$

Como $x = a/2$ y la flecha es $y = f$ queda:

$$l = \frac{a}{2} + \frac{2}{3} \cdot \frac{f^2}{a/2} - \frac{2}{5} \cdot \frac{f^4}{a^3/8} + \dots = \frac{a}{2} + \frac{4}{3} \cdot \frac{f^2}{a} - \frac{16}{5} \cdot \frac{f^4}{a^3} + \dots$$

La longitud del conductor en la totalidad del vano será el doble que en la mitad, por lo tanto $L = 2l$, es decir:

$$L = a + \frac{8}{3} \cdot \frac{f^2}{a} - \frac{32}{5} \cdot \frac{f^4}{a^3} + \dots \quad (5.20)$$

Para vanos normales, sólo se emplean los dos primeros términos, ya que la aproximación es suficiente.

$$L = a + \frac{8}{3} \cdot \frac{f^2}{a} \quad (5.21)$$

Teniendo en cuenta la ecuación de la flecha, la longitud total del conductor quedaría:

$$L = a + \frac{P^2 \cdot a^3}{24 \cdot T^2} \quad (5.22)$$

5.4.4. ACCIONES SOBRE LOS CONDUCTORES.

Para el cálculo mecánico de un conductor es fundamental conocer cuáles son las fuerzas que actúan sobre el mismo.

En principio, se puede pensar que la única fuerza que actúa sobre el conductor es la fuerza de tensado, pero es necesario tener presente que ésta es la consecuencia equilibradora de las demás acciones, ya que, si el conductor estuviera en el suelo, la tensión para mantenerlo recto sería nula.

De esta forma se ve que es el peso de un conductor el que crea la tensión a la que está sometido.

Así pues, el primer dato que debe considerarse es el peso propio del conductor, pero además existirán acciones importantes debidas a las inclemencias atmosféricas (hielo, frío, calor o viento).

Las Normas de Proyecto para las Líneas de de 138 kV, del Sistema Nacional de Transmisión del EX INECEL, divide el estudio de las acciones sobre los conductores en dos zonas según la altitud. La división de estas zonas no varía para el nivel de voltaje de 230 kV.

TABLA 5.13 ZONAS SEGÚN LA ALTITUD [22]

Zona 1	0 a 1000 m.s.n.m. de altitud
Zona 2	Más de 1000 m.s.n.m. de altitud

5.4.4.1. ACCIÓN DEL PESO PROPIO.

En la fórmula (5.22) se ve la relación existente entre el peso unitario del conductor por unidad de longitud y la tensión a la que está sometido.

$$L = a + \frac{P^2 \cdot a^3}{24 \cdot T^2} \quad (5.22)$$

Donde,

L , longitud del conductor, en m

P , peso por unidad del conductor, en kg/m

T , tensión del conductor, en kg

a , longitud del vano, en m.

5.4.4.2. ACCIÓN DEL VIENTO.

La fuerza ejercida por el viento sobre un cuerpo es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad del viento y a la superficie expuesta.

La constante K depende de la forma geométrica y de la posición relativa del obstáculo respecto a la dirección del viento.

$$F = K \cdot v^2 \cdot S \quad (5.23)$$

Siendo:

- F , Fuerza total ejercida sobre el cuerpo, kg.
 K , Constante
 v , Velocidad del viento, km/h.
 S , Superficie recta que presenta el objeto, m².

Por ejemplo, para una superficie con cierta forma aerodinámica, como sería un conductor eléctrico de forma cilíndrica, habrá que aplicar ciertos coeficientes de corrección que modifiquen el valor de K para una superficie ($K_{\text{superficie}} = 0,007$).

De esta manera, para conductores de $\varnothing \leq 16$ mm, el coeficiente de corrección es 0,6; por lo tanto tendremos:

$$K = 0,007 \times 0,6 \rightarrow D \leq 16 \quad [mm]$$

Cuando el $\varnothing > 16$ mm, el coeficiente de corrección es 0,5; por lo tanto:

$$K = 0,007 \times 0,5 \rightarrow D > 16 \quad [mm]$$

Es mejor trabajar con la fuerza por unidad de longitud, tomando en cuenta que la superficie expuesta del conductor es igual al producto de su diámetro "D" por su longitud "L", resultando:

$$\frac{F}{L} = \frac{K \cdot v^2 \cdot D \cdot L}{L} \quad (5.24)$$

Siendo P_v a la fuerza que ejerce el viento por unidad de longitud queda:

$$P_v = K \cdot v^2 \cdot D \quad (5.25)$$

Donde:

- P_v , Fuerza por unidad de longitud, kg.
 D , Diámetro del conductor, m.
 K , Constante
 v , Velocidad del viento, km/h.

Tomando en consideración velocidades máximas del viento de 120 km/h, P_V sería igual:

$$P_{v; D \leq 16 [mm]} = 0,007 \times 0,6 \times 120^2 \times \frac{D}{1000} = 0,06 \times D \quad , y;$$

$$P_{v; D > 16 [mm]} = 0,007 \times 0,5 \times 120^2 \times \frac{D}{1000} = 0,05 \times D$$

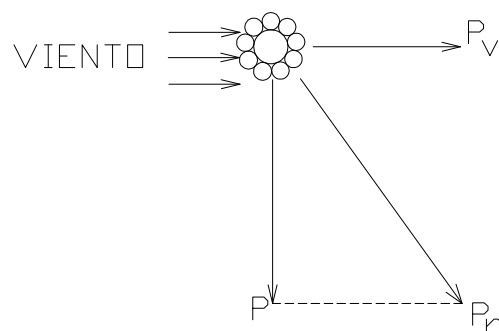
Por lo tanto la fuerza del viento en cualquier zona (1 o 2) es:

TABLA 5.14 FUERZA DEL VIENTO SEGÚN LA ZONA DEL S.N.T [16]

FUERZA DEL VIENTO POR UNIDAD DE LONGITUD	
DIÁMETRO	P_V [kg/m] ; D [mm]
$D \leq 16$ [mm]	$P_V = 0,06 \times D$
$D > 16$ [mm]	$P_V = 0,05 \times D$

El viento actúa de manera horizontal, y el peso del conductor actúa verticalmente. Por lo cual debemos componer ambas fuerzas:

FIGURA 5.9. FUERZAS QUE ACTÚAN SOBRE EL CONDUCTOR [15]



La resultante P_T es el peso total por unidad de longitud en un conductor sometido a la acción del viento:

$$P_T = \sqrt{P^2 + P_V^2} \quad (5.26)$$

5.4.4.3. ACCIÓN DEL HIELO.

El hielo que se puede formar alrededor del conductor hace aumentar considerablemente el peso del mismo, por lo que se eleva la tensión, pudiendo llegar a la rotura.

En el Ecuador se considera este efecto en la Zona 2, en lugares donde sería probable que este efecto ocurra.

Tomando en consideración una fuerza sobre el conductor que está dada por unidad de longitud P_H es:

$$P_H = 0,36 \times \sqrt{D} \quad [\text{Kg/m}] \quad (5.27)$$

Donde,

D , diámetro externo en mm.

El hielo actúa de forma vertical, por lo que se suma al peso propio del conductor:

$$P_T = P + P_H \quad (5.28)$$

5.4.4.4. ACCIÓN DE LA TEMPERATURA.

La variación de temperatura, produce en el conductor el efecto de dilatación y contracción. Este fenómeno genera variaciones en la tensión y en la flecha, que no son considerables en vanos pequeños, pero en vanos de mayor longitud las variaciones que se tiene en la flecha y en la tensión debido a esta variación en la temperatura es considerable, y es necesario tomar muy en cuenta este fenómeno para el cálculo mecánico.

La dilatación es lineal, responde a la fórmula:

$$L_1 = L_0 \cdot (1 + \alpha \cdot t) \quad (5.29)$$

Donde:

- L_0 , Longitud del cable a cero grados, m.
- L_1 , Longitud a la temperatura t , m.
- α , Coeficiente de dilatación lineal, $[^{\circ}\text{C}]^{-1}$
- t , Temperatura considerada, $^{\circ}\text{C}$.

Para hallar la variación de la longitud entre dos temperaturas diferentes t_1 y t_2 , se tiene:

$$L_1 - L_2 = L_0 \cdot (1 + \alpha \cdot t_1) - L_0 \cdot (1 + \alpha \cdot t_2) = L_0 \cdot \alpha \cdot (t_1 - t_2) \quad (5.30)$$

5.4.4.5. ACCIÓN DE LA ELASTICIDAD.

Se produce un alargamiento en la longitud de un conductor, cuando el conductor está sometido a una determinada tensión, este fenómeno responde a la Ley de Hooke.

Llamando ε al alargamiento elástico producido por un kilogramo, sobre un conductor de un metro de longitud y un milímetro cuadrado de sección, tendremos que en general, el alargamiento producido por una tensión T_1 o T_2 sobre un conductor de longitud L_0 y sección S será:

$$L_1 = L_0 \cdot \left(1 + \varepsilon \cdot \frac{T_1}{S}\right) ; \quad L_2 = L_0 \cdot \left(1 + \varepsilon \cdot \frac{T_2}{S}\right)$$

$$L_1 - L_2 = \varepsilon \cdot L_0 \cdot \frac{T_1 - T_2}{S} \quad (5.31)$$

Siendo, el módulo de elasticidad $E = \frac{1}{\varepsilon}$, se tiene:

$$L_1 - L_2 = L_0 \cdot \frac{T_1 - T_2}{S \cdot E} \quad (5.32)$$

La ecuación (5.31) permite conocer la variación de longitud del cable cuando está sometido a una variación de tensión, T_1 , T_2 .

5.5. ECUACIÓN DEL CAMBIO DE CONDICIONES

5.5.1. PLANTEAMIENTO DE LA ECUACIÓN.

La variación de las condiciones que puede tener un conductor, carga de hielo, viento o de temperatura, producen un cambio en la tensión de trabajo de los conductores.

La ecuación del cambio de condiciones relaciona dos estados de una línea eléctrica. Si se conocen todos los parámetros de un estado o las condiciones iniciales (1), se puede hallar por medio de la ecuación los parámetros de otro estado arbitrario o condición final (2).

TABLA 5.15 CONDICIONES PARA EL CAMBIO DE CONDICIONES

CONDICIÓN INICIAL (1)	a	f ₁	L ₁	t ₁	T ₁	P ₁
CONDICIÓN INICIAL (2)	a	f ₂	L ₂	t ₂	T ₂	P ₂

Ecuación de la flecha:

$$f_1 = \frac{P_a^2}{8 \cdot T_1} \quad ; \quad f_2 = \frac{P_a^2}{8 \cdot T_2} \quad (5.33)$$

Longitud del conductor en el vano:

$$L_1 = a + \frac{a^3 \cdot P_1^2}{24 \cdot T_1} \quad ; \quad L_2 = a + \frac{a^3 \cdot P_2^2}{24 \cdot T_2}$$

Por lo tanto, se tiene:

$$L_1 - L_2 = \frac{a^3 \cdot P_1^2}{24 \cdot T_1^2} - \frac{a^3 \cdot P_2^2}{24 \cdot T_2^2} \quad (5.34)$$

Influencia de la temperatura:

$$L_1 - L_2 = L_0 \cdot \alpha \cdot (t_1 - t_2) \quad (5.35)$$

Influencia de la elasticidad:

$$L_1 - L_2 = \frac{L_0 \cdot (T_1 - T_2)}{E \cdot S} \quad (5.36)$$

Donde:

$L_0 \cong a$	Longitud del vano, m.
$f_1, f_2,$	Flecha del conductor, m.
$L_1, L_2,$	Longitud del conductor, m.
$t_1, t_2,$	Temperatura ambiente, °C.
$T_1, T_2,$	Tensión en el conductor, kg.
$P_1, P_2,$	Peso total unitario del conductor incluyendo la acción del viento y del hielo, kg/m.

La variación de la longitud del conductor está dada por las ecuaciones (5.34), (5.35) y (5.36), debido a que el conductor estará sometido a las variaciones de la temperatura y a la elasticidad, por lo tanto esta diferencia de $(L_1 - L_2)$ será igual a:

$$L_1 - L_2 = [a \cdot \alpha \cdot (t_1 - t_2)] + \left(\frac{a \cdot (T_1 - T_2)}{E \cdot S} \right) \quad (5.37)$$

En esta ecuación (5.37) se considera $L_0 = a$, pues la diferencia existente es despreciable.

Igualando (5.34) y (5.37), queda:

$$\frac{a^3 \cdot P_1^2}{24 \cdot T_1^2} - \frac{a^3 \cdot P_2^2}{24 \cdot T_2^2} = a \cdot t_1 \cdot \alpha - a \cdot t_2 \cdot \alpha + \frac{a \cdot T_1}{E \cdot S} - \frac{a \cdot T_2}{E \cdot S}$$

Agrupando los términos y dividiendo ambos miembros por "a" resulta:

$$\frac{a^2 \cdot P_1^2}{24 \cdot T_1^2} - t_1 \cdot \alpha - \frac{T_1}{E \cdot S} = \frac{a^2 \cdot P_2^2}{24 \cdot T_2^2} - t_2 \cdot \alpha - \frac{T_2}{E \cdot S} \quad (5.38)$$

Debido a que debemos conocer las condiciones finales en función de las condiciones iniciales, para simplificar se llamará al primer miembro de la igualdad el valor de K_1 :

$$K_1 = \frac{a^2 \cdot P_1^2}{24 \cdot T_1^2} - t_1 \cdot \alpha - \frac{T_1}{E \cdot S} \quad (5.39)$$

Con lo cual:

$$\frac{a^2 \cdot P_2^2}{24 \cdot T_2^2} - t_2 \cdot \alpha - \frac{T_2}{E \cdot S} = K_1 \quad (5.40)$$

Multiplicamos ambos términos por $(24 \cdot T_2^2)$:

$$a^2 \cdot P_2^2 - 24 \cdot T_2^2 \cdot t_2 \cdot \alpha - \frac{24 \cdot T_2^3}{E \cdot S} = 24 \cdot T_2^2 \cdot K_1$$

Pasando el segundo miembro al primero y reagrupando nos queda:

$$\frac{24 \cdot T_2^3}{E \cdot S} + (24 \cdot K_1 + 24 \cdot \alpha \cdot t_2) \cdot T_2^2 - a^2 \cdot P_2^2 = 0$$

Dividimos ambos miembros entre 24 resultando:

$$\frac{T_2^3}{E \cdot S} + (K_1 + \alpha \cdot t_2) \cdot T_2^2 - \frac{a^2 \cdot P_2^2}{24} = 0 \quad (5.41)$$

Multiplicando la ecuación por "S.E" obtenemos:

$$T_2^3 + (K_1 + \alpha \cdot t_2) \cdot S \cdot E \cdot T_2^2 - \frac{a^2 \cdot P_2^2 \cdot S \cdot E}{24} = 0 \quad (5.42)$$

Llamando "K₂" a:

$$K_2 = (K_1 + \alpha \cdot t_2) \cdot S \cdot E \quad (5.43)$$

Y "K₃" a:

$$K_3 = \frac{a^2 \cdot P_2^2 \cdot S \cdot E}{24} \quad (5.44)$$

La ecuación del cambio de condiciones queda de la forma:

$$T_2^3 + K_2 \cdot T_2^2 - K_3 = 0 \quad (5.45)$$

Es necesario aclarar que esta ecuación **(5.45)** es válida para vanos nivelados, es decir, que los dos apoyos están a la misma altura.

Sin embargo, se consigue suficiente aproximación hasta el 14% de desnivel, lo que abarca la mayor parte de los casos prácticos.

Para vanos muy grandes o muy desnivelados se aplican fórmulas más complejas que se encontrarán en los libros especializados en el tema.

5.5.2. EMPLEO DE LA ECUACIÓN DEL CAMBIO DE CONDICIONES.

La ecuación del cambio de condiciones **(5.45)** nos permite encontrar las peores condiciones a las que puede estar sometido un conductor en un vano, es decir, aquella situación en la que nos acerquemos más a la rotura del conductor, siendo ésta la hipótesis más desfavorable.

Para aplicar la ecuación del cambio de condiciones son necesarios una serie de datos básicos que son definidos cuando se selecciona el conductor.

La elección del conductor se hace en función de las características eléctricas de la línea, y casi nunca atendiendo a las necesidades mecánicas.

Posteriormente se elige el vano, teniendo presente que cuanto mayor sea el vano las flechas resultantes serán mayores y por tanto también la altura de las torres que sostendrán la línea.

En el caso de repotenciar una línea de transmisión, el vano es fijo, siendo el conductor el elemento de la línea de transmisión a ser buscado, que satisfaga las características que cumplan las propiedades eléctricas, mecánicas y económicas óptimas.

Las características del conductor necesarias son:

- Peso propio por unidad de longitud.
- Diámetro total.
- Sección total.
- Módulo de elasticidad.
- Coeficiente de dilatación.
- Carga de rotura.

Para obtener la hipótesis más desfavorable, se tendría que comparar todas las posibles que pueden existir, pero la hipótesis más desfavorable es cuando el conductor presenta la tracción máxima.

En la hipótesis de tracción máxima se tiene aduciendo que el peso total a que estará sometido el conductor será el peso propio más el peso del hielo, la temperatura y la tensión máxima que puede soportar el conductor (carga de rotura dividida entre el coeficiente de seguridad).

Otro tipo de hipótesis sería considerar al peso total (peso propio más peso originado por el viento), la temperatura a que estará sometido el conductor.

De esta manera se obtiene una ecuación con una sola incógnita T_2 . La hipótesis que presenta una mayor tensión será la situación más crítica a la que puede exponerse el conductor, con los datos de esta hipótesis calculamos la constante K_1 en la ecuación del cambio de condiciones, y a partir de aquí se encuentran las tensiones para las otras posibles situaciones que pueden presentarse.

Una vez efectuadas todas estas operaciones tendremos la tensión a la que está sometido el conductor en cada una de los casos probables, por lo tanto es posible encontrar las flechas correspondientes, fijándonos especialmente en la flecha máxima que nos condicionan la altura de la torre.

5.5.3. TENSION DE CADA DÍA. (T.D.C.)

Por la experiencia adquirida en la explotación de las líneas eléctricas se llegó a la conclusión de que cuanto más elevada sea la tensión mecánica de un cable, mayores son las probabilidades de que aparezca el fenómeno de las vibraciones.

De aquí se dedujo la conveniencia de mantener dicha tensión dentro de ciertos límites para eludir en lo posible la presencia de tal fenómeno.

Se pretendía determinar cuál sería la tensión admisible para poder recomendar valores con los que se esperaba no se produjeran averías por vibración, es decir, roturas de los hilos componentes de los cables.

Se llegó al concepto de "tensión de cada día" (T.D.C.) que es la tensión a la que está sometido el cable la mayor parte del tiempo correspondiente a la temperatura media de 15° C sin que exista sobrecarga alguna.

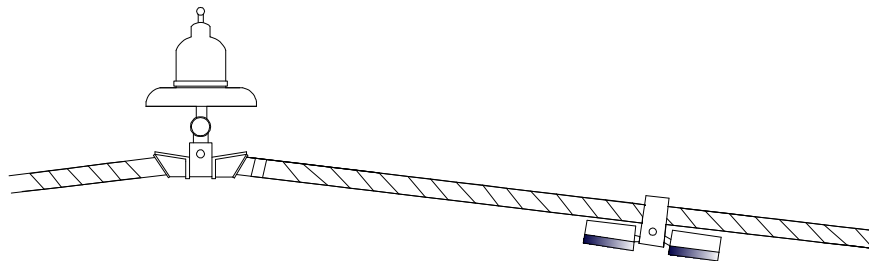
El coeficiente T.D.C. (tensión de cada día) se expresa en tanto por ciento de la carga de rotura, es decir:

$$T.D.C. = \frac{T_{T.D.C.} \times 100}{Q} \quad (5.46)$$

Se admite que cuando el coeficiente es mayor del 18% se colocarán antivibradores.

En la Figura 5.10 se representa un antivibrador Stockbridge constituido por dos mazas enlazadas a través de un cabo de cable por cuyo centro se fija al conductor.

FIGURA 5.10. REPRESENTACIÓN DE UNA ANTIVIBRADOR STOCKBRIDGE [15]



5.5.4. RESOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES.

La ecuación del cambio de condiciones es una ecuación de tercer grado de la forma:

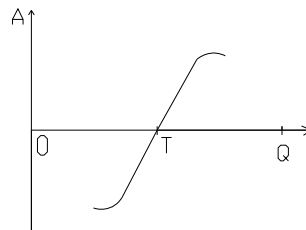
$$T_2^3 + K_2 \cdot T_2^2 - K_3 = 0 \quad (5.47)$$

Es decir, la ecuación (5.47) tiene tres soluciones, teniendo solo una solución real y positiva, y es la que nos interesa.

Representando la función $A_1 = f(T)$, obtendremos una curva que necesariamente habrá de cortar en un punto al eje (+ T); este punto corresponderá con el valor $A_1 = 0$, que será la solución de la ecuación.

Para resolverla partiremos de la carga de rotura del conductor Q, ya que la tensión que buscamos necesariamente deberá ser menor, y por tanto estará comprendida entre 0 y Q.

FIGURA 5.11. LIMITES DE TENSIÓN PARA EL CONDUCTOR [15]



Empezaremos obteniendo el valor medio entre 0 y Q:

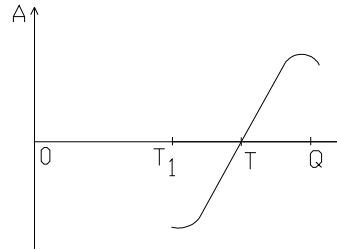
$$T_2 = \frac{T_1 + Q}{2} \quad (5.48)$$

Sustituimos este valor en la ecuación del cambio y obtenemos un valor A_1 , que puede ser negativo, positivo o cero:

Cero: Si $A_1 = 0$, significa que la solución es T_1 y por lo tanto ya hemos terminado el proceso.

Negativo: Si $A_1 < 0$ significa que T_1 está a la izquierda de la solución T , tal como se aprecia en la figura 5.12.

FIGURA 5.12. LIMITES DE TENSIÓN PARA EL CONDUCTOR [15]



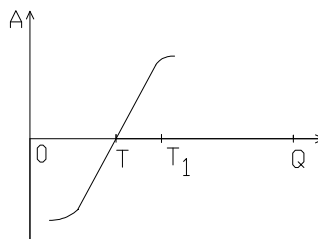
Hallamos el valor medio entre T_1 y Q :

$$T_2 = \frac{T_1 + Q}{2} \quad (5.49)$$

Y lo llevamos a la ecuación del cambio de condiciones obteniendo un valor A_2 con el que procedemos de igual forma que antes.

Positivo: Si $A_1 > 0$ significa que T_1 está a la derecha de la solución T , según vemos en la figura 5.13:

FIGURA 5.13. LIMITES DE TENSIÓN PARA EL CONDUCTOR [15]



Hallamos el valor medio entre T_1 y 0 :

$$T_2 = \frac{T_1 + 0}{2} \quad (5.50)$$

Y lo llevamos a la ecuación del cambio obteniendo un valor A_2 con el que repetimos el proceso.

Los diferentes pasos se repiten una y otra vez hasta obtener la solución con la aproximación deseada.

Este procedimiento de resolver la ecuación del cambio es sin duda alguna el más rápido y es el que utilizaremos para el ordenador.

5.5.5. VANO ECONÓMICO.

La longitud del vano influye considerablemente en el costo total de una línea aérea, por lo que es conveniente elegirlo dentro de una idea de máxima economía.

Hay que tomar en cuenta que a mayor longitud del vano, menor será el número de apoyos y de aisladores, pero los apoyos deberán ser más altos y robustos, como consecuencia de las mayores flechas resultantes y de los mayores esfuerzos que deberán soportar.

Por el contrario, si se adoptan vanos de longitudes pequeñas, se tendrá como resultado un mayor número de apoyos y de aisladores, pero los apoyos podrán ser más bajos y menos robustos, como consecuencia de las menores flechas resultantes y de los menores esfuerzos que deberán soportar.

Sin tener en cuenta el precio de los conductores de una línea, que naturalmente es independiente de la longitud del vano adoptado, tendremos que el costo total de una línea aérea será igual al costo unitario de los apoyos más el costo de las cadenas de aisladores que entran en cada apoyo, multiplicado por el número total de apoyos:

$$C_T = (C_P + C_A)^n \quad (5.51)$$

Siendo:

C_T ,	Costo total de la línea
C_P ,	Costo de un apoyo
C_A ,	Costo de las cadenas de aisladores de un apoyo
n ,	Número de apoyos

Y como el número de apoyos en función de la longitud del vano a y de la longitud total de la línea L , es:

$$\frac{L}{a} + 1$$

Se tiene:

$$C_T = (C_P + C_A) \cdot \left(\frac{L}{a} + 1 \right) \quad (5.52)$$

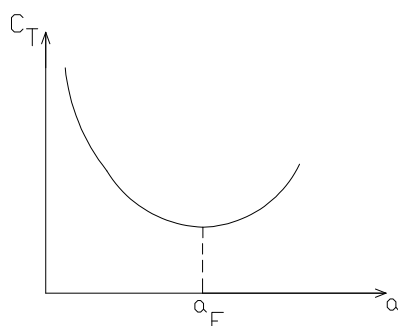
Para calcular el vano más económico, es necesario primero establecer la sección de los conductores según su potencia, tensión y longitud.

Luego se calcula la tensión mecánica máxima correspondiente a la hipótesis más desfavorable y la condición de flecha máxima, para un determinado vano " a_1 ".

Así obtendremos la resistencia máxima que deben soportar los postes y su altura, es decir, su costo unitario. Repitiendo estos cálculos para distintos vanos, obtendremos una curva $C_T = f(a)$ que indudablemente tendrá un mínimo, siendo este punto el correspondiente al vano más económico.

En la gráfica siguiente está representado el punto a_E correspondiente al vano más económico.

FIGURA 5.14. REPRESENTACIÓN DE a_E [15]



Para líneas cortas, los vanos suelen ser inferiores a 100 m, para líneas medias están comprendidos entre 100 y 200 m, y para líneas largas, entre 200 y 400 m.

5.5.6. DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD.

En ciertas situaciones especiales, como cruces y paralelismos con otras líneas o vías de comunicación, pasos sobre bosques, pasos sobre zonas urbanas, etc.

Las normas imponen distancias mínimas de seguridad con el fin de reducir la probabilidad de accidentes. Estas distancias mínimas son:

TABLA 5.16. DISTANCIA MÍNIMAS DE SEGURIDAD [17]

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD DE LA PROPIA LÍNEA		
Conductores al terreno	$5,3 + \frac{U}{150}$	Mínimo 6 m
Conductores entre sí y entre estos y los apoyos	$K \cdot \sqrt{F + L} + \frac{U}{150}$	
Conductores y los apoyos	$0,1 + \frac{U}{150}$	Mínimo 0,2 m
U = Tensión de la línea en kV. K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento. F = Flecha máxima. L = longitud en metros de la cadena de suspensión.		

Para obtener el valor del coeficiente K, primeramente deberemos determinar el ángulo de oscilación, cuyo valor será:

$$\operatorname{tag} \alpha = \frac{P_v}{P} \quad \text{de donde} \quad \rightarrow \quad \alpha = \operatorname{arctag} \frac{P_v}{P} \quad \mathbf{(5.53)}$$

5.5.7. VANO IDEAL DE REGULACIÓN.

Si el cálculo de las tensiones y flechas se hiciese de modo independiente para cada uno de los vanos del tramo, en función de las diferentes longitudes de los vanos, habría que tensar de manera distinta en vanos contiguos, pero como los cables cuelgan de cadenas de aisladores de suspensión, las diferencias de tensión quedarían automáticamente anuladas por las inclinaciones que en sentido longitudinal tomarían dichas cadenas, cuya posición correcta es precisamente vertical y no inclinada.

Puesto que en un tramo de línea constituido por una serie de apoyos de alineación, limitada por dos de anclaje, las cadenas de suspensión (verticales) no pueden absorber las diferencias de tensado, debidas a las distintas longitudes de los vanos, deberemos admitir que las tensiones de los cables, iguales en todos los vanos, varíen como lo haría el de un vano teórico que le llamaremos "**Vano ideal de regulación**".

Es necesario, por consiguiente, que las tablas de tendido de los distintos vanos tengan una misma tensión para cada valor de la temperatura, siendo la variación de la flecha quien compense las diferencias de longitud de los vanos.

Tal tensión variará según varíe la temperatura, las condiciones meteorológicas, las sobrecargas, etc., pero en todo momento deberá tener un valor uniforme a lo largo del tramo.

El vano ideal de regulación a_r puede calcularse mediante la fórmula siguiente:

$$a_r = \left(\frac{a_1^3 + a_2^3 + a_3^3 + \dots + a_n^3}{a_1 + a_2 + a_3 + \dots + a_n} \right)^{1/2} \quad (5.54)$$

Donde $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$ son las diferentes longitudes de los vanos que forman una determinada alineación comprendida entre dos postes de anclaje.

Una vez determinado valor del vano ideal de regulación, deberemos hallar su condición reglamentaria más desfavorable y la tabla de tendido correspondiente.

De esta manera tendremos el punto de partida para determinar las características de los vanos que integran esta serie.

Para cada temperatura corresponde una tensión y una flecha, por lo tanto para al vano de regulación a_r le corresponde una flecha de regulación f_r cuyo valor resultará ser:

$$f_r = \frac{a_r^2 \cdot P}{8 \cdot T} \quad (5.55)$$

Como la tensión en la serie de vanos que integran la alineación es igual en todos ellos, tendremos que la flecha "incógnita" para cada uno de los distintos vanos, será:

$$f_i = \frac{a_i^2 \cdot P}{8 \cdot T} \quad (5.56)$$

Dividiendo estas dos igualdades, resulta:

$$f_i = \left(\frac{a_i^2}{a_r^2} \right) \cdot f_r \quad (5.57)$$

Ecuación que nos proporciona el valor de la flecha f_i , de cada vano, en función la flecha de regulación f_r , y de sus correspondientes vanos a_i y a_r , para una condición determinada de temperatura, tensión y peso del conductor.

CAPITULO 6

IMPLEMENTACIÓN DE LOS CONDUCTORES TIPO “T” EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 kV USANDO EL PROGRAMA DIGSILENT POWER FACTORY.

6.1. INTRODUCCIÓN AL MANEJO DEL PROGRAMA DIGSILENT POWER FACTORY

6.1.1. CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA [18]

El DIgSILENT Power Factory (DIgital SImuLation and Electrical NeTwork calculation program) es una herramienta integrada para el análisis de sistemas eléctricos de potencia caracterizando técnicas confiables y flexibles de modelado y algoritmos.

Ha sido desarrollado con la nueva tecnología de programación orientada a objetos y lenguaje de programación C++. Logra el mejor compromiso entre flexibilidad ilimitada y requerimientos de fácil manejo, siendo completamente compatible con Windows 95/98/NT y 2000.

6.1.2. FUNCIONES PRINCIPALES Y ESPACIO DE TRABAJO

Entre las principales funciones del programa DIgSILENT Power Factory se tienen las siguientes:

- Flujo de potencia AC/DC
- Análisis de Corto Circuito VDE/IEC
- Fallas generales/Análisis de Eventos
- Simulación dinámica (RMS)
- Simulación de Transitorios Electromagnéticos EMT
- Análisis de Eigenvalores
- Reducción de redes
- Coordinación de Relés de protección
- Chequeo de la respuesta de unidades de Protección

- Análisis Armónico
- Cálculo de Confiabilidad
- Despacho Económico
- Interfases SCADA / GIS
- Lenguajes DSL ++ y DPL
- Diagramas unifilares del sistema modelado
- Diagrama de configuración de subestaciones
- Instrumentos virtuales para visualizar resultados
- Interface A/D Medinas 2000 A/D

Todas estas funciones tienen acceso a una base de datos relacional rápida y común, con un sistema integrado de manejo de casos de estudio y escenarios de sistemas. Algunas características adicionales incluidas:

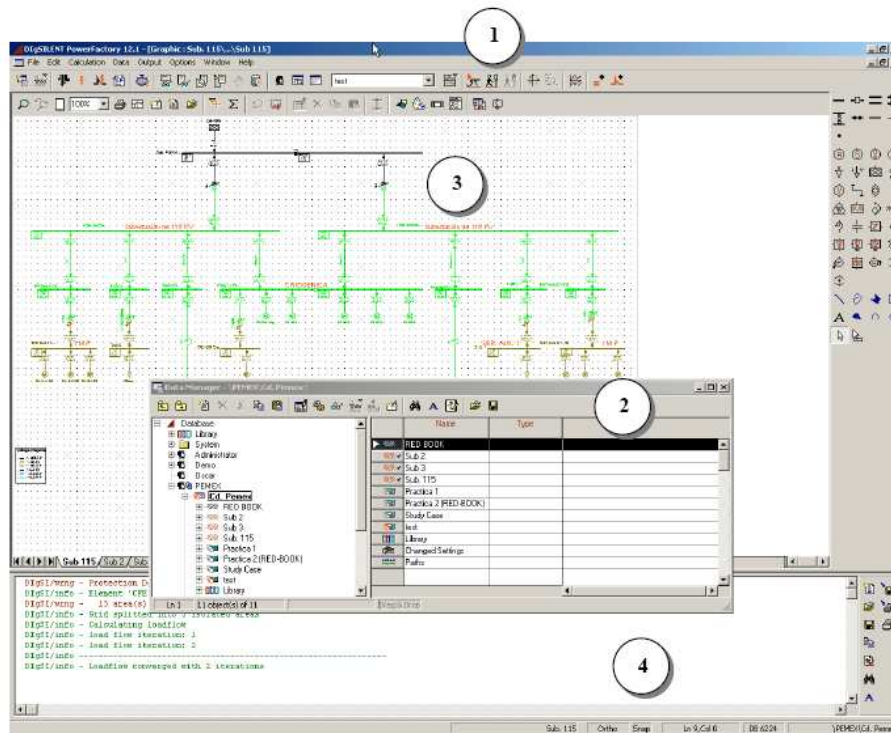
- Capas múltiples integradas, ventanas múltiples para ver simultáneamente diagramas unifilares y diagramas de subestaciones.
- Generación automática de configuración de subestaciones acorde al manual de la ABB con 5 configuraciones básicas, que pueden ser editadas de acuerdo a las especificaciones requeridas por el usuario.
- El sistema más moderno de ventanas con un administrador de datos integrado (Data Manager).
- Un administrador del sistema, con filosofía de manejo no redundante para la definición de casos de estudio y escenarios del sistema.
- Cálculo de parámetros (OHLs, cables, maquinas, etc.).

El programa utiliza un ambiente de trabajo muy similar al que se utiliza en Windows, las ventanas más importantes se muestran en la Figura 6.1.

- Ventana principal (1)
- Ventana del administrador de datos (Data Manager) (2)
- Ventana gráfica (3)
- Ventana de salida (4)

También podemos observar la barra de título, la barra del menú principal y la barra de estado.

FIGURA 6.1. ESPACIO DE TRABAJO [18]



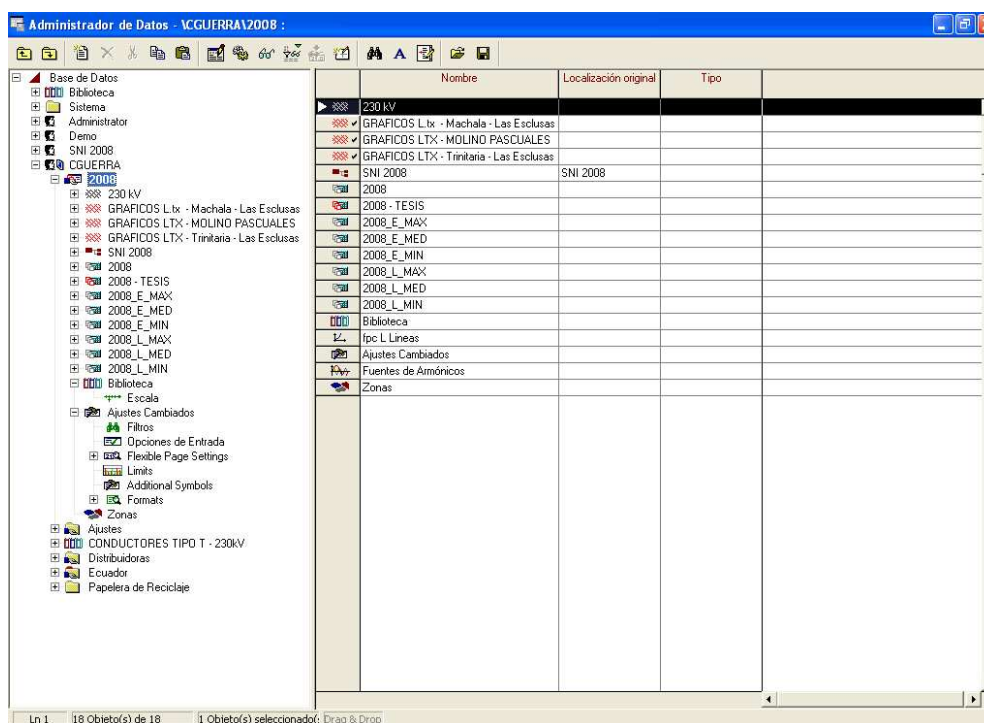
6.1.3. ADMINISTRACIÓN DE INFORMACIÓN

Los sistemas de potencia eléctricos se caracterizan por estar acompañados de muchos elementos los cuales a su vez contienen o están definidos por muchas variables internas.

El objetivo del **Data Manager** es facilitar la administración de la información a los usuarios finales, es por eso que tiene definida una estructura jerárquica de información, en la cual se identifican las siguientes secciones principales, como se muestra en la Figura 6.2.

- Examples
- System
- User

FIGURA 6.2. DATA MANAGER [18]



Dentro de las carpetas **Examples** se resaltan los ejemplos de sistemas de transmisión AC y DC, sistemas de distribución, protecciones, armónicos y estabilidad.

La carpeta contiene subcarpetas como Librería, papelera de reciclaje, formatos, settings y otras, las cuales contienen información básica para el funcionamiento del programa.

En la carpeta usuario se espera que sean administrados los casos desarrollados y en el cual puede estar contenida la base de datos desarrollada por el usuario del sistema.

6.1.4. ADMINISTRACIÓN DE LOS PROYECTOS

Un buen concepto sobre manejo de información y ejecución de estudios requiere básicamente los siguientes ítems:

- Definición de casos bases de un sistema eléctrico de potencia.

- Cuando son requeridas divisiones de áreas eléctricas del sistema, tener muy claras las pautas para la generación de dichas divisiones.
- Crear los casos de estudio que sean necesarios asociando los resultados particulares que se requieran a los elementos eléctricos en la red.
- Activar los casos de estudio y realizar la ejecución de los módulos del programa.
- Generar los reportes necesarios para el análisis y presentación de resultados.

6.1.5. IMPLEMENTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las líneas y los cables de transmisión son tratados igualmente, y son ambos casos del elemento generalizado **ElmLne** de la “línea de transmisión”.

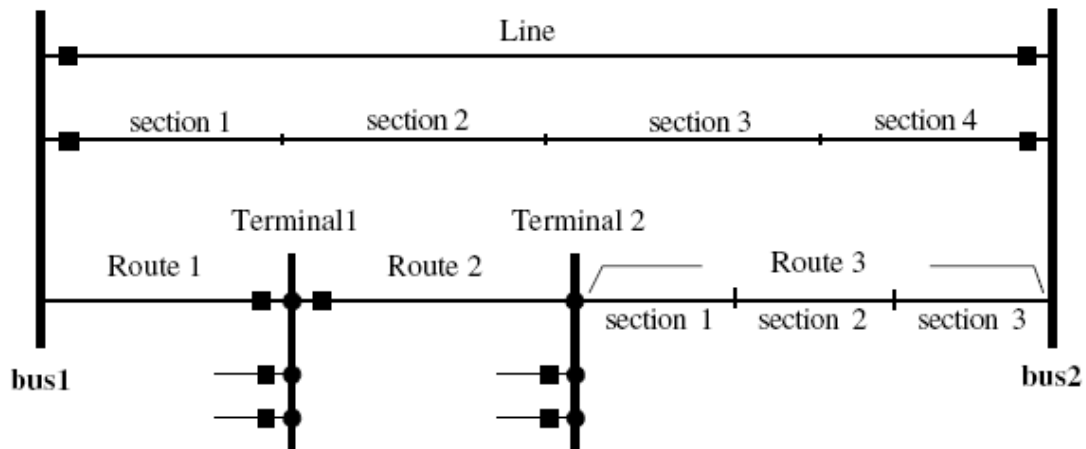
Una línea de la transmisión se puede modelar simplemente como una conexión uno a uno entre dos nodos y se referirá a una línea (**TypLne**), a la torre (**TypTow**) o al tipo de la geometría de la torre (**TypGeo**), del cual se derivan todos los parámetros eléctricos requeridos.

Alternativamente, las líneas se pueden subdividir en secciones o rutas de línea y, pueden tener ramas interconectadas con el alimentador y las rutas en su recorrido pueden también estar seccionalizadas.

Las tres configuraciones básicas posibles de una línea se representan en la Figura 6.3. :

- Línea superior: la línea más simple de transmisión es una sola línea objeto (**ElmLne**).
- Línea media: como una sola línea se puede subdividir en objetos sección de línea. (**ElmLnesec**) en cualquier momento. No se permite ningunos terminales entre dos secciones, pero las secciones pueden tener diferentes tipos de línea.
- Línea inferior: una sola línea se puede también subdividir en líneas objetos de ruta (**ElmLneroute**) donde los terminales se ponen entre la línea rutas. La línea rutas en su recorrido se pueden subdividir en secciones de línea.

FIGURA 6.3. LAS TRES CONFIGURACIONES BÁSICAS DE UNA LÍNEA [18]



Desde un punto de vista matemático es importante anotar:

- Las líneas y la línea rutas se pueden modelar como un modelo agrupado, o por un modelo distribuido del parámetro.
- La línea rutas se separan a través de los terminales, que de hecho son barras de distribución pequeñas. Los terminales pueden tener interruptores seriales para abrir la línea. Otras líneas o cargas se pueden conectar con los terminales, cada uno de ellos a través de un cubículo con un interruptor.

El propósito de la separación de líneas en rutas y/o secciones es:

- El permitir ramificaciones de una línea 'principal', tales que el nombre de la línea principal esté almacenada en la base de datos (línea ruta y secciones son demostrados como objetos en la carpeta de la línea).
- Al seccionalizarse la línea en partes para que, los diversos tipos línea puedan ser usados para las diferentes secciones (por ejemplo, cuando una línea usa dos o más tipos de torre diferente, o cuando las transposiciones manuales deben ser modeladas - puesto que la opción "transportada" en el tipo objeto es una perfecta, equilibrada, transposición).

6.2. CREACIÓN EN DIGSILENT DE LOS CONDUCTORES TIPO “TW” A USARSE EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PAUTE – PASCUALES A 230 kV.

