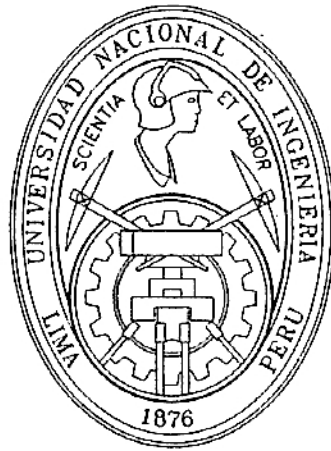


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**“INGENIERIA BASICA DE LA LINEA DE  
TRANSMISIÓN DE 500 k V MANTARO-  
CARAVELI - MONTALVO”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**ENVER ROJAS DIAZ**

**PROMOCION 2008-II**

**LIMA-PERU**

**2009**

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
1.1. Reseña histórica	3
1.2. Características generales	4
1.3. Alcance de la tesis	5
1.4. Objetivos de la tesis	6
<b>CAPÍTULO II. MEMORIA DESCRIPTIVA</b>	<b>7</b>
2.1. Características de la línea de transmisión	7
2.2. Recorrido de la línea de transmisión	8
2.2.1. Tramo Mantaro - Caravelí	8
2.2.2. Tramo Caravelí - Montalvo	9
2.3. Normas aplicables	10
2.4. Coordinación del aislamiento	11
2.5. Definición de cables conductores	11
2.6. Efectos eléctricos medioambientales	12
2.7. Cálculo mecánico de conductores y cables de guarda	12
2.8. Diseño básico estructural	14
2.9. Diseño básico mecánico de cadenas, herrajes y accesorios	16
2.10. Parámetros eléctricos	16
<b>CAPÍTULO III. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO</b>	<b>17</b>
3.1. Cadena de aisladores	18
3.1.1. Factor de corrección por altitud	18
3.1.2. Número de aisladores por sobretensión a frecuencia industrial.	19

3.1.3.	Número de aisladores por sobretensión de maniobra	21
3.1.4.	Número de aisladores por sobretensión de impulso atmosférico	23
3.1.5.	Número de aisladores por contaminación ambiental	26
3.1.6.	Selección del número de aisladores	27
3.2.	Distancias en el aire para aislamiento	27
3.2.1.	Distancias mínimas en aire necesarias para tensión operativa	27
3.2.2.	Distancias mínimas en aire necesarias para sobretensión de maniobra	28
3.2.3.	Distancias fase-fase	29
3.2.4.	Distancias del conductor al suelo	30
3.3.	Soportabilidad a impulsos tipo rayo	30
3.3.1.	Ángulo de blindaje del cable de guarda	31
3.3.2.	Fallos por cebado inverso	32
<b>CAPÍTULO IV. DEFINICIÓN DE CABLES CONDUCTORES</b>		<b>34</b>
4.1.	Pérdidas por Efecto Joule	35
4.2.	Efecto Corona	38
4.2.1.	Gradiente de potencial crítico (Gcri)	38
4.2.2.	Gradiente superficial máximo (Gmax)	41
4.2.3.	Selección de conductores por Efecto Corona	44
4.3.	Ampacidad	45
4.3.1.	Premisas del cálculo	46
4.3.2.	Cálculos del estado estacionario	47
4.3.3.	Cálculos del estado transitorio	50
4.3.4.	Análisis de resultados	53
4.4.	Selección del tipo de conductor	53
<b>CAPÍTULO V. EFECTOS ELÉCTRICOS MEDIOAMBIENTALES</b>		<b>54</b>
5.1.	Criterios de diseño	54

5.2.	Premisas del cálculo	55
5.3.	Calculo	55
5.4.	Análisis de resultados	57
<b>CAPÍTULO VI. PARÁMETROS ELÉCTRICOS</b>		<b>59</b>
6.1.	Transposición	59
6.2.	Parámetros de secuencia positiva y negativa	61
6.2.1.	Impedancia serie	61
6.2.2.	Capacitancia paralelo	63
6.3.	Diagramas de línea	64
6.4.	Parámetros de secuencia cero	69
6.4.1.	Impedancia serie de secuencia cero	69
6.4.2.	Capacitancia paralelo de secuencia cero	70
<b>CAPÍTULO VII. CÁLCULO MECÁNICO DE CABLES CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA</b>		<b>72</b>
7.1.	Consideraciones de diseño	72
7.2.	Cargas y sobrecargas a considerar	73
7.2.1.	Cargas verticales	73
7.2.2.	Cargas horizontales	73
7.2.3.	Carga propia	73
7.2.4.	Carga total	73
7.2.5.	Sobrecargas combinadas de hielo y viento	74
7.2.6.	Sobre cargas debidas al viento sobre los conductores	74
7.2.7.	Sobrecargas debidas al hielo sobre los conductores	75
7.2.8.	Coeficiente de sobrecarga	75
7.3.	Zonas y áreas de carga atmosféricas	75
7.4.	Temperaturas máximas y mínimas	77
7.5.	Estudio matemático del conductor	78



7.5.1.	Ecuación de la catenaria	78
7.5.2.	Ecuación de la flecha	80
7.5.3.	Tiro y esfuerzo	81
7.5.4.	Ecuación de cambio de estado	83
7.6.	Tensión de cada día	84
7.7.	Modelo mecánico del conductor	85
7.8.	Máximos esfuerzos de tensión	86
7.8.1.	Características de los cables	86
7.8.2.	Hipótesis de cálculo	87
7.9.	Cálculo de tensiones y flechas	90
<b>CAPÍTULO VIII. DISEÑO BÁSICO ESTRUCTURAL</b>		<b>91</b>
8.1.	Definiciones	91
8.2.	Definición de las estructuras	92
8.3.	Hipótesis de carga	94
8.3.1.	Criterios adoptados	94
8.3.2.	Factores de sobrecarga	96
8.3.3.	Acción del viento y el hielo sobre las cadenas de aisladores	96
8.3.4.	Desequilibrio de tracciones	96
8.4.	Cálculo de cargas	97
8.4.1.	Cargas verticales (V)	97
8.4.2.	Cargas longitudinales (L)	97
8.4.3.	Cargas transversales (T)	98
8.5.	Arboles de carga	98
8.6.	Determinación de las siluetas básicas	99
8.6.1.	Distancia para mantenimiento de línea viva	99
8.6.2.	Distancias para sobre tensiones de maniobra y tensión operativa	100
8.6.3.	Distancia fase - fase	100

8.6.4. Ángulo de oscilación	101
8.6.5. Altura útil	104
8.6.6. Siluetas básicas	105
8.7. Diagramas de interacción	114
<b>CAPÍTULO IX. DISEÑO BÁSICO MECÁNICO DE CADENAS, HERRAJES Y ACCESORIOS</b>	<b>115</b>
9.1. Coordinación electromecánica de las cadenas	115
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>122</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>122</b>
<b>ANEXO A. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CONTRATO DE CONCESION</b>	
<b>ANEXO B. TABLAS DE TRACCIONES Y FLECHAS</b>	
<b>ANEXO C. CÁLCULO DE CARGAS RESULTANTES EN LAS ESTRUCTURAS</b>	
<b>ANEXO D. ÁRBOLES DE CARGA DE LAS ESTRUCTURAS</b>	
<b>ANEXO E. DIAGRAMAS DE INTERACCIÓN</b>	

#### LISTA DE TABLAS

<b>PROLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO II. MEMORIA DESCRIPTIVA</b>	<b>7</b>
Tabla 2.1. Número de aisladores estándar	11
Tabla 2.2. Condiciones de viento, hielo y temperatura	13
Tabla 2.3. Temperaturas máximas y mínimas	13
Tabla 2.4. Condiciones de EDS	13
Tabla 2.5. Características básicas de la serie de estructuras	15

Tabla 2.6. Factores de sobrecarga para estructuras	15
Tabla 2.7. Tensiones nominales de cadenas para conductores	16
Tabla 2.8. Resumen de parámetros eléctricos	16
<b>CAPÍTULO III. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO</b>	<b>17</b>
Tabla 3.1. Factor de corrección por altitud	19
Tabla 3.2. Voltaje crítico disruptivo corregido por altitud	20
Tabla 3.3. Valores CFO para aisladores a frecuencia industrial	20
Tabla 3.4. Número de aisladores por cadena debido a sobretensiones a frecuencia industrial	21
Tabla 3.5. Voltaje crítico disruptivo para sobretensión operativa corregido por altitud	22
Tabla 3.6. Valores CFO para aisladores para sobretensión de maniobra	22
Tabla 3.7. Número de aisladores por cadena debido a sobretensiones de maniobra	23
Tabla 3.8. Voltaje crítico disruptivo para impulso atmosférico corregido por altitud	24
Tabla 3.9. Valores CFO para aisladores para impulso atmosférico	25
Tabla 3.10. Número de aisladores por cadena debido a impulso atmosférico	25
Tabla 3.11. Valores CFO para aisladores para sobretensión de maniobra	26
Tabla 3.12. Número de aisladores estándar por criterio de contaminación	27
Tabla 3.13. Distancias en aire para tensión operativa	28
Tabla 3.14. Distancias en aire para sobretensión de maniobra	29
Tabla 3.15. Distancias fase a fase	30
Tabla 3.16. Detalle cálculo de fallos por cebado inverso	33
<b>CAPÍTULO IV. DEFINICIÓN DE CABLES CONDUCTORES</b>	<b>34</b>
Tabla 4.1. Características físicas y eléctricas de los cables tipo AAAC	35
Tabla 4.2. Pérdidas por Efecto Joule	37

Tabla 4.3.	Gradiente crítico por altura y sección para conductores tipo AAAC	41
Tabla 4.4.	Gradiente superficial máximo por sección de conductor	43
Tabla 4.5.	Altura máxima de utilización de cables por Efecto Corona	44
Tabla 4.6.	Resumen de conductores mínimos	45
Tabla 4.7.	Resumen de pérdidas por tramos	45
<b>CAPÍTULO V. EFECTOS ELÉCTRICOS MEDIOAMBIENTALES</b>		<b>54</b>
Tabla 5.1.	Resultados por offset	57
<b>CAPÍTULO VI. PARÁMETROS ELÉCTRICOS</b>		<b>59</b>
Tabla 6.1.	Resistencia	61
Tabla 6.2.	Detalle de cálculo de reactancias	62
Tabla 6.3.	Reactancia	62
Tabla 6.4.	Detalle de cálculo de capacitancia	63
Tabla 6.5.	Capacitancia	64
Tabla 6.6.	Resistencia de secuencia cero	70
Tabla 6.7.	Reactancia de secuencia cero	70
Tabla 6.8.	Capacitancia de secuencia cero	71
<b>CAPÍTULO VII. CÁLCULO MECÁNICO DE CABLES CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA</b>		<b>72</b>
Tabla 7.1.	Condiciones de viento, hielo y temperatura	77
Tabla 7.2.	Temperaturas máximas y mínimas sin sobre carga	77
Tabla 7.3.	Condiciones de EDS para las zonas de carga	85
Tabla 7.4.	Características físicas de los cables conductores	87
Tabla 7.5.	Características físicas de los cables de guarda	87
Tabla 7.6.	Hipótesis de cálculo para cables conductores	88
Tabla 7.7.	Hipótesis de cálculo para el cable de guarda y cable OPGW	89
<b>CAPÍTULO VIII. DISEÑO BÁSICO ESTRUCTURAL</b>		<b>91</b>
Tabla 8.1.	Características básicas de la serie de estructuras	94