Para analizar los resultados que se obtendrá del Programa DigSILENT Power Factory en la línea de transmisión Paute – Pascuales a 230 kV., se creará una base de datos con los conductores del tipo trapezoidal que se detallan a continuación:

- ACAR: 1200 MCM
- ACSR: Bluejay 1113 MCM
- ACSR/TW: Cardinal 1113 MCM
- ACCC/TW: Cardinal 1222 MCM
- ACCC/TW: Drake 1020 MCM

En virtud de las características presentadas de los conductores tipo “TW” en el Capítulo 5, se pudo observar que el mejor conductor tipo “TW” es el conductor ACCC/TW: Drake 1020 MCM.

Para lo cual, se crea una carpeta denominada CONDUCTORES TIPO T - 230, que contenga a los tres tipos de conductores, con los nombres ACSR/TW y ACCC/TW, todos ellos al nivel de voltaje de 230 kV.

En las siguientes figuras se presentan los procedimientos a seguir para la creación de tales carpetas y sus características más importantes [6]:

FIGURA 6.4. INICIALIZACIÓN DEL PROGRAMA POWER FACTORY 13.2 [18]

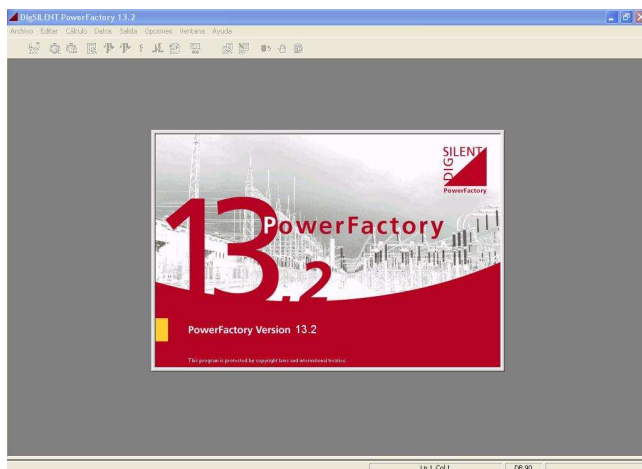


FIGURA 6.5. CREACIÓN DE LA CARPETA CONDUCTORES TIPO TW A 230 KV [18]

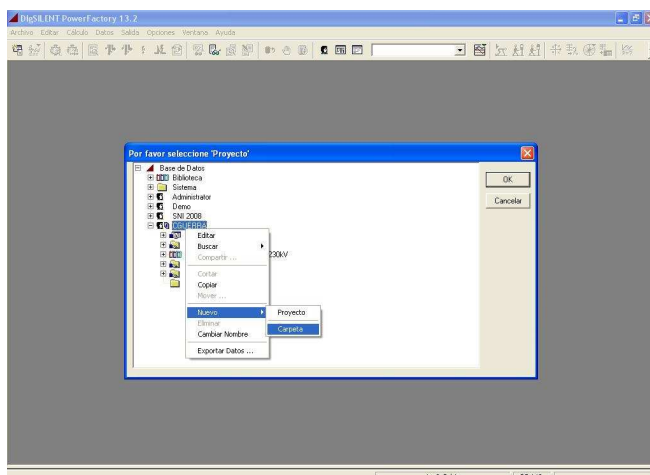
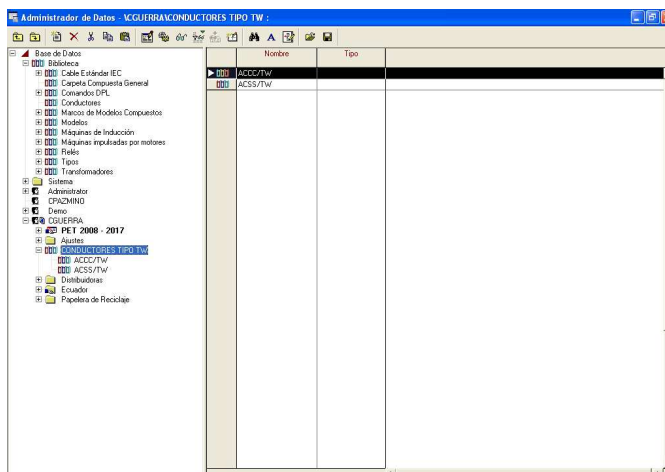


FIGURA 6.6. CARPETAS CON LOS CONDUCTORES TIPO TW PROPUESTOS [18]



A continuación, se elige la opción *Tipos de Elementos de Red* que los diferentes tipos de conductores presentan, como se muestra en las siguientes figuras:

FIGURA 6.7. SELECCIÓN DE NUEVOS ELEMENTOS [18]

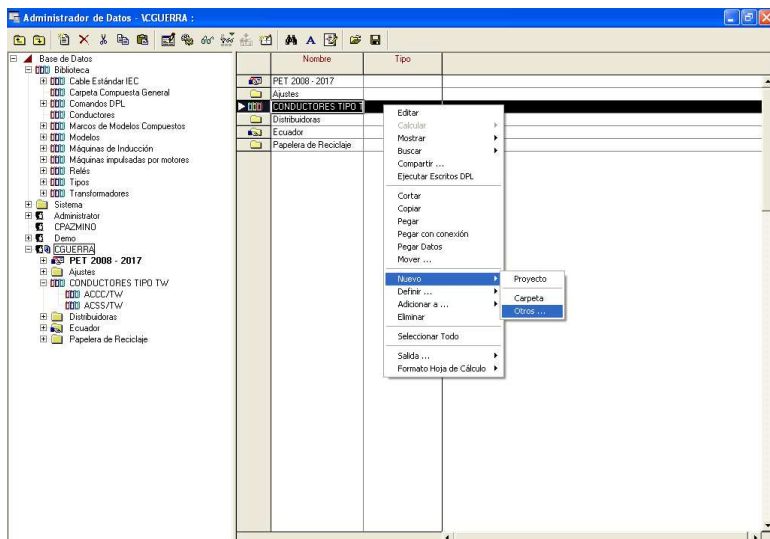
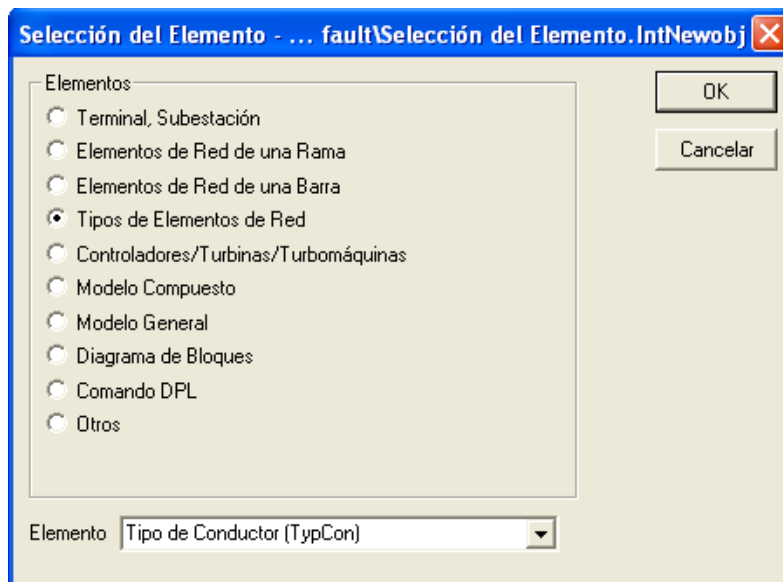


FIGURA 6.8. CREACIÓN DE LOS TIPOS DE CONDUCTORES [18]



Un ejemplo de ingreso de datos del fabricante para cada tipo de conductor propuesto, se muestra en las figuras siguientes:

FIGURA 6.9. INGRESO DE DATOS DEL CONDUCTOR ACCC/TW CARDINAL [18]

Tipo de Conductor - ... VACCC/TWACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil. TypCon

Corto Circuito ANSI | Simulación RMS | Simulación EMT | Armónicos
 Optimización | Estimator de Estado | Confiabilidad | Descripción
 Datos Básicos | Flujo de Carga | Corto Circuito VDE/IEC | Corto Circuito Completo

Nombre: ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil

Tensión nominal: 230 kV

Corriente Nominal: 1.14 kA

Número de Subconductores: 1

(Sub)Conductor:

Resistencia DC: 0.045 Ohm/km

Diámetro: 27.84 mm

RMG (Radio Equivalente): 12.131 mm

Efecto skin

FIGURA 6.10. INGRESO DE DATOS DEL CONDUCTOR ACSR/TW CARDINAL [18]

Tipo de Conductor - ... VACSR/TWACSR/TW - Cardinal 954 kcmil. TypCon

Corto Circuito ANSI | Simulación RMS | Simulación EMT | Armónicos
 Optimización | Estimator de Estado | Confiabilidad | Descripción
 Datos Básicos | Flujo de Carga | Corto Circuito VDE/IEC | Corto Circuito Completo

Nombre: ACSR/TW - Cardinal 954 kcmil

Tensión nominal: 230 kV

Corriente Nominal: 0.985 kA

Número de Subconductores: 1

(Sub)Conductor:

Resistencia DC: 0.058 Ohm/km

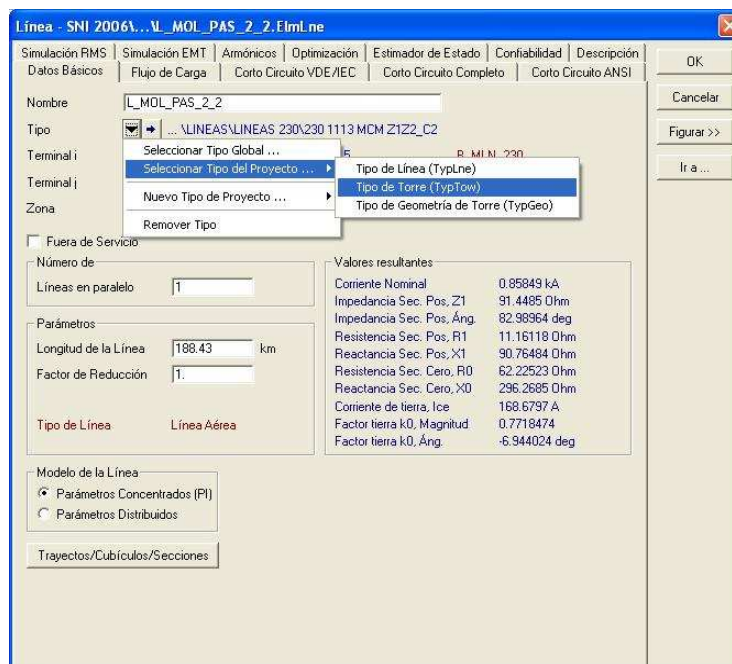
Diámetro: 25.148 mm

RMG (Radio Equivalente): 11.095 mm

Efecto skin

Para especificar el tipo de torre y las coordenadas geométricas del conductor en la estructura usaremos la opción **TypTow**, que calcula los parámetros eléctricos de la línea a partir de éstos datos.

FIGURA 6.11. SELECCIÓN DEL TIPO DE TORRE (TYPTOW) [18]



El tipo de torre que se usara para la simulación es el Tipo SA1 (Suspensión Angular – Costa y Oriente), como se muestra en el Anexo No. 4 por ser la estructura que se repite en mayor cantidad de veces a lo largo de la línea de transmisión, se adopta a la torre SA1 como un promedio para proceder a la corrida de flujos, dando datos aproximados a los reales, las coordenadas de los conductores en la torre con respecto a un plano de referencia de tierra son los siguientes:

TABLA 6.1. COORDENADAS DE LOS CONDUCTORES DE FASE

COORDENADAS CONDUCTORES DE FASE (m)						
CIRCUITO	X ₁	X ₂	X ₃	Y ₁	Y ₂	Y ₃
1	-4,4	-5,15	-4,65	37,98	31,98	25,98
2	4,65	5,15	4,4	25,98	31,98	37,98

TABLA 6.2. COORDENADAS DE LOS CONDUCTORES DE TIERRA

COORDENADAS CONDUCTORES DE TIERRA (m)		
Cond. Tierra	X ₁	Y ₁
1	0	45,68

Se ingresan estos datos juntamente con la selección de su frecuencia nominal, número de circuitos, número de conductores de tierra, resistividad, tipo de conductor, número de fases, parámetros geométricos y el tipo de cable de guarda.

En la Figura 6.12. y 6.13 se muestra un ejemplo de ingreso de datos con el conductor ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil.

FIGURA 6.12. INGRESO DE DATOS DEL TIPO DE TORRE (TYPTOW) [18]

The screenshot shows the 'Tipo de Torre' dialog box with the following data entered:

- Nombre: ACCC/TW - Cardinal - 1222 kcmil
- Frecuencia Nominal: 60 Hz
- Número de Conductores de Tierra: 1
- Número de Circuitos: 2
- Modo de entrada: Parámetros Geométricos, Resistividad: 100 Ohmm
- Tiempo de Conductores de Guarda:

Tipos de Conductor	TypCon
► Conductor de Guarda 1	CABLE DE GUARDA - 3/8
- Tipo de Conductores de Fase:

	Tipos de Conductor	TypCon	Núm. de Fases	Transpuesto
► Circuito 1	ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil		3	<input type="checkbox"/>
Circuito 2	ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil		3	<input type="checkbox"/>

FIGURA 6.13. INGRESO DE DATOS DE LA TORRE TIPO SA1 [18]

The screenshot shows the 'Tipo de Torre' dialog box with the following data entered:

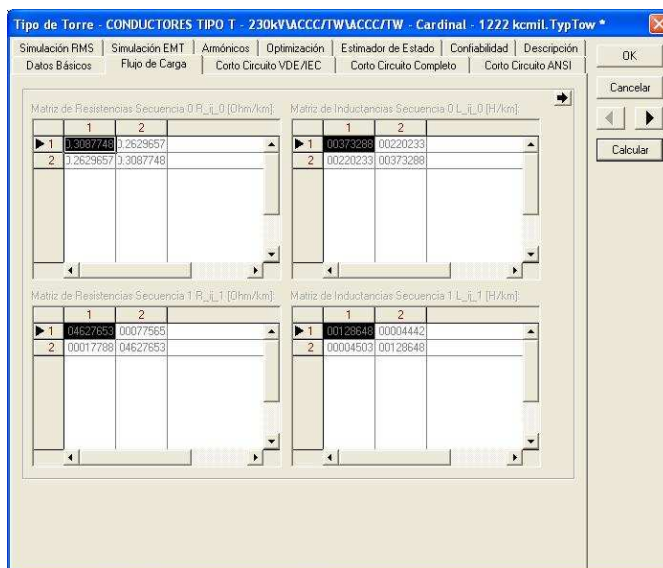
- Coordenadas de Conductores de Guarda (m):

	X	Y
► Conductor de Guarda 1	0	45.68
- Coordenadas de Fases (m):

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
► Circuito 1	-4.4	-5.15	-4.65	37.98	31.98	25.98
Circuito 2	4.65	5.15	4.4	25.98	31.98	37.98

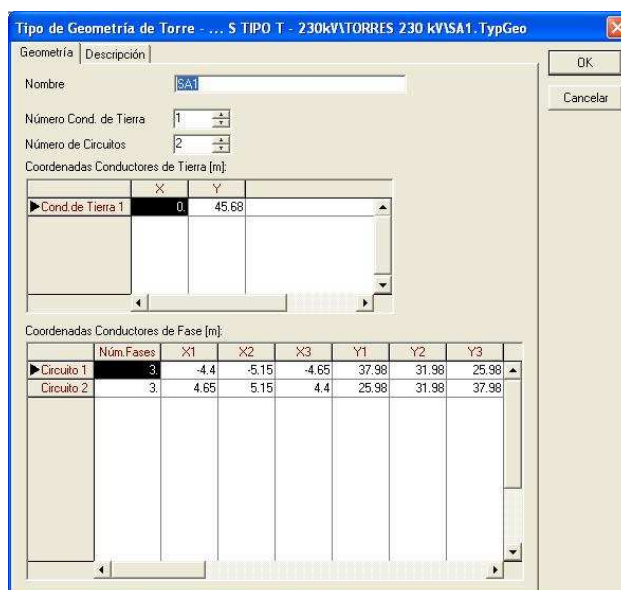
Y dando un "click" en la opción *Calcular*, muestra en el icono *Flujos de Carga*, todos los cálculos en forma matricial de Resistencia, Reactancias, Inductancias, Capacitancias, y Susceptancias en Componentes de Fase abc o en Componentes de Simétricas 012.

FIGURA 6.14. CÁLCULOS DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS 012 DEL CONDUCTOR ACCC/TW - CARDINAL 1222 KCMIL. [18]



Para describir geométricamente el tipo de torre usaremos la opción **TypGeo** para detallar las coordenadas de los conductores de fase en la torre.

FIGURA 6.15. TIPO DE GEOMETRÍA DE LA TORRE SA1 [18]




Con estos resultados obtenidos, el siguiente paso es reingresar estos valores en la opción **TypLne**, donde se debe detallar la Tensión, Corriente y la Frecuencia Nominal, el tipo de línea, las fases, el número de neutros y los Parámetros de Secuencia 1, 2 (por Longitud), anteriormente calculados.

En la Figura 6.16 se presenta un ejemplo de ingreso de datos con el conductor ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil.

FIGURA 6.16. TIPO DE LÍNEA DEL CONDUCTOR ACCC/TW - CARDINAL [18]

Con los procedimientos descritos anteriormente se implementa a cada línea propuesta para el reemplazo de la línea actual del S.N.T.

6.3. CREANDO UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN GRÁFICAMENTE

El modelo de línea más simple es una conexión uno a uno entre dos barras. Esto es hecho normalmente en una sola línea gráfica, seleccionando el botón  y presionando el botón izquierdo en la primera barra, posiblemente dando un click sobre la superficie de dibujo para dibujar una esquina en la línea y terminando la línea en la segunda barra al dar un click izquierdo. Esto creará un objeto ElmLne en la base de datos.


Cuando este objeto es editado, el siguiente diálogo aparecerá. El diálogo muestra los dos cubículos a los cuales la línea de la transmisión está conectada (el 'terminal i' y el 'terminal j').


En la Figura 6.17, se muestra un ejemplo de una línea que está conectada entre los nodos llamados “línea terminal del extremo” y “Línea bus del alimentador”.

FIGURA 6.17. EJEMPLO DE UNA LÍNEA CONECTADA [18]

The dialog box 'Línea - SNI 2006\... \L_MOL_PAS_2_2.Elmlne' contains the following information:

- Nombre:** L_MOL_PAS_2_2
- Tipo:** ... \LINEAS\LINEAS 230\230 1113 MCM Z1Z2_C2
- Terminal i:** SNI 2006\...\B_MLN_230\Cub_15 (B_MLN_230)
- Terminal j:** SNI 2006\...\B_PSC_230\Cub_7 (B_PSC_230)
- Zona:** Terminal i
- Fuera de Servicio
- Número de:**
 - Líneas en paralelo: 1
- Parámetros:**
 - Longitud de la Línea: 188.43 km
 - Factor de Reducción: 1
- Tipo de Línea:** Línea Aérea
- Modelo de la Línea:**
 - Parámetros Concentrados (PI)
 - Parámetros Distribuidos
- Trayectos/Cubículos/Secciones:** [Botón]
- Valores resultantes:**
 - Corriente Nominal: 0.85849 kA
 - Impedancia Sec. Pos. Z1: 91.4485 Ohm
 - Impedancia Sec. Pos. Áng.: 82.98964 deg
 - Resistencia Sec. Pos. R1: 11.16118 Ohm
 - Reactancia Sec. Pos. X1: 90.76484 Ohm
 - Resistencia Sec. Cero, R0: 62.22523 Ohm
 - Reactancia Sec. Cero, X0: 296.2685 Ohm
 - Corriente de tierra, Ice: 168.6797 A
 - Factor tierra k0, Magnitud: 0.7718474
 - Factor tierra k0, Áng.: -6.944024 deg

El diálogo de la línea editada muestra el nombre del nodo (en rojo), además del nombre del cubículo (en azul). El punto actual de conexión al nodo es el cubículo y, esto puede ser editada presionando el botón de edición (). El cubículo puede ser editado para cambiar el nombre del cubículo, o para quitar el interruptor.

Las dos conexiones se pueden también elegir manualmente, seleccionando los cubículos en otros nodos. Esto se lleva a cabo presionando los botones  al lado de los campos del 'terminal j' o del 'terminal i'. Sin embargo, este cambio no


será reflejado automáticamente en el gráfico de una sola línea. Para rediseñar la línea se hace un click derecho en la línea (que ahora aparecerá con un símbolo >> en un lado) y se utiliza la opción *Reconectar Gráficamente*. Los nodos en los que la línea esta conectada ahora está resaltada y la línea se pueden dibujar entre ellos.

El tipo de línea es seleccionado presionando el icono *ArrSelect* al lado del tipo de campo. Los tipos de línea para una línea, ruta de línea o subdivisión de una línea son:

- El tipo de línea del objeto **TypLne**.
- Un tipo de torre (**TypTow**) donde se especifican las coordenadas geométricas y los parámetros eléctricos del conductor. Los parámetros de la línea se calculan de estos datos.
- Un tipo geométrico de la torre (**TypGeo**) donde se especifican las coordenadas geométricas (un tipo de conductor es entonces también requerido en el elemento).

6.3.1. LAS LÍNEAS, LAS RUTAS Y LAS SECCIONES

Una línea o ruta de línea se puede subdividir en secciones de línea. Esto se consigue presionando el ROUTES/CUBICLES/SECTIONS en el diálogo de línea. Esto mostrará un buscador de la base de datos con la línea ruta (ElmLneroute) y los objetos terminales (ElmTerm), o con los objetos de línea de subdivisión (ElmLnesec), puesto que una línea es subdividida en o subdivisiones. Aunque las rutas de línea se pueden subdividir en secciones de línea, subdivisiones de línea y rutas de línea no se pueden mezclar en el mismo nivel.

Una nueva subdivisión se crea presionando el botón  , en el buscador de la base de datos. Esto presentará el diálogo de selección de *Elemento*, que se fija al elemento del defecto:

- En caso de una línea: una línea ruta o línea objeto de la subdivisión.
- En caso de una línea ruta: una línea objeto de la subdivisión.

La tercera posibilidad es seleccionar un tipo de línea, que permite almacenar el tipo de línea en el elemento de línea. Tan pronto como se subdivide una línea o la línea ruta, su longitud se calcula como la suma de las secciones de línea y rutas.

En el campo “*Longitud de línea*” en el diálogo de edición (véase la Figura 6.12.) de la misma línea será deshabilitada cuando la línea este dividida.

6.4. MÓDULO DE FLUJO DE CARGA

Como es sabido, el problema de flujos de carga comprende el cálculo de los flujos de potencia y las tensiones en un sistema bajo condiciones normales de operación. La mayor parte de los sistemas de transmisión están bien balanceados y una representación monofásica de la red puede ser usada en este caso.


La solución del flujo de cargas es esencial para las continuas evaluaciones de los sistemas de potencia durante los periodos de planeación y operación. Las alternativas y escenarios son analizados usando numerosos flujos de carga en condiciones normales y de contingencia. Toda la interacción de los elementos del sistema de potencia (tales como límites de capacidad de los generadores, límites en los cambiadores de taps de los transformadores, límites térmicos en las líneas de transmisión, etc.) puede ser usada en cada caso.

El **DlgSILENT** utiliza un método sofisticado combinado con el método de Newton Raphson para garantizar que el flujo de cargas siempre converja. En una configuración de un sistema de potencia donde no exista solución, por ejemplo, donde la capacidad de transporte de la línea sea sobrepasada por la carga demandada, el algoritmo de flujo de carga trata de adaptar las características de los modelos de tal manera que la solución, la cual todavía mantiene la ley de corrientes de Kirchhoff pueda ser encontrada.

Esta adaptación es hecha usando los modelos de niveles predefinidos:

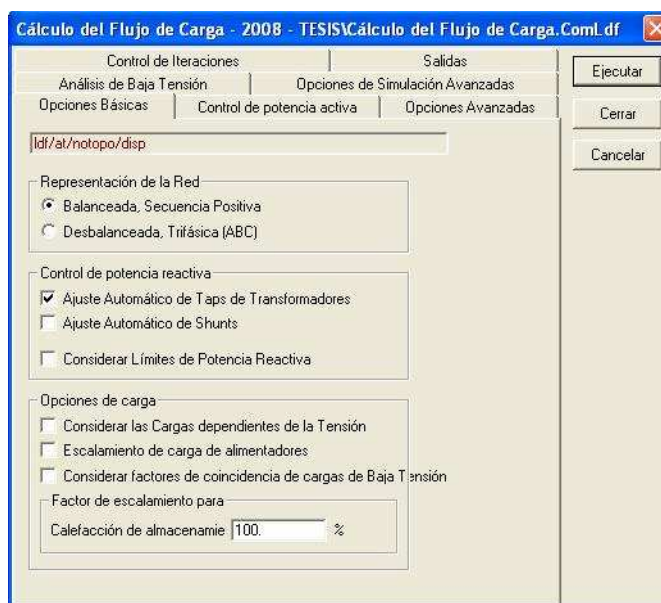
- El nivel 1 y 2: Todas las cargas se hacen dependientes de la tensión.
- Nivel Lineal: Todas las cargas son impedancias constantes, todas las máquinas son fuentes de tensión (es decir, se linealizan todos los modelos).

Un cálculo de un Flujo de Potencia puede ser iniciado:

- Presionando el botón  en la barra de herramientas principal.
- Seleccionando en el Menú principal la opción Cálculo de Flujos de Carga.

Un ejemplo de éste cálculo se presenta en la Figura 6.18

FIGURA 6.18. CÁLCULO DE UN FLUJO DE CARGA [18]



6.5. RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DE LOS FLUJOS DE CARGA DE LA LÍNEA PAUTE – PASCUALES A 230 kV.

Los resultados de los cálculos de los flujos de carga del Sistema Nacional de Transmisión del año 2008 en los dos tipos de estaciones que nuestro país posee: seca y lluviosa; y en los tres tipos de demandas: mínima, media y máxima, obtenidas del programa DlgSILENT Power Factory 13.2 son las siguientes:

Para presentar los resultados obtenidos al realizar las corridas de flujos de potencia en el programa Digsilent del S.N.T., desde los años 2007 - 2016, se obtuvieron los valores de pérdidas de energía y potencia de la línea a repotenciarse, que se muestran en el Anexo No. 6.

6.1.1. TABLAS Y CURVAS DE TENDIDO.

Se puede ya construir la tabla de tendido en la que para las distintas temperaturas obtenemos la tensión y la flecha correspondiente, según la longitud de los diferentes vanos.

Se toma como punto de partida la hipótesis más desfavorable, obtenemos el resto de las hipótesis de flecha máxima, flecha mínima, condición T. D. C., etc.

No obstante, estos cálculos no serán suficientes, ya que a la hora de montar la línea, las condiciones climatológicas no serán las de las citadas hipótesis.

Con los cálculos se trata de establecer una serie de condiciones que sean normales a la hora del montaje y que tendrán como condición extrema de referencia la hipótesis más desfavorable.

Para cada valor de temperatura obtendremos una tensión, formando así lo que llamaremos tabla de tendido para un determinado vano.

En el Anexo No. 7, se calcula las tablas de tendido para los 100 primeros vanos de la línea de transmisión Paute - Pascuales a 230 kV, para los diferentes conductores propuestos, considerando un intervalo de temperaturas comprendido entre -5 y 30°C.

Con objeto de simplificar la obtención de esta tabla, será suficiente con tomar valores de temperatura en intervalos de cinco grados, desde la temperatura mínima que consideremos, hasta la máxima.

Como en algunos casos, en lugar de hacer el tendido por tensión, se efectúa por la flecha, se debe también incluir el valor de la flecha que corresponde a cada valor de la tensión.

En el Anexo No. 8, se muestra los resultados del cálculo mecánico de los conductores:

- ACSR Bluejay 1113 MCM y ACAR 1200 MCM (conductores actualmente usados)
- ACCC/TW Cardinal 1222 MCM, ACCC/TW Drake 1020 MCM y ACSR/TW Cardinal 954 MCM (conductores propuestos)

Para las zonas climáticas que se encuentra dividido el país (zona 1 y zona 2), para un vano de 1000 m y con variaciones de temperatura para cada zona, con los siguientes datos.

TABLA 6.3 DATOS PARA EL CALCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES

ZONA	Temperatura Inicial (T1) [°C]	Temperatura Final (T2) [°C]	Velocidad [km/h]
1	25	60	25
2	18	45	15

CAPITULO 7

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA REPOTENCIACIÓN PLANTEADA.

7.1. INTRODUCCIÓN.

El presente estudio de valoración económica se basa principalmente en el costo de los conductores tipo “TW” planteados para la repotenciación de la línea de transmisión Paute – Pascuales 230 kV, considerando la utilización de las torres existentes en la línea de transmisión antes mencionada.

La valoración económica presenta, el costo de la inversión versus los beneficios que generaría la repotenciación de la línea planteada. También tomando en cuenta los costos que generan las pérdidas de transmisión y el costo de las pérdidas de energía no suministrada por el periodo del cambio del conductor.

Para el análisis de los resultados técnicos se usó el Programa DlgSILENT, con una base de datos con los conductores del tipo trapezoidal propuestos:

- ACSR/TW: Cardinal
- ACCC/TW: Cardinal y Drake

7.2. ANTECEDENTES [1]

En el Sistema Nacional Interconectado, las mayores plantas hidroeléctricas se encuentran ubicadas en la vertiente del Amazonas, donde la época lluviosa ocurre generalmente de abril a septiembre y el período seco de octubre a marzo.

El 88% de la capacidad existente en centrales hidroeléctricas está constituida principalmente por las cinco grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado: Paute (1.075 MW) que es la mayor de todas, seguida por San Francisco (230 MW), Marcel Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pucará (74 MW). De estas, la central Marcel Laniado es la única ubicada en la Vertiente del

Pacífico. Se debe señalar sin embargo, que existen otras centrales menores que también pertenecen a esta vertiente y que totalizan una capacidad instalada de 143 MW.

Pero por otro lado, resulta evidente que el Sistema Nacional de Transmisión mantiene una estructura básica que fue concebida hace más de treinta años, para enfrentar una realidad de oferta y de demanda de energía eléctrica, que difieren significativamente de la actual.

Ante esta realidad, las perspectivas para la infraestructura de transporte de potencia y energía que requiere el Sistema Nacional de Transmisión, ha ido variando y en algunos de los casos deteriorando a través de los años, haciéndose necesario un ajuste y adaptación a los nuevos requerimientos de energía que demanda el país.

Según los estudios de planificación, la ejecución del complejo Paute con las centrales Mazar, Molino y Sopladora en la región centro sur, con una capacidad total que podría superar los 1.600 MW, presentan nuevas condiciones que requieren la presencia de un sistema de transmisión de gran capacidad que debe operar a 500 kV. Por lo que se construirá un sistema de transmisión a 500 kV que enlazaría los grandes centros de generación antes señalados.

Ante esta necesidad y ante los obstáculos por las afectaciones ambientales o bien por el alto precio que tiene que pagar el transmisor por las indemnizaciones para los derechos de uso de la faja de servidumbre. Estos obstáculos afectan negativamente a la expansión del sistema, porque imponen mayores tiempos que los previstos para la ejecución de las obras, y porque exigen de mayores recursos económicos, sea por efecto de las indemnizaciones o bien porque la oposición de la población a la ejecución de las obras, obliga a hacer cambios en el trazado de las líneas, incrementando su longitud y por ende su presupuesto de construcción.

Por lo que, se ve necesario en algunos de los casos, repotenciar líneas de transmisión para de esta manera, ahorrar al país en la inversión de futuras construcciones y para el reforzamiento del sistema de transmisión, que permitirá mejorar las condiciones operativas del sistema, y mantener niveles adecuados de

voltaje en todas las barras del sistema, sin necesidad de apelar a generación forzada que incrementa los costos de la energía.

En el Anexo No. 9 se presentan los Datos de la Barra Paute (Molino) – Pascuales.

7.3. DESCRIPCIÓN TÉCNICA

7.3.1. UBICACIÓN

La línea de transmisión Paute - Pascuales (doble circuito), forma parte del S.N.T., y se origina en la subestación Paute (Molino) provincia del Azuay a 2600 m.s.n.m.

Los datos principales de la línea son:

TABLA 7.1 CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA PAUTE - PASCUALES

CARACTERÍSTICAS		
Nivel de Voltaje	kV	230
Longitud	km	188.4
Número de circuitos		2
Longitud Total	km	376.9
Tipo de Conductor	MCM	1113 ACSR
Capacidad	MVA	342
Número de Estructuras		397

La ruta de la línea de transmisión en mención, los tipos de estructura usando en todo el trayecto, los vanos, los ángulos de deflexión, cotas, abscisas, punto de amarre y la extensión en la ladera se presenta en el Anexo No. 10.

7.3.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES USADOS

En la siguiente tabla se presentan las principales características del conductor, cable de guarda y estructuras:

TABLA 7.2 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR [11]

Nombre del conductor	Tamaño Nominal		Stranding (Al/St)	Diámetro (mm)				
	Tamaño (AWG o KCM)	Tamaño (mm ²)		Al	Acero	Núcleo de Acero	Conductor total	
Bluejay	1113.0	564.0	45/7	3.995	2.664	7.99	31.97	
Peso (Kg/Km)			Contenido (%)		Fuerza de Ruptura (Kg)	Resistencia (Ω/Km)		Corriente de Ruptura (A)
Al	Acero	Total	Al	Acero		DC a 20° C	AC a 75° C	
1563	304.7	1868	83.69	16.31	13517	0.0507	0.0637	1092

TABLA 7.3 CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE GUARDIA [19]

Tamaño	Número y tamaño de Hilos	Diámetro Exterior [mm]	Área del Conductor [mm ²]	Peso [kg/km]	GMR [mm]	Capacidad de corriente [A]	Tensión de Rotura [kg]
3/8	7 No.8	9.78	58.575	481,962186	1,515	270	4744,57

TABLA 7.4 CARACTERÍSTICAS Y TIPOS DE ESTRUCTURAS [20]

Tipo de Torre	Número de Torre	Zona	Vano Máximo [m]	Ángulo Máximo [°]	Observaciones
SA1	3	1	578,07	7,3350	Suspensión Angular
SL2-2	8	2	494,72	7,0317	Suspensión Liviana
SP1	12	1	751,68	-4,1038	Suspensión Pesada
SL1	205	1	687	1,00	Suspensión Liviana
SL1-S2	3	1	699,00	0,00	Suspensión Liviana
SL2	86	2	873,00	2,4720	Suspensión Liviana
AL1	5	1	350,31	-21,0114	Anclaje Liviano
AL2	25	2	1428,50	-31,2535	Anclaje Liviano
AP2-E	1	2	1120,12	16,0455	Anclaje Pesado
AP2-E1	2	2	1138,68	-6,0139	Anclaje Pesado
AP2-E2	5	2	1793,58	-10,5530	Anclaje Pesado
AR1	11	1	832,21	43,2210	Anclaje y Remate
AR2	5	2	1038,90	35,4928	Anclaje y Remate
AR2-E1	3	2	1951,63	-47,3329	Anclaje y Remate
AR2-E2	2	2	1600,38	39,1614	Anclaje y Remate

7.4. COSTOS DE LAS PÉRDIDAS

Se calcula la resistencia por kilómetro de longitud de la línea de transmisión:

$$R_k = \frac{R_{DC}}{\text{No. de circuitos} \times \text{No. conductores por fase}} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (7.1)$$

Donde:

R_{DC} : Resistencia del conductor dado por el fabricante en Ω / km .

No. de circuitos: 2

No. de conductores por fase: 1

Por lo tanto la resistencia de la línea será:

$$R = R_k \cdot L \quad [\Omega] \quad (7.2)$$

Donde:

L , Longitud de la línea en el cruce, km.

Con los datos del flujo de potencia para los periodos lluvioso y de estiaje en los tres tipos de demanda: máxima, media y mínima, entre los años 2008 - 2016, usando los datos de Flujos de Potencia del DigSILENT, se calcula la corriente que pasará por esta línea:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot fp} \quad (7.3)$$

Donde:

P , Potencia de la barra en KW.

V , Voltaje en la barra en KV.

fp , factor de potencia de la barra.

7.4.1. CÁLCULOS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Se calcula las pérdidas de energía para los períodos lluvioso y de estiaje en los tres tipos de demanda: máxima, media y mínima, entre los años 2008 - 2016, usando los datos de Flujos de Potencia del DIgSILENT.

$$P_E = \frac{3 \cdot I^2 \cdot R}{1000} \quad [kW] \quad (7.4)$$

Considerando el número de horas en los que existe cada tipo de demanda: máxima, media y mínima para los dos períodos lluvioso y de estiaje se calcula los kWh/año, como se muestra en la siguiente tabla y haciendo uso de las siguientes ecuaciones:

TABLA 7.5 NÚMERO DE HORAS EN LAS QUE SE PRESENTA CADA TIPO DE DEMANDA

DEMANDA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
Horario	17:00 – 22:00	07:00 – 17:00	22:00 – 07:00
Horas	5	10	9

TABLA 7.6 NÚMERO DE SEMANAS Y DIAS EN LAS QUE SE PRESENTA CADA TIPO DE PERIODO

PERIODO	LLUVIOSO	ESTIAJE
Semanas	26	26
Días	7	7

Para el periodo de estiaje:

$$kWh / año_{P.Estiaje} = \frac{(P_{E.Dmáx} \cdot h_{Dmáx} + P_{E.Dmed} \cdot h_{Dmed} + P_{E.Dmín} \cdot h_{Dmín})}{1 \text{ día}} \times \frac{26 \text{ semanas}}{1 \text{ año}} \times \frac{7 \text{ días}}{1 \text{ semana}} \quad (7.5)$$

Para el periodo lluvioso:

$$kWh / año_{P.Lluvioso} = \frac{(P_{E.Dmáx} \cdot h_{Dmáx} + P_{E.Dmed} \cdot h_{Dmed} + P_{E.Dmín} \cdot h_{Dmín})}{1 \text{ día}} \times \frac{26 \text{ semanas}}{1 \text{ año}} \times \frac{7 \text{ días}}{1 \text{ semana}} \quad (7.6)$$

Donde:

$P_{E.Dmáx}$	Pérdidas de energía en demanda máxima
$P_{E.Dmed}$	Pérdidas de energía en demanda media
$P_{E.Dmín}$	Pérdidas de energía en demanda mínima
$h_{.Dmáx}$	Horas en que se presenta la demanda máxima
$h_{.Dmed}$	Horas en que se presenta la demanda media
$h_{.Dmín}$	Horas en que se presenta la demanda mínima

Por lo que kWh/año $TOTALES$ se suman todo lo obtenido en el periodo lluvioso y en estiaje:

$$kWh / año_{TOTALES} = kWh / año_{P.Lluvioso} + kWh / año_{P.Estiaje} \quad (7.7)$$

Se calcula los USD/año que representaría las pérdidas de energía, utilizando el Precio Referencial de Generación, que según el PMD (Plan Maestro de Electrificación 2007-2016) es de 0.059776 USD/kWh.

$$USD / año = PRG \cdot kWh / año_{TOTALES} \quad (7.8)$$

Donde,

PRG , Precio Referencial de Generación

Con estos valores calculados, se los trae a Valor Presente que para esta línea sería a partir del 2008.

$$VAN_{P.Energía} = \sum_{i=1}^n \frac{(USD / año)_i}{(1 + \text{tasa de int.})_i} \quad (7.9)$$

Donde,

i , Tasa de interés del 7.5%

En el anexo No. 11 se presentan los cálculos tabulados de todos estos valores.

7.4.2. CÁLCULOS DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA

Para el cálculo de las pérdidas de potencia se determinan en cada periodo la demanda donde se produce la mayor cantidad de pérdidas y entre los años 2008 - 2016, usando los datos de Flujos de Potencia del DIgSILENT (Anexo No. 16.1), y a estas se las realiza el siguiente cálculo:

Para periodo lluvioso:

$$kWh / año_{P.Lluvioso} = \frac{(P_{P.Lluvioso} \cdot 24 \text{ h})}{1 \text{ día}} \times \frac{26 \text{ semanas}}{1 \text{ año}} \times \frac{7 \text{ días}}{1 \text{ semana}} \quad (7.10)$$

Para periodo de estiaje:

$$kWh / año_{P.Estiaje} = \frac{(P_{P.Estiaje} \cdot 24 \text{ h})}{1 \text{ día}} \times \frac{26 \text{ semanas}}{1 \text{ año}} \times \frac{7 \text{ días}}{1 \text{ semana}} \quad (7.11)$$

Donde,

$P_{P.Estiaje}$, Pérdidas de potencia en el periodo de estiaje.

$P_{P.Lluvioso}$, Pérdidas de potencia en el periodo lluvioso.

Por lo que kWh/año _{TOTALES} se suman todo lo obtenido en el periodo lluvioso y en estiaje:

$$kWh / año_{TOTALES} = kWh / año_{P.Lluvioso} + kWh / año_{P.Estiaje} \quad (7.12)$$

A continuación, se calculan los USD/año que representarían las pérdidas de potencia, utilizando el Precio Unitario de Potencia, que según el PMD, es de 5.7 USD/kW-mes.

$$USD / año = PUPR \times kWh / año_{TOTALES} \times \frac{1 \text{ mes}}{30 \text{ días}} \times \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ horas}} \quad (7.13)$$

Donde,

$PUPR$, Precio Unitario de Potencia

Calculados estos valores se deben traer a Valor Presente, que para esta línea sería a partir del 2008.

$$VAN_{P.Potencia} = \sum_{i=1}^n \frac{(USD/año)_i}{(1 + \text{tasa de int.})_i} \quad (7.14)$$

Donde,

i , tasa de interés del 7.5%

Por lo que, los Costos Totales por Pérdidas de Potencia y Energía serán:

$$VAN = VAN_{P.Energía} + VAN_{P.Potencia} \quad (7.15)$$

En el anexo No. 11 se presentan los cálculos tabulados de todos estos valores.

7.4.3. CÁLCULOS DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EFECTO CORONA

Las pérdidas de potencia por efecto corona para cada conductor es:

$$p = \frac{241}{\delta} \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{r}{D}} \cdot \left[\frac{V_{\text{máx}}}{\sqrt{3}} - \frac{V_C}{\sqrt{3}} \right]^2 \times 10^{-5} \left[\frac{\text{kW}}{\text{km}} \right] \quad (7.16)$$

En el anexo No. 11 se presentan los cálculos tabulados de todos estos valores.

7.4.4. CÁLCULOS DE LOS COSTOS DE LOS CONDUCTORES

Para el cálculo de los costos de los conductores se toma en cuenta el precio referencial por kilómetro.

$$CTc = CC \times L \quad (7.17)$$

Donde,

CT_C , Costo total del conductor en USD.

CC , Costo unitario del conductor en USD/km.