Tabla 8.2.	Hipótesis de cálculo de estructuras	95
Tabla 8.3.	Factores de sobrecarga para estructuras	96
Tabla 8.4.	Distancia mínima para mantenimiento de línea viva	99
Tabla 8.5.	Distancias mínimas para sobretensiones de maniobra y operativas	100
Tabla 8.6.	Distancia mínima para mantenimiento de línea viva	101
Tabla 8.7.	Presiones dinámicas de viento	102
Tabla 8.8.	Ángulos de oscilación de cadenas	103
Tabla 8.9.	Ángulos de oscilación de la serie de estructuras	104
<b>CAPÍTULO IX. DISEÑO BÁSICO MECÁNICO DE CADENAS, HERRAJES</b>		
<b>Y ACCESORIOS</b>		<b>115</b>
Tabla 9.1.	Tensiones mecánicas en estructuras ES1	116
Tabla 9.2.	Tensiones mecánicas en estructuras ES2	116
Tabla 9.3.	Tensiones mecánicas en estructuras AS1	117
Tabla 9.4.	Tensiones mecánicas en estructuras AS2	117
Tabla 9.5.	Tensiones mecánicas en estructuras AS3	118
Tabla 9.6.	Tensiones mecánicas en estructuras AS4	118
Tabla 9.7.	Tensiones mecánicas en estructuras AT0	119
Tabla 9.8.	Tensiones mecánicas en estructuras AAM	119
Tabla 9.9.	Tensiones mecánicas en estructuras AAT	120
Tabla 9.10.	Tensiones nominales para cadenas de conductores	121
Tabla 9.11.	Tensiones nominales para cadenas de cables de guarda	121

## LISTA DE FIGURAS

<b>PROLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO X. INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO XI. MEMORIA DESCRIPTIVA</b>	<b>7</b>
<b>CAPÍTULO XII. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO</b>	<b>17</b>
Figura 3.1. Mapa de niveles isoseráunicos	31
<b>CAPÍTULO XIII. DEFINICIÓN DE CABLES CONDUCTORES</b>	<b>34</b>
Figura 4.1. Geometría de conductores y sus imágenes	42
Figura 4.2. Ampacitancia cable AAAC - 750MCM - Estado estacionario	47
Figura 4.3. Ampacitancia cable AAAC - 1000MCM - Estado estacionario	48
Figura 4.4. Ampacitancia cable AAAC - 1200MCM - Estado estacionario	49
Figura 4.5. Ampacitancia cable AAAC - 750MCM - Estado transitorio	50
Figura 4.6. Ampacitancia cable AAAC - 1000MCM - Estado transitorio	51
Figura 4.7. Ampacitancia cable AAAC - 1200MCM - Estado transitorio	52
<b>CAPÍTULO XIV. EFECTOS ELÉCTRICOS MEDIOAMBIENTALES</b>	<b>54</b>
Figura 5.1. Consideraciones para el cálculo de campos eléctricos y magnéticos	55
Figura 5.2. Campo eléctrico vs offset (m)	56
Figura 5.3. Campo magnético vs offset (m)	56
<b>CAPÍTULO XV. PARÁMETROS ELÉCTRICOS</b>	<b>59</b>
Figura 6.1. Esquema de transposiciones	60
Figura 6.2. Diagrama de funcionamiento eléctrico tramo Mantaro - Caravelí	65
Figura 6.3. Diagrama de funcionamiento eléctrico tramo Caravelí - Montalvo	66
Figura 6.4. Diagrama de pérdidas tramo Mantaro - Caravelí	67
Figura 6.5. Diagrama de pérdidas tramo Caravelí - Montalvo	68
<b>CAPÍTULO XVI. CÁLCULO MECÁNICO DE CABLES CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA</b>	<b>72</b>

Figura 7.1. Conductor y manguito de hielo	74
Figura 7.2. Ubicación de las zonas de carga en el Perú	76
Figura 7.3. Conductor suspendido entre dos apoyos al mismo nivel	79
Figura 7.4. Flecha de la catenaria	81
Figura 7.5. Tiros sobre la catenaria	82
<b>CAPÍTULO XVII. DISEÑO BÁSICO ESTRUCTURAL</b>	<b>91</b>
Figura 8.1. Silueta básica torre ES1	105
Figura 8.2. Silueta básica torre ES2	106
Figura 8.3. Silueta básica torre AS1	107
Figura 8.4. Silueta básica torre AS2	108
Figura 8.5. Silueta básica torre AS3	109
Figura 8.6. Silueta básica torre AS4	110
Figura 8.7. Silueta básica torre AT0	111
Figura 8.8. Silueta básica torre AAM	112
Figura 8.9. Silueta básica torre AAT	113
<b>CAPÍTULO XVIII. DISEÑO BÁSICO MECÁNICO DE CADENAS, HERRAJES Y ACCESORIOS</b>	<b>115</b>

## PRÓLOGO

La siguiente tesis de Ingeniería Mecánica Eléctrica forma parte de los requerimientos académicos para la obtención del título de grado que otorga la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Nacional de Ingeniería, Según contra en el “Reglamento para la Obtención de Grado Académico de Bachiller y Título Profesional” (Resolución Rectoral N° 608 del 2006)

La misma constituye un proyecto de la especialidad y abarca la Ingeniería Básica de la primera Línea de Transmisión en 500kV del Perú que entrelazará las futuras subestaciones de Mantaro, Caravelí y Montalvo; esta dirigida a los estudiantes, profesionales y empresas, interesadas en este conocimiento, el desarrollo abarca todos los temas necesarios para la definición de las características y componentes básicos de un proyecto de extra alta tensión, tanto desde el punto de vista eléctrico como mecánico, Su contenido esta dividido en 9 capítulos.

En el capítulo 1, **introducción**, se hace un resumen de la historia del proyecto y su importancia dentro del Sistema Eléctrico Peruano, y se definen los alcances y objetivos de la tesis. En el capítulo 2, **memoria descriptiva**, se describe el proyecto, detallando el trazado de la línea de transmisión y resumiendo los resultados obtenidos en los capítulos 3 al 9. En el capítulo 3, **coordinación del aislamiento**, se definen las tensiones de línea que el aislamiento de la línea debe soportar, se corrige estos factores bajo las consideraciones de altitud sobre el nivel del mar, probabilidades de flameo y criterios estadísticos según las normas IEC 60071-1 y 60071-2, para luego seleccionar el número de aisladores por cadena en



base a los niveles de tensión definidos y el criterio de contaminación; se establecen las distancias mínimas en aire por aislamiento; la soportabilidad de impulsos de rayo, seleccionándose el ángulo de blindaje del cable de guarda y la resistencia máxima del sistema de tierras. En el capítulo 4, **definición de cables conductores**, se establece el número de conductores por fase y los calibres de cable AAAC a emplearse, basando en las pérdidas por efecto Joule, efecto Corona y ampacidad. En el capítulo 5, **efectos eléctricos medioambientales**, se verifica si las radiaciones eléctricas y magnéticas de la línea cumplen con los estándares fijados en el contrato de concesión. En el capítulo 6, **parámetros eléctricos**, se calculan los valores de impedancia serie y capacitancia paralelo de secuencia positiva y secuencia negativa, en base a los cuales se elabora los diagramas operación en régimen permanente y finalmente se calculan los valores de secuencia cero de línea de transmisión. En el capítulo 7, **cálculo mecánico de cables conductores y cables de guarda**, se presentan las zonas climatológicas por la que atraviesa la línea, temperatura, viento, hielo y criterios de cálculo; valores máximo de tracción que soportan los cables; a partir de los cuales se establecen las hipótesis de cálculo mecánico y se realizan los cálculos. En el capítulo 8, **diseño básico estructural**, se definen los tipos de estructuras a emplearse en la distribución, así como también las hipótesis de carga para el diseño, los arboles de carga, silueta básica y prestaciones para las áreas climatológicas en las que puedan utilizarse las estructuras de celosía. En el capítulo 9, **diseño básico de cadenas, herrajes y accesorios**, se determinan las capacidades nominales de tensión que soportarán los elementos de sujeción de los cables de acuerdo al tipo de estructura.

## **CAPÍTULO I**

### **INTRODUCCIÓN**

#### **1.1. RESEÑA HISTÓRICA**

Luego de entrar en servicio de la línea de transmisión en 220kV Mantaro - Socabaya en septiembre del año 2000, que sirvió para la interconexión de los Sistemas Eléctricos Interconectados Centro-Norte y Sur (SINC y SIS respectivamente) nace el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), tiempo después la zona sur del país experimento un incremento significativo en la demanda eléctrica con nuevas cargas de magnitud importante como las minas de Cerro Verde, el inicio de las actividades exploratorias de Las Bambas, la ampliación de las operaciones de Southern Perú y otras. Este crecimiento en la demanda no ha podido ser cubierta con la calidad esperada por la interconexión existente, por lo que la disponibilidad de energía en el sur del país se encuentra restringida, incluso esta situación ha ido en contra de la inversión en proyectos mineros e industriales.

A consecuencia de esto el Ministerio de Energía y Minas (MEM) considero prioritaria la puesta en marcha del proyecto: “Reforzamiento de la Interconexión Eléctrica Centro – Sur”; se incluye por primera vez de manera oficial la idea de este reforzamiento en el Plan Referencial de Electricidad 2006 pero en 220kV, posteriormente como consecuencia de la publicación de la “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica” se elaboró el “Plan Transitorio de Transmisión 2007- 2008”, que luego fue modificado en marzo del 2007 mediante la resolución ministerial 143-2007-MEM/DM para incluir el Reforzamiento de la

Interconexión Centro - Sur, más tarde se encargó la licitación de este proyecto a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión) que en un primer momento licitó el proyecto como una línea entre las subestaciones de Mantaro - Cotaruse - Socabaya (Septiembre del 2007), es decir una segunda línea paralela a la ya existente, sin embargo dejó los detalles de la configuración de la línea al MEM, es así que en el informe N° 066-2007-MEM-DGE, se estableció que la línea a construir sería en 500kV entre las subestaciones Mantaro y Montalvo, con una subestación intermedia en Caravelí, en este estudio se recomendó que la línea operara inicialmente en 220kV postergando los equipos en 500kV de las subestaciones al momento en que sean necesarios, sin embargo luego de la publicación por parte de ProInversión de la configuración y características del proyecto, nueva información sobre proyectos mineros en la zona sur del país fueron tomados en cuenta, es así que el informe N° 014-2008-MEM-DGE establece definitivamente que la línea operaría desde un principio en 500kV y es esta configuración la que finalmente es licitada en la modalidad de contrato BOOT, siendo que con fecha 29 de abril del 2008 se dio la Buena Pro de la licitación Internacional al Consorcio Elecnor - Isolux Corsan S.A., La fecha de cierre (firma del contrato) se efectuó el 28 de agosto del 2008, fecha que es el inicio de los plazos del Contrato, que es de treinta meses, la suscripción del contrato se realizó entre el Ministerio de Energía y Minas y la Concesionaria Caravelí-Cotaruse Transmisora de Energía S.A.C. (CCTE).

## **1.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES**

La línea de transmisión que está dividida en dos tramos, Mantaro - Caravelí de 430km y Caravelí - Montalvo de 320km, en su recorrido atraviesa las regiones de Huancavelica, Ayacucho, Arequipa y Moquegua, a través de su recorrido la Línea

recorre altitudes entre los 250 y 4500 m.s.n.m. por lo que atraviesa todas las áreas climatológicas que define el Código Nacional Suministro - 2001; Eléctricamente, durante la fase de ingeniería conceptual y la oferta para la concesión se definió que la línea se construiría en disposición horizontal y en simple terna, las bases finales del concurso de licitación establecieron el nivel de tensión en 500kV, la capacidad de transmisión de la línea bajo el mismo régimen es de 600MVA, las demás características eléctricas y factores de evaluación de la línea se encuentran presentes en el Anexo A del presente trabajo; Mecánicamente, durante la fase previa a la Ingeniería Básica se definió que la línea estaría conformada por conductores aéreos del tipo AAAC y por estructuras de celosía tanto del tipo arriostradas como por el tipo autosoportada, con cadenas de aisladores de vidrio y con dos cables de guarda, uno tipo EHS y el otro del tipo OPGW que servirá además para comunicación.

### **1.3. ALCANCE DE LA TESIS**

La siguiente tesis desarrolla a nivel de Ingeniería Básica los aspectos principales a tratar como paso previo a los estudios de ingeniería complementarios de tipo eléctrico, mecánico y civil del proyecto, estudios tales como el diseño definitivo de cada una de las estructuras soporte del proyecto, diseño de las cimentaciones, distribución de estructuras, definición de las especificaciones técnicas, etc.; además, en la tesis se estudia y selecciona el aislamiento tanto de la cadena de aisladores como los espaciamientos en aire, los cables conductores, los parámetros de la línea y efectos medio ambientales de manera que en todo momento se cumpla con los valores y criterios establecidos en las bases del concurso de licitación del proyecto y la normativa nacional vigente.

La tesis se desarrolla a partir de las consideraciones previas a la ingeniería básica, es decir que parte de las características de la línea descritas anteriormente (sección 1.2), la definición de estas características esta fuera del alcance del presente trabajo; los temas tales como especificaciones técnicas de equipos, materiales, armados y en general son temas ajenos al presente desarrollo; tampoco se tocan cuestiones como las protecciones de línea, las compensaciones en serie y/o paralelo de la misma, la regulación de voltaje y en general temas que en el mundo de la transmisión de energía eléctrica corresponden a estudios propios de las subestaciones; los temas de cronograma del proyecto, análisis económico, vano económico, límites económicos de transmisión, mercado eléctrico y presupuestos no son estudiados en la presente.

#### **1.4. OBJETIVOS DE LA TESIS**

Desarrollar la ingeniería básica de la línea de transmisión en 500kV Mantaro - Caravelí - Montalvo con la finalidad de transmitir energía eléctrica en forma segura, confiable y económica, logrando esto en la condiciones que satisfagan los criterios técnicos establecidos en el contrato de concesión del proyecto.

Servir como material de consulta para proyectos 500kV del país, estableciendo claramente los criterios y condiciones de diseño de manera que futuros proyectistas puedan utilizar la información del presente trabajo para los proyectos en 500kV a implementarse en el futuro como consecuencia de la implementación de este nivel de tensión en el Perú.

## CAPÍTULO II

### MEMORIA DESCRIPTIVA

El objetivo del presente capítulo es el de presentar a manera de resumen los resultados del Proyecto de Ingeniería Básica de la Línea de Transmisión en 500kV Mantaro - Caravelí - Montalvo, la misma está dividida en dos tramos: Mantaro - Caravelí y Caravelí - Montalvo.

#### 2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Las características principales de la línea son las siguientes:

- Tensión nominal del sistema : 500kV
- Tensión máxima de servicio : 550kV
- Voltaje de sostenimiento de maniobra : 1150kV (hasta 1000 m.s.n.m.)
- Voltaje de sostenimiento al impulso atmosférico : 1550kV (hasta 1000 m.s.n.m.)
- Niveles de contaminación : 20mm/kV y 25mm/kV
- Altitud máxima : 4500 m.s.n.m.
- Altitud mínima : 250 m.s.n.m.
- Frecuencia del sistema : 60Hz
- Potencia nominal a transmitir : 600MW
- Potencia a transmitir en contingencia : 700MW
- Potencia de diseño por ampacidad : 1000MVA
- Número de circuitos : 1
- Disposición de conductores : Horizontal
- Franja de servidumbre : 64m
- Longitud del tramo Mantaro - Caravelí : 430km
- Longitud del tramo Caravelí - Montalvo : 320km

- Conductores activos : AAAC 4 x 1200MCM  
AAAC 4 x 1000MCM  
AAAC 4 x 750MCM
- Cable de guarda de protección : 3/8" EHS
- Cable de guarda de protección y comunicaciones : OPGW de 24 fibras
- Estructuras empleadas : Arriostradas  
Autosoportadas
- Aisladores : Vidrio templado
- Tasa de salidas : 2 salidas/año

## 2.2. RECORRIDO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

### 2.2.1. Tramo Mantaro - Caravelí

La línea se inicia en el pórtico de 500kV del patio de llaves de la Subestación Mantaro Nueva y se dirige en dirección sureste hacia la localidad de Colcabamba, para seguir hacia las localidades de Paucarbamba y Churcampa siguiendo paralelo a la carretera Colcabamba - Cobriza - Churcampa, en la Región Ayacucho.

A partir del desvío a las localidades de Churcampa y Cobriza, continua en dirección sur siguiendo una ruta de caminos afirmados, hacia los distritos de Huanta y Pacaycasa hasta encontrarse con la carretera a la altura del poblado de Tincoy, para después dirigirse en dirección sureste a la ciudad de Huamanga; siempre paralelo a la carretera principal.

Después de pasar por las cercanías de la ciudad de Huamanga, la línea continua en la orientación sureste que se dirige hacia Pampa Cangallo pasando por los poblados de Yuracyacu, Pacchapata, Minascucho, para pasar muy cerca del distrito de Cangallo. Durante este recorrido la línea sigue un trazo paralelo a la carretera Ayacucho - Andahuaylas y Ayacucho - Cangallo.

Después de salir de la localidad de Cangallo, se cruza el río Pampas y siguiendo la dirección sur se dirige a la localidad de Piste, para efectuar un giro con dirección sureste hacia el poblado de Aliauja y continuar con un quiebre con dirección suroeste hacia las localidades de Jahuaña, Esquinayoc y Huaylo, para seguir con dirección este hacia las quebradas de Tacsacarahua y Casahuara, continuando con dirección noroeste por Pucllipata, Santa Ana y Cochapampa y efectuar un quiebre con dirección este hacia Aquilita en la provincia de Puquio y en este punto se efectúa un cambio con dirección noreste para dirigirse a Coracora pasando por los poblados de Cochaila, Vicuña, Surapata, La Merced, Jarcarquiña, Lullo, Jochapampa, Ollería, para llegar cerca del poblado de Incuyo bordeando la laguna de Parinacochas y efectuar un cambio de dirección noreste hacia el distrito de Cahuacho, pasando por la quebrada Molles con dirección a la ciudad de Caravelí donde está ubicada la SE Caravelí.

### **2.2.2. Tramo Caravelí - Montalvo**

El trazo parte desde la SE Montalvo Nueva 500kV toma la dirección sureste y recorre un tramo paralelo a la antigua carretera Caravelí - Ocoña y la cruza antes de llegar y cruzar el río Caravelí. En este trayecto cruza la quebrada Pedregal y continua por terrenos eriazos y desérticos hasta el paraje Alturas de Pacas, para luego efectuar un giro en dirección este cruzando el río Ocoña llegando al paraje Primera Pampa para efectuar un giro con dirección sureste cruzando las quebradas Surita y del Portillo, siguiendo un tramo recto por terrenos desérticos y en el trayecto cruza las quebradas Manga, Pacayura, Las Salinas, cruzando el río Majes, llegando en este cruce del río Ocoña al paraje Montepucar, para continuar efectuando un giro en sentido sureste para cruzar la carretera



Panamericana Sur y después efectuar un giro en dirección sureste con dirección hacia la estación de ferrocarril La Joya, cruzando las quebradas de Vaca y Carachosa cruzando el río Sihuas a la altura de la quebrada cabeza de Mula para efectuar un giro con dirección Sur antes de cruzar el río Vitor, para efectuar después del cruce, un giro con dirección sureste hasta llegar a la irrigación San Camilo, para después hacer un giro hacia el noreste; para evitar el cruce con los terrenos de la base aérea de La Joya; llegando a cruzar el ferrocarril Arequipa - Mollendo - Matarani.

Al cruzar el ferrocarril, se efectúa un giro con dirección sureste cruzando los parajes denominados Los Médanos de la Joya, y la quebrada Río Seco, evitando la Concesión minera Tía María. A partir de entonces el trazo es un tramo recto, que llega hasta el río tambo, cruzándolo hasta llegar a las afueras del centro poblado de la Pascana, para luego acercarnos a la carretera Panamericana Sur y efectuar un recorrido casi paralelo hasta la SE Montalvo Nueva 500kV.