L , Longitud de la línea en km.

En el anexo No. 11 se presentan los cálculos tabulados de todos estos valores.

7.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

De los resultados obtenidos y que se presentan en la siguiente tabla, podemos concluir lo siguiente:

- El conductor óptimo para repotenciar la línea de transmisión Paute – Pascuales a 230 kV, es el ACCC/TW Drake 1020 Kcmil, en la parte mecánica debido a que muestra un excelente comportamiento en cuanto a la variación de temperatura, efecto de radiación solar y velocidades inminentes en el medio ambiente al que todo conductor eléctrico sin tomar en cuenta su tipo o familia esta sometido.
- En el análisis económico el conductor que sobre sale entre todos los conductores tipo “T” propuestos es el ACCC/TW Cardinal 1222 Kcmil, este conductor presenta los menores costos económicos en cuanto a pérdidas de potencia, energía y por efecto corona.
- Como conclusión final se puede resaltar que el conductor a ser recomendado para repotenciar la línea Paute – Pascuales a 230 kV es el ACCC/TW Cardinal 1222 Kcmil, por presentar mejores características funcionales totales.

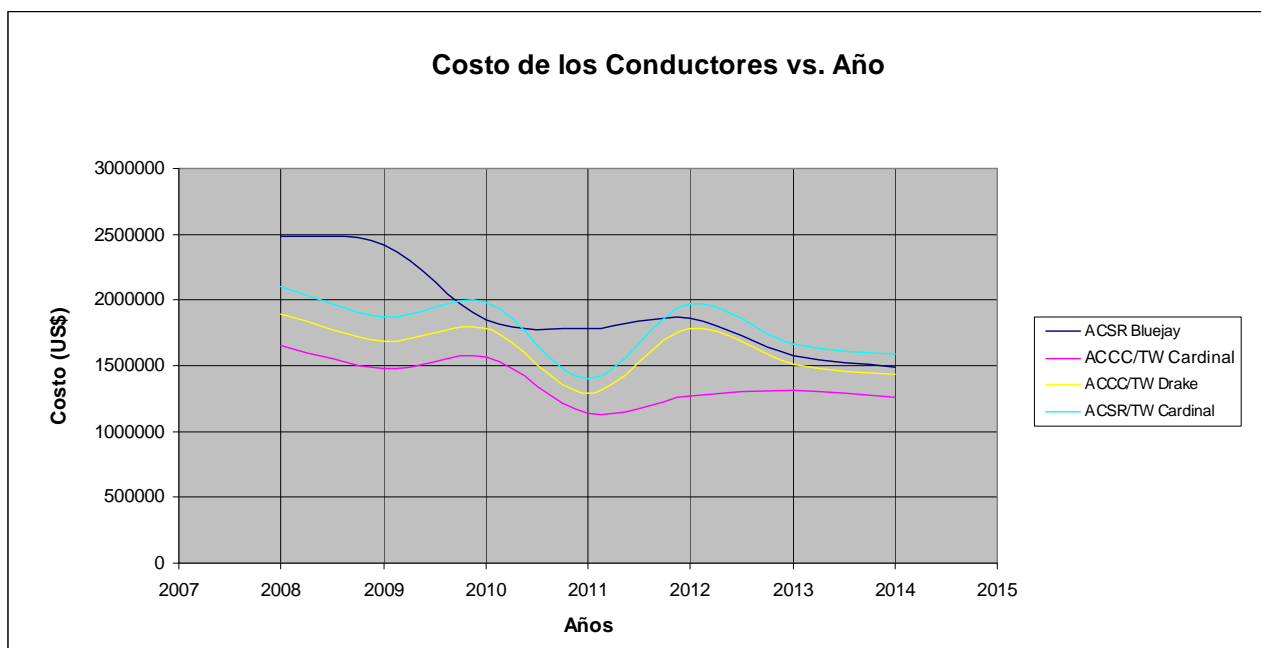
TABLA 7.7 COSTOS DE LOS CONDUCTORES

CONDUCTORES	COSTO PÉRDIDAS [US \$]				COSTO CONDUCTOR [US \$]
	POTENCIA	ENERGÍA	EFEECTO CORONA	TOTAL	
ACSR - Bluejay 1113 kcmil	5.413.388,82	8.055.909,87	231.798,00	13.701.096,69	15.410.709,29
ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil	4.192.958,69	5.476.433,42	272.370,00	9.941.762,11	42.941.375,21
ACCC/TW - Drake 1020 kcmil	4.677.023,65	6.700.648,69	332.490,00	11.710.162,34	39.338.722,58
ACSR/TW - Cardinal 954 kcmil	5.261.240,12	7.302.477,58	352.329,60	12.916.047,30	35.808.675,55

TABLA 7.8 COSTOS DE LOS CONDUCTORES EN EL TIEMPO “t años”

CONDUCTOR	A.C.S.R. Bluejay 1113 kcmil	ACCC/TW Cardinal 1222 kcmil	ACCC/TW Drake 1020 kcmil	ACSR/TW Cardinal 954 kcmil
Año	VAN TOTAL [US\$]			
2008	2.490.009,91	1.652.310,72	1.893.887,13	2.097.622,15
2009	2.415.476,93	1.475.255,02	1.687.402,13	1.866.833,23
2010	1.853.407,84	1.560.797,99	1.786.739,09	1.977.517,80
2011	1.789.246,73	1.134.147,50	1.289.620,22	1.401.371,98
2012	1.857.620,42	1.273.695,07	1.780.686,66	1.970.056,00
2013	1.572.428,01	1.318.758,49	1.505.794,02	1.665.403,32
2014	1.491.108,85	1.254.427,31	1.433.543,10	1.584.913,21

FIGURA 7.1. GRAFICO DEL COSTO DEL CONDUCTOR [US\$] EN EL TIEMPO “t AÑOS”



CAPITULO 8

EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LOS CONDUCTORES DE ÚLTIMA GENERACIÓN TIPO “T” EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MILAGRO - LAS ESCLUSAS A 230 kV

8.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA

8.1.1 Sistema de Transmisión Milagro - Las Esclusas - Trinitaria, 230 kV. [21]

Con la finalidad de evacuar, en las mejores condiciones técnicas y económicas, la generación que esta siendo instalada en el proyecto hidroeléctrico Mazar, así como aquella correspondiente a la segunda y tercera etapa de Machala Power, se observa la necesidad de disponer de una nueva vía de inyección de energía de bajo costo hacia la principal carga del país, se ha determinado que la mejor opción para conseguir aquello, es mediante la construcción de una línea de transmisión entre Milagro, Las Esclusas y Trinitaria, con lo cual se evitará posibles colapsos del SNI ante fallas en cualquiera de las líneas Milagro - Pascuales y Milagro - Dos Cerritos - Pascuales.

Otro de los objetivos de esta obra es el disponer de un anillo eléctrico alrededor de la ciudad de Guayaquil, brindando con ello una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica a esa ciudad.

La ejecución de este proyecto de transmisión se ha dividido en dos etapas: línea Trinitaria-Las Esclusas y subestación Las Esclusas; y, línea Las Esclusas-Milagro.

8.1.1.1. Línea de transmisión Trinitaria-Las Esclusas y subestación Las Esclusas

Con la finalidad de disponer de un adecuado centro de generación en el sur de Guayaquil, la Alcaldía de dicha ciudad dispuso que las barcazas de TERMOGUAYAS (Keppel) de 150 MW y de Intervisa Trade de 105 MW, se ubiquen en el sector de Las Esclusas, las cuales se conectarán al SNT a nivel de 230 y 138 kV, respectivamente.

La generación de TERMOGUAYAS se encuentra operando desde el mes de diciembre del 2006, para lo cual este agente construyó una línea de 230 kV, doble circuito, de 6.7 km de longitud, montaje inicial de uno, conectándose temporalmente en forma radial a la subestación Trinitaria en la bahía correspondiente a uno de los circuitos de la línea Trinitaria-Pascuales de 230 kV.

Entre las obligaciones acordadas con TERMOGUAYAS es devolver a TRANSELECTRIC la referida bahía una vez que esté operativa la línea Salitral-Trinitaria a 138 kV y la bahía de 230 kV en la subestación Pascuales.

Este tramo de línea, que formará parte de la línea de transmisión Trinitaria-Milagro, obra que fuera aprobada por el CONELEC en el Plan de Expansión vigente, será luego transferido a TRANSELECTRIC, tan pronto como se ponga en operación la subestación Las Esclusas.

El montaje del segundo circuito de la línea Trinitaria-Las Esclusas no ha sido realizado hasta la presente fecha, instalación que es responsabilidad de Intervisa para la conexión de su barcaza Victoria 2 a la barra de 138 kV de Trinitaria.

La solución definitiva estará disponible para finales del año 2008, la misma que consiste en la construcción de una subestación de 230/138 kV en el sector de Las Esclusas a cargo de TRANSELECTRIC. Estas instalaciones permitirán además, disponer de un nuevo punto de suministro de energía a la CATEG-D, empresa que tiene bajo su responsabilidad la ejecución e implementación de la subestación Caraguay de 138/69 kV ubicada en el sector sur-este de Guayaquil, así como la construcción de la línea de 138 kV, de aproximadamente 7 km de longitud, para la conexión a la subestación Las Esclusas.

Las obras consideradas en esta etapa, son:

- Línea de transmisión Trinitaria-Las Esclusas, 230 kV, 6.7 Km., doble circuito, dos conductores por fase, calibre 750 ACAR.
- Ampliación de subestación Trinitaria, dos bahías de 230 kV (en SF6).
- Subestación Las Esclusas, 230/138 kV.

- Transformador trifásico de 135/180/225 MVA, 230/138 kV.
- Cuatro bahías de línea de 230 kV (más una de Termoguayas).
- Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
- Una bahía de transformador de 230 kV.
- Dos bahías de línea de 138 kV (más una de Intervisa Trade y una de Ulysseas).
- Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Una bahía de transformador de 138 kV.

La empresa de generación Ulysseas manifestó su requerimiento de conexión a la subestación Las Esclusas a nivel de 138 kV, por lo que deberá instalar la correspondiente bahía.

8.1.1.2. Línea de transmisión Milagro-Las Esclusas

La ruta de esta línea, que incluye el cruce aéreo sobre el río Guayas, se realizará a la altura de “Sitio Nuevo” (10 Km. al sur de Las Esclusas), aprovechando la presencia de un banco de arena en la mitad del cauce del río, el mismo que se permitirá la instalación de una estructura intermedia para obtener dos vanos de aproximadamente 1.200 metros, utilizando para ello tres estructuras de 156 m de altura.

TRANSELECTRIC cuenta con la autorización de la Dirección de la Marina Mercante – DIGMER para cruzar el río Guayas con la mencionada línea de transmisión.

Las obras contempladas en este proyecto, que considera el cruce del río Guayas a la altura de Sitio Nuevo, son:

- Línea de transmisión Milagro - Las Esclusas, 230 kV, 54 Km., doble circuito, dos conductores por fase, calibre 750 ACAR.
- Ampliación de subestación Milagro, dos bahías de línea de 230 kV.

Las bahías correspondientes para conectarse a la subestación Las Esclusas, están incluidas en el proyecto de construcción de la referida subestación a ejecutarse en la primera etapa de este proyecto.

La fecha estimada de entrada en operación, es el primer trimestre del año 2009.

Como se mencionó en la descripción del proyecto de la línea Milagro-Machala de 230 kV, en el sentido de que son complementarias con esta nueva línea y, si los resultados del pozo exploratorio del gas natural de BPZ en el norte peruano son positivos, se podría combinar estas dos soluciones mediante la construcción de una subestación de seccionamiento a unos 20-25 Km. al sur de Milagro en la vía hacia Machala, de tal forma de bifurcar (formar una Y) entre este sitio hacia Machala, Milagro y Las Esclusas.

El costo de esta subestación de seccionamiento sería cubierto, en gran porcentaje, con el ahorro derivado de la reducción de la longitud de la línea Las Esclusas – Milagro, ya que no sería necesario llegar a Milagro sino que debe conectarse a esta nueva subestación de seccionamiento sugerida en forma preliminar.

Se detalla gráficamente el cruce del Río Guayas en el Anexo No. 12.

El tipo de torre que se usara se muestra en el Anexo No. 13, y las coordenadas de los conductores en la torre con respecto a un plano de referencia de tierra son los siguientes:

TABLA 8.1 COORDENADAS DE LOS CONDUCTORES DE FASE

COORDENADAS CONDUCTORES DE FASE [m]						
CIRCUITO	X ₁	X ₂	X ₃	Y ₁	Y ₂	Y ₃
1	-3	-3	-3	189,4	183,4	177,4
2	3	3	3	189,4	183,4	177,4

TABLA 8.2 COORDENADAS DE LOS CONDUCTORES DE TIERRA

COORDENADAS CONDUCTORES DE TIERRA [m]		
Cond. Tierra	X ₁	Y ₁
1	0	195

Se ingresan estos datos juntamente con la selección de su frecuencia nominal, número de circuitos, número de conductores de tierra, resistividad, tipo de conductor, número de fases, parámetros geométricos y el tipo de cable de guarda.

Para presentar los resultados obtenidos al realizar las corridas de flujos de potencia (Anexo No. 16.2) en el programa Digsilent del S.N.T., en el año 2008, se obtuvieron los valores de pérdidas de energía y potencia de la línea a repotenciarse, que se muestran en el Anexo No. 14.

8.2. ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

8.2.1. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS

El cálculo de las pérdidas de potencia y energía, se realizó en el tramo que comprende el cruce del Río Guayas para su comparación con los conductores propuestos para su funcionamiento.

Los conductores propuestos para este ejemplo de aplicación son los siguientes:

- ACCC/TW Cardinal 1222 Kcmil
- ACSR/TW Nelson 1257,1 kcmil

8.2.2. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Para el cálculo de las pérdidas de energía se usaron las formulas (7.1) al (7.9) estudiadas en el capítulo anterior.

Los cálculos se hacen referencia en el Anexo No. 15

8.2.3. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA

Para el cálculo de las pérdidas de potencia se usaron las formulas (7.10) al (7.14) estudiadas en el capítulo anterior.

Los cálculos se hacen referencia en el Anexo No. 15

8.2.4. CÁLCULO DEL COSTO DEL CONDUCTOR

Para el cálculo del costo del conductor se uso la formula (7.15) estudiada en el capitulo anterior.

Los cálculos se hacen referencia en el Anexo No. 15

8.3. ANÁLISIS DE RESULTADO

De los resultados obtenidos y que se presentan en la siguiente tabla, podemos concluir lo siguiente:

- El conductor óptimo para repotenciar el tramo de la línea Milagro – Las Esclusas a 230 kV, es el ACCC/TW Drake 1020 Kcmil, en la parte mecánica debido a que muestra un excelente comportamiento en cuanto a la variación de temperatura, efecto de radiación solar y velocidades inminentes en el medio ambiente al que todo conductor eléctrico sin tomar en cuenta su tipo o familia esta sometido.
- Como conclusión final se puede resaltar que el conductor a ser recomendado para la línea Milagro – Las Esclusas a 230 kV es el conductor ACCC/TW Cardinal 1222 Kcmil, por presentar mejores características funcionales totales.

TABLA 8.3 COSTOS DE LOS CONDUCTORES

CONDUCTORES	COSTO PÉRDIDAS [US \$]				COSTO CONDUCTOR [US \$]
	POTENCIA	ENERGÍA	EFECTO CORONA	TOTAL	
ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil	1.287,34	813,50	3.465,03	5.565,87	1.042.922,21
ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil	1.248,10	833,28	3.613,49	5.694,87	1.139.633,10
AAAC 2x750 kcmil	1.284,77	2.545,09	5.466,07	9.295,93	273.036,90

CAPITULO 9

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

9.1. CONCLUSIONES

- En el estudio realizado se planteó la necesidad de repotenciar la Línea de Transmisión Paute – Pascuales a 230 kV, ante el aumento de la demanda de energía en el país, hasta que la nueva línea de transmisión Quito – Guayaquil a 500 kV, se construya y, así evacuar la energía a futuro que tendría el Sistema Nacional Interconectado.
- Partiendo del punto anterior es primordial ver la necesidad de transmitir una mayor cantidad de potencia aprovechando la infraestructura actual usada en el S.N.T., para así optimizar el recurso técnico y económico, satisfaciendo la demanda energética del país.
- El análisis de la repotenciación planteada se realizó respetando las torres y vanos de la Línea de Transmisión Paute – Pascuales a 230 kV, obteniéndose así la mínima inversión del cambio de conductor, ya que este tipo de cables para alta tensión, fluctúan de tres a cuatro veces el costo por kilómetro de los actuales (ACSR y ACAR) usados en el S.N.T.
- El diseño de estos conductores de última generación tipo “T” (ACSR/TW y ACCC/TW) permiten que el espaciamiento de aire entre los hilos de aluminio trapezoidales y el núcleo de acero sea eliminado.
- El diámetro de los conductores tipo “T” (ACSR/TW y ACCC/TW) son aproximadamente 10% menor que el conductor ACSR estándar de la misma resistencia AC y puede operar continuamente a temperaturas sobre los 250°C sin pérdida de fuerza.
- La flecha de los conductores tipo “T” (ACSR/TW y ACCC/TW) son menores que los conductores convencionales compuestos, y su flecha final no es afectada por términos largos del creep en el aluminio y pueden ser ocupados en vanos largos.

- El conductor ACCC/TW - Cardinal 1222 MCM resultó ser el conductor óptimo para la repotenciación la línea Paute – Pascuales a 230 kV, por presentar menores costos de pérdidas de potencia, energía y por efecto corona.
- El conductor ACCC/TW Cardinal 1222 Kcmil, para el ejemplo de aplicación para el cruce del Río Guayas de la línea Milagro – Las Esclusas a 230 kV, cumple con la menor cantidad de pérdidas económicas, pero para optimizar este tramo de la línea, se necesita una mayor capacidad mecánica del conductor, y en virtud que en el trayecto de la misma es corta (vano de 2.5 Km.), las pérdidas económicas son relevantes ante estas, por lo que se recomienda el uso del conductor ACCC/TW Drake 1020 Kcmil.
- El conductor ACCC/TW: Drake 1020 MCM cumple los requerimientos mecánicos en las diferentes exigencias de temperatura, velocidad de viento, longitud de vano, teniendo así, la menor variación de flecha en comparación con los conductores de su clase.
- Los conductores de la familia TW son capaces de transportar en situaciones de emergencia el 100 % mas potencia que los conductores del tipo ACAR y sin mostrar variaciones en sus propiedades mecánicas, es decir, sin presentar una variación en su flecha respecto al vano, como ocurre con los conductores tradicionales, entre ellos el ACAR.
- Los conductores tipo TW son útiles en contingencias que puede presentar el sistema nacional de transmisión, debido a que son capaces de transmitir el doble de potencia sin alterar sus propiedades físicas ni mecánicas, y a su vez incrementan la robustez del sistema.
- Debido a que el Sistema Nacional de Transmisión aumentará a 500 kV en su sistema es importante poseer este tipo de líneas para que, en caso de emergencia poder dar soporte e incrementar la confiabilidad del sistema.

9.2. RECOMENDACIONES

- Debido al costo de los conductores en el mercado es recomendable aprovechar sus características mecánicas (conductores tipo "TW") en la construcción de nuevas líneas de transmisión con vanos mayores a los típicos en las actuales líneas, ahorrando de esta manera, torres de transmisión a lo largo de la línea.
- Si la sección del conductor tipo "TW" representa un exceso de pérdidas por efecto corona debido a su longitud del vano, existen otros de menor diámetro que permitirían su uso en haz disminuyendo así las pérdidas por éste efecto.
- Es recomendable el uso de los conductores de última generación en tramos cortos de líneas en centrales de generación para evacuar así la energía generada, en este caso, no es importante el diámetro del conductor respecto a las pérdidas por su tramo.
- En virtud que las líneas de subtransmisión cada vez se acercan a los perímetros de la ciudad y están incrementándose en su nivel de voltaje, es importante el estudio de este tipo de conductores en el diseño de éstas redes, debido a que las indemnizaciones son elevadas en la parte rural que la urbana.
- Si bien es cierto el costo de los conductores tipo TW actualmente son de 3 a 5 veces el costos de un conductor tradicional con el mismo diámetro, en este tipo de caso (de contingencia) los conductores tipo TW permiten la evacuación de potencia mucho mayor que los conductores tradicionales, generando beneficios tales como ininterrupción del servicio, o también se puede realizar trabajos en un circuito por mantenimiento o reparación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CONELEC. (2006). "**Plan Maestro de Electrificación 2007-2016**".
- [2] CONELEC. (2006). "**Seminario Internacional sobre Regulación de Electricidad Gas Natural**".
- [3] CONELEC. (2006). "**Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el SNI**".
- [4] Dr. Luis María Checa. (2000). "**Líneas de Transporte de Energía.**" Santa Fe de Bogotá; Alfaomega S.A.
- [5] Grainger, John J., y Stevenson, William D. (1996). "**Análisis de Sistemas de Potencia.**" USA., McGraw-Hill.
- [6] Ledesma, Pablo. Madrid, ESPAÑA: Universidad Carlos III - Departamento de Ingeniería Eléctrica
- [7] Naranjo, Homero. (2007). "**Determinación del Calibre Óptimo de conductores para líneas de transmisión del Plan de Expansión de Transelectric S.A. del Período 2007 - 2016**" Quito, Ecuador.
- [8] Mujal, Ramón. (2000). "**Tecnología Eléctrica.**" Ediciones UPC.
- [9] Portal para Investigadores y Profesionales. www.elprisma.com, **Conductores Eléctricos**, página web del Internet.
- [10] Harper, Enríquez. (1999). "**Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica**" Volumen 1. USA., McGraw-Hill.
- [11] GENERAL CABLE. "**TransPowr® ACSR Bare Overhead Conductor**".

- [12] GENERAL CABLE. **“TransPowr® ACSR/TW Bare Overhead Conductor to ASTM B779”**
- [13] GENERAL CABLE. **“TransPowr™ ACSS/TW Bare Overhead Conductor to ASTM B857”**
- [14] GENERAL CABLE. **“TransPowr® ACCC/TW Bare Overhead Conductor”**
- [15] **“APUNTES DE LÍNEAS AÉREAS DE ALTA Y MEDIA TENSIÓN”** - UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL - FACULTAD REGIONAL LA PLATA
- [16] LONDON METAL EXCHANGE. **“Precios oficiales del Cobre y Aluminio”**, página web del Internet, diciembre 2007.
- [17] **“REGLAMENTO DE LÍNEAS AÉREAS DE ALTA TENSIÓN”** Madrid, España
- [18] **MANUALS DlgSILENT PowerFactory Version 13** Germany: DlgSILENT GmbH (2003).
- [19] **“ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK”** USA: ABB Power T&D COMPANY Inc. (1997)
- [20] TRANSELECTRIC S.A. (2008). **“Tablas de ubicación de estructuras de la línea de transmisión Paute – Pascuales a 230 kV”**
- [21] TRANSELECTRIC S.A. (2008). **“Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Periodo 2008 - 2017”**
- [22] EX - INECEL. **“Normas de Proyecto para las Líneas de 138 kV - Sistema Nacional de Transmisión”**

ANEXOS

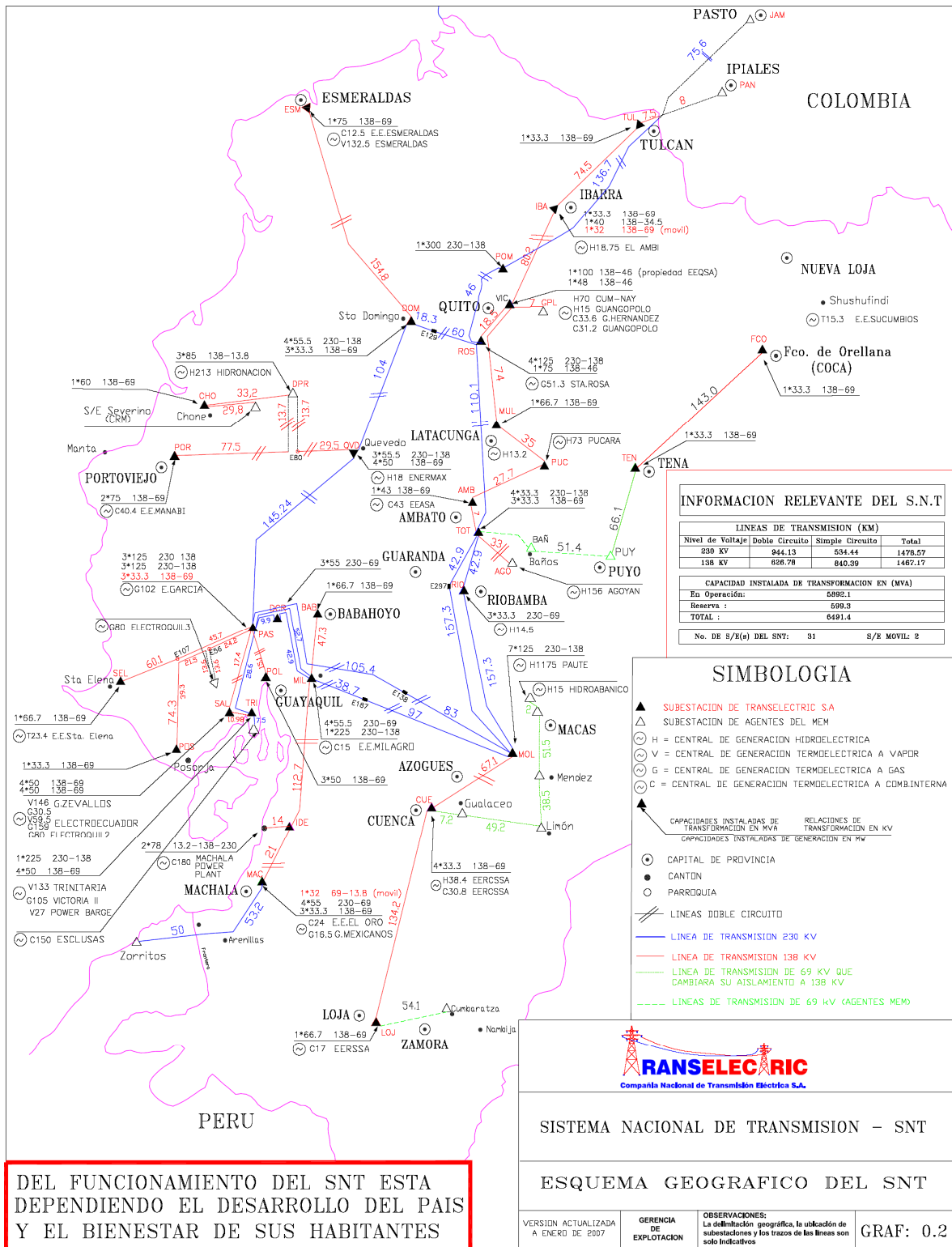
ANEXO No. 1

**DESCRIPCIÓN GENERAL DEL
SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO**

1.1. CENTRALES DE GENERACIÓN E INTERCONEXIONES

CENTRALES DE GENERACIÓN E INTERCONEXIONES A JUNIO DE 2007																									
Sistema	Tipo de Empresa	Empresa	Hidráulica			Importación			Térmica Gas Natural			Térmica Gas		Térmica Vapor		Térmica MCI			Fotovoltaica		Total Nominal (MW)	Total Efectiva (MW)	Total #		
			Nominal (MW)	Efectiva (MW)	#	Nominal (MW)	Efectiva (MW)	#	Nominal (MW)	Efectiva (MW)	#	Nominal (MW)	Efectiva (MW)	#	Nominal (MW)	Efectiva (MW)	#	Nominal (MW)	Efectiva (MW)	#					
Sistema Nacional Interconectado	Generadora	CATEG-G										201,6	172,5	2	34,5	33,0	1					236,1	205,5	3	
		Ecotuz	2,3	2,1	1																		2,3	2,1	1
		Elecaustro	38,4	38,4	2														30,8	26,4	2		69,3	64,8	4
		Electroguayas											128,3	116,0	2	279,0	279,0	2					407,3	395,0	4
		Electroquill											181,0	181,0	1								181,0	181,0	1
		EMAAP-Q	8,4	8,2	1																		8,4	8,2	1
		Generoca																	34,3	34,3	1		34,3	34,3	1
		Hidroagoyán	233,0	224,0	2																		233,0	224,0	2
		Hidronación	213,0	213,0	1																		213,0	213,0	1
		Hidropastaza	230,0	230,0	1																		230,0	230,0	1
		Hidropaute	1.075,0	1.075,0	1																		1.075,0	1.075,0	1
		Hidrosimbibe	16,0	14,5	1																		16,0	14,5	1
		Intervisa Trade											105,0	102,0	1								105,0	102,0	1
		Machala Power									140,0	130,0	1										140,0	130,0	1
		Termoesmeraldas													132,5	131,0	1						132,5	131,0	1
		Termoquayas																	150,0	150,0	1		150,0	150,0	1
	Termopichincha											51,3	51,0	1				33,1	32,6	1		84,4	83,6	2	
	Ulyseas																	30,0	27,5	1		30,0	27,5	1	
	Total Generadora			1.816,1	1.805,2	10				140,0	130,0	1	667,1	622,5	7	446,0	443,0	4	278,3	270,8	6		3.347,5	3.271,6	28
	Autoprodutora	Agua y Gas de Sillunchi	0,4	0,4	2																	0,4	0,4	2	
		Ecoelectric													9,0	7,7	1					9,0	7,7	1	
		Ecotuz	6,6	6,2	1																	6,6	6,2	1	
		Ecudos													28,8	27,6	1					28,8	27,6	1	
		Electroandina	0,9	0,8	2																	0,9	0,8	2	
		EMAAP-Q	14,8	14,6	2																	14,8	14,6	2	
		Enemax	15,0	15,0	1																	15,0	15,0	1	
		Famiproduct																	3,8	3,4	1		3,8	3,4	1
		Hidroabánico	15,0	14,9	1																	15,0	14,9	1	
Hidroimbabura		0,8	0,7	2																	0,8	0,7	2		
I.M.Mejía		2,8	2,8	1																	2,8	2,8	1		
La Farge																		16,5	13,2	1		16,5	13,2	1	
La Internacional		3,0	2,8	1																	3,0	2,8	1		
Manageneración		6,3	6,0	1																	6,3	6,0	1		
Molinos La Unión		1,7	1,7	1																	1,7	1,7	1		
San Carlos															35,0	28,0	1					35,0	28,0	1	
Total Autoprodutora			67,4	65,9	15									73,8	63,3	3	20,2	16,6	2		161,4	145,8	20		
Distribuidora	Ambato	3,0	2,9	1																	3,0	2,9	1		
	Bolívar	1,9	1,5	1														2,5	2,2	1		4,4	3,8	2	
	Centro Sur																	4,8	2,7	1		4,8	2,7	1	
	Colopaxi	9,4	9,2	2																		9,4	9,2	2	
	El Oro																	15,9	12,9	2		15,9	12,9	2	
	Esmeraldas																	8,8	8,8	1		8,8	8,8	1	
	Los Ríos																	11,5	11,5	1		11,5	11,5	1	
	Manabí																	59,6	41,1	1		59,6	41,1	1	
	Milagro																	15,0	15,0	1		15,0	15,0	1	
	Norte	12,5	12,5	4														2,5	1,8	1		15,0	14,3	5	
	Quilto	96,9	96,9	5														43,4	40,3	2		140,3	137,2	7	
	Rocamba	13,5	13,0	2														2,5	2,0	1		16,0	15,0	3	
Sta. Elena																	31,9	29,3	3		31,9	29,3	3		
Sur	2,4	2,4	1														20,3	17,8	1		22,7	20,2	2		
Total Distribuidora			139,6	138,4	16												214,7	188,6	17		354,3	327,1	33		
Interconexión	Colombia								290,0	240,0	2											290,0	240,0	2	
	Perú								110,0	100,0	1											110,0	100,0	1	
Total Interconexión								400,0	340,0	3											400,0	340,0	3		
Total Sistema Nacional Interconectado			2.023,1	2.009,5	41			400,0	340,0	3	140,0	130,0	1	667,1	622,5	7	519,8	506,3	7	513,2	476,1	25	4.263,3	4.084,4	84

1.2. ESQUEMA GEOGRÁFICO DEL SNT



DEL FUNCIONAMIENTO DEL SNT ESTA DEPENDIENDO EL DESARROLLO DEL PAIS Y EL BIENESTAR DE SUS HABITANTES

1.3. ÁREA DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS



ANEXO No. 2

CONDUCTORES ACSR

Nombre del conductor	Tamaño Nominal		Stranding (Al/St)	Diámetro (mm)				Peso ² (Kg/Km)			Contenido (%)		Resistencia ²³ (Ω/Km)			
	Tamaño (AWG o KCM)	Tamaño (mm ²)		Al	Acer o	Núcleo de Acer o	Conductor total	Al	Acer o	Total	Al	Acer o	Fuerza de Ruptura ³ (Kg)	DC a 20° C	AC a 75° C	Corriente de Ruptura ³³ (A)
Waxwing	266.8	135.19	18/1	3.091	3.091	3.09	15.46	372.4	58.4	430.7	86.45	13.55	3121	0.211	0.259	449
Partridge	266.8	135.19	26/7	2.573	2.002	6.00	16.30	374.5	172.0	546.5	68.53	31.47	5126	0.209	0.255	457
Brant	397.5	201.42	24/7	3.269	2.179	6.54	19.61	558.0	203.9	761.9	73.23	26.77	6622	0.141	0.172	584
Ibis	397.5	201.42	26/7	3.139	2.441	7.32	19.88	557.5	255.7	813.3	68.53	31.47	7394	0.140	0.172	587
Lark	397.5	201.42	30/7	2.924	2.924	8.77	20.46	559.2	367.2	926.5	60.35	39.65	9208	0.139	0.170	594
Pelican	477.0	241.70	18/1	4.135	4.135	4.14	20.68	666.4	104.4	770.8	86.45	13.55	5352	0.118	0.144	646
Flicker	477.0	241.70	24/7	3.581	2.388	7.16	21.49	669.8	244.7	914.9	73.23	26.77	7802	0.117	0.144	655
Hawk	477.0	241.70	26/7	3.442	2.677	8.02	21.78	669.1	307.1	976.1	68.53	31.47	8845	0.117	0.143	659
Hen	477.0	241.70	30/7	3.203	3.203	9.61	22.42	671.2	440.8	1112.0	60.53	39.65	10795	0.116	0.142	666
Kingbird	636.0	322.3	18/1	4.775	4.775	4.78	23.88	888.6	139.3	1028	86.45	13.55	7121	0.0885	0.109	773
Swift	636.0	322.3	36/1	3.376	3.376	3.38	23.63	888.2	69.6	957.8	92.80	7.20	6260	0.0888	0.110	769
Rook	636.0	322.3	24/7	4.135	2.756	8.27	24.81	892.9	326.0	1219	73.23	26.77	10251	0.0881	0.108	784
Grosbeak	636.0	322.3	26/7	3.973	3.089	9.27	25.16	892.7	409.5	1302	68.53	31.47	11430	0.0877	0.108	789
Scoter	636.0	322.3	30/7	3.69	3.69	11.09	25.89	894.	587.	1483	60.3	39.5	13789	0.087	0.107	798

Egret	636.0	322.3	30/19	3.69 8	2.22 0	11.10	25.89	894. 9	575. 3	1470	60.8 9	39.1 1	14288	0.087 2	0.107	798
Bluejay	1113.0	564.0	45/7	3.99 5	2.66 4	7.99	31.97	1563	304. 7	1868	83.6 9	16.3 1	13517	0.050 7	0.063 7	1092
Finch	1113.0	564.0	54/19	3.64 7	2.18 9	10.95	32.83	1571	559. 6	2130	73.7 5	26.7 5	17735	0.050 6	0.064 6	1093
² . Los pesos son calculados usando las normas ASTM con los incrementos de stranding																
³ . Fuerza de ruptura son calculados por los métodos de las normas ASTM y convertidos a las unidades métricas después de ser redondeadas.																
²³ . La resistencia es calculada usando las normas ASTM con los incrementos de stranding, y con una conductividad del metal de 61.2% IACS para EC (1350) y 8% IACS para el acero. AC (60 Hz) la resistencia incluye la corriente dependiente de las pérdidas por histéresis con un factor por 1 y 3 años de construcción.																
³³ . La corriente de ruptura está basada en 75°C para la temperatura del conductor, 25°C en temperatura ambiente, y una velocidad del viento de 0.61 m/s, con una luminosidad de 1033 watts/sq, con coeficientes de emisión y absorción.																