### **2.3. NORMAS APLICABLES**

- Código Nacional de Electricidad - Suministro 2001
- Código Nacional de Electricidad - Utilización 2006
- Contrato de Concesión del S.G.T. L.T. Mantaro - Caravelí - Montalvo
- Ley de Concesiones Eléctricas, decreto Ley 25844 con sus actualizaciones y modificaciones
- "Reglamento de seguridad y salud en el trabajo de las actividades eléctricas" (161-2007-MEM/DM)
- Reglamento Nacional de Construcciones
- Normas IEC aplicables
- Normas ANSI aplicables
- Normas NESC aplicables
- Normas y estándares IEEE aplicables

- Norma EN50341-1 "Overhead lines exceeding AC 45kV"
- Reglamento de Líneas de Alta Tensión de España
- RUS Bulletin 1724E-200

#### 2.4. COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO

Luego de analizarse los aislamientos para las diferentes tensiones de servicio de la línea de transmisión y verificarse el nivel de aislamiento por criterio de contaminación, fue este último el criterio que prevaleció al momento de determinar el número de aisladores que se muestra a continuación:

**Tabla 2.1. Número de aisladores estándar**

Tipo	Lfa mm	Nivel III 25mm/kV	Nivel II 20mm/kV
Tipo 1	320	43	35
Tipo 2 a 4	380	37	29
Tipo 5	445	31	25
Tipo 6	545	26	21
Tipo 7	550	25	20
Tipo 8	595	24	19

Se analizó también las distancias mínimas en aire que garantizan el aislamiento, estas distancias son posteriormente usadas en el dimensionamiento de las estructuras que conforman la línea.

El análisis de la soportabilidad a impulsos tipo rayo nos permitió dimensionar la resistencia máxima de los sistemas de puesta a tierra de la línea de manera que se garantice en todo momento un índice de salidas de 2 salidas/año, los valores máximos son de  $20\Omega$  en Mantaro - Caravelí y  $31\Omega$  en Caravelí - Montalvo.

#### 2.5. DEFINICIÓN DE CABLES CONDUCTORES

El análisis de cables conductores se realizó evaluando las pérdidas por efecto Joule, ampacidad y efecto Corona, siendo el criterio principal de diseño el análisis

por efecto Corona, la línea ha sido diseñada para que este fenómeno no se presente en condiciones normales de operación, por lo que se establecieron conductores mínimos por altitud para evitar la aparición del fenómeno, en segundo lugar se verificó que las pérdidas por Joule no superen el 4.5% que establece el contrato de concesión, luego se comprobó que la línea satisfaga los criterios de ampacidad.

- L.T. 500kV Mantaro - Caravelí:
  - 75 km de conductor de 750MCM
  - 215 km de conductor de 1000MCM
  - 140 km de conductor de 1200MCM
- L.T. 500kV Caravelí - Montalvo:
  - 350 km de conductor de 750MCM

## **2.6. EFECTOS ELÉCTRICOS MEDIOAMBIENTALES**

En base a las distancias entre fases y capacidad máxima de transmisión se hizo una verificación de las emisiones eléctricas y magnéticas que en el caso más desfavorable podría ocasionar la línea, esto usando el programa PLS-CADD.

Es así que se comprobó que la línea no sobrepasa los 4,2kV/m y 83,3 $\mu$ T para los campos eléctricos y magnéticos respectivamente en zona poblacional, además de los 8,3kV/m y 416,7 $\mu$ T para estos campos en zona ocupacional dentro de la franja de servidumbre.

## **2.7. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA**

Las consideraciones de diseño de la línea han sido establecidas de acuerdo al Código Nacional de Electricidad – Suministro 2001 (CNE - Suministro 2001), que en sus secciones 24, 25 y 26 nos hablan de los criterios mecánicos a tomar en cuenta en la instalación de líneas aéreas de suministro eléctrico.

Conforme al trazo y a la extensión de la línea, las cargas a las que se someterá el cable son las correspondientes a la zona C y las áreas 0, 1 y 2, siendo las condiciones de viento y hielo las siguientes:

**Tabla 2.2. Condiciones de viento, hielo y temperatura**

<b>Zona de carga</b>	<b>Área 0</b>	<b>Área 1</b>	<b>Área 2</b>
<b>Caso de sólo viento</b>			
Velocidad horizontal del viento	26 m/s	29 m/s	31,5 m/s
Temperatura	10 °C	5 °C	0 °C
<b>Caso de sólo hielo</b>			
Grosor radial del hielo	No hay	6 mm	25 mm
Temperatura	0 °C	0 °C	-5 °C
<b>Caso de Hielo + Viento</b>			
Velocidad horizontal del viento	14 m/s	14,5 m/s	15,5 m/s
Grosor radial del hielo	No hay	3 mm	12 mm
Temperatura	5 °C	0 °C	-5 °C

Las temperaturas máximas y mínimas son:

**Tabla 2.3. Temperaturas máximas y mínimas**

<b>Zona de carga</b>	<b>Área 0</b>	<b>Área 1</b>	<b>Área 2</b>
Temperatura máxima	65°C	60°C	60°C
Temperatura mínima	-5 °C	-10 °C	-15 °C

Las condiciones de EDS:

**Tabla 2.4. Condiciones de EDS**

<b>Zona de carga</b>	<b>Área 0</b>	<b>Área 1</b>	<b>Área 2</b>
<b>EDS Inicial</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	25%	25%	25%
Temperatura Media	15 °C	12 °C	5 °C
<b>EDS Final (CREEP a 20 años)</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	20%	20%	20%
Temperatura Media	15 °C	12 °C	5 °C

Los cálculos mecánicos del conductor fueron hechos con el programa PLS-CADD de la compañía Power Line Systems, el modelo matemático que usa para modelar los cables se basa en relaciones polinómicas de esfuerzo-deformación similares a aquellas usadas por la industria del aluminio en los EE.UU. y Canadá.

## **2.8. DISEÑO BÁSICO ESTRUCTURAL**

La línea esta compuesta por estructuras autosoportadas y arriostradas, la acción del viento sobre los cables, aisladores y estructuras fue determinada según el Código Nacional de Electricidad - Suministro 2001 y otras consideraciones empíricas.

Las hipótesis adoptadas para el cálculo varían para las zonas climáticas por las que atraviesa la línea y su función dentro de la distribución de estructuras, en cada una de estas hipótesis se evalúa las cargas de los conductores de acuerdo con las hipótesis de cálculo de los cables.

La serie de estructuras adoptada es:

- ES1 - Arriendada liviana de suspensión en alineamiento
- ES2 - Arriendada pesada de suspensión en alineamiento
- AS1 - Autosoportada liviana de suspensión en alineamiento
- AS2 - Autosoportada pesada de suspensión en alineamiento
- AS3 - Autosoportada reforzada de suspensión en alineamiento
- AS4 - Autosoportada reforzada de suspensión para grandes vanos en alineamiento
- AT0 - Autosoportada de retención para ángulos hasta 15°
- AAM - Autosoportada de retención para ángulos hasta 30°
- AAT - Autosoportada de retención para ángulos hasta 60° y terminal a 0°

Las prestaciones nominales de cada estructura; es decir el cable, vano viento, vano máximo y ángulo de deflexión máximo para el que fueron diseñados.

**Tabla 2.5. Características básicas de la serie de estructuras**

<b>Tipo</b>	<b>Zona Climatológica</b>	<b>Cable</b>	<b>Vano viento (m)</b>	<b>Vano peso (m)</b>	<b>Ángulo de deflexión máximo</b>
ES1	0	750MCM	550	750	3
ES2	1	1200MCM	550	750	3
AS1	0	750MCM	550	750	6
AS2	1	1200MCM	550	750	6
AS3	2	1200MCM	550	750	6
AS4	2	1200MCM	700	1500	6
AT0	2	1200MCM	500	1500/-500	15
AAM	2	1200MCM	550	750/-500	30
AAT	2	1200MCM	550	750/-500	60

Los factores de sobre carga empleados son:

**Tabla 2.6. Factores de sobrecarga para estructuras**

	<b>Tipo de carga</b>	<b>Torres de Suspensión</b>	<b>Torres de Retención</b>
k1	Cargas transversales de viento	2,2	2,5
k2	Cargas transversales de tense del conductor	1,6	1,65
k3	Cargas verticales	1,5	1,5
k4	Cargas longitudinales	1,3	1,65

En base a estos parámetros se han calculado los arboles de carga de las estructuras para sus prestaciones nominales, a partir de estas condiciones nominales de diseño se han calculado los diagramas de interacción de las estructuras para zonas de menor carga calculándose así nuevas prestaciones para las que puedan ser utilizadas.

## 2.9. DISEÑO BÁSICO MECÁNICO DE CADENAS, HERRAJES Y ACCESORIOS

En base a los arboles de carga de las estructuras se han calculado las tensiones nominales de las cadenas de aisladores, herrajes y accesorios de sujeción de los conductores a las estructuras, siendo estos valores:

**Tabla 2.7. Tensiones nominales de cadenas para conductores**

Estructura	Carga máxima (kN)	Tensión nominal de cadenas (kN)
ES1	78,83	120
ES2	121,84	160
AS1	85,53	120
AS2	122,36	160
AS3	277,47	2x160
AS4	522,39	4x160
AT0	651,39	4x210
AAM	568,28	4x160
AAT	712,25	4x210

## 2.10. PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Los parámetros calculados son:

**Tabla 2.8. Resumen de parámetros eléctricos**

Tramo	Parámetros de secuencia positiva			Parámetros de secuencia cero		
	R	X	C	R	X	C
	( $\Omega$ /km)	( $\Omega$ /km)	(nF/km)	( $\Omega$ /km)	( $\Omega$ /km)	(nF/km)
Mantaro - Caravelí	0,0177	0,3056	14,0045	0,1953	1,0037	5,5557
Caravelí - Montalvo	0,0138	0,3031	14,0511	0,1914	1,0012	5,5631

## **CAPÍTULO III**

### **COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO**

Llamamos coordinación de aislamiento a la selección de la rigidez dieléctrica de los materiales, en función de las tensiones que puedan aparecer en la red a la cual estos están destinados, teniendo en cuenta las condiciones ambientales y las características de los dispositivos de protección disponibles. Como sabemos una línea opera la mayor parte del tiempo a condiciones normales muy cerca al voltaje nominal de operación; sin embargo, en una línea de transmisión se presentan eventos importantes en el voltaje. La selección del aislamiento depende de tres esfuerzos de sobrevoltaje, los cuales son:

- A frecuencia industrial
- Por maniobra
- Por descargas atmosféricas

En el diseño del aislamiento hay que considerar cuales elementos hacen parte del sistema. Estos elementos son los siguientes:

- La cadena de aisladores
- La mínima separación entre conductores y las estructuras
- El apantallamiento o disposición del cable de guarda respecto a las fases
- La resistencia de la puesta a tierra de la torre.