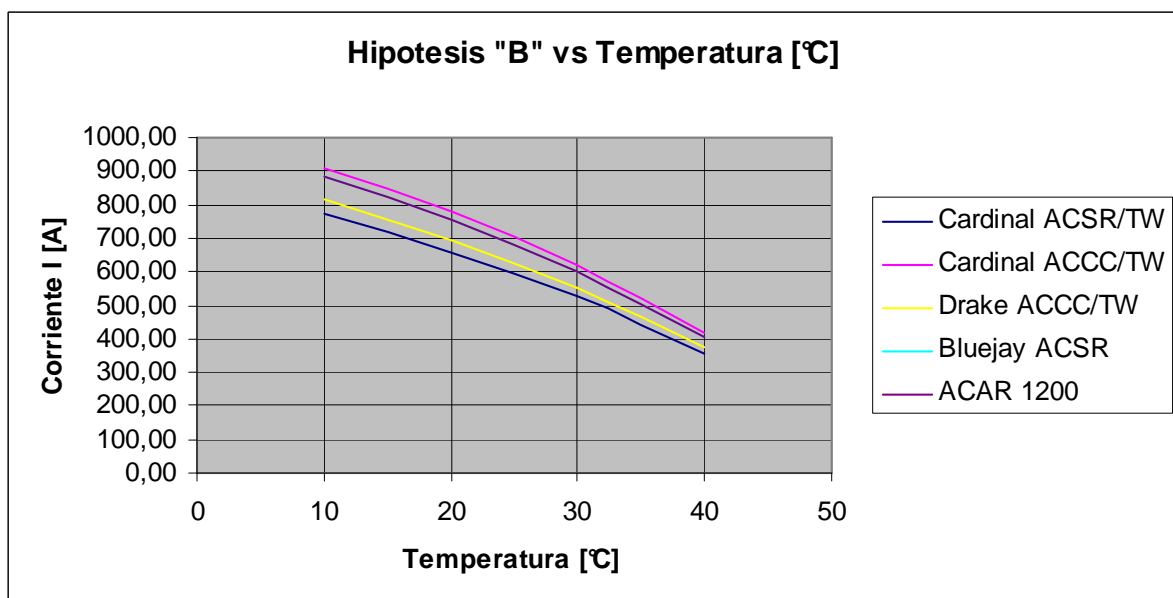
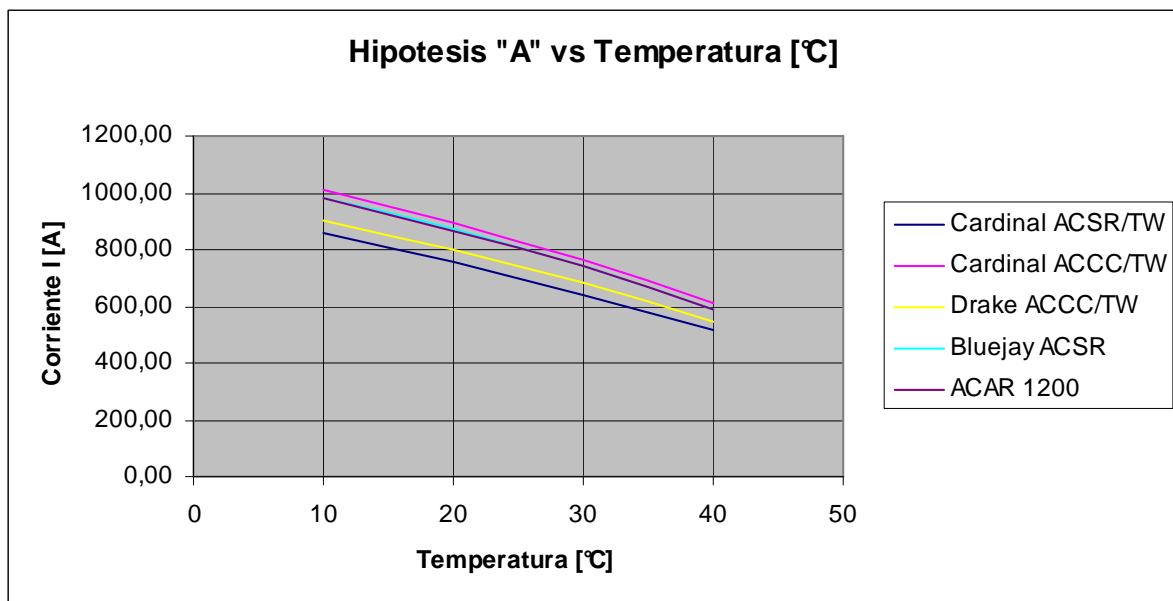
ANEXO No. 3

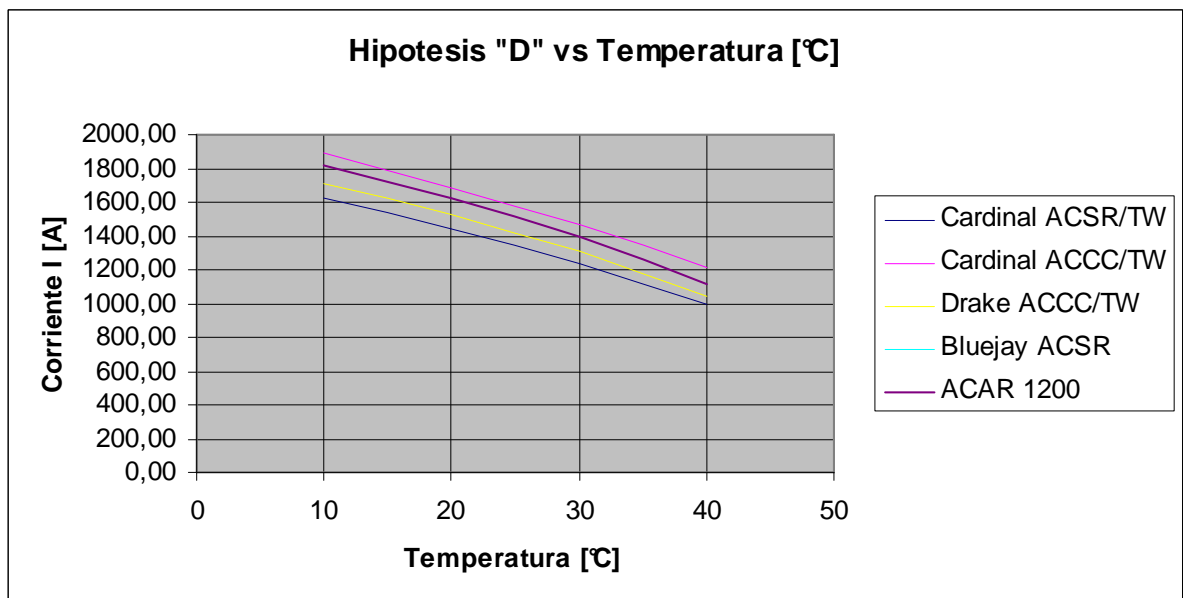
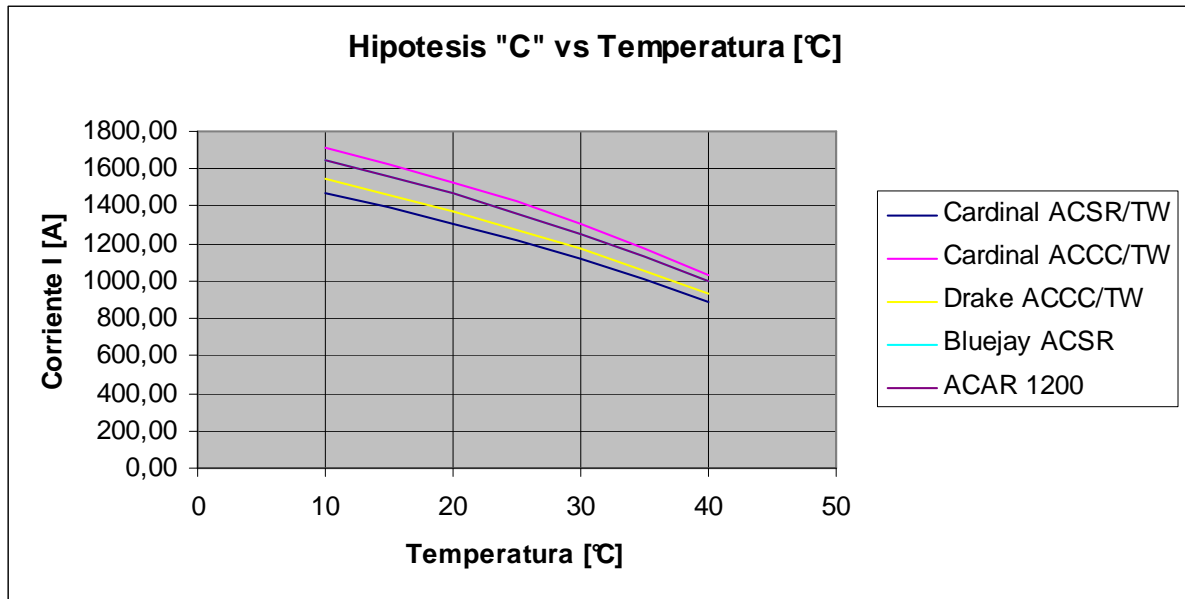
CONDUCTORES ACAR

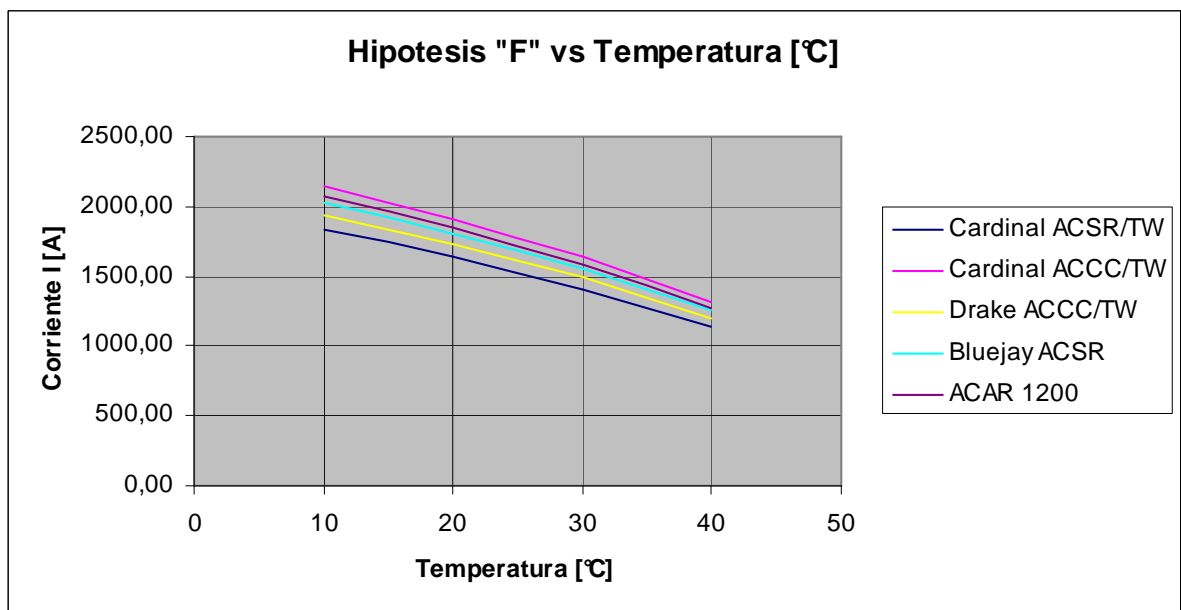
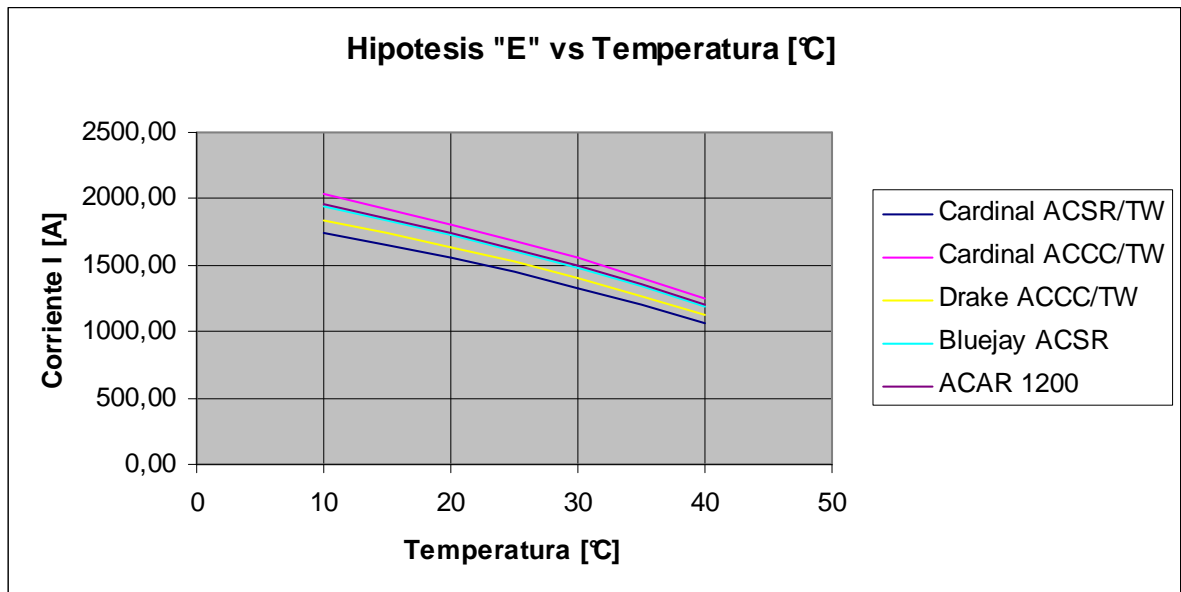
Tamaño del conductor		Stranding		Diámetro Exterior (in)	Área (mm ²)	Diámetro del núcleo (mm)	Diámetro del conductor (mm)	Masa Aproximada (Kg/Km)	Carga de Ruptura Nominal (Kgf)	Resistencia DC a 20° C (ohm/Km)
AWG o Kcmil	Sección Transversal (in ²)	1350-H19	6201-T81							
300	0.2358	15 x 0.1257	4 x 0.1257	0.629	152	3.193	15.96	420	2885	0.195
300	0.2358	12 x 0.1257	7 x 0.1257	0.629	152	3.193	15.96	420	3275	0.200
1100	0.8637	33 x 0.1724	4 x 0.1724	1.207	557	4.38	30.65	1540	9190	0.053
1100	0.8637	30 x 0.1724	7 x 0.1724	1.207	557	4.38	30.65	1540	9990	0.053
1100	0.8637	24 x 0.1724	13 x 0.1724	1.207	557	4.38	30.65	1540	11010	0.054
1100	0.8637	18 x 0.1724	19 x 0.1724	1.207	557	4.38	30.65	1540	12300	0.056
1100	0.8641	54 x 0.1343	7 x 0.1343	1.209	557	3.41	30.70	1540	9590	0.053
1100	0.8641	48 x 0.1343	13 x 0.1343	1.209	557	3.41	30.70	1540	10170	0.054
1100	0.8641	42 x 0.1343	19 x 0.1343	1.209	557	3.41	30.70	1540	11010	0.055
1100	0.8641	33 x 0.1343	28 x 0.1343	1.209	557	3.41	30.70	1540	11810	0.055
1200	0.9426	33 x 0.1801	4 x 0.1801	1.261	608	4.57	32.00	1680	10030	0.048
1200	0.9426	30 x 0.1801	7 x 0.1801	1.261	608	4.57	32.00	1680	10880	0.049
1200	0.9426	24 x 0.1801	13 x 0.1801	1.261	608	4.57	32.00	1680	12035	0.050
1200	0.9426	18 x 0.1801	19 x 0.1801	1.261	608	4.57	32.00	1680	13400	0.051
1200	0.9430	54 x 0.1403	7 x 0.1403	1.263	608	3.56	32.10	1680	10260	0.048
1200	0.9430	48 x 0.1403	13 x 0.1403	1.263	608	3.56	32.10	1680	10970	0.049
1200	0.9430	42 x 0.1403	19 x 0.1403	1.263	608	3.56	32.10	1680	11860	0.050
1200	0.9430	33 x 0.1403	28 x 0.1403	1.263	608	3.56	32.10	1680	12790	0.051

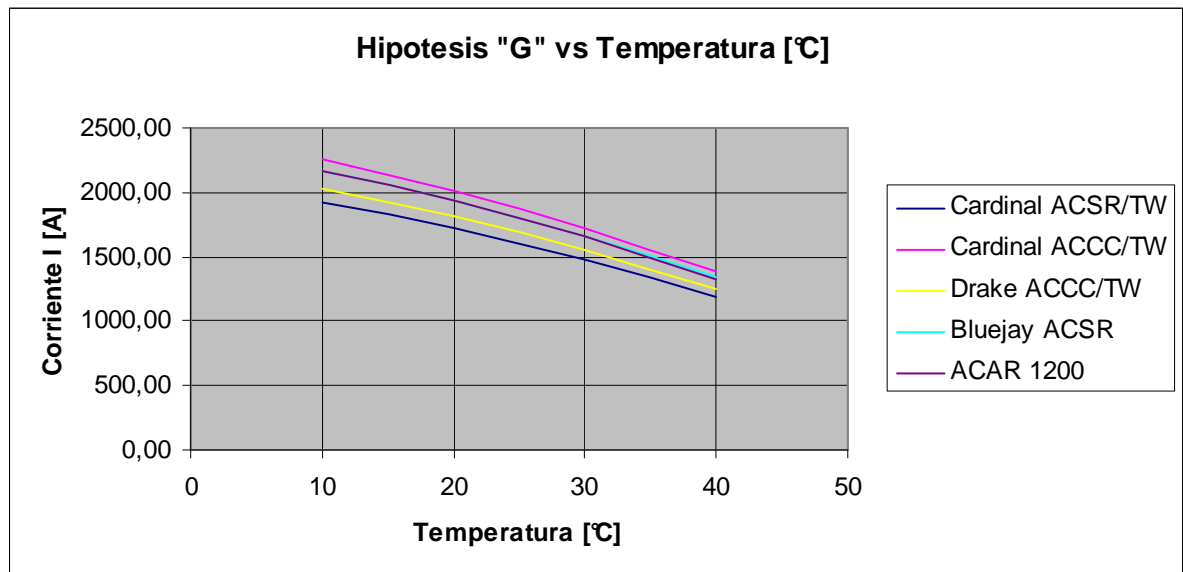
ANEXO No. 4

GRÁFICAS DE LA TABULACIÓN DE LAS COMPARACIONES DE LAS AMPACIDADES DE LOS CONDUCTORES TIPO “TW”, ACAR Y ACSR.



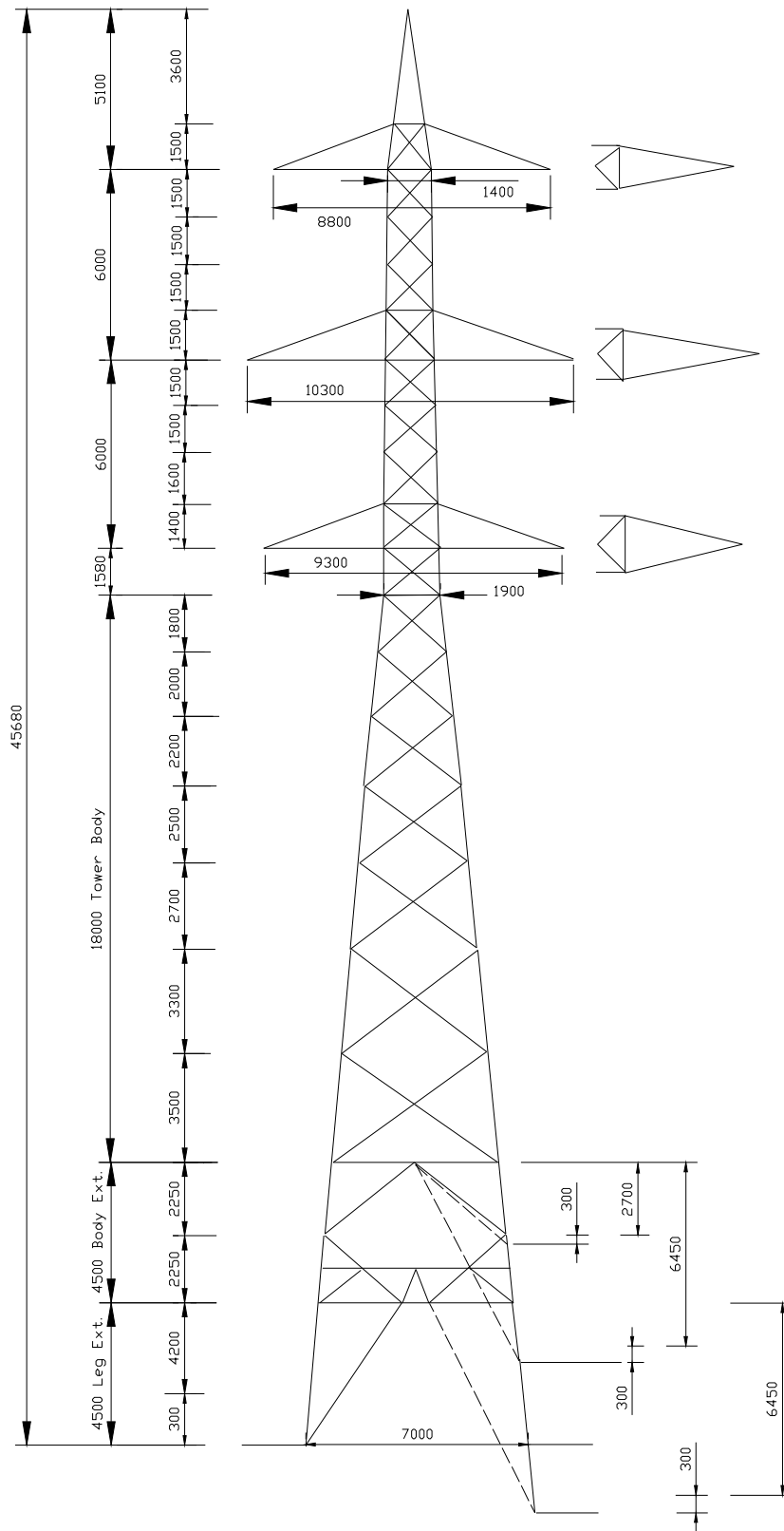






ANEXO No. 5

**GRÁFICO DE LA TORRE DE TRANSMISIÓN TIPO SA1
PARA LA LÍNEA PAUTE – PASCUALES A 230 kV**



ANEXO No. 6

**TABULACIÓN DE LAS CORRIDAS DE FLUJOS DE
POTENCIA CON EL PROGRAMA DIgSILENT, PARA LOS
AÑOS 2007 – 2016 PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
PAUTE - PASCUALES A 230 kV.**

1. USANDO CONDUCTOR ACTUAL ACSR BLUEJAY 1113 M.C.M.

ANEXO 6.1.		Potencia que sale de la Barra Molino 230 kV					
		Primer Circuito ACSR_Bluejay 1113 kcmil			Segundo Circuito ACSR_Bluejay 1113 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	155,2113	126,0373	60,87593	155,2113	126,0373	60,87593
2008	LLUVIOSO	180,1005	194,4746	187,7829	180,1005	194,4746	187,7829
2009	ESTIAJE	167,078	135,8134	69,5481	167,078	135,8134	69,5481
2009	LLUVIOSO	173,9942	183,0809	172,4778	173,9942	183,0809	172,4778
2010	ESTIAJE	160,6263	126,9701	66,18343	160,6263	126,9701	66,18343
2010	LLUVIOSO	199,499	206,1952	191,4452	199,499	206,1952	191,4452
2011	ESTIAJE	169,8602	131,2486	71,29	169,8602	131,2486	71,29
2011	LLUVIOSO	192,2971	212,397	190,93	192,2971	212,397	190,93
2012	ESTIAJE	181,4779	146,9113	64,4349	181,4779	146,9113	64,4349
2012	LLUVIOSO	207,7282	219,3253	194,7434	207,7282	219,3253	194,7434
2013	ESTIAJE	171,7664	139,3115	62,17	171,7664	139,3115	62,17
2013	LLUVIOSO	189,1768	204,2099	196,0465	189,1768	204,2099	196,0465
2014	ESTIAJE	163,9975	135,1833	57,52737	163,9975	135,1833	57,52737
2014	LLUVIOSO	183,2259	200,9654	193,6375	183,2259	200,9654	193,6375
2015	ESTIAJE	163,9975	135,1833	57,52737	163,9975	135,1833	57,52737
2015	LLUVIOSO	183,2259	200,9654	193,6375	183,2259	200,9654	193,6375
2016	ESTIAJE	163,9975	135,1833	57,52737	163,9975	135,1833	57,52737
2016	LLUVIOSO	183,2259	200,9654	193,6375	183,2259	200,9654	193,6375
2017	ESTIAJE	163,9975	135,1833	57,52737	163,9975	135,1833	57,52737
2017	LLUVIOSO	183,2259	200,9654	193,6375	183,2259	200,9654	193,6375
2018	ESTIAJE	163,9975	135,1833	57,52737	163,9975	135,1833	57,52737
2018	LLUVIOSO	183,2259	200,9654	193,6375	183,2259	200,9654	193,6375
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
2051	ESTIAJE	163,9975	135,1833	57,52737	163,9975	135,1833	57,52737
2051	LLUVIOSO	183,2259	200,9654	193,6375	183,2259	200,9654	193,6375

ANEXO 6.2.		Potencia que llega a la Barra Pascuales 230 kV					
		Primer Circuito ACSR_Bluejay 1113 kcmil			Segundo Circuito ACSR_Bluejay 1113 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	150,1916	122,6465	59,96619	150,1916	122,6465	59,96619
2008	LLUVIOSO	173,3152	186,4514	180,3525	173,3152	186,4514	180,3525
2009	ESTIAJE	161,3286	131,872	68,44735	161,3286	131,872	68,44735
2009	LLUVIOSO	167,7791	176,0547	166,3608	167,7791	176,0547	166,3608
2010	ESTIAJE	155,2933	123,6288	65,18367	155,2933	123,6288	65,18367
2010	LLUVIOSO	191,2239	197,1717	183,7739	191,2239	197,1717	183,7739
2011	ESTIAJE	163,8782	127,4214	70,14	163,8782	127,4214	70,14
2011	LLUVIOSO	184,8986	203,1264	183,51	184,8986	203,1264	183,51
2012	ESTIAJE	174,2481	141,7744	63,17202	174,2481	141,7744	63,17202
2012	LLUVIOSO	198,0685	209,228	186,815	198,0685	209,228	186,815
2013	ESTIAJE	165,2828	134,7225	61,25	165,2828	134,7225	61,25

2013	LLUVIOSO	181,3036	194,8145	188,001	181,3036	194,8145	188,001
2014	ESTIAJE	157,2496	130,363	56,26222	157,2496	130,363	56,26222
2014	LLUVIOSO	174,8694	191,5385	185,7473	174,8694	191,5385	185,7473
2015	ESTIAJE	157,2496	130,363	56,26222	157,2496	130,363	56,26222
2015	LLUVIOSO	174,8694	191,5385	185,7473	174,8694	191,5385	185,7473
2016	ESTIAJE	157,2496	130,363	56,26222	157,2496	130,363	56,26222
2016	LLUVIOSO	174,8694	191,5385	185,7473	174,8694	191,5385	185,7473
2017	ESTIAJE	157,2496	130,363	56,26222	157,2496	130,363	56,26222
2017	LLUVIOSO	174,8694	191,5385	185,7473	174,8694	191,5385	185,7473
2018	ESTIAJE	157,2496	130,363	56,26222	157,2496	130,363	56,26222
2018	LLUVIOSO	174,8694	191,5385	185,7473	174,8694	191,5385	185,7473
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
2051	ESTIAJE	157,2496	130,363	56,26222	157,2496	130,363	56,26222
2051	LLUVIOSO	174,8694	191,5385	185,7473	174,8694	191,5385	185,7473

ANEXO 6.3.		Pérdidas de potencia de la L/T Molino - Pascuales 230 kV					
		Primer Circuito ACSR_Bluejay 1113 kcmil			Segundo Circuito ACSR_Bluejay 1113 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	5,0197	3,3908	0,90974	5,0197	3,3908	0,90974
2008	LLUVIOSO	6,7853	8,0232	7,4304	6,7853	8,0232	7,4304
2009	ESTIAJE	5,7494	3,9414	1,10075	5,7494	3,9414	1,10075
2009	LLUVIOSO	6,2151	7,0262	6,117	6,2151	7,0262	6,117
2010	ESTIAJE	5,333	3,3413	0,99976	5,333	3,3413	0,99976
2010	LLUVIOSO	8,2751	9,0235	7,6713	8,2751	9,0235	7,6713
2011	ESTIAJE	5,982	3,8272	1,15	5,982	3,8272	1,15
2011	LLUVIOSO	7,3985	9,2706	7,42	7,3985	9,2706	7,42
2012	ESTIAJE	7,2298	5,1369	1,26288	7,2298	5,1369	1,26288
2012	LLUVIOSO	9,6597	10,0973	7,9284	9,6597	10,0973	7,9284
2013	ESTIAJE	6,4836	4,589	0,92	6,4836	4,589	0,92
2013	LLUVIOSO	7,8732	9,3954	8,0455	7,8732	9,3954	8,0455
2014	ESTIAJE	6,7479	4,8203	1,26515	6,7479	4,8203	1,26515
2014	LLUVIOSO	8,3565	9,4269	7,8902	8,3565	9,4269	7,8902
2015	ESTIAJE	6,7479	4,8203	1,26515	6,7479	4,8203	1,26515
2015	LLUVIOSO	8,3565	9,4269	7,8902	8,3565	9,4269	7,8902
2016	ESTIAJE	6,7479	4,8203	1,26515	6,7479	4,8203	1,26515
2016	LLUVIOSO	8,3565	9,4269	7,8902	8,3565	9,4269	7,8902
2017	ESTIAJE	6,7479	4,8203	1,26515	6,7479	4,8203	1,26515
2017	LLUVIOSO	8,3565	9,4269	7,8902	8,3565	9,4269	7,8902
2018	ESTIAJE	6,7479	4,8203	1,26515	6,7479	4,8203	1,26515
2018	LLUVIOSO	8,3565	9,4269	7,8902	8,3565	9,4269	7,8902
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
2051	ESTIAJE	6,7479	4,8203	1,26515	6,7479	4,8203	1,26515
2051	LLUVIOSO	8,3565	9,4269	7,8902	8,3565	9,4269	7,8902

2. USANDO EL CONDUCTOR ACCC/TW CARDINAL 1222 M.C.M.

ANEXO 6.4.		Potencia que sale de la Barra Molino 230 kV					
		Primer Circuito ACCC/TW_Cardinal 1222 kcmil			Segundo Circuito ACCC/TW_Cardinal 1222 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	153,6617	124,8162	60,17528	153,6617	124,8162	60,17528
2008	LLUVIOSO	178,1919	192,271	185,7528	178,1919	192,271	185,7528
2009	ESTIAJE	165,414	134,3891	68,81166	165,414	134,3891	68,81166
2009	LLUVIOSO	172,2906	181,135	170,798	172,2906	181,135	170,798
2010	ESTIAJE	159,0179	125,7721	65,49148	159,0179	125,7721	65,49148
2010	LLUVIOSO	197,3377	203,8857	189,5068	197,3377	203,8857	189,5068
2011	ESTIAJE	168,1821	129,9704	65,11696	168,1821	129,9704	65,11696
2011	LLUVIOSO	190,4774	210,2701	200,2524	190,4774	210,2701	200,2524
2012	ESTIAJE	179,6626	145,458	63,8205	179,6626	145,458	63,8205
2012	LLUVIOSO	205,5262	217,0312	192,8609	205,5262	217,0312	192,8609
2013	ESTIAJE	170,1162	137,9693	61,07042	170,1162	137,9693	61,07042
2013	LLUVIOSO	187,2811	202,0656	194,1398	187,2811	202,0656	194,1398
2014	ESTIAJE	162,2453	133,8313	56,86845	162,2453	133,8313	56,86845
2014	LLUVIOSO	181,1878	198,8553	191,8426	181,1878	198,8553	191,8426
2015	ESTIAJE	162,2453	133,8313	56,86845	162,2453	133,8313	56,86845
2015	LLUVIOSO	181,1878	198,8553	191,8426	181,1878	198,8553	191,8426
2016	ESTIAJE	162,2453	133,8313	56,86845	162,2453	133,8313	56,86845
2016	LLUVIOSO	181,1878	198,8553	191,8426	181,1878	198,8553	191,8426
2017	ESTIAJE	162,2453	133,8313	56,86845	162,2453	133,8313	56,86845
2017	LLUVIOSO	181,1878	198,8553	191,8426	181,1878	198,8553	191,8426
2018	ESTIAJE	162,2453	133,8313	56,86845	162,2453	133,8313	56,86845
2018	LLUVIOSO	181,1878	198,8553	191,8426	181,1878	198,8553	191,8426
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
2051	ESTIAJE	162,2453	133,8313	56,86845	162,2453	133,8313	56,86845
2051	LLUVIOSO	181,1878	198,8553	191,8426	181,1878	198,8553	191,8426

ANEXO 6.5.		Potencia que llega a la Barra Pascuales 230 kV					
		Primer Circuito ACCC/TW_Cardinal 1222 kcmil			Segundo Circuito ACCC/TW_Cardinal 1222 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	149,7619	122,1775	59,46652	149,7619	122,1775	59,46652
2008	LLUVIOSO	172,9265	186,0546	180,0048	172,9265	186,0546	180,0048
2009	ESTIAJE	160,9499	131,3261	67,95488	160,9499	131,3261	67,95488
2009	LLUVIOSO	167,4654	175,6863	166,0539	167,4654	175,6863	166,0539
2010	ESTIAJE	154,8762	123,1754	64,71345	154,8762	123,1754	64,71345
2010	LLUVIOSO	190,9263	196,8991	183,563	190,9263	196,8991	183,563
2011	ESTIAJE	163,5442	127,0014	64,24938	163,5442	127,0014	64,24938
2011	LLUVIOSO	183,3502	203,0986	194,0047	183,3502	203,0986	194,0047
2012	ESTIAJE	174,0674	141,482	62,84197	174,0674	141,482	62,84197
2012	LLUVIOSO	198,0589	209,2227	186,726	198,0589	209,2227	186,726

2013	ESTIAJE	165,0958	134,414	60,1412	165,0958	134,414	60,1412
2013	LLUVIOSO	181,1878	194,797	187,9133	181,1878	194,797	187,9133
2014	ESTIAJE	157,0288	130,1018	55,88866	157,0288	130,1018	55,88866
2014	LLUVIOSO	174,7261	191,5648	185,7375	174,7261	191,5648	185,7375
2015	ESTIAJE	157,0288	130,1018	55,88866	157,0288	130,1018	55,88866
2015	LLUVIOSO	174,7261	191,5648	185,7375	174,7261	191,5648	185,7375
2016	ESTIAJE	157,0288	130,1018	55,88866	157,0288	130,1018	55,88866
2016	LLUVIOSO	174,7261	191,5648	185,7375	174,7261	191,5648	185,7375
2017	ESTIAJE	157,0288	130,1018	55,88866	157,0288	130,1018	55,88866
2017	LLUVIOSO	174,7261	191,5648	185,7375	174,7261	191,5648	185,7375
2018	ESTIAJE	157,0288	130,1018	55,88866	157,0288	130,1018	55,88866
2018	LLUVIOSO	174,7261	191,5648	185,7375	174,7261	191,5648	185,7375
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
2051	ESTIAJE	157,0288	130,1018	55,88866	157,0288	130,1018	55,88866
2051	LLUVIOSO	174,7261	191,5648	185,7375	174,7261	191,5648	185,7375

ANEXO 6.6.		Pérdidas de potencia de la L/T Molino - Pascuales 230 kV					
		Primer Circuito ACCC/TW_Cardinal 1222 kmil			Segundo Circuito ACCC/TW_Cardinal 1222 kmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	3,8998	2,6387	0,70876	3,8998	2,6387	0,70876
2008	LLUVIOSO	5,2654	6,2164	5,748	5,2654	6,2164	5,748
2009	ESTIAJE	4,4641	3,063	0,85678	4,4641	3,063	0,85678
2009	LLUVIOSO	4,8252	5,4487	4,7441	4,8252	5,4487	4,7441
2010	ESTIAJE	4,1417	2,5967	0,77803	4,1417	2,5967	0,77803
2010	LLUVIOSO	6,4114	6,9866	5,9438	6,4114	6,9866	5,9438
2011	ESTIAJE	4,6379	2,969	0,86758	4,6379	2,969	0,86758
2011	LLUVIOSO	7,1272	7,1715	6,2477	7,1272	7,1715	6,2477
2012	ESTIAJE	5,5952	3,976	0,97853	5,5952	3,976	0,97853
2012	LLUVIOSO	7,4673	7,8085	6,1349	7,4673	7,8085	6,1349
2013	ESTIAJE	5,0204	3,5553	0,92922	5,0204	3,5553	0,92922
2013	LLUVIOSO	6,0933	7,2686	6,2265	6,0933	7,2686	6,2265
2014	ESTIAJE	5,2165	3,7295	0,97979	5,2165	3,7295	0,97979
2014	LLUVIOSO	6,4617	7,2905	6,1051	6,4617	7,2905	6,1051
2015	ESTIAJE	5,2165	3,7295	0,97979	5,2165	3,7295	0,97979
2015	LLUVIOSO	6,4617	7,2905	6,1051	6,4617	7,2905	6,1051
2016	ESTIAJE	5,2165	3,7295	0,97979	5,2165	3,7295	0,97979
2016	LLUVIOSO	6,4617	7,2905	6,1051	6,4617	7,2905	6,1051
2017	ESTIAJE	5,2165	3,7295	0,97979	5,2165	3,7295	0,97979
2017	LLUVIOSO	6,4617	7,2905	6,1051	6,4617	7,2905	6,1051
2018	ESTIAJE	5,2165	3,7295	0,97979	5,2165	3,7295	0,97979
2018	LLUVIOSO	6,4617	7,2905	6,1051	6,4617	7,2905	6,1051
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
2051	ESTIAJE	5,2165	3,7295	0,97979	5,2165	3,7295	0,97979
2051	LLUVIOSO	6,4617	7,2905	6,1051	6,4617	7,2905	6,1051

3. USANDO EL CONDUCTOR ACCC/TW DRAKE 1020 M.C.M.

ANEXO 6.7.		Potencia que sale de la Barra Molino 230 kV					
		Primer Circuito ACCC/TW_Drake 1020 kcmil			Segundo Circuito ACCC/TW_Drake 1020 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	153,1741	124,4022	60,01875	153,1741	124,4022	60,01875
2008	LLUVIOSO	177,6754	191,772	185,2293	177,6754	191,772	185,2293
2009	ESTIAJE	164,7858	133,9043	68,56467	164,7858	133,9043	68,56467
2009	LLUVIOSO	171,6319	180,4921	170,1301	171,6319	180,4921	170,1301
2010	ESTIAJE	158,4166	125,2651	65,25246	158,4166	125,2651	65,25246
2010	LLUVIOSO	196,6615	203,2154	188,8008	196,6615	203,2154	188,8008
2011	ESTIAJE	167,5566	129,4701	64,86421	167,5566	129,4701	64,86421
2011	LLUVIOSO	189,7452	209,5065	199,5133	189,7452	209,5065	199,5133
2012	ESTIAJE	178,8325	144,7688	63,49806	178,8325	144,7688	63,49806
2012	LLUVIOSO	204,6158	216,0949	191,9479	204,6158	216,0949	191,9479
2013	ESTIAJE	169,2992	137,2971	60,78989	169,2992	137,2971	60,78989
2013	LLUVIOSO	186,4146	201,1716	193,2225	186,4146	201,1716	193,2225
2014	ESTIAJE	161,5312	133,1942	56,61897	161,5312	133,1942	56,61897
2014	LLUVIOSO	180,4188	197,9794	190,902	180,4188	197,9794	190,902
2015	ESTIAJE	161,5312	133,1942	56,61897	161,5312	133,1942	56,61897
2015	LLUVIOSO	180,4188	197,9794	190,902	180,4188	197,9794	190,902
2016	ESTIAJE	161,5312	133,1942	56,61897	161,5312	133,1942	56,61897
2016	LLUVIOSO	180,4188	197,9794	190,902	180,4188	197,9794	190,902
2017	ESTIAJE	161,5312	133,1942	56,61897	161,5312	133,1942	56,61897
2017	LLUVIOSO	180,4188	197,9794	190,902	180,4188	197,9794	190,902
2018	ESTIAJE	161,5312	133,1942	56,61897	161,5312	133,1942	56,61897
2018	LLUVIOSO	180,4188	197,9794	190,902	180,4188	197,9794	190,902
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
2051	ESTIAJE	161,5312	133,1942	56,61897	161,5312	133,1942	56,61897
2051	LLUVIOSO	180,4188	197,9794	190,902	180,4188	197,9794	190,902

ANEXO 6.8.		Potencia que llega a la Barra Pascuales 230 kV					
		Primer Circuito ACCC/TW_Drake 1020 kcmil			Segundo Circuito ACCC/TW_Drake 1020 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	148,8237	121,462	59,22986	148,8237	121,462	59,22986
2008	LLUVIOSO	171,7969	184,8233	178,7958	171,7969	184,8233	178,7958
2009	ESTIAJE	159,8114	130,4926	67,61144	159,8114	130,4926	67,61144
2009	LLUVIOSO	166,2533	174,4148	164,8387	166,2533	174,4148	164,8387
2010	ESTIAJE	153,802	122,3727	64,38682	153,802	122,3727	64,38682
2010	LLUVIOSO	189,5063	195,4136	182,166	189,5063	195,4136	182,166
2011	ESTIAJE	162,3864	126,162	63,89796	162,3864	126,162	63,89796
2011	LLUVIOSO	183,3502	201,4999	192,5403	183,3502	201,4999	192,5403
2012	ESTIAJE	172,5977	140,3377	62,40848	172,5977	140,3377	62,40848
2012	LLUVIOSO	196,2894	207,3865	185,1098	196,2894	207,3865	185,1098

2013	ESTIAJE	163,7059	133,3383	59,75562	163,7059	133,3383	59,75562
2013	LLUVIOSO	179,6244	193,0693	186,2837	179,6244	193,0693	186,2837
2014	ESTIAJE	155,7129	129,0372	55,52755	155,7129	129,0372	55,52755
2014	LLUVIOSO	173,2139	189,8494	184,0978	173,2139	189,8494	184,0978
2015	ESTIAJE	155,7129	129,0372	55,52755	155,7129	129,0372	55,52755
2015	LLUVIOSO	173,2139	189,8494	184,0978	173,2139	189,8494	184,0978
2016	ESTIAJE	155,7129	129,0372	55,52755	155,7129	129,0372	55,52755
2016	LLUVIOSO	173,2139	189,8494	184,0978	173,2139	189,8494	184,0978
2017	ESTIAJE	155,7129	129,0372	55,52755	155,7129	129,0372	55,52755
2017	LLUVIOSO	173,2139	189,8494	184,0978	173,2139	189,8494	184,0978
2018	ESTIAJE	155,7129	129,0372	55,52755	155,7129	129,0372	55,52755
2018	LLUVIOSO	173,2139	189,8494	184,0978	173,2139	189,8494	184,0978
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
2051	ESTIAJE	155,7129	129,0372	55,52755	155,7129	129,0372	55,52755
2051	LLUVIOSO	173,2139	189,8494	184,0978	173,2139	189,8494	184,0978

ANEXO 6.9.		Pérdidas de potencia de la L/T Molino - Pascuales 230 kV					
		Primer Circuito ACCC/TW_Drake 1020 kmil			Segundo Circuito ACCC/TW_Drake 1020 kmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	4,3504	2,9402	0,78889	4,3504	2,9402	0,78889
2008	LLUVIOSO	5,8785	6,9487	6,4335	5,8785	6,9487	6,4335
2009	ESTIAJE	4,9744	3,4117	0,95323	4,9744	3,4117	0,95323
2009	LLUVIOSO	5,3786	6,0773	5,2914	5,3786	6,0773	5,2914
2010	ESTIAJE	4,6146	2,8924	0,86564	4,6146	2,8924	0,86564
2010	LLUVIOSO	7,1552	7,8018	6,6348	7,1552	7,8018	6,6348
2011	ESTIAJE	5,1702	3,3081	0,96625	5,1702	3,3081	0,96625
2011	LLUVIOSO	6,395	8,0066	6,973	6,395	8,0066	6,973
2012	ESTIAJE	6,2348	4,4311	1,08958	6,2348	4,4311	1,08958
2012	LLUVIOSO	8,3264	8,7084	6,8381	8,3264	8,7084	6,8381
2013	ESTIAJE	5,5933	3,9588	1,03427	5,5933	3,9588	1,03427
2013	LLUVIOSO	6,7902	8,1023	6,9388	6,7902	8,1023	6,9388
2014	ESTIAJE	5,8183	4,157	1,09142	5,8183	4,157	1,09142
2014	LLUVIOSO	7,2049	8,13	6,8042	7,2049	8,13	6,8042
2015	ESTIAJE	5,8183	4,157	1,09142	5,8183	4,157	1,09142
2015	LLUVIOSO	7,2049	8,13	6,8042	7,2049	8,13	6,8042
2016	ESTIAJE	5,8183	4,157	1,09142	5,8183	4,157	1,09142
2016	LLUVIOSO	7,2049	8,13	6,8042	7,2049	8,13	6,8042
2017	ESTIAJE	5,8183	4,157	1,09142	5,8183	4,157	1,09142
2017	LLUVIOSO	7,2049	8,13	6,8042	7,2049	8,13	6,8042
2018	ESTIAJE	5,8183	4,157	1,09142	5,8183	4,157	1,09142
2018	LLUVIOSO	7,2049	8,13	6,8042	7,2049	8,13	6,8042
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
2051	ESTIAJE	5,8183	4,157	1,09142	5,8183	4,157	1,09142
2051	LLUVIOSO	7,2049	8,13	6,8042	7,2049	8,13	6,8042

4. USANDO EL CONDUCTOR ACSR/TW CARDINAL 954 M.C.M.

ANEXO 6.10.		Potencia que sale de la Barra Molino 230 kV					
		Primer Circuito ACSR/TW_Cardinal 954 kcmil			Segundo Circuito ACSR/TW_Cardinal 954 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	153,3363	124,5069	60,1254	153,3363	124,5069	60,1254
2008	LLUVIOSO	177,9177	192,1146	185,5137	177,9177	192,1146	185,5137
2009	ESTIAJE	164,9029	134,0302	68,63102	164,9029	134,0302	68,63102
2009	LLUVIOSO	171,7537	180,6714	170,2321	171,7537	180,6714	170,2321
2010	ESTIAJE	158,5304	125,3205	65,31092	158,5304	125,3205	65,31092
2010	LLUVIOSO	196,8831	203,4816	188,954	196,8831	203,4816	188,954
2011	ESTIAJE	167,6706	129,5517	64,90117	167,6706	129,5517	64,90117
2011	LLUVIOSO	189,8512	209,6827	199,6473	189,8512	209,6827	199,6473
2012	ESTIAJE	178,8707	144,7909	63,48318	178,8707	144,7909	63,48318
2012	LLUVIOSO	204,7318	216,22	191,9842	204,7318	216,22	191,9842
2013	ESTIAJE	169,3112	137,2956	60,82096	169,3112	137,2956	60,82096
2013	LLUVIOSO	186,4851	201,2647	193,2455	186,4851	201,2647	193,2455
2014	ESTIAJE	161,6085	133,2308	56,6601	161,6085	133,2308	56,6601
2014	LLUVIOSO	180,5553	198,0447	190,8981	180,5553	198,0447	190,8981
2015	ESTIAJE	161,6085	133,2308	56,6601	161,6085	133,2308	56,6601
2015	LLUVIOSO	180,5553	198,0447	190,8981	180,5553	198,0447	190,8981
2016	ESTIAJE	161,6085	133,2308	56,6601	161,6085	133,2308	56,6601
2016	LLUVIOSO	180,5553	198,0447	190,8981	180,5553	198,0447	190,8981
2017	ESTIAJE	161,6085	133,2308	56,6601	161,6085	133,2308	56,6601
2017	LLUVIOSO	180,5553	198,0447	190,8981	180,5553	198,0447	190,8981
2018	ESTIAJE	161,6085	133,2308	56,6601	161,6085	133,2308	56,6601
2018	LLUVIOSO	180,5553	198,0447	190,8981	180,5553	198,0447	190,8981
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
2051	ESTIAJE	161,6085	133,2308	56,6601	161,6085	133,2308	56,6601
2051	LLUVIOSO	180,5553	198,0447	190,8981	180,5553	198,0447	190,8981