La cadena de aisladores se dimensiona en base a los tres tipos de sobretensión, la mínima separación y apantallamiento se fija a la frecuencia industrial y por



maniobra, mientras que el sistema de puesta a tierra se dimensiona para soportar sobretensiones por descargas atmosféricas.

De acuerdo con el contrato de concesión del proyecto (Anexo A) las tensiones la línea deben de cumplir con los siguientes niveles de tensión

- Voltaje de operación nominal : 500kV
- Voltaje máximo de operación : 550kV
- Voltaje de sostenimiento de maniobra : 1150kV
- Voltaje de sostenimiento al impulso atmosférico : 1550kV

### 3.1. CADENA DE AISLADORES

#### 3.1.1. Factor de corrección por altitud

La densidad del aire varía por efecto de la temperatura y la presión, estos afectan la rigidez dieléctrica del aire y por consiguiente los cálculos del nivel de aislamiento, la densidad de aire aumenta con la presión atmosférica y disminuye con la temperatura, ambos fenómenos se producen debido a que la línea de transmisión atraviesa diferentes altitudes sobre el nivel del mar. La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) da la siguiente expresión que se usa para evaluar este efecto.

$$\delta = \frac{0,393 \cdot P}{273 + T}$$

- $\delta$  = Factor de corrección por altitud  
 $P$  = Presión del aire, en mm de Hg  
 $T$  = Temperatura del aire, en °C

De acuerdo al trazo de la línea, respetando las temperaturas promedio de cada área atmosférica que nos define el CNE - Utilización 2001(Ver Capítulo 7), la siguiente tabla muestra los valores  $\delta$  de acuerdo a la altitud, las presiones atmosféricas se calcularon en base a al fórmula de Halley.

**Tabla 3.1. Factor de corrección por altitud**

Altitud m.s.n.m.	Presión mmHg	Temp. °C	$\delta$	Altitud m.s.n.m.	Presión mmHg	Temp. °C	$\delta$
0	760,00	25	1,0000				
500	713,75	23	0,9455	3000	521,44	15	0,7099
1000	670,31	21	0,8940	3500	489,70	13	0,6714
1500	629,52	20	0,8424	4000	459,90	12	0,6327
2000	591,21	18	0,7966	4500	431,91	5	0,6092
2500	555,23	16	0,7533	5000	405,63	5	0,5721

### 3.1.2. Número de aisladores por sobretensión a frecuencia industrial.

Primero calculamos el sobrevoltaje de la línea a tierra a frecuencia industrial

( $V_{f1}$ )

$$V_{f1} = \frac{V_{Lmax}}{\sqrt{3}} \cdot kf$$

$V_{Lmax}$  = Voltaje máximo de operación (550kV)

$kf$  = Factor de incremento de la tensión entre fases sanas durante una falla monofásica a tierra ( $kf=1,3$ )

Luego se calcula el voltaje crítico disruptivo corregido por variación de la densidad del aire ( $V_{CFOC}$ ), mediante la expresión:

$$V_{CFOC} = \frac{V_f}{1 - k \cdot \sigma} \cdot \frac{1}{\delta}$$

$k$  = Número de desviaciones estándar de la función Weibull de acuerdo a una probabilidad de flameo el asilamiento,  $k=3$  corresponde a un valor de probabilidad menor al 0,1%

$\sigma$  = Desviación estándar para esfuerzos de maniobra y a frecuencia industrial de acuerdo con las normas IEC 60071-1 y 60071-2 igual a 6%.

Los valores así calculados son:

**Tabla 3.2. Voltaje crítico disruptivo corregido por altitud**

Altitud m.s.n.m.	V <sub>CFOC</sub> kV	Altitud m.s.n.m.	V <sub>CFOC</sub> kV
0	503,42		
500	532,45	3000	709,13
1000	563,13	3500	749,84
1500	597,58	4000	795,64
2000	631,96	4500	826,39
2500	668,29	5000	879,94

Los aisladores normalizados de tipo estándar y anti neblina (FOG-TYPE) para sobretensión a frecuencia industrial tienen los siguientes valores de CFO:

**Tabla 3.3. Valores CFO para aisladores a frecuencia industrial**

Tipo	Aislador	CFO kV
Tipo 1	120kN Standard	40
Tipo 2 a 4	160kN/210kN/240kN Standard	45
Tipo 5	120kN FOG-TYPE	50
Tipo 6 a 8	160kN/210kN/240kN Standard	55

Pero el CFO no es lineal para una cadena de varios aisladores, debido a esto la relación de número de aisladores por CFO fue adoptada de la norma ANSI C 29.1.1976 y se considero el valor más crítico entre tensiones positivas y negativas, de esta manera la cantidad de aisladores para sobretensiones a frecuencia industrial será:

**Tabla 3.4. Número de aisladores por cadena debido a sobretensiones a frecuencia industrial**

Altura m.s.n.m	V <sub>CFOC</sub> kV	Tipo 1	Tipo 2 a 4	Tipo 5	Tipo 6 a 8
0	503,42	13	12	11	10
500	532,45	14	12	11	10
1000	563,13	15	13	12	11
1500	597,58	15	14	12	11
2000	631,96	16	15	13	12
2500	668,29	17	15	14	13
3000	709,13	18	16	15	13
3500	749,84	19	17	15	14
4000	795,64	20	18	16	15
4500	826,39	21	19	17	16
5000	879,94	22	20	18	16

### 3.1.3. Número de aisladores por sobretensión de maniobra

Primero calculamos el valor de sobretensión de maniobra máximo, que en valor pico es:

$$V_{p-SM} = \frac{V_{SM} \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot F_s$$

V<sub>p-SM</sub> = Voltaje pico máximo de sostenimiento de maniobra de línea en kVp

F<sub>s</sub> = porcentaje adicional ó factor de seguridad del 15%

V<sub>SM</sub> = Voltaje de sostenimiento de maniobra igual a 1150 kV

Luego se calculan los voltajes críticos disruptivos para sobretensiones de maniobra V<sub>CFOSMC</sub> corregidos por altura:

$$V_{CFOSMC} = \frac{V_{p-SM}}{1 - k \cdot \sigma} \cdot \frac{1}{\delta}$$

k = Número de desviaciones estándar de acuerdo a una probabilidad de flameo el asilamiento, k=3

corresponde a un valor de probabilidad menor al 0,1%  
 $\sigma$  = Desviación estándar para esfuerzos de maniobra y a frecuencia industrial de acuerdo con las normas IEC 60071-1 y 60071-2 igual a 6%.

Los valores obtenidos son:

**Tabla 3.5. Voltaje critico disruptivo para sobretensión operativa corregido por altitud**

Altitud m.s.n.m.	V <sub>CFOSMC</sub> kVp	Altitud m.s.n.m.	V <sub>CFOSMC</sub> kVp
0	1316,85		
500	1392,79	3000	1854,94
1000	1473,03	3500	1961,43
1500	1563,15	4000	2081,23
2000	1653,08	4500	2161,67
2500	1748,10	5000	2301,75

Los aisladores normalizados de tipo estándar y anti neblina (FOG-TYPE) tienen los siguientes valores de CFO para sobretensión operativa:

**Tabla 3.6. Valores CFO para aisladores para sobretensión de maniobra**

Tipo	Aislador	CFO kVp
Tipo 1	120kN Standard	100
Tipo 2 a 4	160kN/210kN/240kN Standard	110
Tipo 5	120kN FOG-TYPE	125
Tipo 6 a 8	160kN/210kN/240kN Standard	140

Siendo la cantidad de aisladores para sobretensiones de maniobra:

**Tabla 3.7. Número de aisladores por cadena debido a sobretensiones de maniobra**

Altura m.s.n.m	V <sub>CFOSMC</sub> kVp	Tipo 1	Tipo 2 a 4	Tipo 5	Tipo 6 a 8
0	1316,85	14	12	11	10
500	1392,79	14	13	12	10
1000	1473,03	15	14	12	11
1500	1563,15	16	15	13	12
2000	1653,08	17	16	14	12
2500	1748,10	18	16	14	13
3000	1854,94	19	17	15	14
3500	1961,43	20	18	16	15
4000	2081,23	21	19	17	15
4500	2161,67	22	20	18	16
5000	2301,75	24	21	19	17

### 3.1.4. Número de aisladores por sobretensión de impulso atmosférico

Primero calculamos el valor de sobretensión de impulso, que en valor pico es:

$$V_{p-SA} = \frac{V_{SA} \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot Fs$$

- $V_{p-SA}$  = Voltaje pico máximo de sostenimiento para impulso atmosférico en kVp  
 $Fs$  = porcentaje adicional ó factor de seguridad del 15%  
 $V_{SA}$  = Voltaje de sostenimiento a impulso atmosférico igual a 1550 kV

Luego calculamos los voltajes críticos disruptivos para sobretensiones tipo rayo  $V_{CFOSAC}$  corregidos por altura:

$$V_{CFOSAC} = \frac{V_{p-SM}}{1 - k \cdot \sigma} \cdot \frac{1}{\delta}$$

- $k$  = Número de desviaciones estándar de acuerdo a una probabilidad de flameo el asilamiento,  $k=3$  corresponde a un valor de probabilidad menor al 0,1%
- $\sigma$  = Desviación estándar de acuerdo con las normas IEC 60071-1 y 60071-2 igual a 6%.

Los valores obtenidos son:

**Tabla 3.8. Voltaje critico disruptivo para impulso atmosférico corregido por altitud**

Altitud m.s.n.m.	$V_{CFOSAC}$ kVp	Altitud m.s.n.m.	$V_{CFOSAC}$ kVp
0	1774,88	2750	2416,07
250	1813,94	3000	2500,14
500	1877,24	3250	2554,83
750	1918,48	3500	2643,67
1000	1985,38	3750	2701,43
1250	2035,88	4000	2805,14
1500	2106,85	4250	2846,21
1750	2153,06	4500	2913,56
2000	2228,06	4750	2987,66
2250	2276,88	5000	3102,36
2500	2356,14		

Los aisladores normalizados de tipo estándar y anti neblina (FOG-TYPE) tienen los siguientes valores de CFO para sobretensión para ondas tipo impulso:

**Tabla 3.9. Valores CFO para aisladores para impulso atmosférico**

<b>Tipo</b>	<b>Aislador</b>	<b>CFO kVp</b>
Tipo 1	120kN Standard	130
Tipo 2 a 4	160kN/210kN/240kN Standard	140
Tipo 5	120kN FOG-TYPE	165
Tipo 6 a 8	160kN/210kN/240kN Standard	180

Debido a la no linealidad fue adoptada de la norma ANSI C 29.1.1976, siendo la cantidad de aisladores para sobretensiones por impulso tipo rayo:

**Tabla 3.10. Número de aisladores por cadena debido a impulso atmosférico**

<b>Altura m.s.n.m</b>	<b><math>V_{CFOSAC}</math> kVp</b>	<b>Tipo 1</b>	<b>Tipo 2 a 4</b>	<b>Tipo 5</b>	<b>Tipo 6 a 8</b>
0	1774,88	14	13	12	10
500	1877,24	15	14	12	11
1000	1985,38	16	15	13	12
1500	2106,85	17	16	14	12
2000	2228,06	18	16	14	13
2500	2356,14	19	17	15	14
3000	2500,14	20	18	16	14
3500	2643,67	21	19	17	15
4000	2805,14	22	21	18	16
4500	2913,56	23	21	19	17
5000	3102,36	24	23	20	18



### 3.1.5. Número de aisladores por contaminación ambiental

De acuerdo al trazado de la línea, esta pasa por zonas de contaminación del tipo II (Medio) y tipo III (fuerte), clasificación según norma 60815 IEC, por lo que las líneas de fuga específicas nominales mínimas serán 20mm/kV y 25mm/kV, la línea de fuga mínima de aisladores entre fase y tierra está relacionada con la tensión más elevada de red fase - fase. De esta manera el número de aisladores se calcula de la forma siguiente:

$$N = V_{L_{\max}} \cdot \frac{L_f}{L_{fa}}$$

- N = Número de aisladores por contaminación  
 Lf = Línea de fuga específica nominal mínima en mm/kV  
 Lfa = Línea de fuga nominal del aislador en mm

Según la norma IEC 60815 la definición de aisladores por criterio de contaminación no toma en cuenta la variación de la densidad del aire, los aisladores normalizados de tipo estándar y anti neblina (FOG-TYPE) tienen los siguientes valores de línea de fuga

**Tabla 3.11. Valores CFO para aisladores para sobretensión de maniobra**

Tipo	Aislador	Lfa mm
Tipo 1	120kN Standard	320
Tipo 2 a 4	160kN/210kN/240kN Standard	380
Tipo 5	120kN FOG-TYPE	445
Tipo 6	160kN FOG-TYPE	545
Tipo 7	210kN FOG-TYPE	550
Tipo 8	240kN FOG-TYPE	595

**Tabla 3.12. Número de aisladores estándar por criterio de contaminación**

<b>Tipo</b>	<b>Lfa mm</b>	<b>Nivel III 25mm/kV</b>	<b>Nivel II 20mm/kV</b>
Tipo 1	320	43	35
Tipo 2 a 4	380	37	29
Tipo 5	445	31	25
Tipo 6	545	26	21
Tipo 7	550	25	20
Tipo 8	595	24	19

### **3.1.6. Selección del número de aisladores**

De las tablas 3.4, 3.7, 3.10 y 3.12 se observa que el criterio de selección del número de aisladores es el de contaminación, por lo que en las cadenas de suspensión se utilizarán las cantidades de la Tabla 3.12.

## **3.2. DISTANCIAS EN EL AIRE PARA AISLAMIENTO**

Las distancias en aire permiten calcular las dimensiones de las estructuras de la línea de transmisión, la aplicación de estas distancias se muestra claramente en el Capítulo 8.

### **3.2.1. Distancias mínimas en aire necesarias para tensión operativa**

Se empleó la metodología del EPRI EPRI (Transmisión Line Reference Book - 345kV and Above), bajo las siguientes premisas:

- Tensión máxima operativa de la línea igual a 550kV
- Tensión crítica disruptiva corregida por altitud para una probabilidad de falla menor al 0,1%.
- Los valores de distancia mínima conductor estructura lateral en aire fueron obtenidos de la figura 10.6.1 del Transmisión Line Reference Book - 345kV and Above.

Las distancias así obtenidas fueron:

**Tabla 3.13. Distancias en aire para tensión operativa**

Altura msnm	V <sub>CFOC</sub> kV	Conductor - Estructura lateral m
0	503,42	0,93
500	532,45	0,99
1000	563,13	1,04
1500	597,58	1,11
2000	631,96	1,17
2500	668,29	1,24
3000	709,13	1,31
3500	749,84	1,39
4000	795,64	1,47
4500	826,39	1,53
5000	879,94	1,63

### 3.2.2. Distancias mínimas en aire necesarias para sobretensión de maniobra

Se consideran las premisas y metodología del EPRI (Transmisión Line Reference Book - 345kV and Above), las distancias en aire necesarias se pueden establecer a partir de la siguiente función:

$$V_{CFOC} = \frac{3400}{1 + \frac{8}{d}} \cdot k$$

- d = Distancia en aire necesaria del conductor a tierra (m)  
k = Factor de incremento que puede ser k=1,45 para estructura lateral o k=1,25 para ventana

Las distancias así obtenidas fueron:

**Tabla 3.14. Distancias en aire para sobretensión de maniobra**

<b>Altura msnm</b>	<b>V<sub>CFOSMC</sub> kVp</b>	<b>Conductor - Estructura lateral m</b>	<b>Conductor - Ventana m</b>
0	1316,85	3,06	3,59
500	1392,79	3,31	3,90
1000	1473,03	3,59	4,24
1500	1563,15	3,91	4,65
2000	1653,08	4,26	5,09
2500	1748,10	4,64	5,59
3000	1854,94	5,11	6,20
3500	1961,43	5,61	6,86
4000	2081,23	6,22	7,68
4500	2161,67	6,66	8,28
5000	2301,75	7,49	9,45

### 3.2.3. Distancias fase-fase

Para la definición de la distancia entre fases se utilizó la metodología de la norma EN50341-1 "Overhead lines exceeding AC 45kV" y presentada en el "Overhead Power Lines - Planning, Designs, Construction", ítem 2.5.2., el cual propone la siguiente fórmula:

$$d_{ff} = k_c \times \sqrt{f_c + l_k} + 0,75 \times D_{pp}$$

- $k_c$  = Coeficiente dependiente de la posición relativa entre conductores, figura 2.15  
 $f_c$  = Flecha del conductor a la temperatura máxima, en metros.  
 $l_k$  = Longitud de la cadena de aisladores =5,5m  
 $D_{pp}$  = Espaciamiento mínimo (fase-fase), en metros, que depende de la tensión, según tablas de la norma, para el proyecto = 4,50m

De acuerdo a las zonas y flechas del proyecto (Capítulo 7) las distancias fase a fase son:

**Tabla 3.15. Distancias fase a fase**

<b>Vano</b>	<b>f<sub>c</sub> m</b>	<b>d<sub>f</sub> m</b>
300	8,9	6,0
400	13,2	6,4
500	18,6	6,8
600	25,4	7,3
700	33,6	7,8
800	44,0	8,3
900	56,1	8,9
1000	69,8	9,4
1100	85,2	10,0
1200	102,6	10,7
1300	121,9	11,3
1400	143,5	11,9
1500	167,4	12,6

#### **3.2.4. Distancias del conductor al suelo**

Las distancias del conductor al suelo, fueron establecidas en el contrato de concesión y son los que figuran en el Anexo A.

### **3.3. SOPORTABILIDAD A IMPULSOS TIPO RAYO**

El nivel de aislamiento para impulsos tipo rayo se definió en el contrato de concesión y es igual a 1550kV, que fue corregida para las altitudes por las que atraviesa la línea. Este valor será utilizado para determinar el número de salidas por descargas atmosféricas. El número de salidas máximo definido en el contrato es de 2 salidas por año, entonces, como equivalencia para el cálculo se utilizará el valor

de 0,465 salidas/100km-año para el tramo Mantaro - Caravelí (430) y 0,571 salidas/100km-año para el tramo Caravelí - Montalvo (350)

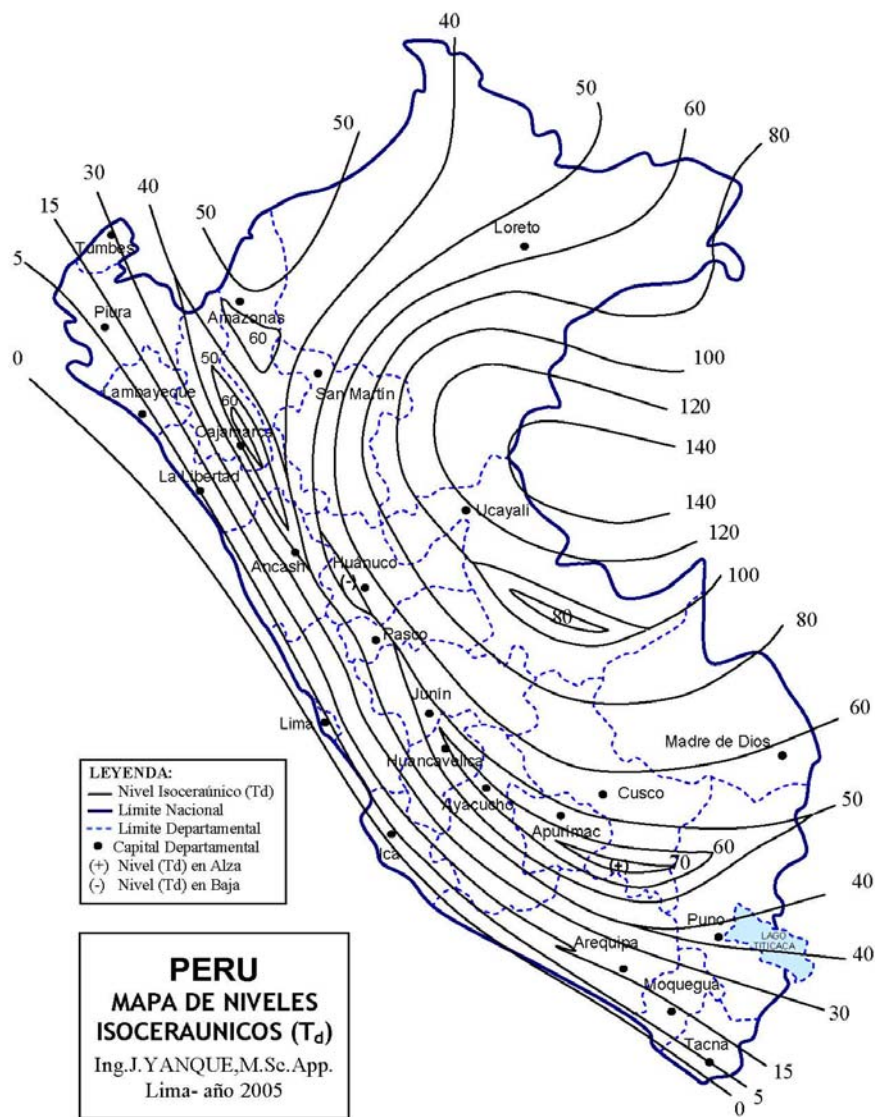


Figura 3.1. Mapa de niveles isoseráunicos

3.3.1. Ángulo de blindaje del cable de guarda

El ángulo de apantallamiento es de 0°, la selección de este ángulo de blindaje se hace para obtener un apantallamiento total a lo largo de toda la línea, de ésta manera garantizamos que el número de fallos por

apantallamiento sea inferior al 0,01fallos/100km-año, esto es necesario dado que el contrato establece un valor bajo de este índice, de esta manera el índice de salidas dependerá de los fallos por cebado inverso.