ANEXO 6.11.		Potencia que llega a la Barra Pascuales 230 kV					
		Primer Circuito ACSR/TW_Cardinal 954 kcmil			Segundo Circuito ACSR/TW_Cardinal 954 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	148,4441	121,2045	59,24027	148,4441	121,2045	59,24027
2008	LLUVIOSO	171,3026	184,2829	178,2554	171,3026	184,2829	178,2554
2009	ESTIAJE	159,3121	130,1969	67,56132	159,3121	130,1969	67,56132
2009	LLUVIOSO	165,7078	173,835	164,279	165,7078	173,835	164,279
2010	ESTIAJE	153,3454	122,0709	64,33959	153,3454	122,0709	64,33959
2010	LLUVIOSO	188,8303	194,6945	181,4843	188,8303	194,6945	181,4843
2011	ESTIAJE	161,8597	125,835	63,81647	161,8597	125,835	63,81647
2011	LLUVIOSO	182,6598	200,6681	191,8007	182,6598	200,6681	191,8007
2012	ESTIAJE	171,8612	139,8093	62,26009	171,8612	139,8093	62,26009
2012	LLUVIOSO	195,3627	206,4221	184,2904	195,3627	206,4221	184,2904

2013	ESTIAJE	163,0241	132,8491	59,6604	163,0241	132,8491	59,6604
2013	LLUVIOSO	178,8472	192,1558	185,4437	178,8472	192,1558	185,4437
2014	ESTIAJE	155,069	128,5543	55,43467	155,069	128,5543	55,43467
2014	LLUVIOSO	172,4513	188,903	183,2442	172,4513	188,903	183,2442
2015	ESTIAJE	155,069	128,5543	55,43467	155,069	128,5543	55,43467
2015	LLUVIOSO	172,4513	188,903	183,2442	172,4513	188,903	183,2442
2016	ESTIAJE	155,069	128,5543	55,43467	155,069	128,5543	55,43467
2016	LLUVIOSO	172,4513	188,903	183,2442	172,4513	188,903	183,2442
2017	ESTIAJE	155,069	128,5543	55,43467	155,069	128,5543	55,43467
2017	LLUVIOSO	172,4513	188,903	183,2442	172,4513	188,903	183,2442
2018	ESTIAJE	155,069	128,5543	55,43467	155,069	128,5543	55,43467
2018	LLUVIOSO	172,4513	188,903	183,2442	172,4513	188,903	183,2442
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
2051	ESTIAJE	155,069	128,5543	55,43467	155,069	128,5543	55,43467
2051	LLUVIOSO	172,4513	188,903	183,2442	172,4513	188,903	183,2442

ANEXO 6.12.		Pérdidas de potencia de la L/T Molino - Pascuales 230 kV					
		Primer Circuito ACSR/TW_Cardinal 954 kcmil			Segundo Circuito ACSR/TW_Cardinal 954 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	4,8922	3,3024	0,88513	4,8922	3,3024	0,88513
2008	LLUVIOSO	6,6151	7,8317	7,2583	6,6151	7,8317	7,2583
2009	ESTIAJE	5,5908	3,8333	1,0697	5,5908	3,8333	1,0697
2009	LLUVIOSO	6,0459	6,8364	5,9531	6,0459	6,8364	5,9531
2010	ESTIAJE	5,185	3,2496	0,97133	5,185	3,2496	0,97133
2010	LLUVIOSO	8,0528	8,7871	7,4697	8,0528	8,7871	7,4697
2011	ESTIAJE	5,8109	3,7167	1,0847	5,8109	3,7167	1,0847
2011	LLUVIOSO	7,1914	9,0146	7,8466	7,1914	9,0146	7,8466
2012	ESTIAJE	7,0095	4,9816	1,22309	7,0095	4,9816	1,22309
2012	LLUVIOSO	9,3691	9,7979	7,6938	9,3691	9,7979	7,6938
2013	ESTIAJE	6,2871	4,4465	1,16056	6,2871	4,4465	1,16056
2013	LLUVIOSO	7,6379	9,1089	7,8018	7,6379	9,1089	7,8018
2014	ESTIAJE	6,5395	4,6765	1,22543	6,5395	4,6765	1,22543
2014	LLUVIOSO	8,104	9,1417	7,6539	8,104	9,1417	7,6539
2015	ESTIAJE	6,5395	4,6765	1,22543	6,5395	4,6765	1,22543
2015	LLUVIOSO	8,104	9,1417	7,6539	8,104	9,1417	7,6539
2016	ESTIAJE	6,5395	4,6765	1,22543	6,5395	4,6765	1,22543
2016	LLUVIOSO	8,104	9,1417	7,6539	8,104	9,1417	7,6539
2017	ESTIAJE	6,5395	4,6765	1,22543	6,5395	4,6765	1,22543
2017	LLUVIOSO	8,104	9,1417	7,6539	8,104	9,1417	7,6539
2018	ESTIAJE	6,5395	4,6765	1,22543	6,5395	4,6765	1,22543
2018	LLUVIOSO	8,104	9,1417	7,6539	8,104	9,1417	7,6539
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
2051	ESTIAJE	6,5395	4,6765	1,22543	6,5395	4,6765	1,22543
2051	LLUVIOSO	8,104	9,1417	7,6539	8,104	9,1417	7,6539

ANEXO No. 7

**TABLAS DE TENDIDO DE LOS CONDUCTORES
TIPO “TW” Y ACTUALES.**

1. USANDO CONDUCTOR ACTUAL ACSR BLUEJAY 1113 M.C.M.

Temperatura desde -5°C a 30°C , con incrementos de 5°C

Hipótesis de templado:

$$\text{EDS} = 18,00\%$$

$$\text{ar} = 902,4542 \text{ m}$$

$$\text{To} = 2433,069 \text{ Kg}$$

Datos del conductor:

$$A = 603,22 \text{ mm}^2$$

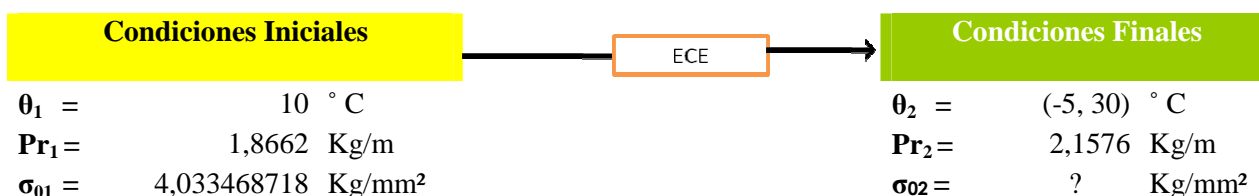
$$\Phi_c = 31,979 \text{ mm}$$

$$\varepsilon = 7909,18 \text{ Kg/mm}^2$$

$$\alpha = 2,20\text{E-}05 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\text{TR} = 13517,05 \text{ Kg}$$

$$P = 1,8662 \text{ Kg/m}$$



Tiro								
θ_2	$\alpha \cdot \varepsilon \cdot (\theta_2 - \theta_1)$	$\frac{a^2 \cdot P_{r1}^2 \cdot \varepsilon}{24 \cdot \sigma_1^2 \cdot A^2}$	$\frac{a^2 \cdot P_{r2}^2 \cdot \varepsilon}{24 \cdot A^2}$	σ_{02}	$\sigma_{02} \cdot A$	$\frac{T_{02}}{P_{r2}}$	$\frac{a_r^2}{8 \cdot C}$	E.C.E=0
-5	-2,6100294	157,8985	2568,831	4,066788	2453,1677	1136,989	89,53732	0
0	-1,7400196	157,8985	2568,831	4,055591	2446,4136	1133,859	89,78452	-9,6E-07
5	-0,8700098	157,8985	2568,831	4,044485	2439,7143	1130,754	90,03106	0
10	0	157,8985	2568,831	4,033469	2433,069	1127,674	90,27696	0
15	0,8700098	157,8985	2568,831	4,022541	2426,4771	1124,619	90,52221	0
20	1,7400196	157,8985	2568,831	4,0117	2419,9378	1121,588	90,76682	0
25	2,6100294	157,8985	2568,831	4,000946	2413,4504	1118,581	91,0108	0
30	3,4800392	157,8985	2568,831	3,990276	2407,0143	1115,598	91,25416	0

ANEXO 7.1	Tem (°C)	-5	0	5	10	15	20	25	30
Vano[m]	σ_{02}	4,1	4,1	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
195,06	S A H C E L F	4,183	4,195	4,206	4,218	4,229	4,240	4,252	4,263
1120,12		137,938	138,318	138,698	139,077	139,455	139,832	140,208	140,583
1138,68		142,547	142,940	143,333	143,724	144,115	144,504	144,893	145,280
712,6		55,827	55,981	56,135	56,288	56,441	56,594	56,746	56,898
911,12		91,265	91,517	91,768	92,019	92,269	92,518	92,767	93,015
789,06		68,450	68,639	68,828	69,015	69,203	69,390	69,577	69,763
1600,38		281,579	282,356	283,132	283,905	284,676	285,445	286,213	286,978
1951,63		418,744	419,900	421,053	422,203	423,350	424,494	425,635	426,773
200		4,398	4,410	4,422	4,434	4,446	4,458	4,470	4,482
469,4		24,224	24,291	24,357	24,424	24,490	24,556	24,622	24,688
462,2		23,486	23,551	23,616	23,680	23,745	23,809	23,873	23,937
310,2		10,579	10,608	10,637	10,666	10,695	10,724	10,753	10,782
520		29,728	29,810	29,892	29,973	30,055	30,136	30,217	30,298
311,6		10,675	10,704	10,733	10,763	10,792	10,821	10,850	10,879
170,3		3,188	3,197	3,206	3,215	3,224	3,232	3,241	3,250
303,5		10,127	10,155	10,183	10,210	10,238	10,266	10,293	10,321
250		6,871	6,890	6,909	6,928	6,947	6,966	6,984	7,003
414,7		18,907	18,959	19,011	19,063	19,115	19,167	19,218	19,269
1038,9		118,659	118,987	119,313	119,639	119,964	120,289	120,612	120,934
362,6		14,455	14,495	14,534	14,574	14,614	14,653	14,693	14,732
497,3	27,189	27,264	27,339	27,413	27,488	27,562	27,636	27,710	
473,7	24,670	24,738	24,806	24,873	24,941	25,008	25,075	25,143	
334,3	12,286	12,320	12,354	12,388	12,422	12,455	12,489	12,522	
142,3	2,226	2,232	2,238	2,245	2,251	2,257	2,263	2,269	
833	76,286	76,496	76,706	76,916	77,125	77,333	77,541	77,749	
1059,6	123,435	123,776	124,115	124,454	124,793	125,130	125,466	125,802	
358,55	14,134	14,173	14,212	14,250	14,289	14,328	14,366	14,405	
174,65	3,353	3,363	3,372	3,381	3,390	3,399	3,409	3,418	
300,9	9,954	9,981	10,009	10,036	10,064	10,091	10,118	10,145	
1016,4	113,575	113,889	114,201	114,513	114,824	115,135	115,444	115,753	
273,7	8,236	8,258	8,281	8,304	8,326	8,349	8,371	8,394	
728	58,266	58,427	58,587	58,747	58,907	59,066	59,225	59,383	
532,8	31,209	31,295	31,381	31,467	31,552	31,638	31,723	31,808	
515,1	29,170	29,251	29,331	29,411	29,491	29,571	29,650	29,729	
120,6	1,599	1,603	1,608	1,612	1,617	1,621	1,625	1,630	
343,1	12,942	12,978	13,013	13,049	13,084	13,120	13,155	13,190	
1240,12	169,076	169,542	170,008	170,472	170,935	171,397	171,858	172,318	
333,8	12,250	12,284	12,317	12,351	12,384	12,418	12,451	12,485	
604,5	40,174	40,285	40,396	40,506	40,616	40,726	40,835	40,944	
494,72	26,907	26,982	27,056	27,130	27,203	27,277	27,350	27,423	
653,28	46,919	47,049	47,178	47,307	47,435	47,564	47,692	47,819	
382	16,043	16,087	16,131	16,175	16,219	16,263	16,307	16,350	
762,94	63,993	64,170	64,346	64,522	64,697	64,872	65,046	65,220	

ANEXO 7.1	Tem (°C)	-5	0	5	10	15	20	25	30
Vano[m]	σ_{02}	4,1	4,1	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
309,97	S A H C E L F	10,563	10,592	10,621	10,650	10,679	10,708	10,737	10,766
255,1		7,154	7,174	7,194	7,214	7,233	7,253	7,272	7,292
907		90,442	90,691	90,940	91,189	91,436	91,684	91,930	92,176
700		53,870	54,019	54,167	54,315	54,463	54,610	54,757	54,903
320,5		11,293	11,324	11,355	11,386	11,417	11,448	11,479	11,510
755,77		62,796	62,970	63,142	63,315	63,487	63,658	63,830	64,000
289,25		9,198	9,224	9,249	9,274	9,299	9,324	9,350	9,375
237,16		6,184	6,201	6,218	6,235	6,252	6,268	6,285	6,302
1336,09		196,257	196,799	197,339	197,878	198,416	198,952	199,487	200,020
237,5		6,201	6,218	6,235	6,253	6,269	6,286	6,303	6,320
412,5		18,707	18,759	18,810	18,861	18,913	18,964	19,015	19,066
943,8		97,930	98,200	98,470	98,738	99,007	99,274	99,541	99,807
1315,41		190,229	190,754	191,278	191,800	192,321	192,841	193,359	193,876
578,29		36,766	36,867	36,969	37,070	37,170	37,271	37,371	37,471
358,1		14,098	14,137	14,176	14,215	14,253	14,292	14,330	14,368
459,48		23,211	23,275	23,339	23,402	23,466	23,529	23,593	23,656
793,1		69,153	69,344	69,534	69,724	69,913	70,102	70,291	70,479
971,82		103,831	104,117	104,403	104,688	104,973	105,256	105,539	105,822
335,5		12,375	12,409	12,443	12,477	12,511	12,545	12,578	12,612
232		5,917	5,934	5,950	5,966	5,982	5,999	6,015	6,031
1675,64	308,685	309,537	310,387	311,235	312,080	312,924	313,765	314,604	
511,86	28,804	28,884	28,963	29,042	29,121	29,200	29,278	29,357	
587,5	37,946	38,051	38,156	38,260	38,364	38,467	38,571	38,674	
466,5	23,925	23,991	24,057	24,123	24,188	24,254	24,319	24,384	
516	29,272	29,353	29,433	29,514	29,594	29,674	29,754	29,833	
361,47	14,365	14,404	14,444	14,483	14,523	14,562	14,601	14,640	
710,83	55,550	55,704	55,856	56,009	56,161	56,313	56,464	56,615	
345,7	13,139	13,175	13,211	13,247	13,283	13,319	13,355	13,391	
433	20,612	20,669	20,726	20,783	20,839	20,895	20,952	21,008	
349,79	13,451	13,489	13,526	13,563	13,599	13,636	13,673	13,709	
562,63	34,802	34,898	34,994	35,089	35,184	35,280	35,374	35,469	
652,08	46,747	46,876	47,005	47,133	47,261	47,389	47,516	47,644	
235,08	6,076	6,092	6,109	6,126	6,142	6,159	6,176	6,192	
394,63	17,121	17,168	17,216	17,263	17,310	17,356	17,403	17,449	
449,4	22,203	22,265	22,326	22,387	22,448	22,508	22,569	22,629	
941,22	97,395	97,664	97,932	98,199	98,466	98,732	98,998	99,262	
507,57	28,323	28,402	28,480	28,557	28,635	28,712	28,790	28,867	
568,58	35,542	35,640	35,738	35,835	35,933	36,030	36,126	36,223	
489	26,289	26,361	26,434	26,506	26,578	26,650	26,721	26,793	
550	33,257	33,349	33,440	33,531	33,623	33,713	33,804	33,894	
311	10,633	10,663	10,692	10,721	10,750	10,779	10,808	10,837	
486,23	25,992	26,064	26,135	26,207	26,278	26,349	26,420	26,490	
489,67	26,361	26,434	26,506	26,579	26,651	26,723	26,795	26,866	

ANEXO 7.1	Tem (°C)	-5	0	5	10	15	20	25	30
Vano[m]	σ_{02}	4,1	4,1	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
684,5	S A H C E L F (m)	51,511	51,653	51,795	51,937	52,078	52,218	52,359	52,499
409		18,391	18,442	18,492	18,543	18,593	18,643	18,693	18,743
458		23,061	23,125	23,189	23,252	23,315	23,378	23,441	23,504
705		54,643	54,794	54,944	55,094	55,244	55,393	55,542	55,690
1428,5		224,344	224,963	225,581	226,197	226,812	227,424	228,036	228,646
421,5		19,532	19,586	19,640	19,693	19,747	19,800	19,854	19,907
431		20,422	20,479	20,535	20,591	20,647	20,703	20,759	20,814
479		25,225	25,294	25,364	25,433	25,502	25,571	25,640	25,708
421		19,486	19,540	19,593	19,647	19,700	19,753	19,806	19,859
375		15,460	15,503	15,545	15,588	15,630	15,673	15,715	15,757
873		83,788	84,019	84,250	84,480	84,710	84,939	85,167	85,395
427		20,045	20,100	20,156	20,211	20,266	20,320	20,375	20,430
394		17,067	17,114	17,161	17,208	17,254	17,301	17,347	17,394
281		8,681	8,705	8,729	8,753	8,776	8,800	8,824	8,847

2. USANDO CONDUCTOR ACTUAL ACCC/TW CARDINAL 1222 M.C.M.

$$\begin{aligned} ar &= 902,45 \text{ m} \\ fm\acute{a}x &= 51,75 \text{ m} \end{aligned}$$

Temperatura desde -5°C a 30°C con incrementos de 5°C

$$\begin{aligned} ar &= 902,4542 \text{ m} \\ To &= 3035,455 \text{ kg} \end{aligned}$$

Hipótesis de templado:

$$EDS = 18,00 \%$$

Datos del conductor:

$$\begin{aligned} A &= 679,74 \text{ mm}^2 & \Phi c &= 30,378 \text{ mm} & \epsilon &= 8230,51 \text{ Kg/mm}^2 \\ \alpha &= 2,14E-05 \text{ }^{\circ}\text{C} & TR &= 16863,64 \text{ Kg} & P &= 1,8328 \text{ Kg/m} \end{aligned}$$



Tiro								
θ_2	$\alpha \cdot \epsilon \cdot (\theta_2 - \theta_1)$	$\frac{a^2 \cdot P_{r1}^2 \cdot \epsilon}{24 \cdot \sigma_1^2 \cdot A^2}$	$\frac{a^2 \cdot P_{r2}^2 \cdot \epsilon}{24 \cdot A^2}$	σ_{02}	$\sigma_{02} \cdot A$	$\frac{T_{02}}{P_{r2}}$	$\frac{a_r^2}{8 \cdot C}$	E.C.E=0
-5	-2,637055404	101,8236	2030,535	4,523271	3074,6485	1425,032	71,43908	0
0	-1,758036936	101,8236	2030,535	4,50381	3061,4196	1418,9	71,74778	0
5	-0,879018468	101,8236	2030,535	4,484592	3048,3563	1412,846	72,05525	0
10	0	101,8236	2030,535	4,465612	3035,4552	1406,867	72,36149	0
15	0,879018468	101,8236	2030,535	4,446867	3022,7131	1400,961	72,66653	0
20	1,758036936	101,8236	2030,535	4,42835	3010,1268	1395,127	72,97037	0
25	2,637055404	101,8236	2030,535	4,410059	2997,6932	1389,365	73,27303	0
30	3,516073872	101,8236	2030,535	4,391987	2985,4094	1383,671	73,57452	-2E-07

ANEXO 7.2	Tem (°C)	-5	0	5	10	15	20	25	30
Vano (m)	σ_{02}	4,5	4,5	4,5	4,5	4,4	4,4	4,4	4,4
195,06	S A H C E L F	3,338	3,352	3,366	3,381	3,395	3,409	3,423	3,437
1120,12		110,056	110,532	111,005	111,477	111,947	112,415	112,882	113,346
1138,68		113,734	114,225	114,715	115,202	115,688	116,171	116,653	117,133
712,6		44,543	44,735	44,927	45,118	45,308	45,498	45,686	45,874
911,12		72,818	73,132	73,446	73,758	74,069	74,378	74,687	74,994
789,06		54,614	54,850	55,085	55,319	55,553	55,785	56,016	56,247
1600,38		224,663	225,634	226,601	227,564	228,523	229,479	230,431	231,379
1951,63		334,103	335,547	336,985	338,417	339,844	341,265	342,680	344,090
200		3,509	3,524	3,539	3,554	3,569	3,584	3,599	3,614
469,4		19,327	19,411	19,494	19,577	19,659	19,742	19,823	19,905
462,2		18,739	18,820	18,901	18,981	19,061	19,141	19,220	19,299
310,2		8,441	8,477	8,513	8,549	8,586	8,621	8,657	8,693
520		23,719	23,821	23,923	24,025	24,126	24,227	24,328	24,428
311,6		8,517	8,554	8,590	8,627	8,663	8,699	8,736	8,771
170,3		2,544	2,555	2,566	2,577	2,588	2,599	2,609	2,620
303,5		8,080	8,115	8,150	8,184	8,219	8,253	8,287	8,321
250		5,482	5,506	5,530	5,553	5,577	5,600	5,623	5,646
414,7		15,085	15,150	15,215	15,280	15,344	15,409	15,473	15,536
1038,9		94,674	95,084	95,491	95,897	96,301	96,704	97,105	97,504
362,6		11,533	11,583	11,632	11,682	11,731	11,780	11,829	11,878
497,3	21,693	21,787	21,880	21,973	22,066	22,158	22,250	22,342	
473,7	19,683	19,768	19,853	19,937	20,021	20,105	20,188	20,271	
334,3	9,803	9,845	9,888	9,930	9,971	10,013	10,055	10,096	
142,3	1,776	1,784	1,792	1,799	1,807	1,814	1,822	1,829	
833	60,866	61,129	61,391	61,652	61,912	62,171	62,429	62,685	
1059,6	98,485	98,910	99,334	99,756	100,177	100,596	101,013	101,429	
358,55	11,277	11,326	11,374	11,422	11,471	11,518	11,566	11,614	
174,65	2,676	2,687	2,699	2,710	2,722	2,733	2,744	2,756	
300,9	7,942	7,976	8,010	8,045	8,078	8,112	8,146	8,179	
1016,4	90,618	91,010	91,400	91,788	92,175	92,560	92,944	93,327	
273,7	6,571	6,599	6,628	6,656	6,684	6,712	6,740	6,767	
728	46,489	46,690	46,890	47,089	47,288	47,485	47,682	47,878	
532,8	24,901	25,008	25,116	25,222	25,329	25,435	25,540	25,645	
515,1	23,274	23,374	23,475	23,574	23,674	23,773	23,871	23,970	
120,6	1,276	1,281	1,287	1,292	1,298	1,303	1,309	1,314	
343,1	10,326	10,370	10,415	10,459	10,503	10,547	10,591	10,635	
1240,12	134,900	135,483	136,064	136,642	137,218	137,792	138,363	138,933	
333,8	9,774	9,816	9,858	9,900	9,942	9,983	10,025	10,066	
604,5	32,054	32,192	32,330	32,468	32,604	32,741	32,877	33,012	
494,72	21,469	21,561	21,654	21,746	21,838	21,929	22,020	22,110	
653,28	37,436	37,597	37,758	37,919	38,079	38,238	38,397	38,555	
382	12,800	12,855	12,910	12,965	13,020	13,074	13,129	13,183	
762,94	51,058	51,279	51,499	51,718	51,936	52,153	52,369	52,585	
309,97	8,428	8,464	8,501	8,537	8,573	8,609	8,644	8,680	

ANEXO 7.2	Tem (°C)	-5	0	5	10	15	20	25	30
Vano (m)	σ_{02}	4,5	4,5	4,5	4,5	4,4	4,4	4,4	4,4
255,1	S A H C E L F (m)	5,708	5,733	5,758	5,782	5,806	5,831	5,855	5,879
907		72,161	72,472	72,783	73,092	73,400	73,707	74,013	74,318
700		42,981	43,167	43,352	43,536	43,720	43,903	44,085	44,266
320,5		9,010	9,049	9,088	9,127	9,165	9,203	9,242	9,280
755,77		50,103	50,320	50,535	50,750	50,964	51,177	51,389	51,601
289,25		7,339	7,371	7,402	7,434	7,465	7,496	7,527	7,558
237,16		4,934	4,955	4,976	4,997	5,018	5,039	5,060	5,081
1336,09		156,587	157,264	157,938	158,609	159,278	159,944	160,607	161,268
237,5		4,948	4,969	4,990	5,012	5,033	5,054	5,075	5,096
412,5		14,926	14,990	15,054	15,118	15,182	15,246	15,309	15,372
943,8		78,135	78,473	78,809	79,144	79,477	79,810	80,141	80,471
1315,41		151,778	152,433	153,087	153,737	154,385	155,031	155,674	156,315
578,29		29,334	29,461	29,587	29,713	29,838	29,963	30,087	30,211
358,1		11,248	11,297	11,346	11,394	11,442	11,490	11,537	11,585
459,48		18,519	18,599	18,679	18,758	18,837	18,916	18,994	19,073
793,1		55,175	55,413	55,651	55,887	56,123	56,358	56,591	56,824
971,82		82,843	83,201	83,558	83,913	84,267	84,619	84,970	85,320
335,5		9,873	9,916	9,959	10,001	10,043	10,085	10,127	10,169
232		4,721	4,742	4,762	4,782	4,802	4,822	4,843	4,862
1675,64		246,290	247,354	248,414	249,470	250,522	251,569	252,613	253,652
511,86		22,982	23,081	23,180	23,279	23,377	23,475	23,572	23,669
587,5		30,276	30,407	30,537	30,667	30,796	30,925	31,053	31,181
466,5		19,089	19,172	19,254	19,336	19,417	19,498	19,579	19,660
516		23,355	23,456	23,557	23,657	23,757	23,856	23,955	24,053
361,47		11,461	11,511	11,560	11,609	11,658	11,707	11,755	11,804
710,83		44,322	44,513	44,704	44,894	45,083	45,272	45,460	45,647
345,7		10,483	10,528	10,573	10,618	10,663	10,708	10,752	10,796
433		16,446	16,517	16,588	16,658	16,729	16,799	16,868	16,938
349,79		10,732	10,779	10,825	10,871	10,917	10,963	11,008	11,053
562,63		27,767	27,887	28,007	28,126	28,244	28,362	28,480	28,597
652,08		37,298	37,459	37,620	37,780	37,939	38,098	38,256	38,413
235,08		4,847	4,868	4,889	4,910	4,931	4,951	4,972	4,992
394,63		13,660	13,720	13,778	13,837	13,895	13,953	14,011	14,069
449,4		17,715	17,792	17,868	17,944	18,020	18,095	18,170	18,245
941,22		77,708	78,044	78,379	78,712	79,044	79,374	79,703	80,031
507,57		22,598	22,696	22,793	22,890	22,987	23,083	23,179	23,274
568,58		28,358	28,480	28,602	28,724	28,845	28,965	29,086	29,205
489		20,975	21,066	21,156	21,246	21,335	21,425	21,514	21,602
550		26,534	26,649	26,763	26,877	26,990	27,103	27,216	27,328
311		8,484	8,521	8,557	8,594	8,630	8,666	8,702	8,738
486,23	20,738	20,828	20,917	21,006	21,094	21,183	21,270	21,358	
489,67	21,033	21,123	21,214	21,304	21,394	21,483	21,573	21,661	
684,5	41,099	41,277	41,454	41,630	41,805	41,980	42,154	42,328	
409	14,673	14,737	14,800	14,863	14,926	14,988	15,050	15,112	

ANEXO 7.2	Tem (°C)	-5	0	5	10	15	20	25	30
Vano (m)	σ_{02}	4,5	4,5	4,5	4,5	4,4	4,4	4,4	4,4
458	S	18,400	18,479	18,559	18,638	18,716	18,794	18,872	18,950
705		43,598	43,786	43,974	44,161	44,347	44,532	44,717	44,901
1428,5	A	178,997	179,771	180,541	181,308	182,073	182,834	183,592	184,348
421,5		15,584	15,651	15,718	15,785	15,852	15,918	15,984	16,050
431	H	16,294	16,365	16,435	16,505	16,574	16,644	16,713	16,782
479		20,126	20,213	20,300	20,386	20,472	20,557	20,643	20,728
421	C	15,547	15,614	15,681	15,748	15,814	15,880	15,946	16,012
375		12,335	12,389	12,442	12,495	12,547	12,600	12,652	12,704
873	E	66,852	67,141	67,429	67,715	68,001	68,285	68,568	68,850
427		15,993	16,063	16,131	16,200	16,268	16,336	16,404	16,471
394	L	13,617	13,676	13,734	13,793	13,851	13,909	13,966	14,024
281		6,926	6,956	6,986	7,016	7,045	7,075	7,104	7,133

3. USANDO CONDUCTOR ACTUAL ACCC/TW DRAKE 1020 M.C.M.

$$\begin{aligned} ar &= 902,45 \text{ m} \\ fm\acute{a}x &= 39,85 \text{ m} \end{aligned}$$

Temperatura desde -5°C a 30°C , con incrementos de 5°C

$$\begin{aligned} ar &= 902,4542 \text{ m} \\ To &= 3347,512 \text{ kg} \end{aligned}$$

Hipótesis de templado:

$$EDS = 18,00 \%$$

Datos del conductor:

$$\begin{aligned} A &= 587,87 \text{ mm}^2 & \Phi c &= 28,143 \text{ mm} & \varepsilon &= 8655,12 \text{ Kg/mm}^2 \\ \alpha &= 2,06E-05 \text{ }^{\circ}\text{C} & TR &= 18597,29 \text{ Kg} & P &= 1,5567 \text{ Kg/m} \end{aligned}$$

Condiciones Iniciales

$$\begin{aligned} \theta_1 &= 10 \text{ }^{\circ}\text{C} \\ Pr_1 &= 1,5567 \text{ Kg/m} \\ \sigma_{01} &= 5,694306905 \text{ Kg/mm}^2 \end{aligned}$$

ECF

Condiciones Finales

$$\begin{aligned} \theta_2 &= (-5, 30) \text{ }^{\circ}\text{C} \\ Pr_2 &= 2,1576 \text{ Kg/m} \\ \sigma_{02} &= ? \text{ Kg/mm}^2 \end{aligned}$$

Tiro								
θ_2	$\alpha \cdot \varepsilon \cdot (\theta_2 - \theta_1)$	$\frac{a^2 \cdot P_{r1}^2 \cdot \varepsilon}{24 \cdot \sigma_1^2 \cdot A^2}$	$\frac{a^2 \cdot P_{r2}^2 \cdot \varepsilon}{24 \cdot A^2}$	σ_{02}	$\sigma_{02} \cdot A$	$\frac{T_{02}}{P_{r2}}$	$\frac{a_r^2}{8 \cdot C}$	E.C.E=0
-5	-2,673133812	63,51521	2059,489	5,812415	3416,9443	1583,678	64,2826	0
0	-1,782089208	63,51521	2059,489	5,772269	3393,3438	1572,74	64,72968	1,08E-07
5	-0,891044604	63,51521	2059,489	5,732908	3370,2045	1562,015	65,1741	0
10	0	63,51521	2059,489	5,694307	3347,5122	1551,498	65,61591	0
15	0,891044604	63,51521	2059,489	5,656443	3325,2531	1541,181	66,05514	0
20	1,782089208	63,51521	2059,489	5,619294	3303,4142	1531,06	66,49183	0
25	2,673133812	63,51521	2059,489	5,582838	3281,9827	1521,127	66,92603	0
30	3,564178416	63,51521	2059,489	5,547054	3260,9467	1511,377	67,35776	0

ANEXO 7.3	Tem (°C)	-5	0	5	10	15	20	25	30
Vano (m)	σ_{02}	5,8	5,5	5,7	5,7	5,7	5,6	5,6	5,5
195,06	S A H C E L F	3,003	3,024	3,045	3,065	3,086	3,106	3,127	3,147
1120,12		99,031	99,720	100,405	101,085	101,762	102,435	103,104	103,769
1138,68		102,340	103,052	103,760	104,463	105,162	105,857	106,549	107,236
712,6		40,081	40,359	40,637	40,912	41,186	41,458	41,729	41,998
911,12		65,523	65,979	66,432	66,882	67,330	67,775	68,218	68,658
789,06		49,143	49,485	49,825	50,162	50,498	50,832	51,164	51,494
1600,38		202,157	203,563	204,961	206,350	207,732	209,105	210,470	211,828
1951,63		300,634	302,725	304,803	306,870	308,924	310,966	312,997	315,016
200		3,157	3,179	3,201	3,223	3,244	3,266	3,287	3,308
469,4		17,391	17,512	17,632	17,752	17,871	17,989	18,106	18,223
462,2		16,862	16,979	17,096	17,211	17,327	17,441	17,555	17,668
310,2		7,595	7,648	7,700	7,753	7,804	7,856	7,907	7,958
520		21,343	21,491	21,639	21,785	21,931	22,076	22,220	22,364
311,6		7,664	7,717	7,770	7,823	7,875	7,927	7,979	8,030
170,3		2,289	2,305	2,321	2,337	2,352	2,368	2,383	2,399
303,5		7,270	7,321	7,371	7,421	7,471	7,520	7,569	7,618
250		4,933	4,967	5,002	5,035	5,069	5,103	5,136	5,169
414,7		13,574	13,669	13,762	13,856	13,948	14,041	14,132	14,223
1038,9		85,190	85,783	86,372	86,957	87,539	88,118	88,694	89,266
362,6		10,378	10,450	10,522	10,593	10,664	10,734	10,804	10,874
497,3		19,520	19,656	19,791	19,925	20,058	20,191	20,323	20,454
473,7		17,711	17,834	17,957	18,079	18,200	18,320	18,440	18,559
334,3		8,821	8,882	8,943	9,004	9,064	9,124	9,184	9,243
142,3		1,598	1,609	1,620	1,631	1,642	1,653	1,664	1,675
833		54,769	55,150	55,528	55,905	56,279	56,651	57,021	57,389
1059,6		88,619	89,235	89,848	90,457	91,063	91,665	92,263	92,858
358,55		10,147	10,218	10,288	10,358	10,427	10,496	10,564	10,633
174,65		2,408	2,424	2,441	2,458	2,474	2,490	2,507	2,523
300,9		7,146	7,196	7,246	7,295	7,343	7,392	7,440	7,488
1016,4		81,540	82,107	82,671	83,232	83,789	84,343	84,893	85,441
273,7		5,913	5,954	5,995	6,035	6,076	6,116	6,156	6,196
728		41,832	42,123	42,412	42,699	42,985	43,269	43,552	43,833
532,8		22,406	22,562	22,717	22,871	23,024	23,176	23,328	23,478
515,1	20,942	21,088	21,233	21,377	21,520	21,662	21,804	21,944	
120,6	1,148	1,156	1,164	1,172	1,180	1,187	1,195	1,203	
343,1	9,291	9,356	9,420	9,484	9,548	9,611	9,674	9,736	
1240,12	121,387	122,231	123,070	123,904	124,734	125,558	126,378	127,193	
333,8	8,795	8,856	8,917	8,977	9,037	9,097	9,156	9,215	
604,5	28,843	29,043	29,243	29,441	29,638	29,834	30,029	30,222	
494,72	19,318	19,452	19,586	19,719	19,851	19,982	20,112	20,242	
653,28	33,685	33,920	34,153	34,384	34,614	34,843	35,071	35,297	
382	11,518	11,598	11,678	11,757	11,835	11,914	11,991	12,069	
762,94	45,943	46,263	46,581	46,896	47,210	47,522	47,833	48,141	

ANEXO 7.3	Tem (°C)	-5	0	5	10	15	20	25	30
Vano (m)	σ_{02}	5,8	5,5	5,7	5,7	5,7	5,6	5,6	5,5
309,97	S A H C E L F	7,584	7,636	7,689	7,741	7,793	7,844	7,896	7,947
255,1		5,136	5,172	5,208	5,243	5,278	5,313	5,348	5,382
907		64,932	65,383	65,832	66,279	66,722	67,163	67,602	68,038
700		38,676	38,945	39,212	39,478	39,742	40,005	40,266	40,526
320,5		8,108	8,164	8,220	8,276	8,331	8,386	8,441	8,496
755,77		45,084	45,398	45,709	46,019	46,327	46,633	46,938	47,241
289,25		6,604	6,650	6,695	6,741	6,786	6,831	6,875	6,920
237,16		4,439	4,470	4,501	4,531	4,562	4,592	4,622	4,652
1336,09		140,901	141,881	142,855	143,824	144,786	145,744	146,695	147,642
237,5		4,452	4,483	4,514	4,544	4,575	4,605	4,635	4,665
412,5		13,430	13,524	13,617	13,709	13,801	13,892	13,983	14,073
943,8		70,308	70,797	71,283	71,766	72,246	72,724	73,199	73,671
1315,41		136,573	137,523	138,467	139,406	140,339	141,267	142,189	143,107
578,29		26,396	26,579	26,762	26,943	27,124	27,303	27,481	27,658
358,1		10,122	10,192	10,262	10,332	10,401	10,470	10,538	10,606
459,48		16,664	16,780	16,895	17,010	17,123	17,237	17,349	17,461
793,1		49,648	49,993	50,336	50,677	51,017	51,354	51,689	52,023
971,82		74,544	75,063	75,578	76,091	76,600	77,106	77,610	78,110
335,5		8,884	8,946	9,008	9,069	9,129	9,190	9,250	9,309
232		4,248	4,278	4,307	4,336	4,365	4,394	4,423	4,452
1675,64		221,618	223,159	224,691	226,214	227,729	229,234	230,731	232,220
511,86		20,680	20,824	20,967	21,109	21,250	21,390	21,530	21,669
587,5		27,243	27,433	27,621	27,808	27,994	28,180	28,364	28,547
466,5		17,177	17,296	17,415	17,533	17,651	17,767	17,883	17,999
516		21,016	21,162	21,307	21,452	21,595	21,738	21,880	22,021
361,47		10,313	10,385	10,456	10,527	10,597	10,667	10,737	10,806
710,83		39,882	40,159	40,435	40,709	40,981	41,252	41,522	41,790
345,7		9,433	9,498	9,564	9,628	9,693	9,757	9,821	9,884
433		14,799	14,901	15,004	15,105	15,207	15,307	15,407	15,506
349,79		9,657	9,725	9,791	9,858	9,924	9,989	10,054	10,119
562,63	24,986	25,159	25,332	25,504	25,675	25,844	26,013	26,181	
652,08	33,562	33,795	34,027	34,258	34,487	34,715	34,942	35,167	
235,08	4,362	4,392	4,422	4,452	4,482	4,512	4,541	4,571	
394,63	12,292	12,378	12,462	12,547	12,631	12,714	12,797	12,880	
449,4	15,941	16,052	16,162	16,271	16,380	16,489	16,596	16,703	
941,22	69,924	70,410	70,894	71,374	71,852	72,327	72,799	73,269	
507,57	20,335	20,476	20,617	20,756	20,895	21,033	21,171	21,307	
568,58	25,517	25,694	25,871	26,046	26,220	26,394	26,566	26,737	
489	18,874	19,005	19,136	19,265	19,394	19,523	19,650	19,777	
550	23,876	24,042	24,208	24,372	24,535	24,697	24,858	25,019	
311	7,634	7,687	7,740	7,793	7,845	7,897	7,948	7,999	
486,23	18,661	18,790	18,919	19,048	19,175	19,302	19,428	19,553	
489,67	18,926	19,057	19,188	19,318	19,447	19,576	19,704	19,831	

ANEXO 7.3	Tem (°C)	-5	0	5	10	15	20	25	30
Vano (m)	σ_{02}	5,8	5,5	5,7	5,7	5,7	5,6	5,6	5,5
684,5	S A H C E L F (m)	36,982	37,239	37,495	37,749	38,002	38,253	38,503	38,751
409		13,204	13,295	13,387	13,477	13,568	13,657	13,746	13,835
458		16,557	16,672	16,786	16,900	17,013	17,126	17,238	17,349
705		39,230	39,503	39,774	40,044	40,312	40,579	40,843	41,107
1428,5		161,066	162,186	163,300	164,407	165,507	166,601	167,689	168,771
421,5		14,023	14,120	14,217	14,314	14,410	14,505	14,600	14,694
431		14,662	14,764	14,865	14,966	15,066	15,166	15,265	15,364
479		18,110	18,236	18,361	18,485	18,609	18,732	18,855	18,976
421		13,990	14,087	14,184	14,280	14,375	14,470	14,565	14,659
375		11,100	11,177	11,253	11,330	11,406	11,481	11,556	11,631
873		60,155	60,573	60,989	61,403	61,814	62,222	62,629	63,033
427		14,391	14,491	14,591	14,690	14,788	14,886	14,983	15,080
394		12,253	12,338	12,423	12,507	12,591	12,674	12,757	12,839
281		6,232	6,276	6,319	6,362	6,404	6,447	6,489	6,531

4. USANDO CONDUCTOR ACTUAL ACSR/TW CARDINAL 954 M.C.M.

$$\begin{aligned} ar &= 902,454 \text{ m} \\ fm\acute{a}x &= 57,124 \text{ m} \end{aligned}$$

Temperatura desde -5°C a 30°C , con incrementos de 5°C

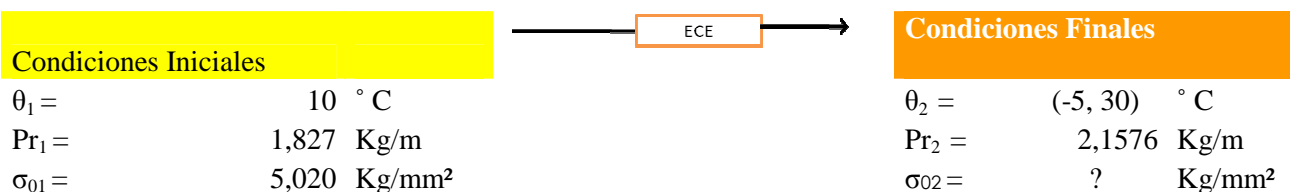
$$\begin{aligned} ar &= 902,45 \text{ m} \\ To &= 2740,9086 \text{ kg} \end{aligned}$$

Hipótesis de templado:

$$EDS = 18,00 \%$$

Datos del conductor:

$$\begin{aligned} A &= 546,00 \text{ mm}^2 & \Phi c &= 27,432 \text{ mm} & \epsilon &= 8491,67 \text{ Kg/mm}^2 \\ \alpha &= 2,07E-05 \text{ }^{\circ}\text{C} & TR &= 15227,27 \text{ Kg} & P &= 1,827 \text{ Kg/m} \end{aligned}$$



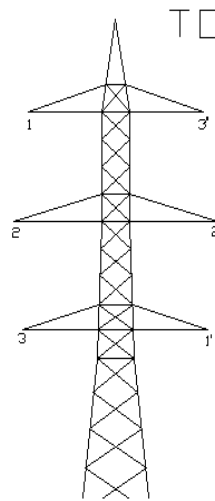
Tiro								
θ_2	$\alpha \cdot \epsilon \cdot (\theta_2 - \theta_1)$	$\frac{a^2 \cdot P_{r1}^2 \cdot \epsilon}{24 \cdot \sigma_1^2 \cdot A^2}$	$\frac{a^2 \cdot P_{r2}^2 \cdot \epsilon}{24 \cdot A^2}$	σ_{02}	$\sigma_{02} \cdot A$	$\frac{T_{02}}{P_{r2}}$	$\frac{a_r^2}{8 \cdot C}$	E.C.E=0
-5	-2,6367	128,0325	3226,443	5,071441	2769,0067	1283,4	79,3245	0,0
0	-1,7578	128,0325	3226,443	5,054115	2759,5468	1279,0	79,59643	0,0
5	-0,8789	128,0325	3226,443	5,036962	2750,1812	1274,6	79,86749	0,0
10	0,0000	128,0325	3226,443	5,019979	2740,9086	1270,4	80,13768	0,0
15	0,8789	128,0325	3226,443	5,003164	2731,7274	1266,1	80,40702	0,0
20	1,7578	128,0325	3226,443	4,986513	2722,636	1261,9	80,67551	0,0
25	2,6367	128,0325	3226,443	4,970024	2713,6332	1257,7	80,94317	0,0
30	3,5156	128,0325	3226,443	4,953695	2704,7174	1253,6	81,20998	0,0

ANEXO 7.4	Tem (° C)	-5	0	5	10	15	20	25	30
Vano (m)	σ_{02}	5,1	5,1	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
195,06	S A H C E L L F	3,706	3,719	3,731	3,744	3,756	3,769	3,782	3,794
1120,12		122,204	122,623	123,041	123,457	123,872	124,285	124,698	125,109
1138,68		126,287	126,720	127,152	127,582	128,011	128,438	128,864	129,289
712,60		49,459	49,629	49,798	49,966	50,134	50,302	50,469	50,635
911,12		80,855	81,132	81,409	81,684	81,959	82,232	82,505	82,777
789,06		60,642	60,850	61,058	61,264	61,470	61,675	61,880	62,084
1600,38		249,461	250,316	251,169	252,019	252,866	253,710	254,552	255,391
1951,63		370,981	372,253	373,521	374,784	376,044	377,300	378,551	379,799
200,00		3,896	3,909	3,923	3,936	3,949	3,962	3,975	3,989
469,40		21,461	21,534	21,608	21,681	21,754	21,826	21,899	21,971
462,20		20,807	20,879	20,950	21,021	21,091	21,162	21,232	21,302
310,20		9,372	9,404	9,436	9,468	9,500	9,532	9,563	9,595
520,00		26,337	26,427	26,517	26,607	26,696	26,785	26,874	26,963
311,60		9,457	9,489	9,522	9,554	9,586	9,618	9,650	9,682
170,30		2,825	2,834	2,844	2,854	2,863	2,873	2,882	2,892
303,50		8,972	9,002	9,033	9,064	9,094	9,124	9,155	9,185
250,00		6,087	6,108	6,129	6,150	6,171	6,191	6,212	6,232
414,70		16,750	16,808	16,865	16,922	16,979	17,036	17,092	17,149
1038,90		105,125	105,485	105,844	106,202	106,559	106,915	107,270	107,623
362,60		12,806	12,850	12,894	12,937	12,981	13,024	13,067	13,110
497,30		24,088	24,170	24,253	24,335	24,416	24,498	24,579	24,660
473,70		21,856	21,931	22,005	22,080	22,154	22,228	22,302	22,375
334,30		10,885	10,922	10,960	10,997	11,034	11,070	11,107	11,144
142,30		1,972	1,979	1,986	1,992	1,999	2,006	2,013	2,019
833,00		67,584	67,816	68,047	68,277	68,507	68,736	68,964	69,191
1059,60		109,356	109,730	110,104	110,477	110,848	111,218	111,587	111,955
358,55		12,522	12,564	12,607	12,650	12,692	12,735	12,777	12,819
174,65		2,971	2,981	2,991	3,001	3,011	3,022	3,032	3,042
300,90		8,819	8,849	8,879	8,909	8,939	8,969	8,999	9,028
1016,40		100,620	100,965	101,309	101,652	101,994	102,334	102,674	103,012
273,70		7,296	7,321	7,346	7,371	7,396	7,421	7,445	7,470
728,00		51,620	51,797	51,974	52,149	52,325	52,499	52,674	52,847
532,80	27,649	27,744	27,839	27,933	28,027	28,120	28,214	28,307	
515,10	25,843	25,931	26,020	26,108	26,196	26,283	26,370	26,457	
120,60	1,417	1,421	1,426	1,431	1,436	1,441	1,446	1,450	
343,10	11,466	11,505	11,544	11,583	11,622	11,661	11,700	11,738	
1240,12	149,791	150,304	150,816	151,326	151,835	152,342	152,847	153,351	
333,80	10,852	10,890	10,927	10,964	11,001	11,037	11,074	11,110	
604,50	35,592	35,714	35,835	35,957	36,077	36,198	36,318	36,438	
494,72	23,838	23,920	24,002	24,083	24,164	24,244	24,325	24,405	
653,28	41,568	41,710	41,852	41,994	42,135	42,276	42,416	42,556	
382,00	14,213	14,262	14,310	14,359	14,407	14,455	14,503	14,551	
762,94	56,694	56,888	57,082	57,275	57,468	57,660	57,851	58,042	

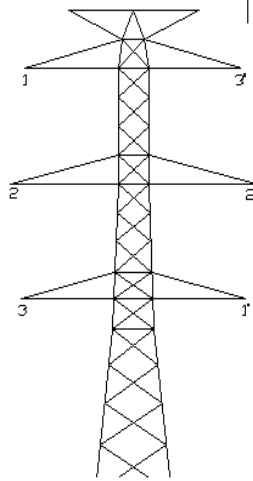
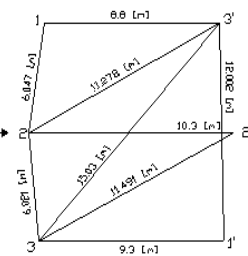
ANEXO 7.4	Tem (° C)	-5	0	5	10	15	20	25	30
Vano (m)	σ_{02}	5,1	5,1	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
309,97	S A H C E L F	9,358	9,390	9,422	9,454	9,486	9,518	9,549	9,581
255,10		6,338	6,360	6,382	6,403	6,425	6,446	6,468	6,489
907,00		80,126	80,400	80,674	80,947	81,219	81,490	81,761	82,030
700,00		47,726	47,889	48,052	48,215	48,377	48,539	48,700	48,860
320,50		10,005	10,039	10,073	10,107	10,141	10,175	10,209	10,243
755,77		55,633	55,824	56,014	56,204	56,393	56,581	56,769	56,956
289,25		8,149	8,177	8,205	8,233	8,260	8,288	8,315	8,343
237,16		5,478	5,497	5,516	5,534	5,553	5,572	5,590	5,608
1336,09		173,871	174,468	175,062	175,654	176,244	176,833	177,419	178,004
237,50		5,494	5,513	5,532	5,550	5,569	5,588	5,606	5,625
412,50		16,573	16,630	16,687	16,743	16,799	16,855	16,911	16,967
943,80		86,759	87,057	87,353	87,649	87,943	88,237	88,530	88,822
1315,41		168,531	169,109	169,684	170,258	170,831	171,401	171,970	172,537
578,29		32,572	32,684	32,795	32,906	33,017	33,127	33,237	33,347
358,10		12,490	12,533	12,576	12,618	12,661	12,703	12,745	12,787
459,48		20,563	20,634	20,704	20,774	20,844	20,913	20,983	21,052
793,10		61,265	61,475	61,684	61,893	62,101	62,308	62,515	62,721
971,82		91,987	92,303	92,617	92,930	93,243	93,554	93,865	94,174
335,50		10,963	11,001	11,038	11,076	11,113	11,150	11,187	11,224
232,00		5,242	5,260	5,278	5,296	5,314	5,332	5,349	5,367
1675,64	273,475	274,413	275,347	276,279	277,208	278,133	279,056	279,976	
511,86	25,519	25,606	25,693	25,780	25,867	25,953	26,039	26,125	
587,50	33,618	33,733	33,848	33,963	34,077	34,191	34,304	34,417	
466,50	21,196	21,269	21,341	21,414	21,486	21,557	21,629	21,700	
516,00	25,933	26,022	26,111	26,199	26,287	26,375	26,462	26,550	
361,47	12,726	12,770	12,813	12,857	12,900	12,943	12,986	13,029	
710,83	49,214	49,383	49,551	49,718	49,886	50,052	50,218	50,384	
345,70	11,640	11,680	11,720	11,759	11,799	11,838	11,878	11,917	
433,00	18,261	18,324	18,386	18,449	18,511	18,572	18,634	18,695	
349,79	11,917	11,958	11,999	12,039	12,080	12,120	12,160	12,200	
562,63	30,832	30,938	31,043	31,148	31,253	31,357	31,461	31,565	
652,08	41,415	41,557	41,699	41,840	41,980	42,120	42,260	42,400	
235,08	5,383	5,401	5,419	5,438	5,456	5,474	5,492	5,510	
394,63	15,168	15,220	15,272	15,324	15,375	15,427	15,478	15,529	
449,40	19,671	19,738	19,805	19,873	19,939	20,006	20,072	20,138	
941,22	86,286	86,582	86,876	87,170	87,463	87,755	88,047	88,337	
507,57	25,093	25,179	25,265	25,350	25,435	25,520	25,605	25,689	
568,58	31,488	31,596	31,703	31,810	31,917	32,024	32,130	32,236	
489,00	23,290	23,370	23,450	23,529	23,608	23,687	23,766	23,844	
550,00	29,463	29,564	29,665	29,765	29,865	29,965	30,065	30,164	
311,00	9,421	9,453	9,485	9,517	9,549	9,581	9,613	9,645	
486,23	23,027	23,106	23,185	23,263	23,341	23,419	23,497	23,575	
489,67	23,354	23,434	23,514	23,594	23,673	23,752	23,831	23,909	

ANEXO 7.4	Tem (° C)	-5	0	5	10	15	20	25	30
Vano (m)	σ_{02}	5,1	5,1	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
684,50	S A H C E L F	45,636	45,792	45,948	46,103	46,258	46,413	46,567	46,720
409,00		16,293	16,349	16,405	16,460	16,515	16,571	16,626	16,680
458,00		20,431	20,501	20,571	20,640	20,710	20,779	20,848	20,917
705,00		48,410	48,576	48,741	48,906	49,071	49,235	49,398	49,561
1428,50		198,755	199,436	200,115	200,792	201,467	202,140	202,810	203,479
421,50		17,304	17,364	17,423	17,482	17,540	17,599	17,657	17,716
431,00		18,093	18,155	18,217	18,279	18,340	18,401	18,462	18,523
479,00		22,347	22,424	22,500	22,577	22,652	22,728	22,803	22,879
421,00		17,263	17,322	17,381	17,440	17,499	17,557	17,615	17,674
375,00		13,697	13,744	13,791	13,837	13,884	13,930	13,976	14,022
873,00		74,231	74,485	74,739	74,992	75,244	75,495	75,746	75,995
427,00		17,759	17,820	17,880	17,941	18,001	18,061	18,121	18,181
394,00		15,120	15,172	15,223	15,275	15,326	15,377	15,428	15,479
281,00		7,691	7,717	7,743	7,770	7,796	7,822	7,848	7,874

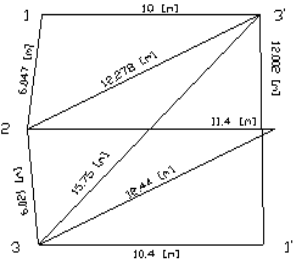
DISTANCIA MEDIA GEOMÉTRICA



TORRE "A"



TORRE "B"



	TORRES		[m]
	A	B	
1 - 3' =	8,80	10,00	[m]
1 - 2' =	6,05	6,05	[m]
2 - 3' =	6,02	6,02	[m]
3 - 1' =	9,30	10,40	[m]
1' - 3' =	12,00	12,00	[m]
2 - 3' =	11,28	12,28	[m]
2 - 2' =	10,30	11,40	[m]
3 - 3' =	15,03	15,75	[m]
3 - 2' =	11,49	12,44	[m]
1 - 2' =	11,26	12,26	[m]
1 - 3' =	12,00	12,00	[m]

Torre Seleccionada:	b	
D1 =		5,99 [m]

CONSTANTES KILOMÉTRICAS			
Resistencia eléctrica:	Rk =	0,0509	[Ω/km]
Reactancia de autoinducción:	Xk=	0,9491	[Ω/km]
Susceptancia:	Bk=	3,526E-06	[S/km]
Impedancia:	IZkl=	0,9505	[Ω/km]
Admitancia:	IYkl=	3,523E-06	[S/km]

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA L/T			
Longitud de la línea:	Lon=	189,00	[km]
Resistencia eléctrica:	R=	9,6201	[Ω]
React. de autoinducción:	X=	179,3847	[Ω]
Susceptancia:	B=	6,66E-04	[S]
Impedancia:	Z=	179,6425	[Ω]
Admitancia:	Y=	6,658E-04	[S]
Impedancia característica:	Zc=	519,4454	[Ω]

POTENCIA CARACTERÍSTICA			
Nivel de voltaje de la L/T:	U=	230	[kV]
Pot Característica	Pc=	32,53	[MW]

D2=	6,54	[m]
D1=	6,14	[m]
DMG=	6,22	[m]

$L = \left[0,5 + 4,6 \times \log \left(\frac{DMG}{r} \right) \right] \cdot 10^{-4} [H / KM]$	L= 1,24E-02
--	--------------------

MOMENTO ELÉCTRICO

Factor de potencia	Cos α=	0,89	
	α=	0,47345	[rad]
	Tan α=	0,512	
Caida de tensión en (%)	u=	2,8	
Momento eléctrico	M=	880,94	[MW.km]
Pmáx de transmisión por límite térmico	Pmáx=	159,49	[MW]
Pmáx que podrá ser transmisión a una distancia	L=	5,52	[km]
Perdida de potencia	p(%)=	0,0606	[%]
Perdida total de potencia	pkt(%)=	0,1146	[%]
Perdida total de la línea	Pt=	18,28	[MW]

$$C = \frac{24,2}{\log \frac{DMG}{r}} \cdot 10^{-9} [F/km]$$

$$\mathbf{C= 9,34E-08}$$

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} [\Omega]$$

$$\mathbf{Z_0= 364,48}$$

$$SIL = \frac{kV^2}{Z_0} [MW]$$

$$\mathbf{SIL= 46,37}$$

ANEXO No. 8**TABLA DE CÁLCULOS DE LA ECUACIÓN DE CAMBIO
DE ESTADO PARA LOS DIVERSOS CONDUCTORES**

1. CÁLCULO PARA ZONA 1.

CALCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES

	ZONA				CS=	4,0				
	1				EDS=	17,0%				
Temp 1 (T1)=	25	[°C]			EAc=	20412,4	[kg/mm ²]			
Temp 2 (T2)=	60	[°C]			EAI=	7044,22	[kg/mm ²]			
Velocidad=	25	[Km/h]			αAc=	1,20E-05	[°C ⁻¹]			
Vano=	1000	[m]			αAI=	2,40E-05	[°C ⁻¹]			
e=	0	[mm]								
TIPO	MCM	Φc [mm]	S.AI [mm²]	S.Ac [mm²]	A [mm²]	P [kg/m]	TR [Kg]	[Ω/km]	E [Kg/mm²]	α [°C⁻¹]
Cardinal ACSR/TW	954,0	27,432	483,35	62,65	546,00	1,8270	15227,2 7	0,0593	8578,13	2,072E-05
Cardinal ACCC/TW	1222,0	30,378	619,42	60,32	679,74	1,8328	16863,6 4	0,0453	8230,51	2,136E-05
Drake ACCC/TW	1020,0	28,143	517,03	70,84	587,87	1,5567	18597,2 9	0,0541	8655,12	2,059E-05
Bluejay ACSR	1113,0	31,979	564,19	39,03	603,22	1,8662	13517,0 5	0,0509	7909,18	2,200E-05
ACAR 1200	1200,0	32,020	295,80	312,20	608,00	1,6730	13709,0	0,0510	7381,04	2,150E-05

							0			
--	--	--	--	--	--	--	---	--	--	--

Zona	1	Vano	1000							
TIPO	MCM	Φc [mm]	Secc.de Al [mm²]	Secc.de Ac [mm²]	Area [mm²]	P [kg/m]	TR [Kg]	[Ω/km]	E [Kg/mm²]	α [°C⁻¹]

Cardinal ACSR/TW	954,0	27,432	483,35	62,65	546,00	1,8270	15227,27	0,0593	8578,13	1,53E-05
------------------	-------	--------	--------	-------	--------	--------	----------	--------	---------	----------

Tmáx:	3806,8	[kg]	VIENTO	Peso del conductor:	1,827	[kg/m]	Acción del hielo:		0,0000	[kg/m]
To máx:	2588,6	[kg]		Presión del viento:	3,006	[kg]	σ1=		6,7649	[kg/mm²]
σmáx:	4,74	[kg/mm²]		Acción del viento:	0,082	[kg/m]	EDS			
To1:	3693,62	[kg]		C1:	2019,63		Real:		23,7%	
To2:	3607,18	[kg]	C2:	1972,37						

Sobr. por viento: 1,829
 Coef. Sobr. De viento: 1,001

TIPO	MCM	Φc [mm]	Secc.de Al [mm²]	Secc.de Ac [mm²]	Area [mm²]	P [kg/m]	TR [Kg]	[Ω/km]	E [Kg/mm²]	α [°C⁻¹]
-------------	------------	----------------	-------------------------	-------------------------	-------------------	-----------------	----------------	---------------	-------------------	----------------------------

Cardinal ACCC/TW	1222,0	30,378	619,42	60,32	679,74	1,8328	16863,64	0,0460	8230,51	1,46E-05
------------------	--------	--------	--------	-------	--------	--------	----------	--------	---------	----------

Tmáx:	4215,9	[kg]	VIENTO	Peso del conductor:	1,833	[kg/m]	Acción del hielo:		0,0000	[kg/m]
To máx:	2866,8	[kg]		Presión del viento:	3,006	[kg]	σ1=		6,0517	[kg/mm²]
σmáx:	4,22	[kg/mm²]		Acción del viento:	0,091	[kg/m]	EDS			
To1:	4113,58	[kg]		C1:	2241,64		23,7%			

Sobr. por viento: 1,835
 Coef. Sobr. De viento: 1,001

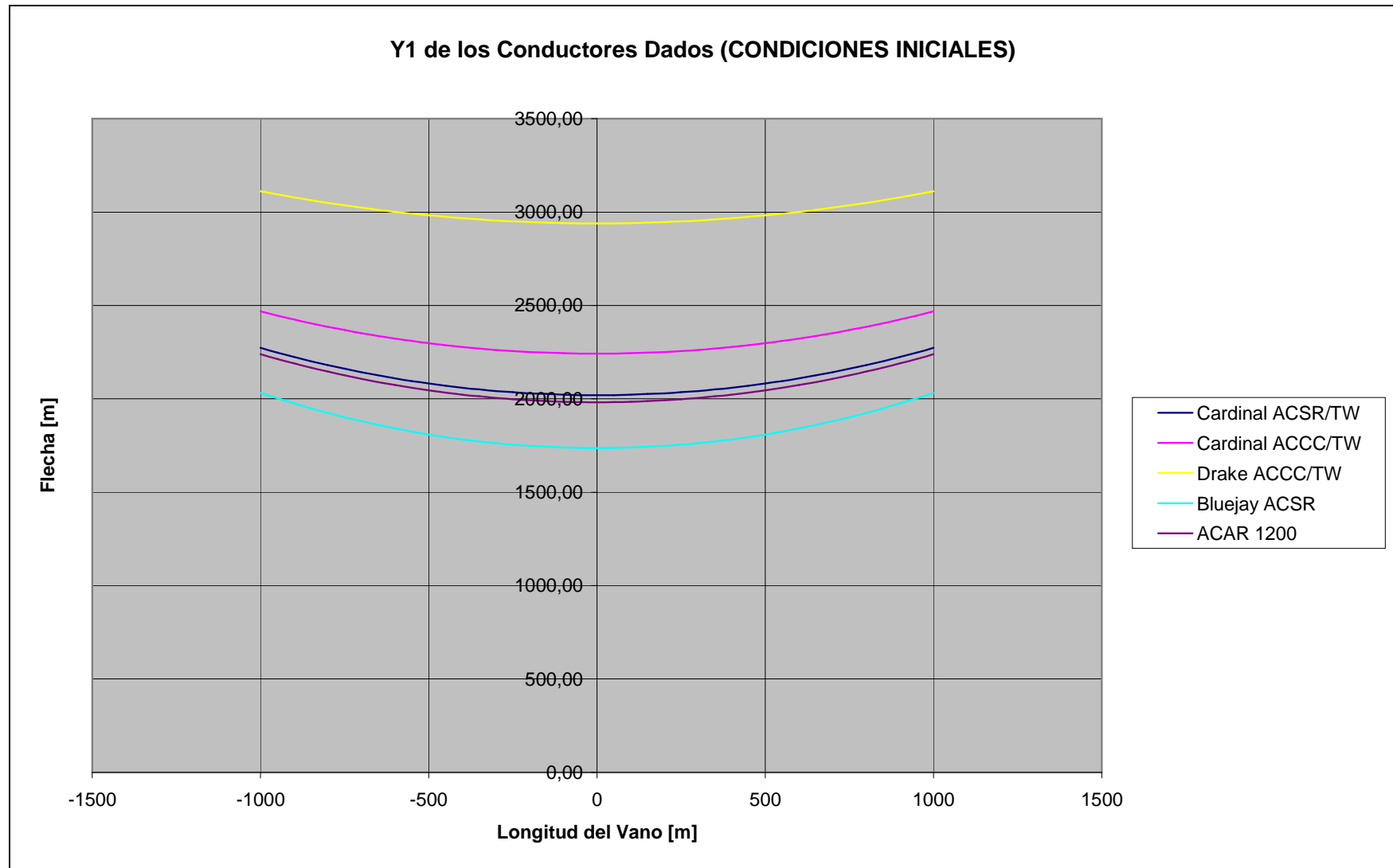
To2:	4001,31	[kg]									Real: <input type="text"/>
						C2:	2180,46				
TIPO	MCM	Φc [mm]	Secc.de Al [mm ²]	Secc.de Ac [mm ²]	Area [mm ²]	P [kg/m]	TR [Kg]	[Ω/km]	E [Kg/mm ²]	α [°C ⁻¹]	
Drake ACCC/TW	1020,0	28,143	517,03	70,84	587,87	1,5567	18597,29	0,0541	8655,12	1,54E-05	
Tmáx:	4649,3	[kg]	VIENTO	Peso del conductor: Presión del viento: Acción del viento:		1,557	[kg/m]	Acción del hielo: σ1=	0,0000	[kg/m]	Sobr. por viento: 1,559 Coef. Sobr. De viento: 1,001
To máx:	3161,5	[kg]			3,006	[kg]	7,7960		[kg/mm ²]		
σmáx:	5,38	[kg/mm ²]			0,085	[kg/m]					
To1:	4583,03	[kg]									
To2:	4369,33	[kg]				C1:	2939,73	EDS Real: <input type="text"/>	23,5%		
						C2:	2802,65				
TIPO	MCM	Φc [mm]	Secc.de Al [mm ²]	Secc.de Ac [mm ²]	Area [mm ²]	P [kg/m]	TR [Kg]	[Ω/km]	E [Kg/mm ²]	α [°C ⁻¹]	
Bluejay ACSR	1113,0	31,979	564,19	39,03	603,22	1,8662	13517,05	0,0509	7909,18	1,40E-05	
Tmáx:	3379,3	[kg]	VIENTO	Peso del onductor: Presión del viento: Acción del viento:		1,866	[kg/m]	Acción del hielo: σ1=	0,0000	[kg/m]	Sobr. por viento: 1,869 Coef. Sobr. De viento: 1,001
To máx:	2297,9	[kg]			3,006	[kg]	5,3790		[kg/mm ²]		
σmáx:	3,81	[kg/mm ²]			0,096	[kg/m]					
To1:	3244,74	[kg]									
To2:	3193,96	[kg]				C1:	1736,39	EDS Real: <input type="text"/>	23,6%		
						C2:	1709,21				
TIPO	MCM	Φc [mm]	Secc.de Al [mm ²]	Secc.de Ac [mm ²]	Area [mm ²]	P [kg/m]	TR [Kg]	[Ω/km]	E [Kg/mm ²]	α [°C ⁻¹]	

									1	
ACAR 1200	1200,0	32,020	295,80	312,20	608,00	1,6730	13709,00	0,0510	13908,6	2,10E-05
Tmáx:	3427,3	[kg]	VIENTO	Peso del conductor:	1,673	[kg/m]	Acción del hielo:	0,0000	[kg/m]	Sobr. por viento: 1,676
To máx:	2330,5	[kg]		Presión del viento:	3,006	[kg]		$\sigma_1 =$	5,4631	
σ máx:	3,83	[kg/mm ²]		Acción del viento:	0,096	[kg/m]	EDS Real: 23,5%			
To1:	3321,57	[kg]		C1:	1982,12					
To2:	3218,61	[kg]		C2:	1920,68					

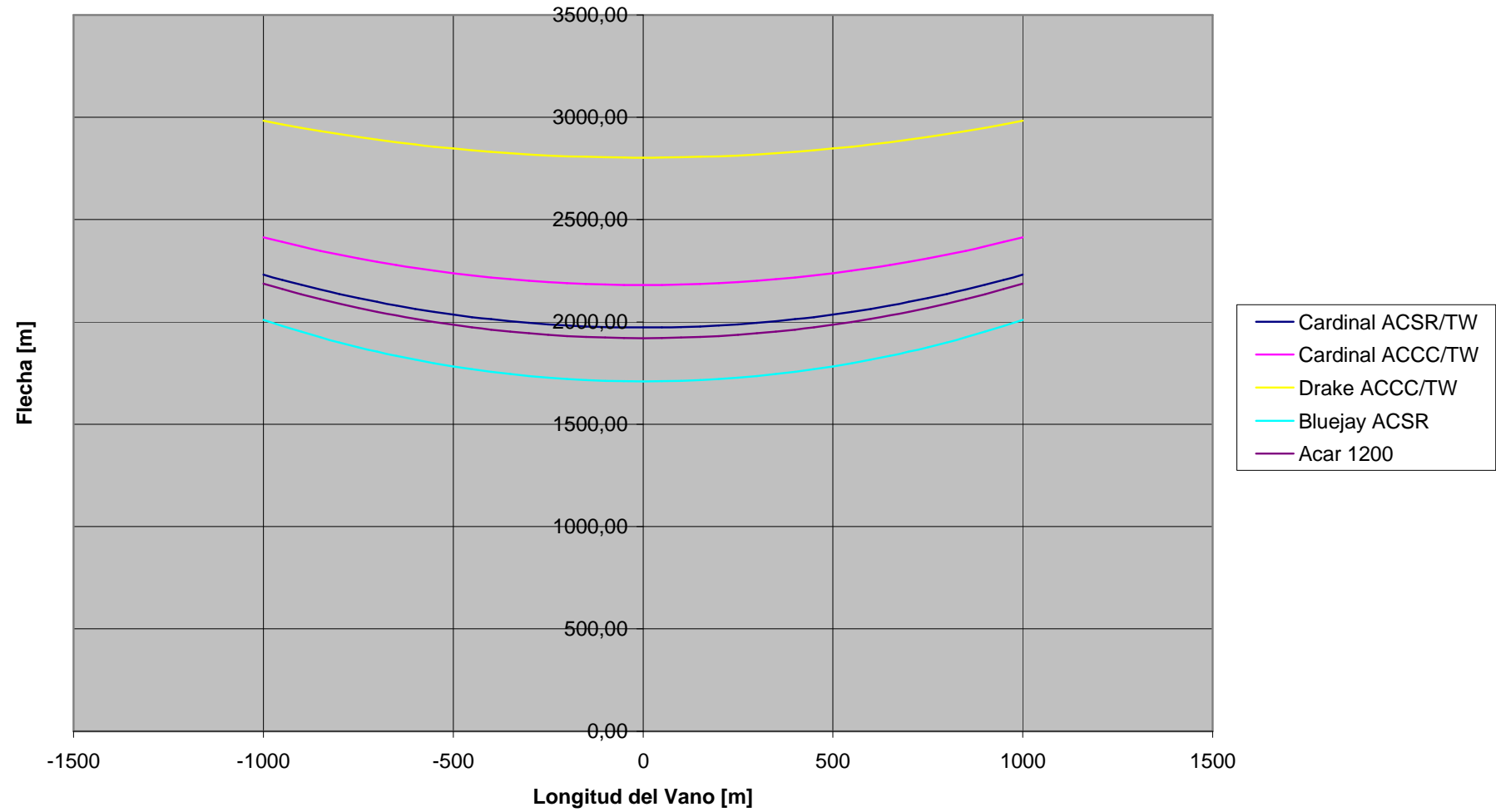
ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO						
$E.C.E = \sigma_{02}^2 \left[\sigma_{02} + \alpha.E.(\theta_2 - \theta_1) + \frac{a^2.P_1^2.E}{24.\sigma_{01}^2.A^2} - \sigma_{01} \right] - \frac{a^2.P_2^2.E}{24.A^2} = 0$						
$\alpha.E.(\theta_2 -$	$\frac{a^2.P_1^2.E}{24.\sigma_{01}^2.A^2}$	$\frac{a^2.P_2^2.E}{24.A^2}$	E.C.E=0	σ_2	σ_1	

Cardinal ACSR/TW	4,6		87,45	4010,12			0,0000		6,6066	6,7649
Cardinal ACCC/TW	4,2		68,08	2499,41			0,0000		5,8865	6,0517
Drake ACCC/TW	4,7		41,61	2536,24			0,0000		7,4325	7,7960
Bluejay ACSR	3,9		109,01	3162,54			0,0000		5,2949	5,3790
ACAR 1200	10,2		147,02	4402,43			0,0000		5,2938	5,4631
X	Cardinal ACSR/TW		Cardinal ACCC/TW		Drake ACCC/TW		Bluejay ACSR		ACAR 1200	
	Y1	Y2	Y1	Y2	Y1	Y2	Y1	Y2	Y1	Y2
-1000	2272,30	2231,35	2468,42	2413,82	3111,46	2982,96	2032,39	2010,18	2239,77	2186,94
-950	2247,21	2205,61	2445,98	2390,71	3094,57	2965,21	2002,81	1980,09	2214,17	2160,45
-900	2223,50	2181,29	2424,75	2368,86	3078,58	2948,41	1974,90	1951,69	2189,98	2135,43
-850	2201,16	2158,37	2404,74	2348,25	3063,47	2932,54	1948,62	1924,96	2167,18	2111,85
-800	2180,16	2136,84	2385,92	2328,88	3049,26	2917,61	1923,96	1899,88	2145,77	2089,71
-750	2160,50	2116,69	2368,28	2310,73	3035,92	2903,60	1900,89	1876,42	2125,71	2068,98
-700	2142,16	2097,89	2351,83	2293,79	3023,47	2890,53	1879,40	1854,57	2107,01	2049,66
-650	2125,14	2080,44	2336,54	2278,07	3011,88	2878,37	1859,47	1834,30	2089,66	2031,72
-600	2109,41	2064,33	2322,42	2263,54	3001,17	2867,12	1841,08	1815,61	2073,63	2015,16
-550	2094,99	2049,55	2309,46	2250,20	2991,33	2856,79	1824,22	1798,47	2058,92	1999,97
-500	2081,84	2036,08	2297,64	2238,04	2982,35	2847,37	1808,87	1782,87	2045,52	1986,13
-450	2069,97	2023,92	2286,96	2227,06	2974,24	2838,86	1795,02	1768,79	2033,42	1973,64
-400	2059,37	2013,07	2277,43	2217,26	2966,99	2831,25	1782,66	1756,23	2022,62	1962,48
-350	2050,04	2003,50	2269,02	2208,62	2960,59	2824,54	1771,78	1745,17	2013,10	1952,66
-300	2041,95	1995,23	2261,75	2201,14	2955,05	2818,72	1762,37	1735,61	2004,87	1944,16
-250	2035,12	1988,23	2255,60	2194,81	2950,37	2813,81	1754,41	1727,53	1997,91	1936,97
-200	2029,54	1982,52	2250,57	2189,64	2946,54	2809,79	1747,92	1720,93	1992,22	1931,10

-150	2025,20	1978,07	2246,66	2185,63	2943,56	2806,67	1742,87	1715,80	1987,80	1926,54
-100	2022,11	1974,90	2243,87	2182,76	2941,43	2804,44	1739,27	1712,14	1984,64	1923,28
-50	2020,25	1973,00	2242,20	2181,04	2940,16	2803,10	1737,11	1709,94	1982,75	1921,33
0	2019,63	1972,37	2241,64	2180,46	2939,73	2802,65	1736,39	1709,21	1982,12	1920,68
50	2020,25	1973,00	2242,20	2181,04	2940,16	2803,10	1737,11	1709,94	1982,75	1921,33
100	2022,11	1974,90	2243,87	2182,76	2941,43	2804,44	1739,27	1712,14	1984,64	1923,28
150	2025,20	1978,07	2246,66	2185,63	2943,56	2806,67	1742,87	1715,80	1987,80	1926,54
200	2029,54	1982,52	2250,57	2189,64	2946,54	2809,79	1747,92	1720,93	1992,22	1931,10
250	2035,12	1988,23	2255,60	2194,81	2950,37	2813,81	1754,41	1727,53	1997,91	1936,97
300	2041,95	1995,23	2261,75	2201,14	2955,05	2818,72	1762,37	1735,61	2004,87	1944,16
350	2050,04	2003,50	2269,02	2208,62	2960,59	2824,54	1771,78	1745,17	2013,10	1952,66
400	2059,37	2013,07	2277,43	2217,26	2966,99	2831,25	1782,66	1756,23	2022,62	1962,48
450	2069,97	2023,92	2286,96	2227,06	2974,24	2838,86	1795,02	1768,79	2033,42	1973,64
500	2081,84	2036,08	2297,64	2238,04	2982,35	2847,37	1808,87	1782,87	2045,52	1986,13
550	2094,99	2049,55	2309,46	2250,20	2991,33	2856,79	1824,22	1798,47	2058,92	1999,97
600	2109,41	2064,33	2322,42	2263,54	3001,17	2867,12	1841,08	1815,61	2073,63	2015,16
650	2125,14	2080,44	2336,54	2278,07	3011,88	2878,37	1859,47	1834,30	2089,66	2031,72
700	2142,16	2097,89	2351,83	2293,79	3023,47	2890,53	1879,40	1854,57	2107,01	2049,66
750	2160,50	2116,69	2368,28	2310,73	3035,92	2903,60	1900,89	1876,42	2125,71	2068,98
800	2180,16	2136,84	2385,92	2328,88	3049,26	2917,61	1923,96	1899,88	2145,77	2089,71
850	2201,16	2158,37	2404,74	2348,25	3063,47	2932,54	1948,62	1924,96	2167,18	2111,85
900	2223,50	2181,29	2424,75	2368,86	3078,58	2948,41	1974,90	1951,69	2189,98	2135,43
950	2247,21	2205,61	2445,98	2390,71	3094,57	2965,21	2002,81	1980,09	2214,17	2160,45
1000	2272,30	2231,35	2468,42	2413,82	3111,46	2982,96	2032,39	2010,18	2239,77	2186,94



Y2 de los Conductores Dados (CONDICIONES FINALES)



Zona	2	Vano	1000									
TIPO	MCM	Φ_c [mm]	Secc.de Al [mm ²]	Secc.de Ac [mm ²]	Area [mm ²]	P [kg/m]	TR [Kg]	$[\Omega/\text{km}]$	E [Kg/mm ²]	α [°C ⁻¹]		
Cardinal ACSR/TW	954,0	27,432	483,35	62,65	546,00	1,8270	15227,27	0,0593	8578,13	1,53E-05		
Tmáx:	3806,8	[kg]	VIENTO	Peso del conductor:		1,827	[kg/m]	Acción del hielo:		0,0825	[kg/m]	Sobrecarga por viento: 1,910
To máx:	2588,6	[kg]		Presión del viento:		1,082	[kg]	$\sigma_1 =$		6,7455	[kg/mm ²]	Coef Sobrcarga de viento: 1,045
σ máx:	4,74	[kg/mm ²]		Acción del viento:		0,032	[kg/m]					
To1:	3683,04	[kg]				C1:	1928,58	EDS Real:		24,8%		
To2:	3771,29	[kg]				C2:	1974,79					
TIPO	MCM	Φ_c [mm]	Secc.de Al [mm ²]	Secc.de Ac [mm ²]	Area [mm ²]	P [kg/m]	TR [Kg]	$[\Omega/\text{km}]$	E [Kg/mm ²]	α [°C ⁻¹]		
Cardinal ACCC/TW	1222,0	30,378	619,42	60,32	679,74	1,8328	16863,64	0,0460	8230,51	1,46E-05		
Tmáx:	4215,9	[kg]	VIENTO	Peso del conductor:		1,833	[kg/m]	Acción del hielo:		0,0910	[kg/m]	Sobrecarga por viento: 1,924
To máx:	2866,8	[kg]		Presión del viento:		1,082	[kg]	$\sigma_1 =$		6,0363	[kg/mm ²]	Coef Sobrcarga de viento: 1,050
σ máx:	4,22	[kg/mm ²]		Acción del viento:		0,035	[kg/m]					
To1:	4103,12	[kg]				C1:	2132,47	EDS Real:		24,9%		
To2:	4204,29	[kg]				C2:	2185,05					

TIPO	MCM	Φ_c [mm]	Secc.de Al [mm ²]	Secc.de Ac [mm ²]	Area [mm ²]	P [kg/m]	TR [Kg]	$[\Omega/\text{km}]$	E [Kg/mm ²]	α [°C ⁻¹]	
Drake ACCC/TW	1020,0	28,143	517,03	70,84	587,87	1,5567	18597,29	0,0541	8655,12	1,54E-05	
Tmáx:	4649,3	[kg]	VIENTO	Peso del conductor:		1,557	[kg/m]	Acción del hielo:		0,0845	[kg/m]
To máx:	3161,5	[kg]		Presión del viento:		1,082	[kg]	$\sigma_1 =$		7,7835	[kg/mm ²]
σ máx:	5,38	[kg/mm ²]		Acción del viento:		0,033	[kg/m]	EDS			
To1:	4575,71	[kg]		C1:		2787,45		Real:		24,9%	
To2:	4625,21	[kg]		C2:		2817,61					
TIPO	MCM	Φ_c [mm]	Secc.de Al [mm ²]	Secc.de Ac [mm ²]	Area [mm ²]	P [kg/m]	TR [Kg]	$[\Omega/\text{km}]$	E [Kg/mm ²]	α [°C ⁻¹]	
Bluejay ACSR	1113,0	31,979	564,19	39,03	603,22	1,8662	13517,05	0,0509	7909,18	1,40E-05	
Tmáx:	3379,3	[kg]	VIENTO	Peso del conductor:		1,866	[kg/m]	Acción del hielo:		0,0956	[kg/m]
To máx:	2297,9	[kg]		Presión del viento:		1,082	[kg]	$\sigma_1 =$		5,3551	[kg/mm ²]
σ máx:	3,81	[kg/mm ²]		Acción del viento:		0,037	[kg/m]	EDS			
To1:	3230,27	[kg]		C1:		1646,27		Real:		24,8%	
To2:	3348,27	[kg]		C2:		1706,40					
TIPO	MCM	Φ_c [mm]	Secc.de Al [mm ²]	Secc.de Ac [mm ²]	Area [mm ²]	P [kg/m]	TR [Kg]	$[\Omega/\text{km}]$	E [Kg/mm ²]	α [°C ⁻¹]	
ACAR 1200	1200,0	32,020	295,80	312,20	608,00	1,6730	13709,00	0,0510	13908,60	2,10E-05	

Sobrecarga por viento: 1,642
Coef Sobrecarga de viento: 1,054

Sobrecarga por viento: 1,962
Coef Sobrecarga de viento: 1,051

Tmáx:	3427,3	[kg]	VIENTO	Peso del conductor:	1,673	[kg/m]	Acción del hielo:	0,0958	[kg/m]	Sobrecarga por viento:	1,769
To máx:	2330,5	[kg]		Presión del viento:	1,082	[kg]	$\sigma_1 =$	5,4425	[kg/mm ²]	Coef Sobrcarga de viento:	1,057
$\sigma_{máx}$:	3,83	[kg/mm ²]		Acción del viento:	0,037	[kg/m]					
To1:	3309,02	[kg]		C1:	1870,41						
To2:	3407,65	[kg]	C2:	1926,16		EDS Real:	24,9%				

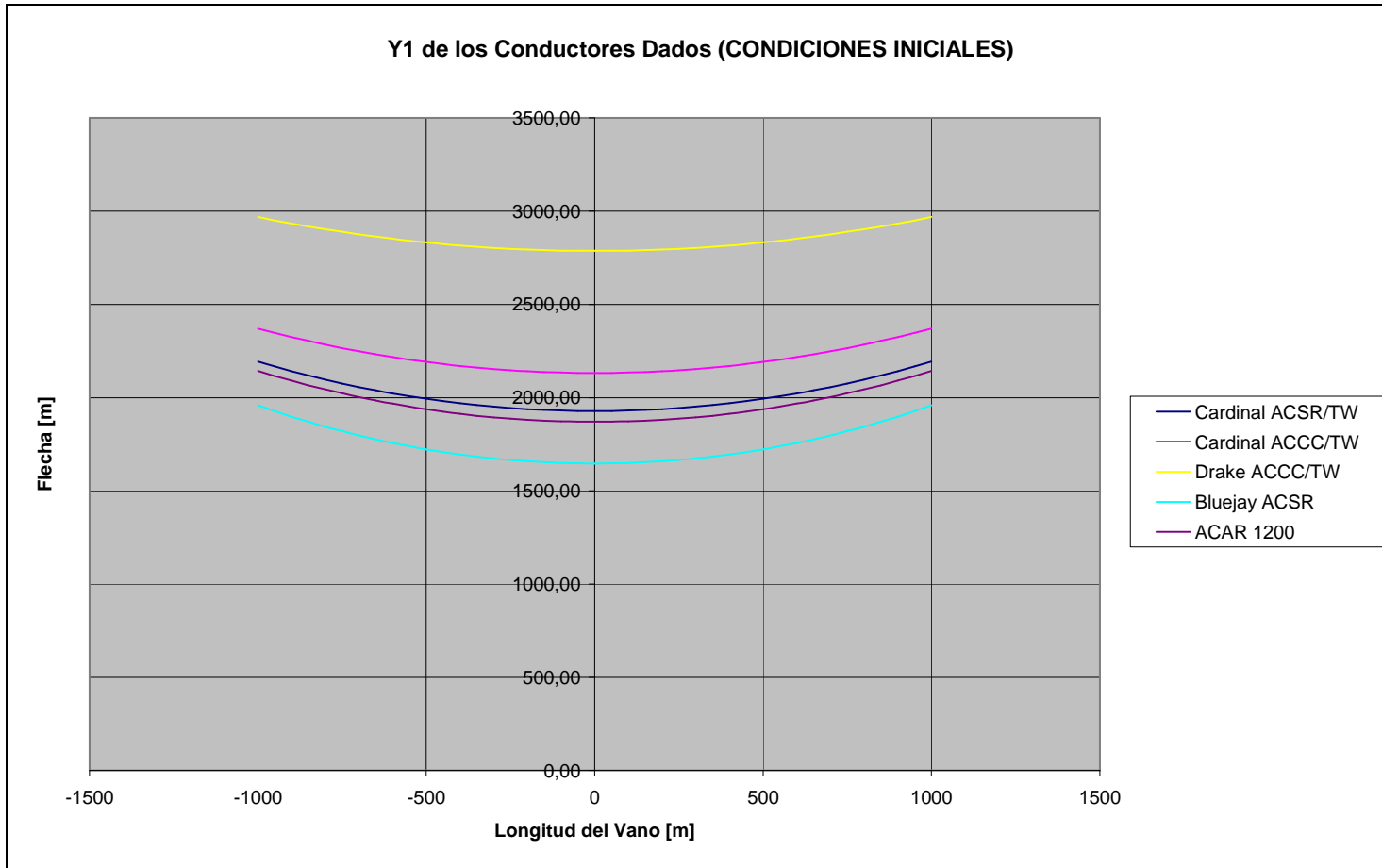
ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO

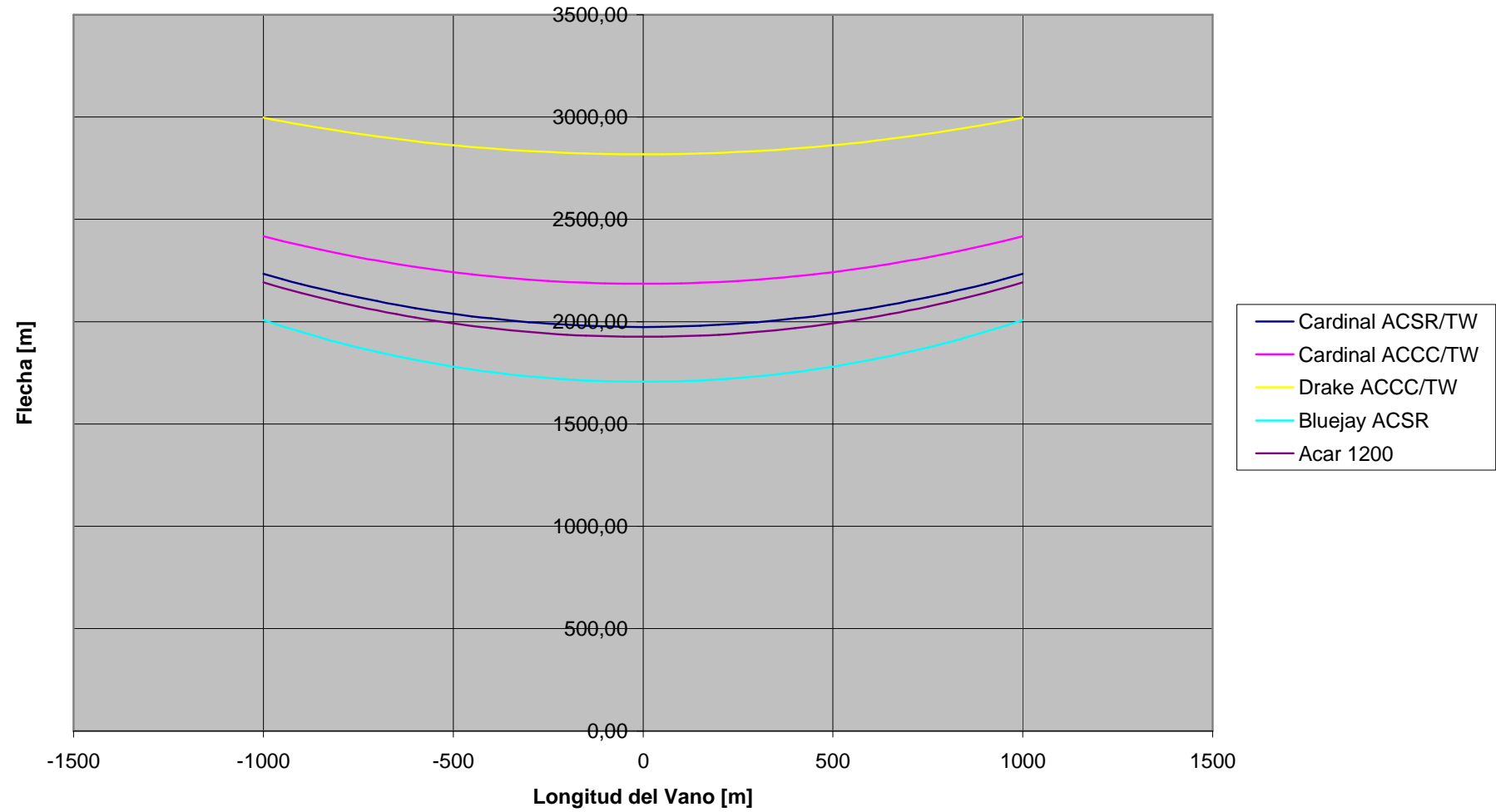
$$E.C.E = \sigma_{02}^2 \cdot \left[\sigma_{02} + \alpha.E.(\theta_2 - \theta_1) + \frac{a^2.P_1^2.E}{24.\sigma_{01}^2.A^2} - \sigma_{01} \right] - \frac{a^2.P_2^2.E}{24.A^2} = 0$$

	$\alpha.E.(\theta_2 - \theta_1)$	$\frac{a^2.P_1^2.E}{24.\sigma_{01}^2.A^2}$	$\frac{a^2.P_2^2.E}{24.A^2}$	E.C.E=0	σ_2	σ_1
Cardinal ACSR/TW	3,5	87,95	4372,55	0,0000	6,9071	6,7455
Cardinal ACCC/TW	3,3	68,43	2747,84	0,0000	6,1851	6,0363
Drake ACCC/TW	3,6	41,74	2811,91	0,0000	7,8677	7,7835
Bluejay ACSR	3,0	109,99	3486,97	0,0000	5,5507	5,3551
ACAR 1200	7,9	148,14	4906,71	0,0000	5,6047	5,4425

X	Cardinal ACSR/TW		Cardinal ACCC/TW		Drake ACCC/TW		Bluejay ACSR		ACAR 1200	
	Y1	Y2	Y1	Y2	Y1	Y2	Y1	Y2	Y1	Y2
-1000	2193,70	2233,44	2371,27	2417,90	2968,76	2996,93	1959,44	2007,90	2144,16	2191,63
-950	2167,33	2207,73	2347,60	2394,84	2950,91	2979,28	1928,06	1977,75	2116,90	2165,22
-900	2142,42	2183,45	2325,23	2373,04	2934,01	2962,57	1898,47	1949,29	2091,15	2140,28
-850	2118,94	2160,56	2304,13	2352,48	2918,06	2946,79	1870,62	1922,52	2066,90	2116,77
-800	2096,90	2139,06	2284,30	2333,15	2903,04	2931,94	1844,50	1897,39	2044,12	2094,70
-750	2076,26	2118,93	2265,73	2315,04	2888,96	2918,02	1820,08	1873,89	2022,80	2074,03
-700	2057,01	2100,16	2248,40	2298,14	2875,81	2905,01	1797,34	1852,00	2002,93	2054,76
-650	2039,15	2082,73	2232,31	2282,45	2863,58	2892,91	1776,26	1831,70	1984,49	2036,88
-600	2022,67	2066,64	2217,44	2267,95	2852,28	2881,73	1756,82	1812,98	1967,47	2020,37
-550	2007,54	2051,87	2203,79	2254,64	2841,89	2871,46	1739,00	1795,81	1951,86	2005,22
-500	1993,76	2038,42	2191,36	2242,51	2832,42	2862,09	1722,78	1780,18	1937,64	1991,42
-450	1981,32	2026,28	2180,13	2231,55	2823,85	2853,62	1708,15	1766,08	1924,80	1978,96
-400	1970,21	2015,44	2170,10	2221,77	2816,20	2846,05	1695,10	1753,50	1913,34	1967,84
-350	1960,42	2005,88	2161,26	2213,14	2809,45	2839,37	1683,61	1742,42	1903,25	1958,05
-300	1951,96	1997,62	2153,61	2205,68	2803,61	2833,59	1673,68	1732,84	1894,52	1949,57
-250	1944,80	1990,63	2147,14	2199,37	2798,67	2828,70	1665,28	1724,75	1887,14	1942,41
-200	1938,96	1984,92	2141,86	2194,21	2794,63	2824,71	1658,43	1718,13	1881,11	1936,55
-150	1934,41	1980,49	2137,75	2190,20	2791,49	2821,60	1653,10	1713,00	1876,43	1932,00
-100	1931,17	1977,32	2134,82	2187,34	2789,25	2819,38	1649,30	1709,33	1873,08	1928,76
-50	1929,23	1975,42	2133,06	2185,62	2787,90	2818,05	1647,02	1707,13	1871,08	1926,81
0	1928,58	1974,79	2132,47	2185,05	2787,45	2817,61	1646,27	1706,40	1870,41	1926,16
50	1929,23	1975,42	2133,06	2185,62	2787,90	2818,05	1647,02	1707,13	1871,08	1926,81
100	1931,17	1977,32	2134,82	2187,34	2789,25	2819,38	1649,30	1709,33	1873,08	1928,76
150	1934,41	1980,49	2137,75	2190,20	2791,49	2821,60	1653,10	1713,00	1876,43	1932,00
200	1938,96	1984,92	2141,86	2194,21	2794,63	2824,71	1658,43	1718,13	1881,11	1936,55
250	1944,80	1990,63	2147,14	2199,37	2798,67	2828,70	1665,28	1724,75	1887,14	1942,41

300	1951,96	1997,62	2153,61	2205,68	2803,61	2833,59	1673,68	1732,84	1894,52	1949,57
350	1960,42	2005,88	2161,26	2213,14	2809,45	2839,37	1683,61	1742,42	1903,25	1958,05
400	1970,21	2015,44	2170,10	2221,77	2816,20	2846,05	1695,10	1753,50	1913,34	1967,84
450	1981,32	2026,28	2180,13	2231,55	2823,85	2853,62	1708,15	1766,08	1924,80	1978,96
500	1993,76	2038,42	2191,36	2242,51	2832,42	2862,09	1722,78	1780,18	1937,64	1991,42
550	2007,54	2051,87	2203,79	2254,64	2841,89	2871,46	1739,00	1795,81	1951,86	2005,22
600	2022,67	2066,64	2217,44	2267,95	2852,28	2881,73	1756,82	1812,98	1967,47	2020,37
650	2039,15	2082,73	2232,31	2282,45	2863,58	2892,91	1776,26	1831,70	1984,49	2036,88
700	2057,01	2100,16	2248,40	2298,14	2875,81	2905,01	1797,34	1852,00	2002,93	2054,76
750	2076,26	2118,93	2265,73	2315,04	2888,96	2918,02	1820,08	1873,89	2022,80	2074,03
800	2096,90	2139,06	2284,30	2333,15	2903,04	2931,94	1844,50	1897,39	2044,12	2094,70
850	2118,94	2160,56	2304,13	2352,48	2918,06	2946,79	1870,62	1922,52	2066,90	2116,77
900	2142,42	2183,45	2325,23	2373,04	2934,01	2962,57	1898,47	1949,29	2091,15	2140,28
950	2167,33	2207,73	2347,60	2394,84	2950,91	2979,28	1928,06	1977,75	2116,90	2165,22
1000	2193,70	2233,44	2371,27	2417,90	2968,76	2996,93	1959,44	2007,90	2144,16	2191,63



Y2 de los Conductores Dados (CONDICIONES FINALES)

ANEXO No. 9

DATOS DE BARRA MOLINO (PAUTE) – PASCUALES

BARRA 230 kV - MOLINO						LINEA 230 kV PASCUALES - MOLINO					
						PASCUALES			MOLINO		
AÑO	ESTACIÓN	DEMANDA	UI [kV]	u [p.u.]	phiu [deg]	P [MW]	Q[MVAR]	% LOAD	P [MW]	Q[MVAR]	% LOAD
2007	ESTIAJE	MAXIMA	241,98	1,05	-2,69	-142,78	-25,85	45,53	147,32	27,27	43,53
2007	ESTIAJE	MEDIA	240,35	1,04	-4,96	-106,81	-36,3	34,01	109,46	22,7	34,01
2007	ESTIAJE	MÍNIMA	235,25	1,02	-0,88	-62,25	-32,48	21,04	63,17	5,38	21,04
2007	LLUVIOSO	MAXIMA	242,07	1,05	-4,73	-174,67	-20,97	53,72	181,69	43,1	53,72
2007	LLUVIOSO	MEDIA	241,63	1,05	-4,83	-174,52	-13,11	52,65	181,32	33,03	52,65
2007	LLUVIOSO	MÍNIMA	240,06	1,04	-4,88	-177,56	-9,99	53,78	184,68	32,94	53,78
2008	ESTIAJE	MAXIMA	241,05	1,05	-2,72	-131,9	-27,7	40,46	135,8	24,01	40,46
2008	ESTIAJE	MEDIA	239,78	1,04	-4,35	-97,14	-33,32	30,68	99,28	15,37	30,68
2008	ESTIAJE	MÍNIMA	237,49	1,03	-1,01	-56,02	-37,82	20,19	56,82	9,25	20,19
2008	LLUVIOSO	MAXIMA	241,81	1,05	-4,82	-172,4	-14,23	52,01	179,03	32,66	52,01
2008	LLUVIOSO	MEDIA	241,75	1,05	-4,86	-174,83	-10,45	52,37	181,58	29,73	52,37
2008	LLUVIOSO	MÍNIMA	240,2	1,04	-4,89	-175,12	-9,03	52,75	181,98	29,64	52,75
2009	ESTIAJE	MAXIMA	241,85	1,05	-5,32	-170,65	-16,89	51,75	177,2	34,76	51,75
2009	ESTIAJE	MEDIA	240,9	1,05	-5,39	-145,43	-19,35	43,78	150,08	21,58	43,78
2009	ESTIAJE	MÍNIMA	240,46	1,05	-2,1	-76,04	-33,42	24,46	77,34	8,00	24,46
2009	LLUVIOSO	MAXIMA	241,46	1,05	-4,91	-179,18	-11,32	54,1	186,38	34,54	54,1
2009	LLUVIOSO	MEDIA	241,13	1,05	-4,93	-176,7	-10,8	53,26	183,68	32,24	53,26
2009	LLUVIOSO	MÍNIMA	239,96	1,04	-3,75	-171,11	-10,22	51,57	177,66	28,33	51,57
2010	ESTIAJE	MAXIMA	241,84	1,05	-5,3	-167,77	-20,41	51,26	174,17	37,23	51,26
2010	ESTIAJE	MEDIA	240,45	1,05	-5,41	-138,59	-21,27	41,88	142,83	20,24	41,88
2010	ESTIAJE	MÍNIMA	238,85	1,04	-2,16	-76,94	-33,49	24,92	78,29	9,07	24,92
2010	LLUVIOSO	MAXIMA	241,09	1,05	-4,82	-187,51	-7,56	56,69	195,44	36,89	56,69
2010	LLUVIOSO	MEDIA	240,88	1,05	-4,79	-186,48	-2,98	55,6	194,2	30,3	55,8
2010	LLUVIOSO	MÍNIMA	239,22	1,04	-4,93	-181,53	-5,02	54,82	188,97	30,58	54,82
2011	ESTIAJE	MAXIMA	241,86	1,05	-5,27	-164,74	-18,08	49,87	170,81	31,95	49,87
2011	ESTIAJE	MEDIA	241,31	1,05	-5,37	-135,77	-24,55	41,21	139,84	22,06	41,21
2011	ESTIAJE	MÍNIMA	239,78	1,04	-1	-70,14	-36,68	23,47	71,29	10,44	23,47
2011	LLUVIOSO	MAXIMA	241,79	1,05	-4,77	-185,82	-8,69	56	193,56	36,19	56
2011	LLUVIOSO	MEDIA	240,13	1,04	-4,89	-185,72	-3,85	55,88	193,46	31,58	55,88

BARRA 230kV - MOLINO						LINEA 230 kV PASCUALES - MOLINO					
						PASCUALES			MOLINO		
AÑO	ESTACIÓN	DEMANDA	UI [kV]	u [p.u.]	phiu [deg]	P [MW]	Q[MVAR]	% LOAD	P [MW]	Q[MVAR]	% LOAD
2011	LLUVIOSO	MÍNIMA	239,87	1,04	-4,74	-183,51	1,32	54,57	190,93	23,49	54,57
2012	ESTIAJE	MAXIMA	241,47	1,05	-5,27	-159,8	-17,12	48,15	165,46	27,6	48,15
2012	ESTIAJE	MEDIA	240,22	1,04	-5,51	-135,61	-21,24	40,96	139,66	18,67	40,96
2012	ESTIAJE	MÍNIMA	239,36	1,04	-5,43	-65,48	-36,5	22,22	66,5	9,19	22,22
2012	LLUVIOSO	MAXIMA	241,81	1,05	-4,63	-187,74	-7,35	56,5	195,63	36,02	56,5
2012	LLUVIOSO	MEDIA	241,54	1,05	-4,76	-190,3	-4,43	57,13	198,38	34,67	57,13
2012	LLUVIOSO	MÍNIMA	240,15	1,04	-4,89	-184,27	-2,56	56,19	191,83	28,7	55,19
2013	ESTIAJE	MAXIMA	241,15	1,05	-5,21	-152,02	-17,44	45,66	157,1	23,12	45,66
2013	ESTIAJE	MEDIA	241,05	1,05	-5,56	-134,21	-23,71	40,65	138,17	20,34	40,65
2013	ESTIAJE	MÍNIMA	239,27	1,04	-4,31	-61,25	-38,48	21,49	62,17	10,5	21,49
2013	LLUVIOSO	MAXIMA	241,79	1,05	-4,66	-172,9	-1053	51,7	179,48	28,33	51,7
2013	LLUVIOSO	MEDIA	241,72	1,05	-4,99	-184,61	-6,75	55,34	192,18	32,73	55,34
2013	LLUVIOSO	MÍNIMA	241,16	1,05	-4,84	-179,63	-9,92	54,17	186,86	33,39	54,17
2014	ESTIAJE	MAXIMA	241,27	1,05	-5,34	-145,3	-20,2	43,75	149,93	22,28	43,75
2014	ESTIAJE	MEDIA	240,78	1,05	-5,37	-125,34	-24,86	38,01	128,78	17,22	38,01
2014	ESTIAJE	MÍNIMA	239,83	1,04	-4,33	-57,45	-37,33	20,22	58,25	8,04	20,22
2014	LLUVIOSO	MAXIMA	241,38	1,05	-4,72	-173,61	-9,34	51,92	180,25	27,74	51,92
2014	LLUVIOSO	MEDIA	240,82	1,05	-4,79	-189,74	1,42	56,45	197,67	27,45	56,45
2014	LLUVIOSO	MÍNIMA	239,84	1,04	-4,89	-182,74	-5,71	55,14	190,26	31,82	55,14
2015	ESTIAJE	MAXIMA	240,68	1,05	-5,33	-155,2	-24,24	47,11	162,02	24,41	46,92
2015	ESTIAJE	MEDIA	240,19	1,04	-5,42	-141,11	-31,4	43,22	120,43	16,78	35,58
2015	ESTIAJE	MÍNIMA	240,5	1,05	-4,27	-108,31	-34,88	33,72	54,65	12,39	19,21
2015	LLUVIOSO	MAXIMA	241,4	1,05	-4,76	-155,16	-20,41	46,65	192,62	26,71	54,94
2015	LLUVIOSO	MEDIA	240,33	1,04	-4,95	-170,45	-16,73	51,45	208,67	31,55	59,75
2015	LLUVIOSO	MÍNIMA	240,4	1,05	-4,95	-131,34	-24,78	40,12	202,37	29,95	57,96
2016	ESTIAJE	MAXIMA	240,64	1,05	-5,28	-144,84	-22,98	43,71	155,74	20	44,91
2016	ESTIAJE	MEDIA	239,66	1,04	-5,33	-133,09	-32,68	41,09	116,59	17,15	34,71
2016	ESTIAJE	MÍNIMA	239,15	1,04	-4,82	-105,65	-34,84	33,1	52,75	11,32	16,66
2016	LLUVIOSO	MAXIMA	241,01	1,05	-4,67	-145,95	-20,83	43,81	186,78	22,76	53,18

BARRA 230kV - MOLINO						LINEA 230 kV PASCUALES - MOLINO					
						PASCUALES			MOLINO		
AÑO	ESTACIÓN	DEMANDA	UI [kV]	u [p.u.]	phiu [deg]	P [MW]	Q[MVAR]	% LOAD	P [MW]	Q[MVAR]	% LOAD
2016	LLUVIOSO	MEDIA	239,99	1,04	-4,71	-173,83	-17,47	52,74	205,21	33,12	59,05
2016	LLUVIOSO	MÍNIMA	240,8	1,05	-2,7	-132,63	-25,51	40,59	197,38	31	56,65

ANEXO No. 10**TABLA DE UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS DE LA LÍNEA
DE TRANSMISIÓN PAUTE-PASCUALES A 230 kV.**

TABLA DE UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS														
LÍNEA DE TRANSMISIÓN PAUTE-PASCUALES 230 KV														
Nº	ESTRUCTURA TIPO	ABSCISA (m)	COTA (m)	ALT. P. AMARRE (m)	VANO ATRÁS (m)	ANGULO DEFLEX. (grados)	EXTENS. CUERPO (m)	EXTENSION DE LADERA (m)				PESA (kg)	OBSERVACIONES	NUM. DEFIN.
								A	B	C	D			
1	AR2-E1	0,00	1745,19	37,00	195,06		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50		V-0 S/E MOLINO	1
2	AP2-E	1120,12	2374,49	30,50	1120,12	16,0455	0,00	10,50	10,50	10,50	10,50		V-A FICH V. at.	2
3	AP2-E1	2258,80	2484,94	31,50	1138,68	3,0614	0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		V-C FICH V. at.	3
4	AP2-E1	2971,40	2794,39	31,50	712,60	-6,0139	0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		V-D FICH V. at.	4
5	AR2-E1	3882,52	2680,33	38,50	911,12	-47,3329	0,00	10,50	10,50	10,50	10,50		V-E FICH V. at.	5
6	AR2-E2	4671,58	2493,45	50,00	789,06	39,1614	0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		V-F FICH V. at.	6
7	AR2-E2	6271,96	2327,44	50,00	1600,38	8,2611	0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		V-03 FICH V. at.	7
8	AR2-E1	8223,59	2362,14	32,50	1951,63	-39,4126	0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		V-04 FICH V. at.	8
9	SP2	8423,59	2382,20	31,25	200,00	-3,3944	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		V04A (PED 1M)	9
10	SL2	8892,99	2342,52	26,75	469,40		4,50	7,50	7,50	6,00	6,00			10
11	SL2	9355,19	2345,50	17,75	462,20		0,00	3,00	3,00	1,50	1,50			11
12	SL2	9665,39	2327,12	22,25	310,20		0,00	7,50	7,50	6,00	6,00	150		12
13	SL2	10185,39	2389,30	17,75	520,00		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			13
14	SL2	10496,99	2411,00	17,75	311,60		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			14
15	AL2	10667,29	2404,48	15,50	170,30	18,0558	0,00	1,50	1,50	1,50	1,50		V-04Y	15
16	SL2	10970,79	2419,05	17,75	303,50		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			16
17	SL2	11220,79	2418,71	17,75	250,00		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			17
18	AL2	11635,49	2454,76	21,50	414,70	6,5154	0,00	7,50	7,50	7,50	7,50		V-04Z	18
19	AR2	12674,39	2488,79	15,50	1038,90	35,4928	0,00	3,00	3,00	1,50	1,50		V05 PED 1M	19
20	SL2	13036,99	2555,85	23,75	362,60		0,00	7,50	7,50	6,00	6,00			20
21	SL2	13534,29	2563,52	25,25	497,30	-1,5547	0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		V05A PED 1M	21
22	SL2	14007,99	2568,00	25,25	473,70		0,00	9,00	7,50	9,00	7,50			22
23	SL2	14342,29	2620,52	17,75	334,30		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50		PED 0,5M	23
24	AL2	14484,59	2621,17	24,50	142,30	-21,0559	0,00	10,50	10,50	10,50	10,50		V-05B	24
25	AR2	15317,59	2488,29	21,50	833,00	-32,3047	0,00	7,50	7,50	7,50	7,50		V05-B1 PED 0,5	25
26	SP2	16377,19	2370,53	17,75	1059,60		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			26
26,1	SL2	16735,74	2423,14	19,25	358,55		0,00	1,50	1,50	3,00	3,00			27
27	SL2	16910,39	2442,60	17,75	174,65		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50		PED 1,5M	28
28	SA2	17211,29	2473,26	20,25	300,90	2,2404	0,00	7,50	7,50	7,50	7,50		V05-B2 PED 0,5	29
29	SP2	18227,69	2642,17	29,75	1016,40		4,50	9,00	9,00	7,50	7,50			30
32	AL2	18501,39	2743,75	21,50	273,70	-15,1722	0,00	9,00	9,00	7,50	7,50		V05-B3 P, 1,5M	31
33	SL2	19229,39	2886,74	29,75	728,00		4,50	9,00	9,00	7,50	7,50			32
34	SL2	19762,19	3048,97	29,75	532,80	-0,1426	4,50	9,00	9,00	7,50	7,50		V-05B4	33
35	SL2	20277,29	3269,66	31,25	515,10	2,4720	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		V-05B5	34
36	AR2	20397,89	3269,78	23,00	120,60	36,1141	0,00	9,00	9,00	7,50	7,50		V-05C	35
37	AL2	20740,99	3320,96	23,00	343,10		0,00	9,00	10,50	10,50	9,00		PED 0,5M	36
39	AL2	21981,11	3089,00	25,50	1240,12		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			37
40	SL2	22314,91	3068,70	23,75	333,80		0,00	7,50	7,50	7,50	7,50			38
41	SL2	22919,41	2994,80	17,75	604,50		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			39
42	SA2	23414,13	3003,72	14,25	494,72	-3,5642	0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			40
43	SL2	24067,41	2990,30	29,75	653,28		4,50	9,00	9,00	9,00	9,00			41
44	SL2	24449,41	2999,00	25,25	382,00		0,00	10,50	10,50	9,00	9,00			42
45	SL2	25212,35	3098,88	23,75	762,94		0,00	7,50	7,50	6,00	6,00		V-06A	43
46	SL2	25522,32	3172,87	26,75	309,97		0,00	10,50	10,50	9,00	9,00			44
47	SL2	25777,42	3167,50	19,25	255,10		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50		PED 1,5M	45
48	SA2	26684,42	3160,00	18,75	907,00		0,00	6,00	6,00	6,00	6,00			46
49	SL2	27384,42	3179,00	17,75	700,00		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			47
50	SL2	27704,92	3248,50	17,75	320,50		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			48
51	SL2	28460,69	3369,48	17,75	755,77		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50		V-07X	49
52	SL2	28749,94	3391,45	17,75	289,25		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			50
53	AL2	28987,10	3371,54	18,50	237,16		0,00	4,50	4,50	6,00	6,00			51
55	AL2	30323,19	3402,00	23,00	1336,09	0,3825	0,00	9,00	9,00	7,50	7,50		V-07A	52
56	SL2	30560,69	3415,00	29,75	237,50	0,1419	4,50	7,50	7,50	7,50	7,50		V-07A	53
57	SP2	30973,19	3348,00	28,25	412,50		4,50	7,50	7,50	6,00	6,00			54
58	AP2-E2	31916,99	3373,88	50,00	943,80		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50			55
60	AR2	33232,40	3192,77	21,50	1315,41	32,1117	0,00	7,50	7,50	7,50	7,50		V-08 FICH V.AT.	56
61	SL2	33810,69	3133,50	17,75	578,29		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			57
62	SL2	34168,79	3146,05	17,75	358,10		0,00	3,00	1,50	1,50	3,00			58
63	AL2	34628,27	3143,13	20,00	459,48	13,2016	4,50	1,50	1,50	1,50	1,50		V-08A	59
64	AL2	35421,37	3169,86	29,00	793,10	11,4053	4,50	9,00	9,00	10,50	10,50		V-09	60
65	SP2	36393,19	3305,00	31,25	971,82		4,50	10,50	10,50	9,00	9,00			61
66	SL2	36728,69	3366,50	20,75	335,50		0,00	4,50	3,00	3,00	4,50			62
67	AR2	36960,69	3339,00	24,50	232,00		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50			63
70	AP2-E2	38636,33	3432,12	50,00	1675,64	-0,0552	0,00	10,50	10,50	10,50	10,50		V10 FICH V. ATR	64
71	SL2	39148,19	3443,50	22,25	511,86		0,00	6,00	6,00	6,00	6,00			65
72	SL2	39735,69	3583,00	23,75	587,50		0,00	6,00	6,00	6,00	6,00			66
73	SA2	40202,19	3608,35	27,75	466,50	-4,2756	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		V-10A	67
75	SL2	40718,19	3679,00	31,25	516,00		4,50	10,50	9,00	9,00	10,50			68
76	AL2	41079,66	3647,23	20,00	361,47	4,2554	0,00	4,50	6,00	6,00	4,50			69
77	AL2	41790,49	3455,19	15,50	710,83	5,1354	0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			70
77,1	SL2	42136,19	3372,50	26,75	345,70	0,0000	0,00	9,00	10,50	10,50	9,00			71
78	SA2	42569,19	3307,00	21,75	433,00	-4,1549	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50		PED 1,0 M	72
79	SA2	42918,98	3263,69	17,25	349,79	-6,4510	0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		V-11PED 1,0 MT	73
80	SL2	44381,61	3258,07	17,75	562,63		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			74
81	SL2	44133,69	3432,77	20,75	652,08	1,5923	0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		V-11A	75
82	SL2	44368,76	3477,31	17,75	235,08	-1,2908	0,00	1,50	1,50	3,00	3,00		V-11B PED 1,2 M	76

83	SP2	44763,39	3551,37	17,75	394,63	2,0848	0,00	1,50	1,50	1,50	1,50		V-12	77
84	SP2	45212,79	3477,42	28,25	449,40	-1,1303	4,50	7,50	7,50	7,50	7,50		V-12A	78
85	SP2	46154,01	3451,46	31,25	941,22	2,1656	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		V-12B PED 1,0 M	79
86	SL2	46661,58	3482,99	23,75	507,57		0,00	7,50	7,50	7,50	7,50			80
87	SL2	47230,16	3520,00	20,75	568,58	-1,0353	0,00	3,00	3,00	4,50	4,50		V-12C PED 1 MT	81
88	SL2	47719,19	3575,00	26,75	489,00		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			82
89	SL2	18269,16	3683,00	28,25	550,00		4,50	7,50	6,00	6,00	7,50			83
90	SL2	48580,16	3727,00	20,75	311,00		0,00	4,50	4,50	4,50	4,50			84
91	SL2	49066,39	3748,94	25,25	486,23		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			85
92	SL2	49556,06	3760,50	29,75	489,67		4,50	9,00	9,00	9,00	9,00			86
93	SL2	50240,56	3786,00	29,75	684,50		4,50	7,50	7,50	9,00	9,00			87
94	SL2	50649,56	3816,80	31,25	409,00		4,50	9,00	9,00	10,50	10,50			88
95	SL2	51107,56	3837,70	31,25	458,00		4,50	9,00	10,50	10,50	9,00			89
96	AL2	51812,56	3822,20	21,74	705,00		0,00	7,50	7,50	7,50	7,50			90
97	AL2	53241,06	3916,00	21,74	1428,50		4,50	9,00	7,50	7,50	9,00		FICH (V.A.)	91
98	SL2	53662,56	3942,40	29,75	421,50		4,50	7,50	7,50	7,50	7,50			92
99	SL2	54093,56	3937,00	29,75	431,00		4,50	9,00	9,00	9,00	9,00			93
100	SL2	54572,56	3920,00	25,25	479,00		0,00	7,50	7,50	7,50	7,50			94
101	SL2	54993,56	3983,00	25,25	421,00		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			95
102	SL2	55368,56	3922,50	26,75	375,00		0,00	9,00	10,50	10,50	9,00			96
103	SL2	56241,56	3881,50	25,25	873,00		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			97
104	SL2	56668,56	3884,50	28,25	427,00		4,50	7,50	7,50	7,50	7,50			98
105	SL2	57062,56	3865,00	28,25	394,00		4,50	7,50	7,50	7,50	7,50			99
106	SL2	57343,56	3805,00	29,75	281,00		4,50	7,50	9,00	9,00	7,50			100
107	SP2	58126,56	3600,00	28,25	783,00		4,50	6,00	7,50	7,50	6,00			101
108	SP2	58764,56	3483,00	29,75	638,00		4,50	7,50	9,00	9,00	7,50			102
109	SL2	59540,69	3399,24	17,75	776,13		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			103
110	AL2	59903,10	3372,24	17,00	362,41	-31,2535	0,00	1,50	3,00	3,00	1,50		V-13	104
111	SL2	60324,56	3298,50	20,75	421,46		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00			105
112	SL2	60874,56	3265,60	17,75	550,00		0,00	1,50	4,50	4,50	1,50			106
113	SL2	61184,56	3256,50	19,25	310,00		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00			107
114	SL2	61581,53	3198,00	17,75	396,97	0,4438	0,00	15,00	15,00	15,00	15,00		V-13A PED 1,0M	108
115	SL2	61966,56	3141,50	19,25	385,03	-1,2013	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		V-13B	109
116	SL2	62343,56	3080,50	25,25	377,00	0,4535	0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		V-13C	110
117	SP2	63165,76	2920,79	23,75	822,20		0,00	7,50	7,50	7,50	7,50			111
118	SL2	63766,56	2860,00	29,75	600,80		4,50	9,00	9,00	9,00	9,00			112
119	SL2	64421,64	2906,50	26,75	655,08	-0,4543	0,00	10,50	10,50	10,50	10,50			113
120	SL2	64665,56	2862,00	26,75	243,92		4,50	6,00	6,00	6,00	6,00			114
121	SL2	65373,56	2731,00	29,75	708,00		4,50	9,00	9,00	10,50	10,50			115
122	SL2	65891,56	2671,00	23,75	518,00		0,00	7,50	7,50	7,50	7,50			116
123	SL2	66482,06	2566,00	17,75	590,50		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			117
124	AL2	66837,00	2547,00	24,25	355,00		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50			118
125	AL2	67952,06	2321,00	29,00	1115,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			119
126	SP2	68928,96	2405,50	17,75	976,89		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			120
127	SL2	69212,96	2463,20	17,75	284,00		0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			121
128	AL2	69467,27	2456,80	24,25	254,31	30,0751	0,00	10,80	10,80	10,80	10,80		V-15	122
130	AL2	70056,06	2417,50	23,00	588,80	0,0000	0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			123
131	AL2	71452,00	2396,50	24,50	1395,93		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50			124
132	SL2	72235,00	2365,20	17,75	783,00	0,1050	0,00	1,50	1,50	1,50	1,50			125
133	AP2-E2	72769,72	2460,20	50,00	534,73	4,43	0,00	10,50	10,50	10,50	10,50			126
134	AP2-E2	74563,30	1809,80	24,50	1793,58	-10,5530	0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		V16	127
135	AP2-E2	75160,52	2005,40	27,50	597,22		0,00	7,50	7,50	7,50	7,50		V-18A FINCH v.a.	128
136	AL2	76549,79	1475,00	21,50	1389,27		0,00	7,50	7,50	10,50	10,50		FINCH v.atras	129
137	SP2	77409,84	1675,00	19,25	860,05		0,00	1,50	1,50	3,00	3,00		FINCH v.atras	130
138	AL2	77771,09	1677,50	24,50	361,25		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50			131
139	AL2	78899,02	1691,50	21,50	1127,93		0,00	6,00	6,00	6,00	6,00			132
140	SP2	79072,02	1683,80	31,25	173,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			133
141	AL2	79730,16	1507,40	20,00	658,15	-6,2238	0,00	6,00	6,00	6,00	6,00		V-19A	134
142	AL2	81028,20	1453,00	24,50	1298,03	18,5547	0,00	10,50	10,50	10,50	10,50		V-19B	135
143	SL2	81393,02	1502,00	23,75	364,82		0,00	7,50	7,50	9,00	9,00			136
144	SA2	81747,22	1496,50	27,75	354,50	7,0317	4,50	9,00	9,00	9,00	9,00		V-19C'	137
145	SA2	82201,93	1325,00	27,75	454,71	-3,2722	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		V-19D	138
149	AR1	83034,15	1034,00	16,00	832,21	5,1423	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		V-19E	139
150.2	SP1	84766,14	784,69	27,70	733,01	-1,3115	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		V-19F	142
150.3	SL1	85194,39	738,00	20,20	428,25		0,00	7,50	7,50	7,50	7,50			143
151	SL1	85539,64	662,50	15,70	345,25		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00			144
152	SL1	85971,64	617,00	20,20	432,00		0,00	7,50	7,50	7,50	7,50			145
153	SL1	86451,64	577,00	17,20	480,00		0,00	4,50	4,50	4,50	4,50			146
154	SL1	86851,64	547,50	26,20	400,00		4,50	9,00	9,00	9,00	9,00			147
155	SL1	87289,64	541,50	18,70	438,00		0,00	6,00	6,00	6,00	6,00			148
156	SA1	87867,71	523,00	20,20	578,07	-4,3755	4,50	3,00	3,00	3,00	3,00		V-19G	149
157	AR1	88286,36	492,00	16,00	418,65	27,1003	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		V-19H	150
158	SP1	88957,36	464,00	27,70	671,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		PED. 1,5 M	151
159	SP1	89625,72	518,00	27,70	668,37		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			152
160	SP1	90300,62	508,03	15,70	674,89		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00			153
161	SL1	90614,37	552,02	15,70	313,75	-1,0109	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		V-19I	154
162	SL1	90939,62	471,50	15,70	325,25		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00			155
163	SP1	91385,62	433,00	15,70	446,00		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00			156
164	SP1	92130,62	413,00	15,70	745,00		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00			157
165	AR1	92273,94	418,76	23,50	107,32	-27,5446	0,00	10,50	10,50	10,50	10,50		V-20A	158
166	SP1	92989,62	280,00	27,70	751,68		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			159
167	SL1	93586,62	251,00	27,70	597,00	0,0000	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		PEDESTAL 1 mts	160

168	SL1	94017,62	241,60	27,70	431,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		161
169	SL1	94465,62	234,50	27,70	448,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		162
170	SL1	94922,62	227,00	27,70	457,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		163
171	SL1	95380,62	219,50	26,20	458,00		4,50	9,00	9,00	9,00	9,00		164
172	SL1	95849,62	213,00	23,20	469,00		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50		165
173	SL1	96286,62	202,50	27,70	437,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		166
174	SL1	96751,62	200,00	27,70	465,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		167
175	SL1	97229,62	193,00	27,70	478,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		168
176	SL1	97702,12	188,00	27,70	472,50	0,0000	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		169
177	SL1	98170,62	182,00	27,70	468,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		170
178	SL1	98639,62	176,50	27,70	469,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		171
179	SL1	99103,62	172,00	26,20	464,00		4,50	9,00	9,00	9,00	9,00		172
180	SL1	99559,62	165,00	27,70	456,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		173
181	SL1	100034,60	160,50	27,70	475,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		174
182	SL1	100502,10	156,00	27,70	467,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		175
183	SL1	100972,60	151,50	27,70	470,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		176
184	SL1	101449,60	147,00	27,70	477,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		177
185	SL1	101911,60	143,00	27,70	462,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		178
186	SL1	102384,60	138,50	27,70	473,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		179
187	SL1	102862,60	134,00	27,70	478,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		180
188	SL1	103334,60	130,00	27,70	472,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		181
189	SL1	103807,60	125,50	27,70	473,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		182
190	SL1	104251,60	121,60	23,20	444,00		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50		183
191	SL1	104589,60	119,50	17,20	338,00		0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		184
192	SL1	104905,60	116,00	15,70	316,00		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		185
193	AR1	105262,10	113,50	23,50	356,45	37,3551	0,00	10,50	10,50	10,50	10,50	V-20B	186
194	SL1	105726,20	109,50	27,70	464,10		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		187
195	SL1	106196,20	106,00	27,70	470,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		188
196	SL1	106661,20	104,00	27,70	465,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		189
197	SL1	107114,20	102,00	26,20	453,00		4,50	9,00	9,00	9,00	9,00		190
198	SL1	107501,20	99,00	23,20	687,00		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50		191
199	SL1	107843,20	97,00	18,70	342,00		0,00	6,00	6,00	6,00	6,00		192
200	SL1	108168,20	94,00	17,20	325,00		0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		193
212	AR1	108509,50	92,00	19,00	341,28	38,4907	0,00	6,00	6,00	6,00	6,00	V-20C	194
213	SL1	108908,50	90,00	23,20	399,03		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50		195
214	SL1	109321,00	87,20	21,70	412,50		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		196
215	SL1	109701,00	84,60	20,20	380,00		0,00	7,50	7,50	7,50	7,50		197
216	SL1	110063,50	82,30	18,70	362,50		0,00	6,00	6,00	6,00	6,00		198
217	SA1	110376,80	81,10	15,70	313,30	3,5400	0,00	4,50	4,50	4,50	4,50	V-22	199
218	SL1	110726,00	78,00	21,70	349,20		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		200
219	SL1	111132,20	76,00	21,70	406,25		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		201
220	SL1	111532,20	74,00	21,70	400,00		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		202
221	SL1	111923,50	72,00	21,70	391,25		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		203
222	SL1	112301,00	70,00	21,70	377,50		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		204
223	SL1	112961,00	69,00	21,70	390,00		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		205
224	SL1	113096,00	66,50	21,70	405,00		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		206
225	SL1	113509,70	64,50	21,70	413,75		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		207
226	SL1	113878,50	62,20	23,20	368,75		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50	PEDESTAL 1 mts	208
227	SL1	114322,20	60,00	21,70	443,70		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00	PEDESTAL 1 mts	209
228	SL1	114693,50	59,10	21,70	371,26		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		210
229	SL1	115081,00	59,80	21,70	387,50		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		211
230	SL1	115438,50	58,80	15,70	357,50		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		212
231	SL1	115759,70	57,30	17,20	321,25		0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		213
232	SL1	116108,00	55,90	20,20	348,25		0,00	7,50	7,50	7,50	7,50		214
233	SL1	116503,50	54,20	21,70	395,50		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		215
234	SL1	116871,00	53,70	17,20	367,50		0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		216
235	SL1	117206,00	52,80	17,20	335,00		0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		217
236	SL1	117543,50	52,50	18,70	337,00		0,00	6,00	6,00	6,00	6,00		218
237	SL1	117878,50	50,80	15,70	335,00		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		219
238	SL1	118193,50	50,00	15,70	315,00		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		220
239	SL1	118511,00	49,30	17,20	317,50		0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		221
240	SL1	118858,50	49,00	21,70	347,50		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00		222
241	SL1	119221,00	48,20	17,20	362,50		0,00	4,50	4,50	4,50	4,50		223
242	SL1	119538,50	47,50	15,70	317,50		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		224
243	AL1	119796,00	47,62	16,00	257,50	-12,4242	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00	V-22A	225
244	SL1	120188,50	47,00	27,70	392,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		226
245	SL1	120638,50	46,00	27,70	450,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		227
246	SL1	121106,00	45,50	27,70	467,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		228
247	SL1	121568,00	45,20	23,20	462,00		4,50	6,00	6,00	6,00	6,00		229
248	SL1	122060,00	43,00	27,70	492,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		230
249	SL1	122505,00	42,50	27,70	445,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		231
250	SL1	122873,00	41,00	15,70	368,00		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		232
251	SL1	123186,00	41,50	15,70	313,00		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		233
252	AR1	123521,50	40,66	23,50	335,52	41,5017	0,00	10,50	10,50	10,50	10,50	V-23B	234
253	SL1	129963,00	40,20	23,50	442,38	0,0000	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		235
254	SL1	124429,40	40,60	27,70	465,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		236
255	SL1	124888,90	39,00	27,70	459,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		237
256	SL1	125363,90	37,70	27,70	475,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		238
257	SL1	125827,40	35,50	27,70	463,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		239
258	SL1	126291,40	35,50	27,70	464,00	-0,4325	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		240
259	SL1	126759,40	35,20	27,70	468,04	0,0000	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		241
260	SP1	127212,40	34,50	27,70	453,03	1,2910	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		242