### 3.3.2. Fallos por cebado inverso

Se obtiene la frecuencia de rayos del mapa de niveles isoseráunicos del Perú elaborado por el Ing. Justo Yanque (Figura 3.1), en donde la Línea Mantaro - Caraveli tiene un nivel isoseráunico de 40 y la Línea Caravelí - Montalvo de 10 (días al año en el que se oye tronar un rayo en la zona).

El numero de rayos por km<sup>2</sup> y año se estima mediante la fórmula:

$$n = K \cdot T^a$$

n	=	Nivel isoseráunico en número de rayos/km <sup>2</sup> -año
a	=	Según Diesendorf igual a 1
K	=	Según Diesendorf igual a 0,1

Generalmente en una línea de transmisión con dos cables de guarda y torres de más de 30 metros de altura, se considera de 100 metros de ancho la franja del terreno atrayente de descargas atmosféricas que pueden afectar a la línea, por lo que el número rayos por cada 100 km al año que caen es:

$$n = 10 \cdot K \cdot T^a$$

No todos los rayos que se generen sobre la línea y caigan sobre el apantallamiento darán lugar a fallos cebado inverso, solo aquellos que superen la intensidad crítica dada por:

$$I_0 = \frac{1,5 \cdot U_c}{R_t} \quad [\text{kA}]$$

$$I_0 = \frac{1,5 \cdot U_c}{R_t} \quad [\text{kA}]$$

Darán lugar a fallos del aislamiento, donde  $R_t$  ( $\Omega$ ) es el valor de la resistencia de tierra en los apoyos y  $U_c$  (kV) la tensión soportada nominal a impulsos tipo rayo. Una vez conocida la corriente se calcula su probabilidad:

$$P_f = 10^{-\frac{I_0}{60}}$$

Y finalmente se calcula el número de fallas como

$$n_f = N \cdot P_f$$

A continuación se muestra el detalle de estos cálculos.

**Tabla 3.16. Detalle cálculo de fallos por cebado inverso**

	<b>Mantaro-Caravelí</b>	<b>Caravelí-Montalvo</b>	<b>Unidad</b>
$U_c$	1550	1550	kV
$n_f$	0,465	0,571	fallas/100km-año
$T$	40	10	fallas/km <sup>2</sup> -año
$P$	0,0116	0,0571	
$N1$	40	10	rayos/100km-año
$I_0$	116,08	74,60	kA
$R_{SPAT}$	20,03	31,16	$\Omega$

Como vemos las resistencias de los sistemas de puesta a tierra para cumplir con el índice de salidas serán 20 $\Omega$  y 30 $\Omega$  para las Líneas Mantaro - Caravelí y Caravelí - Montalvo respectivamente.



## **CAPÍTULO IV**

### **DEFINICIÓN DE CABLES CONDUCTORES**

El presente capítulo tiene por objetivo evaluar y definir los cables conductores para la línea de transmisión en 500kV que interconecta las subestaciones de Mantaro, Caravelí y Montalvo, la cual se compone por los tramos de líneas de transmisión siguientes:

- L.T. 500kV Mantaro - Caravelí de 430 km
- L.T. 500kV Caravelí - Montalvo de 350 km

La definición de cables conductores es función de tres distintos criterios: la capacidad de transporte de corriente, el valor de las pérdidas por Efecto Joule y el valor del gradiente crítico de Corona, siendo los 2 últimos los más críticos para el diseño por tratarse de una línea larga.

Puesto que el proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión perteneciente al Sistema Garantizado de Transmisión, la definición de los cables conductores se hace de acuerdo a las especificaciones técnicas del contrato de concesión (Ver Anexo A) por lo que la capacidad mínima de transmisión de la línea eléctrica en operación normal será de 600MW, el límite máximo por pérdidas Joule será de 4,5% de la capacidad de transmisión en operación normal calculada una temperatura de 75°C y 60HZ; la potencia de diseño por ampacitancia de la línea deberá de ser mayor a 1000MVA. Los tipos de conductores que se evaluarán como posibles alternativas para el proyecto son:

- AAAC 750MCM
- AAAC 800MCM
- AAAC 900MCM
- AAAC 1000MCM
- AAAC 1200MCM

En cada una de las alternativas evaluadas se estudian los diferentes diámetros estándar de conductor para una selección óptima. Las características físicas y eléctricas de los cables se presentan a continuación:

**Tabla 4.1. Características físicas y eléctricas de los cables tipo AAAC**

Calibre MCM	Sección mm <sup>2</sup>	Diámetro total mm	Resistencia AC/60HZ ( $\Omega$ /km)		
			25°C	50°C	75°C
750	379,7	25,3	0,08832	0,09565	0,10298
800	405,2	26,1	0,08352	0,09045	0,09738
900	456,1	27,7	0,07391	0,08005	0,08618
1000	506,8	29,3	0,06650	0,07202	0,07754
1200	608,0	32,1	0,05515	0,05972	0,06430

#### 4.1. PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE

Cuando la corriente eléctrica circula por un conductor, encuentra una dificultad que depende de cada material y su sección, es la que llamamos resistencia eléctrica, la cual produce pérdidas de potencia, que a su vez dan lugar al calentamiento del conductor, a este fenómeno se lo conoce como Efecto Joule. En definitiva, el Efecto Joule provoca una pérdida de energía eléctrica, la cual se transforma en calor, estas pérdidas para el caso de una línea trifásica se valoran mediante la siguiente expresión:

$$\Delta P_J = 3 \cdot R \cdot I_L^2 \text{ [MW]}$$

- $\Delta P_J$  = Pérdidas por Efecto Joule totales  
 $R$  = Resistencia eléctrica de la línea [ $\Omega$ ]  
 $I_L$  = Corriente de línea [kA]

Siendo las pérdidas porcentuales de línea calculados de la siguiente manera

$$\%P_J = \frac{3 \cdot R \cdot I_L^2}{P_{\text{Nom}}} \cdot 100\% \text{ [%]}$$

- $\%P_J$  = Porcentaje de pérdidas a valor nominal  
 $P_{\text{Nom}}$  = Potencia nominal de la línea igual a 600MW

La corriente de línea se calcula según la expresión

$$I_L = \frac{P_{\text{Nom}}}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{Nom}} \cdot \text{fdp}} \text{ [kA]}$$

- $V_{\text{Nom}}$  = Voltaje nominal de la línea igual a 500kV  
 $\text{fdp}$  = factor de potencia, igual a 1 de acuerdo a los términos de referencia.

La resistencia eléctrica de la línea de transmisión es función de la resistencia por unidad de longitud, la longitud de la misma y la temperatura; esta se calcula de la siguiente manera:

$$R = r_{75^\circ\text{C}} \cdot L \text{ [\Omega]}$$

- $r_{75^\circ\text{C}}$  = Resistencia por unidad de longitud a 75°C y 60HZ en  $\Omega/\text{km}$   
 $L$  = Longitud total de la línea [km]

Donde:

$$r_{75^\circ\text{C}} = r_{25^\circ\text{C}} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \text{ [\Omega / km]}$$

- $r_{20^\circ\text{C}}$  = Resistencia por unidad de longitud a 25°C y 60HZ  
 $\alpha$  = Coeficiente de corrección por temperatura [ $1/^\circ\text{C}$ ]  
 $\Delta T$  = Diferencia de temperatura igual a 50°C

La longitud total de la línea no es la misma que la longitud del trazo, ya que esta última se ve incrementada en un porcentaje correspondiente a tener en cuenta la curva de la catenaria. Este porcentaje es función de la topografía, las longitudes de los vanos y fue obtenido a partir de una distribución preliminar de estructuras considerando los desniveles reales. De esta manera:

$$L = L_{\text{trazo}} \cdot (1 + \Delta L)$$

$L_{\text{trazo}}$  = Longitud del trazo [km]

$\Delta L$  = Porcentaje de incremento de longitud, igual a 1,5%

Por lo tanto:

$$I_L = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 1} = 0,6928 \text{ kA}$$

$$L = 780,00 \cdot (1 + 1.5\%) = 791,70 \text{ km}$$

Obteniéndose los siguientes valores de pérdidas para cada tipo, número de conductores y sección de conductor.

**Tabla 4.2. Pérdidas por Efecto Joule**

Calibre MCM	r (por cond) $\Omega/\text{m}$	1/F		2/F		3/F		4/F	
		R (total) $\Omega$	$\Delta P$ %	R (total) $\Omega$	$\Delta P$ %	R (total) $\Omega$	$\Delta P$ %	R (total) $\Omega$	$\Delta P$ %
750	0,1029	81,53	19,57	40,76	9,78	27,18	6,52	20,38	4,89
800	0,0973	77,09	18,50	38,55	9,25	25,70	6,17	19,27	4,63
900	0,0861	68,23	16,38	34,11	8,19	22,74	5,46	17,06	4,09
1000	0,0775	61,39	14,73	30,69	7,37	20,46	4,91	15,35	3,68
1200	0,0694	55,02	13,20	27,51	6,60	18,34	4,40	13,75	3,30

Dado el nivel de pérdidas se selecciona una configuración de 4 conductores por fase.

## 4.2. EFECTO CORONA

El Efecto Corona se presenta en la superficie de los conductores de una línea de transmisión cuando el campo eléctrico de la superficie de los mismos, resultado de la tensión de línea y la geometría de los cables, supera el valor del gradiente de potencial crítico que es función del radio del conductor, las condiciones atmosféricas y la altura con respecto del nivel del mar por la que atraviesa la línea.