261	SL1	127649,50	32,50	21,70	437,03	0,0000	0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			243
262	SL1	128083,50	32,00	27,70	434,04	-0,4555	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			244
263	SL1	128551,50	30,50	27,70	468,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			245
264	SL1	129018,50	28,50	27,70	467,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			246
265	SL1	129339,00	28,20	15,70	320,50		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00			247
266	AR1	129672,90	27,23	23,50	333,85	-37,1812	0,00	10,50	10,50	10,50	10,50		V-23C	248
267	SL1	130117,00	26,00	27,70	444,14		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			249
268	SL1	130592,00	25,00	27,70	475,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			250
269	SL1	131045,50	24,30	27,70	453,50	0,0000	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			251
270	SL1	131527,50	23,40	27,70	482,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			252
271	SL1	131998,50	22,70	27,70	471,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			253
272	SL1	132482,50	22,00	27,70	484,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			254
273	SL1	132967,00	20,60	27,70	484,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			255
274	SL1	133450,50	20,70	27,70	483,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			256
275	SL1	133933,50	20,32	27,70	483,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			257
276	SL1	134419,50	19,30	27,70	486,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			258
277	SL1	134901,50	18,70	27,70	482,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			259
278	SL1	135186,50	18,80	27,70	285,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			260
279	SL1	135614,50	18,60	21,70	428,00		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			261
280	SL1	136054,50	17,80	27,70	440,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			262
281	SL1	136536,60	17,30	27,70	482,14		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		PEDESTAL 2,3 mts	263
282	SL1	136892,00	17,60	27,70	355,36		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			264
283	SL1	137382,50	16,50	27,70	490,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			265
284	SL1	137864,50	16,00	27,70	482,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			266
285	SL1	138352,90	15,60	27,70	488,40		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			267
286	SL1	138804,50	15,00	27,70	451,60		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			268
287	SL1	139244,54	14,80	21,70	440,00		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			269
288	AL1	139498,40	14,78	16,00	253,93	14,0334	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		V-24	270
289	SL1	139832,70	14,20	27,70	334,30		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			271
290	SL1	140319,70	13,80	27,70	487,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			272
291	SL1	140770,70	14,50	24,70	451,00		4,50	7,50	7,50	7,50	7,50			273
292	SL1	141200,70	14,00	27,70	430,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			274
293	SL1	141693,70	13,20	27,70	493,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			275
294	SL1	142169,70	12,50	27,70	476,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			276
295	SL1	142548,70	11,70	27,70	479,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			277
296	SL1	143123,70	11,40	27,70	475,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			278
297	SL1	143546,70	11,00	27,70	423,00	1,0000	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			279
298	SP1	143898,30	10,32	27,70	351,55	2,0000	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			280
299	SL1	144303,80	10,50	27,70	405,56	1,0000	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			281
300	SL1	144788,80	10,00	27,70	485,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			282
301	SL1	145275,30	9,50	27,70	486,50	0,0700	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			283
302	SL1	145741,80	9,20	27,70	466,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			284
303	SL1	146131,30	10,30	21,70	389,50		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			285
304	AR1	146419,00	10,10	20,50	287,66	43,2210	0,00	7,50	7,50	7,50	7,50		V-25	286
305	SL1	146859,60	9,60	27,70	440,66		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			287
306	SL1	147324,60	10,00	27,70	465,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			288
307	SL1	147785,10	9,90	27,70	460,50	0,0000	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			289
308	SL1	148256,60	9,60	27,70	471,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			290
309	SL1	147802,10	8,75	27,70	445,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			291
310	SL1	149189,60	7,50	27,70	487,50		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			292
311	SL1	149636,60	8,20	21,70	447,00		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			293
312	SL1	150087,60	8,20	27,70	451,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			294
313	SL1	150569,60	6,50	27,70	482,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			295
314	SL1	151015,60	6,30	21,70	446,00		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			296
315	SL1	151449,60	6,50	27,70	434,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			297
316	SL1	151934,60	5,00	27,70	485,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			298
317	SL1	152369,60	5,50	27,70	435,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			299
318	SL1	152859,60	4,65	27,70	490,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			300
319	SL1	153348,60	4,80	27,70	489,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			301
320	SL1	153836,60	4,00	27,70	488,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			302
321	SL1	154290,60	4,20	27,70	454,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			303
322	SL1	154775,60	3,00	27,70	485,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			304
323	SL1	155259,60	3,20	27,70	484,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			305
324	SL1	155745,60	3,80	27,70	486,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			306
325	SL1	156195,60	3,30	27,70	450,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			307
326	SL1	156683,60	3,00	27,70	488,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			308
327	SL1	157168,60	2,50	27,70	485,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			309
328	SL1	157652,60	2,60	27,70	484,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			310
329	SL1	158130,60	2,50	27,70	478,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			311
330	AR1	158554,10	2,32	19,00	423,46	-38,5247	0,00	6,00	6,00	6,00	6,00		V-26	312
331	SL1	158953,60	1,70	27,70	399,54		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			313
332	SL1	159443,60	2,40	27,70	490,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			314
333	SL1	159924,60	2,50	27,70	481,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			315
334	SL1	160365,60	3,85	21,70	441,00		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			316
335	SL1	160779,60	2,70	27,70	414,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			317
336	SL1	161265,60	2,50	27,70	486,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			318
337	SL1	161750,60	1,80	27,70	485,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			319
338	SL1	162237,60	2,50	27,70	487,00	0,0000	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			320
339	SL1	162721,60	2,40	27,70	484,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			321
340	SL1	163191,60	2,46	27,70	470,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			322
341	SL1	163682,60	1,82	27,70	491,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			323
342	SL1	164147,60	2,00	27,70	465,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		PEDESTAL 1,5 MT	324

343	SL1	164644.60	1,70	27,70	497,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		PEDESTAL 1,5 MT	325
344	SL1	165138.60	1,70	27,70	494,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			326
345	SL1	165623.60	1,70	27,70	485,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			327
346	SL1	166108.60	1,70	27,70	485,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			328
347	SL1	166587.60	1,60	27,70	479,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			329
348	SP1	167063.10	1,80	27,70	475,50	-4,1038	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		V-26A	330
349	SA1	167454.70	4,00	18,70	391,52	7,3350	0,00	6,00	6,00	6,00	6,00		V-26B	331
350	SP1	167818.20	1,70	27,70	363,55	-3,2223	4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		V-26C	332
351	SL1	168298.20	1,80	27,70	480,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			333
352	SL1	168781.20	2,00	27,70	483,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			334
353	SL1	169264.20	1,80	27,70	483,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			335
354	SL1	169688.20	2,81	20,20	404,00		4,50	3,00	3,00	3,00	3,00			336
355	SL1	170028.20	1,90	20,20	360,00		0,00	7,50	7,50	7,50	7,50			337
356	AL1	170373.60	3,20	16,00	345,40		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00			338
357	SL1-S2	170868.20	1,80	57,20	494,60		0,00	8,00	8,00	8,00	8,00		FINCH va nos ady	339
358	SL1-S2	171567.20	3,10	57,20	699,00		0,00	8,00	8,00	8,00	8,00		RIO BABAHOYO	340
359	AL1	171862.00	2,90	16,00	294,75	2,2757	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		FINCH-V, AT, V-27	341
360	SL1	172254.20	2,40	27,70	392,25		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50		PENDIENTE	342
361	SL1	172735.20	2,30	27,70	481,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			343
362	SL1	173234.20	2,00	27,70	499,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			344
363	SL1	173715.20	2,40	27,70	481,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			345
364	SL1	174199.20	1,62	27,70	484,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			346
365	SL1	174677.20	1,61	27,70	478,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			347
366	SL1	175105.20	1,73	21,70	428,00		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			348
367	SL1	175471.20	1,60	27,70	366,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			349
368	SL1	175959.20	1,50	27,70	488,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			350
369	SL1	176436.20	1,82	27,70	477,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			351
370	SL1	176924.20	2,00	27,70	488,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			352
371	SL1	177407.20	1,60	27,70	483,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			353
372	SL1	177867.20	2,12	23,20	460,00		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50			354
373	AL1	178217.50	2,99	16,00	350,31	-21,0114	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		V-28	355
374	SL1	178609.20	2,50	27,70	391,69		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			356
375	SL1	179090.20	5,50	27,70	481,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			357
376	SL1	179584.20	3,30	27,70	494,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			358
377	SL1	180087.20	2,30	27,70	503,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			359
378	SL1	180565.20	1,80	27,70	478,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			360
379	SL1	180964.20	2,00	15,70	399,00		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00			361
380	SL1	181347.20	3,40	27,70	383,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			362
381	SL1	181819.20	3,60	27,70	472,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			363
382	SL1	182225.20	32,28	15,70	406,00		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00			364
383	SL1	182631.20	95,73	15,70	406,00		0,00	3,00	3,00	3,00	3,00			365
384	SP1	182853.10	93,66	23,20	220,88		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50			366
385	SL1	183456.70	32,27	21,70	604,64		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			367
386	SL1	183843.80	6,26	21,70	387,09		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			368
387	SL1	184338.80	21,65	21,70	495,00		0,00	9,00	9,00	9,00	9,00			369
388	SL1	184782.20	22,52	23,20	443,42		0,00	10,50	10,50	10,50	10,50			370
389	AR1	184945.80	7,32	16,00	163,58	-26,1625	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00		V-29	371
390	SL1	185337.80	2,81	27,70	392,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			372
391	SL1	185796.80	1,70	27,70	459,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			373
392	SL1	186274.80	1,60	27,70	478,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			374
393	SL1	186751.80	2,50	27,70	477,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			375
394	SL1	187243.80	8,08	27,70	492,00		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			376
395	SL1	187622.10	7,33	27,70	378,30		4,50	10,50	10,50	10,50	10,50			377
396	SL1-S2	188163.80	31,20	57,20	541,70	0,0000	0,00	8,00	8,00	8,00	8,00			378
397	AR1	188303.80	30,70	16,00	140,00	-20,1215	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00			379

ANEXO No. 11

**CÁLCULOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE
LA LÍNEA PAUTE – PASCUALES, 230 kV**

1. COSTOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

ANEXO 11.1		ACSR - BLUEJAY 1113 kcmil			
Pérdidas Totales de energía de la L/T Molino - Pascuales 230 kV					
AÑO	ESTACIÓN	kW	kW TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	14.844.700,97	29.689.401,94	1.774.713,69	1.650.896,46
2008	LLUVIOSO	14.844.700,97			
2009	ESTIAJE	19.083.946,23	31.916.237,90	1.907.825,04	1.650.903,22
2009	LLUVIOSO	12.832.291,67			
2010	ESTIAJE	5.554.267,05	21.908.244,53	1.309.587,22	1.054.166,08
2010	LLUVIOSO	16.353.977,47			
2011	ESTIAJE	6.125.430,49	22.326.920,12	1.334.613,98	999.359,65
2011	LLUVIOSO	16.201.489,63			
2012	ESTIAJE	7.018.761,81	24.566.918,35	1.468.512,11	1.022.904,79
2012	LLUVIOSO	17.548.156,54			
2013	ESTIAJE	6.319.871,80	22.225.289,56	1.328.538,91	860.842,09
2013	LLUVIOSO	15.905.417,76			
2014	ESTIAJE	7.322.860,31	22.670.866,00	1.355.173,69	816.837,58
2014	LLUVIOSO	15348005,7			

ANEXO 11.2		ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil			
Pérdidas Totales de energía de la L/T Molino - Pascuales 230 kV					
AÑO	ESTACIÓN	kW	kW TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	4754386,33	18.010.533,28	1.076.597,64	1.001.486,17
2008	LLUVIOSO	13256146,94			
2009	ESTIAJE	5586966,59	17.051.531,30	1.019.272,33	882.009,59
2009	LLUVIOSO	11464564,7			
2010	ESTIAJE	4961625,11	19.562.052,24	1.169.341,23	941.273,59
2010	LLUVIOSO	14600427,1			
2011	ESTIAJE	5374301,21	11.674.934,48	697.880,88	522.573,58
2011	LLUVIOSO	6300633,27			
2012	ESTIAJE	6264371,71	15.082.208,64	901.554,10	627.985,29
2012	LLUVIOSO	8817836,93			
2013	ESTIAJE	5626927,35	19.829.609,77	1.185.334,75	768.051,31
2013	LLUVIOSO	14202682,4			
2014	ESTIAJE	6643265,88	20.345.497,14	1.216.172,44	733.053,90
2014	LLUVIOSO	13702231,3			

ANEXO 11.3		ACCC/TW - Drake 1020 kcmil			
		Pérdidas Totales de energía de la L/T Molino - Pascuales 230 kV			
AÑO	ESTACIÓN	kW	kW TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	5534210,41	20.986.397,64	1.254.482,91	1.166.960,84
2008	LLUVIOSO	15452187,23			
2009	ESTIAJE	6497418,8	19.835.193,36	1.185.668,52	1.025.997,64
2009	LLUVIOSO	13337774,6			
2010	ESTIAJE	5771018,55	22.767.367,61	1.360.942,17	1.095.504,78
2010	LLUVIOSO	16996349,1			
2011	ESTIAJE	6250193,71	13.566.322,92	810.940,52	607.232,69
2011	LLUVIOSO	7316129,21			
2012	ESTIAJE	7276243,94	25.477.353,37	1.522.934,28	1.060.813,02
2012	LLUVIOSO	18201109,4			
2013	ESTIAJE	6533933,42	23.031.091,20	1.376.706,51	892.052,84
2013	LLUVIOSO	16497157,8			
2014	ESTIAJE	7732213,02	23.649.190,57	1.413.654,02	852.086,89
2014	LLUVIOSO	15916977,6			

ANEXO 11.4		ACSR/TW - Cardinal 954 kcmil			
		Pérdidas Totales de energía de la L/T Molino - Pascuales 230 kV			
AÑO	ESTACIÓN	kW	kW TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	6060791,94	23.001.855,11	1.374.958,89	1.279.031,53
2008	LLUVIOSO	16941063,17			
2009	ESTIAJE	7112561,49	21.712.627,22	1.297.894,00	1.123.110,01
2009	LLUVIOSO	14600065,7			
2010	ESTIAJE	6317202,72	24.932.309,80	1.490.353,75	1.199.676,00
2010	LLUVIOSO	18615107,1			
2011	ESTIAJE	6839342,05	14.155.471,26	846.157,45	633.603,15
2011	LLUVIOSO	7316129,21			
2012	ESTIAJE	7958045,49	27.868.549,03	1.665.870,39	1.160.376,40
2012	LLUVIOSO	19910503,5			
2013	ESTIAJE	7144900	25.184.557,75	1.505.432,12	975.462,08
2013	LLUVIOSO	18039657,7			
2014	ESTIAJE	8439004,7	25.845.441,32	1.544.937,10	931.218,41
2014	LLUVIOSO	17406436,6			

2. COSTOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA.

ANEXO 11.5		ACSR - Bluejay 1113 kcmil			
		Pérdidas Totales de potencia de la L/T Molino - Pascuales 230 kV			
AÑO	ESTACIÓN	kWh/año	kWh/año TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	43.852.099,20	113.942.774,40	902.046,96	839.113,45
2008	LLUVIOSO	70.090.675,20			
2009	ESTIAJE	50.226.758,40	111.607.641,60	883.560,50	764.573,71
2009	LLUVIOSO	61.380.883,20			
2010	ESTIAJE	46.589.088,00	125.418.384,00	992.895,54	799.241,76
2010	LLUVIOSO	78.829.296,00			
2011	ESTIAJE	52.258.752,00	133.246.713,60	1.054.869,82	789.887,08
2011	LLUVIOSO	80.987.961,60			
2012	ESTIAJE	63.159.532,80	151.369.545,60	1.198.342,24	834.715,63
2012	LLUVIOSO	88.210.012,80			
2013	ESTIAJE	56.640.729,60	138.718.944,00	1.098.191,64	711.585,92
2013	LLUVIOSO	82.078.214,40			
2014	ESTIAJE	58.949.654,40	141.303.052,80	1.118.649,17	674.271,27
2014	LLUVIOSO	82.353.398,40			

ANEXO 11.6		ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil			
		Pérdidas Totales de potencia de la L/T Molino - Pascuales 230 kV			
AÑO	ESTACIÓN	kWh/año	kWh/año TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	34.068.652,80	88.375.123,20	699.636,39	650.824,55
2008	LLUVIOSO	54.306.470,40			
2009	ESTIAJE	38.998.377,60	86.598.220,80	685.569,25	593.245,43
2009	LLUVIOSO	47.599.843,20			
2010	ESTIAJE	36.181.891,20	97.216.828,80	769.633,23	619.524,40
2010	LLUVIOSO	61.034.937,60			
2011	ESTIAJE	40.516.694,40	103.166.918,40	816.738,10	611.573,92
2011	LLUVIOSO	62.650.224,00			
2012	ESTIAJE	48.879.667,20	117.094.723,20	926.999,89	645.709,78
2012	LLUVIOSO	68.215.056,00			
2013	ESTIAJE	43.858.214,40	107.356.704,00	849.907,24	550.707,19
2013	LLUVIOSO	63.498.489,60			
2014	ESTIAJE	45.571.344,00	109.261.152,00	864.984,12	521.373,42
2014	LLUVIOSO	63.689.808,00			

ANEXO 11.7		ACCC/TW - Drake 1020 kcmil			
		Pérdidas Totales de potencia de la L/T Molino - Pascuales 230 kV			
AÑO	ESTACIÓN	kWh/año	kWh/año TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	38.005.094,40	98.708.937,60	781.445,76	726.926,28
2008	LLUVIOSO	60.703.843,20			
2009	ESTIAJE	43.456.358,40	96.547.651,20	764.335,57	661.404,50
2009	LLUVIOSO	53.091.292,80			
2010	ESTIAJE	40.313.145,60	108.469.670,40	858.718,22	691.234,31
2010	LLUVIOSO	68.156.524,80			
2011	ESTIAJE	45.166.867,20	115.112.524,80	911.307,49	682.387,53
2011	LLUVIOSO	69.945.657,60			
2012	ESTIAJE	54.467.212,80	130.543.795,20	1.033.471,71	719.873,64
2012	LLUVIOSO	76.076.582,40			
2013	ESTIAJE	48.863.068,80	119.644.761,60	947.187,70	613.741,18
2013	LLUVIOSO	70.781.692,80			
2014	ESTIAJE	50.828.668,80	121.852.348,80	964.664,43	581.456,21
2014	LLUVIOSO	71.023.680,00			

ANEXO 11.8		ACSR/TW - Cardinal 954 kcmil			
		Pérdidas Totales de potencia de la L/T Molino - Pascuales 230 kV			
AÑO	ESTACIÓN	kWh/año	kWh/año TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	42.738.259,20	111.155.990,40	879.984,92	818.590,63
2008	LLUVIOSO	68.417.731,20			
2009	ESTIAJE	48.841.228,80	108.564.019,20	859.465,15	743.723,23
2009	LLUVIOSO	59.722.790,40			
2010	ESTIAJE	45.296.160,00	122.060.265,60	966.310,44	777.841,80
2010	LLUVIOSO	76.764.105,60			
2011	ESTIAJE	50.764.022,40	129.515.568,00	1.025.331,58	767.768,83
2011	LLUVIOSO	78.751.545,60			
2012	ESTIAJE	61.234.992,00	146.829.446,40	1.162.399,78	809.679,60
2012	LLUVIOSO	85.594.454,40			
2013	ESTIAJE	54.924.105,60	134.499.456,00	1.064.787,36	689.941,23
2013	LLUVIOSO	79.575.350,40			
2014	ESTIAJE	57.129.072,00	136.990.963,20	1.084.511,79	653.694,80
2014	LLUVIOSO	79.861.891,20			

3. COSTOS TOTAL DE PÉRDIDAS EN LA LÍNEA.

ACSR - Bluejay 1113 kcmil	
AÑO	VAN TOTAL
2008	2.490.009,91
2009	2.415.476,93
2010	1.853.407,84
2011	1.789.246,73
2012	1.857.620,42
2013	1.572.428,01
2014	1.491.108,85

ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil	
AÑO	VAN TOTAL
2008	1.652.310,72
2009	1.475.255,02
2010	1.560.797,99
2011	1.134.147,50
2012	1.273.695,07
2013	1.318.758,49
2014	1.254.427,31

ACCC/TW - Drake 1020 kcmil	
AÑO	VAN TOTAL
2008	1.893.887,13
2009	1.687.402,13
2010	1.786.739,09
2011	1.289.620,22
2012	1.780.686,66
2013	1.505.794,02
2014	1.433.543,10

ACSR/TW - Cardinal 954 kcmil	
AÑO	VAN TOTAL
2008	2.097.622,15
2009	1.866.833,23
2010	1.977.517,80
2011	1.401.371,98
2012	1.970.056,00
2013	1.665.403,32
2014	1.584.913,21

4. COSTOS POR EFECTO CORONA EN LA LÍNEA.

CONDUCTORES		Pérdidas [kW/Km]	Pérdidas [kW]	Pérdidas [US \$/mes]	Pérdidas [US \$/año]
CONDUCTORES PROPUESTOS	ACSR/TW - Cardinal	49,50	9.320,90	29.360,80	352.329,60
	ACCC/TW - Cardinal	38,20	7.205,50	22.697,50	272.370,00
	ACCC/TW - Drake	46,70	8.796,00	27.707,50	332.490,00
CONDUCTORES ACTUALES	ACSR - Bluejay	32,50	6.132,20	19.316,50	231.798,00
	ACAR 1200	32,40	6.105,70	19.232,90	230.794,80

5. COSTOS DE LOS CONDUCTORES

CONDUCTORES		LONGITUD [km]	No. CIRCUITOS	FASES	COSTO [US\$/km]	COSTO TOTAL [US \$]
CONDUCTORES PROPUESTOS	ACSR/TW - Cardinal	188,4	2	3	31.677,88	35.808.675,55
	ACCC/TW - Cardinal	188,4	2	3	37.987,77	42.941.375,21
	ACCC/TW - Drake	188,4	2	3	34.800,71	39.338.722,58
CONDUCTORES ACTUALES	ACSR - Bluejay	188,4	2	3	13.632,97	15.410.709,29
	ACAR 1200	188,4	2	3	12.662,59	14.313.791,74

6. COSTO DE LOS AISLADORES

NÚMERO DE TORRES	AISLADORES POR CADENA		COSTO UNITARIO [US \$]		COSTO TOTAL [US\$]		COSTO TOTAL AISLADORES [US \$]
	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
397	14	1	17	25	566.916	59.550,00	626.466,00

7. COSTO TOTAL INVERSIÓN

CONDUCTORES		PRECIOS CONDUCTORES	PRECIOS AISLADORES	VALOR TOTAL [US \$]
CONDUCTORES PROPUESTOS	ACSR/TW - Cardinal	35.808.675,55	626.466,00	36.435.142
	ACCC/TW - Cardinal	42.941.375,21	626.466,00	43.567.841
	ACCC/TW - Drake	39.338.722,58	626.466,00	39.965.189
CONDUCTORES ACTUALES	ACSR - Bluejay	15.410.709,29	626.466,00	16.037.175
	ACAR 1200	14.313.791,74	626.466,00	14.940.258

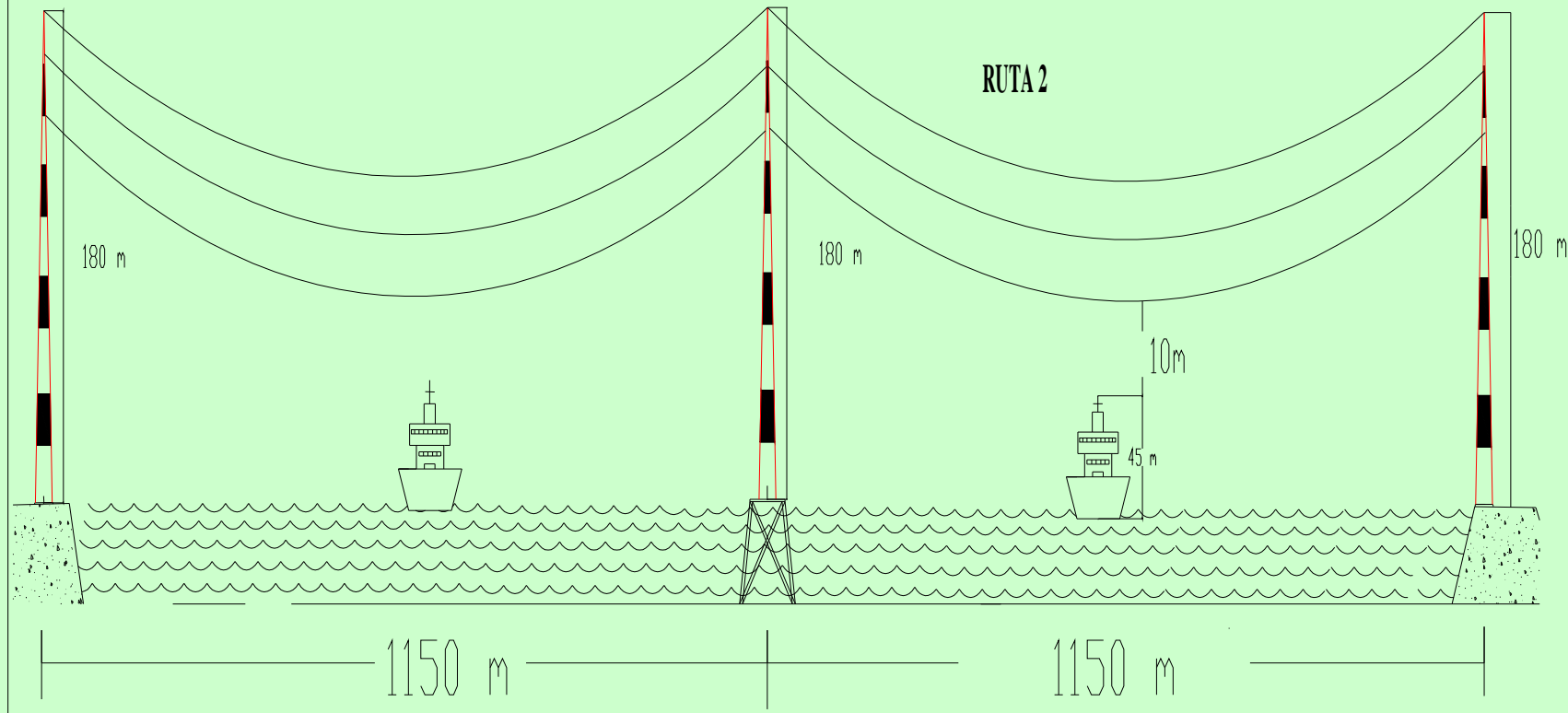
8. RELACIÓN COSTO - BENEFICIO

CONDUCTOR		INVERSIÓN [US \$]	AHORRO EN COSTOS DE PÉRDIDAS	VALOR TOTAL [US \$]
CONDUCTORES PROPUESTOS	ACSR/TW - Cardinal	36.435.141,55	12.916.047,30	49.351.188,85
	ACCC/TW - Cardinal	43.567.841,21	9.941.762,11	53.509.603,32
	ACCC/TW - Drake	39.965.188,58	11.710.162,34	51.675.350,93
CONDUCTORES ACTUALES	ACSR - Bluejay	16.037.175,29	13.701.096,69	29.738.271,98

ANEXO No. 12

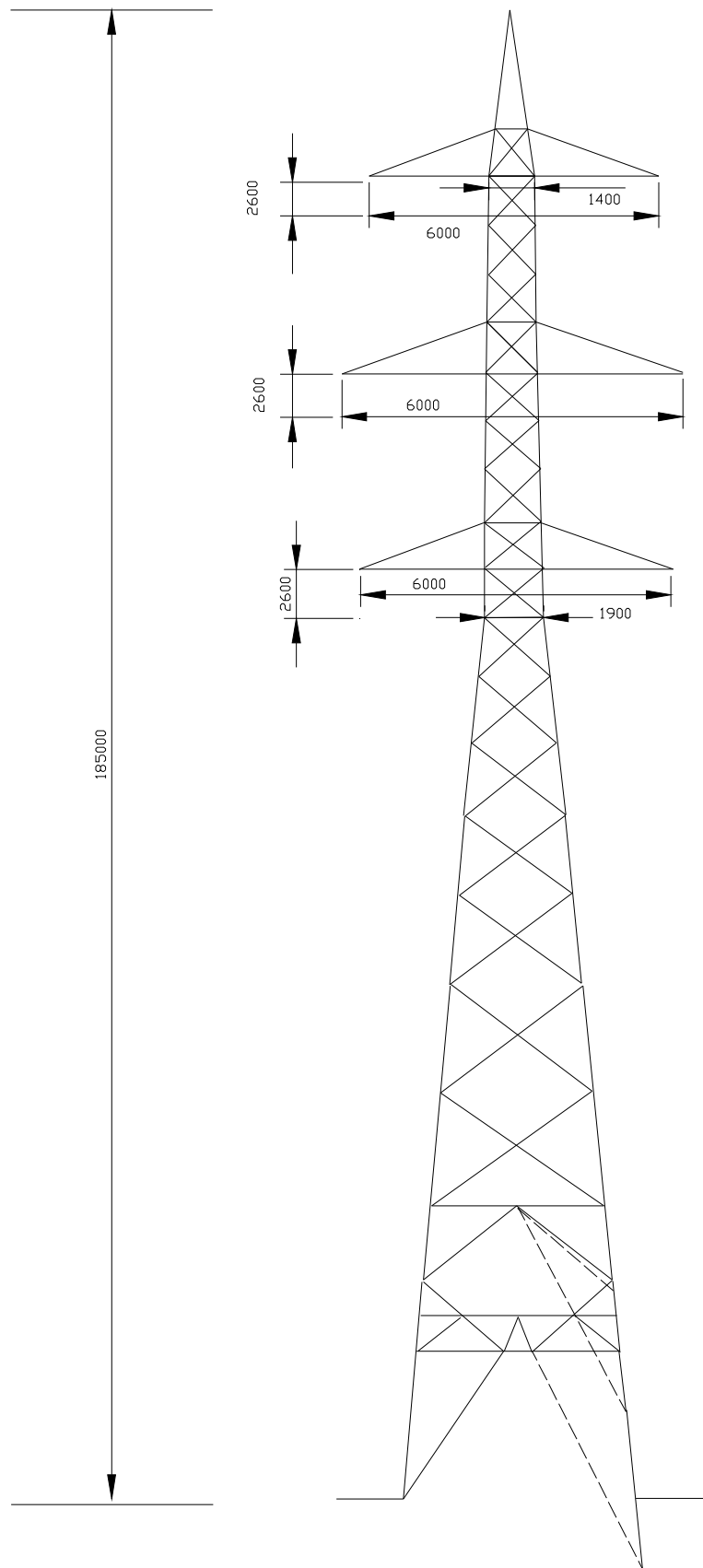
GRAFICO DEL CRUCE DEL RÍO GUAYAS

CRUCE DEL RIO GUAYAS
L/T MILAGRO - ESCLUSAS A 230 KV.
ALTURA DE TORRES Y DISTANCIAS DE SEGURIDAD



ANEXO No. 13

GRAFICO DE LA TORRE CRUCE DEL RÍO GUAYAS



ANEXO No. 14

**TABULACIÓN DE LAS CORRIDAS DE FLUJOS DE
POTENCIA CON EL PROGRAMA DIgSILENT, PARA
EL AÑO 2008 PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
MILAGRO – LAS ESCLUSAS A 230 kV.**

1. USANDO CONDUCTOR ACTUAL AAAC 2x750 kcmil.

ANEXO 14.1.0.		Potencia que sale del cruce 1 del Río Guayas					
		Primer Circuito AAAC 2x750 kcmil			Segundo Circuito AAAC 2x750 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	62,86372	58,71496	31,62822	62,86372	58,71496	31,62822
2008	LLUVIOSO	49,66668	60,66819	71,01841	49,66668	60,66819	71,01841

ANEXO 14.1.1.		Potencia que llega al cruce 2 del Río Guayas					
		Primer Circuito AAAC 2x750 kcmil			Segundo Circuito AAAC 2x750 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	62,85492	58,70702	31,62499	62,85492	58,70702	31,62499
2008	LLUVIOSO	49,66122	60,65992	71,00724	49,66122	60,65992	71,00724

ANEXO 14.1.2.		Pérdidas de potencia del cruce sobre el Río Guayas					
		Primer Circuito AAAC 2x750 kcmil			Segundo Circuito AAAC 2x750 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	0,0088	0,00794	0,00323	0,0088	0,00794	0,00323
2008	LLUVIOSO	0,00546	0,00827	0,01117	0,00546	0,00827	0,01117

ANEXO 14.1.3.		Pérdidas Totales de potencia del cruce sobre el Río Guayas					
		AAAC 2x750 kcmil					
		DEMANDA [MW]					
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA		MEDIA		MÍNIMA	
2008	ESTIAJE	0,0176		0,01588		0,00646	
2008	LLUVIOSO	0,01092		0,01654		0,02234	

2. USANDO EL CONDUCTOR ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil.

ANEXO 14.2.0.		Potencia que sale del cruce 1 del Río Guayas					
		Primer Circuito ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil			Segundo Circuito ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	39,38493	58,61202	31,57002	39,38493	58,61202	31,57002
2008	LLUVIOSO	49,59556	60,58017	70,91583	49,59556	60,58017	70,91583

ANEXO 14.2.1.		Potencia que llega al cruce 2 del Río Guayas					
		Primer Circuito ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil			Segundo Circuito ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	39,38144	58,60397	31,56674	39,38144	58,60397	31,56674
2008	LLUVIOSO	49,59001	60,57177	70,90448	49,59001	60,57177	70,90448

ANEXO 14.2.2.		Pérdidas de potencia del cruce sobre el Río Guayas					
		Primer Circuito ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil			Segundo Circuito ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	0,00349	0,00805	0,00328	0,00349	0,00805	0,00328
2008	LLUVIOSO	0,00555	0,0084	0,01135	0,00555	0,0084	0,01135

ANEXO 14.2.3.		Pérdidas Totales de potencia del cruce sobre el Río Guayas		
		ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil		
		DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	0,00698	0,0161	0,00656
2008	LLUVIOSO	0,0111	0,0168	0,0227

3. USANDO EL CONDUCTOR ACCC ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil

ANEXO 14.3.0.		Potencia que sale del cruce 1 del Río Guayas					
		Primer Circuito ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil			Segundo Circuito ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	39,3925	58,61908	31,57497	39,3925	58,61908	31,57497
2008	LLUVIOSO	49,59964	60,58568	70,92196	49,59964	60,58568	70,92196

ANEXO 14.3.1.		Potencia que llega al cruce 2 del Río Guayas					
		Primer Circuito ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil			Segundo Circuito ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	39,3889	58,61077	31,57158	39,3889	58,61077	31,57158
2008	LLUVIOSO	49,59392	60,57701	70,91026	49,59392	60,57701	70,91026

ANEXO 14.3.2.		Pérdidas de potencia del cruce sobre el Río Guayas					
		Primer Circuito ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil			Segundo Circuito ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil		
		DEMANDA [MW]			DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	0,0036	0,00831	0,00339	0,0036	0,00831	0,00339
2008	LLUVIOSO	0,00572	0,00867	0,0117	0,00572	0,00867	0,0117

ANEXO 14.3.3.		Pérdidas Totales de potencia del cruce sobre el Río Guayas		
		ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil		
		DEMANDA [MW]		
AÑO	ESTACIÓN	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2008	ESTIAJE	0,0072	0,01662	0,00678
2008	LLUVIOSO	0,01144	0,01734	0,0234

ANEXO No. 15

**CÁLCULOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA
DEL TRAMO DE LA LÍNEA MILAGRO – LAS ESCLUSAS
A 230 kV**

1. COSTOS DE PÉRDIDAS POR ENERGÍA.

ANEXO 15.1.0		AAAC 2x750 kcmil			
		Pérdidas Totales de energía de la L/T Milagro - R. Guayas - Las Esclusas a 230 kV			
AÑO	ESTACIÓN	kWh/año	kWh/año TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	19.336,01	45.770,46	2.735,97	2.545,09
2008	LLUVIOSO	26.434,45			

ANEXO 15.1.1		ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil			
		Pérdidas Totales de energía de la L/T Milagro - R. Guayas - Las Esclusas a 230 kV			
AÑO	ESTACIÓN	kWh/año	kWh/año TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	5.637,40	14.985,53	895,78	833,28
2008	LLUVIOSO	9.348,13			

ANEXO 15.1.2		ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil			
		Pérdidas Totales de energía de la L/T Milagro - R. Guayas - Las Esclusas a 230 kV			
AÑO	ESTACIÓN	kWh/año	kWh/año TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	5.503,55	14.629,77	874,51	813,50
2008	LLUVIOSO	9.126,22			

2. COSTOS DE PÉRDIDAS POR POTENCIA.

ANEXO 15.2.0		AAAC 2x750 kcmil			
		Pérdidas Totales de potencia de la L/T Milagro - R. Guayas - Las Esclusas a 230 kV			
AÑO	ESTACIÓN	kWh/año	kWh/año TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	76.876,80	174.457,92	1.381,13	1.284,77
2008	LLUVIOSO	97.581,12			

ANEXO 15.2.1		ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil			
		Pérdidas Totales de potencia de la L/T Milagro - R. Guayas - Las Esclusas a 230 kV			
AÑO	ESTACIÓN	kWh/año	kWh/año TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	70.324,80	169.478,40	1.341,70	1.248,10
2008	LLUVIOSO	99.153,60			

ANEXO 15.2.2		ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil			
		Pérdidas Totales de potencia de la L/T Milagro - R. Guayas - Las Esclusas a 230 kV			
AÑO	ESTACIÓN	kWh/año	kWh/año TOTALES	USD/año	VAN
2008	ESTIAJE	72.596,16	174.807,36	1.383,89	1.287,34
2008	LLUVIOSO	102.211,20			

3. COSTOS TOTAL DE PÉRDIDAS EN LA LÍNEA

AAAC 2x750 kcmil	
AÑO	VAN TOTAL
2008	3.829,86

ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil	
AÑO	VAN TOTAL
2008	2.081,38

ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil	
AÑO	VAN TOTAL
2008	2.100,84

4. COSTOS POR EFECTO CORONA EN LA LÍNEA

CONDUCTOR		Pérdidas [kW/Km]	Pérdidas [kW]	Pérdidas [US \$/mes]	Pérdidas [US \$/año]
CONDUCTORES PROPUESTOS	ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil	36,7	91,7	288,8	3.465,0
	ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil	38,2	95,6	301,1	3.613,5
CONDUCTOR A USARSE	AAAC 2x750 kcmil	57,8	144,6	455,5	5.466,1

5. COSTOS DE LOS CONDUCTORES

CONDUCTOR		LONGITUD [km]	No. CIRCUITOS	FASES	No. HACES POR FASE	COSTO [US\$/km]	COSTO TOTAL CONDUCTOR [US \$]
CONDUCTORES PROPUESTOS	ACSR/TW - Nelson	2,5	2	3	2	34.764,07	1.042.922,21
	ACCC/TW - Cardinal	2,5	2	3	2	37.987,77	1.139.633,10
CONDUCTOR A USARSE	AAAC 2x750 kcmil	2,5	2	3	2	9.101,23	273.036,90

6. COSTO DE LOS AISLADORES

NÚMERO DE TORRES	AISLADORES POR CADENA		COSTO UNITARIO [US \$]		COSTO TOTAL [US\$]		COSTO TOTAL AISLADORES [US \$]
	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	Suspensión	Retención	
3	14	1	25	35	6.300	630	6.930,00

7. COSTO DE LAS ESTRUCTURAS

NÚMERO DE TORRES	PESO APROXIMADO DE LA ESTRUCTURA [TONELADAS]	COSTO HIERRO [US \$ / TONELADA]	COSTO TOTAL DE LA ESTRUCTURA [US \$]
3	200	3.000	1.800.000,00

8. COSTO TOTAL INVERSIÓN

CONDUCTOR		PRECIOS CONDUCTORES	PRECIOS AISLADORES	COSTO DE LA ESTRUCTURA [US \$]	VALOR TOTAL [US \$]
CONDUCTORES PROPUESTOS	ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil	1.042.922,21	6.930,00	1.800.000,00	2.849.852,21
	ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil	1.139.633,10	6.930,00	1.800.000,00	2.946.563,10
CONDUCTOR A USARSE	AAAC 2x750 kcmil	273.036,90	6.930,00	1.800.000,00	2.079.966,90

9. RELACIÓN COSTO - BENEFICIO

CONDUCTOR		INVERSIÓN [US \$]	AHORRO EN COSTOS DE PÉRDIDAS	VALOR TOTAL [US \$]
CONDUCTORES "TW" PROPUESTOS	ACSR/TW - Nelson 1257,1 kcmil	2.849.852,21	5.565,87	2.855.418
	ACCC/TW - Cardinal 1222 kcmil	2.946.563,10	5.694,87	2.952.258
CONDUCTOR A USARSE	AAAC 2x750 kcmil	2.079.966,90	9.295,93	2.089.263