Si un conductor de una línea de transmisión adquiere un potencial lo suficientemente elevado para dar lugar a un gradiente del campo eléctrico junto al conductor, igual o superior a la rigidez dieléctrica del aire, se producen corrientes de fuga, tales corrientes producen pérdidas de potencia, dicho valor de gradiente superficial es de 29,8kV/cm, bajo condiciones normales de temperatura y presión (25°C y 760mm de Hg). Sin embargo un gradiente de exactamente esta magnitud en la superficie del conductor no será suficiente para producir la descarga Corona, a menos que el gradiente crítico sea excedido hasta una distancia considerable desde el conductor y se pueda de esta forma producir la avalancha.

### 4.2.1. Gradiente de potencial crítico (G<sub>cri</sub>)

El gradiente superficial necesario para alcanzar el umbral Corona en el aire que rodea un conductor cilíndrico liso, se denomina gradiente de potencial crítico ( $G_{CRI}$ ). Alcanzar el nivel  $G_{CRI}$  en la superficie del conductor, significa que en una determinada distancia de dicha superficie se ha alcanzado el nivel de ruptura necesario para desencadenar el proceso de descargas y el inicio de las manifestaciones luminosas. F.W. Peek provee una fórmula para determinar el campo superficial crítico de un conductor cilíndrico,  $G_{CRI}$  en kV/cm.

$$G_{\text{CRI}} = g_0 \cdot \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{R}} \right)$$

- $G_{\text{CRI}}$  = Gradiente de potencial crítico en kV/cm  
 $g_0$  = Gradiente crítico disruptivo del aire, igual a 29,8kV/cm  
 $R$  = Radio del conductor, en cm

Los cálculos del gradiente en la superficie de conductores de líneas de transmisión se hacen frecuentemente considerando conductores cilíndricos, de superficie lisa y perfectamente pulida, del mismo diámetro exterior que el conductor real. Debido a las ralladuras, melladuras y otros daños que pueden existir sobre la superficie de los conductores cableados, el gradiente efectivo o real es algo mayor que el calculado y por tanto, cada conductor real tendrá un gradiente crítico visual un poco menor por el conocido Efecto de concentración de cargas, de allí que en las líneas el Efecto Corona se inicia siempre en las irregularidades, puntos o aristas existentes en conductores cargados, y por ello se trata de que los conductores no sufran daños durante la construcción.

Se considera un factor de corrección "m", llamado coeficiente de estado de superficie, para el gradiente crítico, el cual se estima por:

- $m : 1$  Conductor liso ideal
- $m : 0,95$  Conductor cableado nuevo y limpio
- $m : 0,70 - 0,80$  Conductor cableado envejecido
- $m : 0,50 - 0,70$  Conductor tratado deficientemente
- $m : \leq 0,6$  Conductor bajo lluvia, nuevo o envejecido

La fórmula de Peek es válida en condiciones normales de laboratorio; sin embargo, la densidad del aire varía por Efecto de la temperatura o presión, esto afecta la rigidez dieléctrica del aire y por consiguiente, el gradiente crítico.

Debido al trazo de la línea, la densidad de aire aumenta con la presión atmosférica y disminuye con la temperatura, ambos fenómenos se producen debido a que la línea de transmisión atraviesa diferentes altitudes sobre el nivel del mar. La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) da la siguiente expresión

$$\delta = \frac{0,393 \cdot P}{273 + T}$$

$\delta$	=	Factor de corrección por altitud
$P$	=	Presión del aire, en mm de Hg
$T$	=	Temperatura del aire, en °C

De acuerdo al trazo de la línea, respetando las temperaturas promedio de cada área atmosférica que nos define el CNE - Utilización 2001(Ver Capítulo 7), los valores de este factor de corrección son mostrados en el Capítulo 3.

Finalmente, el gradiente crítico  $G_{CRI}$ , en kV/cm, se expresa como:

$$G_{CRI} = g_0 \cdot \delta \cdot m \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta \cdot R}} \right)$$

El factor de superficie ó de rugosidad ( $m$ ) puede variar en función del cableado, del estado de conservación, de la contaminación sólida que se presente,  $m=0,82$  es un valor conservador útil evaluar el comportamiento en durante la operación de la línea.

**Tabla 4.3. Gradiente crítico por altura y sección para conductores tipo AAAC**

Altitud m.s.n.m.	Calibre				
	750 MCM	800 MCM	900 MCM	1000 MCM	1200 MCM
0	28,35	28,28	28,15	28,03	27,85
500	26,93	26,86	26,73	26,62	26,43
1000	25,58	25,51	25,39	25,28	25,10
1500	24,22	24,16	24,04	23,93	23,76
2000	23,02	22,96	22,84	22,73	22,57
2500	21,87	21,81	21,70	21,60	21,43
3000	20,73	20,67	20,56	20,46	20,30
3500	19,70	19,64	19,54	19,44	19,29
4000	18,67	18,62	18,51	18,42	18,27
4500	18,04	17,99	17,89	17,79	17,65
5000	17,05	17,00	16,90	16,81	16,67

#### **4.2.2. Gradiente superficial máximo ( $G_{max}$ )**

El gradiente superficial máximo resultado de la tensión de línea y la geometría de los cables, se puede calcular por el método de Coeficientes de Potencial, el cual permite encontrar las cargas de un sistema de conductores, el cual se puede resumir en los siguientes pasos:

Primero se forman las ecuaciones electrostáticas de la línea que en términos de voltajes de fase y cargas, las cuales son las siguientes:



$$[V] = [P][Q]$$

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & \cdot & \cdot & P_{1n} \\ P_{21} & P_{22} & \cdot & \cdot & P_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ P_{m1} & P_{m2} & \cdot & \cdot & P_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_1 \\ q_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ q_m \end{bmatrix}$$

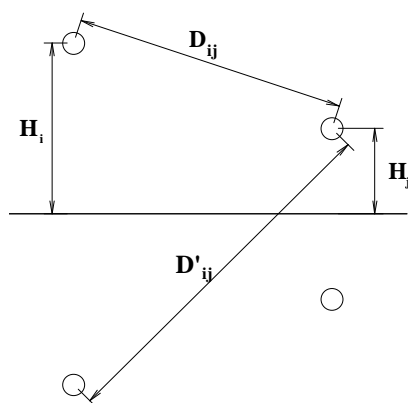
Donde:

$$P_{ii} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \ln \frac{2 \cdot H_i}{r_i}$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \ln \frac{D_{ij}'}{D_{ij}}$$

- [V] = Voltajes de fase [kV]  
 [P] = Matriz de coeficientes de potencial [m/F]  
 [q] = Cargas de los de los conductores en [Coulomb/m]  
 $\epsilon_0$  = Permeabilidad del aire igual a  $8,85e-12$  F/m  
 $r_i$  = Radio de cada conductor  $i$   
 $D_{ij}$  = Distancia entre el conductor  $m$  y el conductor  $n$   
 $D_{ij}'$  = Distancia entre el conductor  $m$  y la imagen del conductor  $n$  (Ver Figura 4.1)

**Figura 4.1. Geometría de conductores y sus imágenes**



Se despeja la matriz de carga en los conductores de la siguiente manera:

$$[Q] = [P]^{-1} [V]$$

Se calcula el valor pico máximo entre los posibles coeficientes de potencial durante un ciclo de 60Hz, esto se logra con intercalando sucesivamente los valores de  $V_{\max}$  en una fase,  $-V_{\max}/2$  en las fases siguientes, al comparar los resultados podemos obtener el  $Q_{\max}$ .

Luego si asumimos una distribución de carga uniforme en la superficie de dicho conductor, obtenemos el gradiente superficial máximo, de la siguiente manera:

$$G_{\max} = \frac{q_i}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot r_i}$$

Dada la configuración geométrica de la línea: 4 conductores por fase, disposición horizontal, 2 cables de guarda y asumiendo una distancia promedio respecto del suelo de 25m; se pueden calcular los valores de  $G_{\max}$  para cada tipo de conductor:

**Tabla 4.4. Gradiente superficial máximo por sección de conductor**

MCM	AAAC $G_{\max}$ [kV/cm]
4 x 750	20,63
4 x 800	20,04
4 x 900	18,97
4 x 1000	18,02
4 x 1200	16,57

Con los datos indicados y los diámetros de los cables, fue hecho un cálculo que verifica, para cada conductor, hasta que altitud puede ser utilizado antes de que empiece el Efecto Corona, o sea, antes que su gradiente efectivo sea igual al gradiente crítico.

**Tabla 4.5. Altura máxima de utilización de cables por Efecto Corona**

<b>Calibre MCM</b>	<b>G<sub>CR1</sub> kV/cm</b>	<b>G<sub>max</sub> kV/cm</b>	<b>Altura Máxima [m.s.n.m.]</b>
<b>AAAC</b>			
4 x 750	20,83	20,73	3000
4 x 800	20,24	20,26	3200
4 x 900	19,17	19,16	3700
4 x 1000	18,22	18,09	4300
4 x 1200	16,77	16,67	5000

#### **4.2.3. Selección de conductores por Efecto Corona**

Dadas las diferentes altitudes que atraviesa la línea y tomando en cuenta las áreas atmosféricas del CNE - Utilización 2001, se obtiene el siguiente resumen:

- L.T. 500kV Mantaro - Caravelí:
  - 75 km entre los 0 y 3000 m.s.n.m.
  - 215 km entre los 3000 y 4500 m.s.n.m
  - 140 km entre los 4000 y 4500 m.s.n.m.
- L.T. 500kV Caravelí - Montalvo:
  - 350 km entre los 0 y 3000 m.s.n.m.

Por lo que los conductores mínimos por Efecto Corona son:

**Tabla 4.6. Resumen de conductores mínimos**

Altura	Longitud	AAAC
<b>Mantaro - Caravelí</b>		
0 -3000	75	4 x 750 MCM
3000 - 4000	215	4 x 1000 MCM
4000 - 4500	140	4 x 1200 MCM
<b>Caravelí - Montalvo</b>		
0 - 3000	350	4 x 750 MCM

Se calculan de nuevo las pérdidas tomando en cuenta la distribución de conductores en la línea, para una configuración de 4 conductores por fase.

**Tabla 4.7. Resumen de pérdidas por tramos**

Tramo m.s.n.m.	Calibre MCM	Longitud km	r (por cond) $\Omega$ /km	R (total) $\Omega$	$\Delta P$ %
<b>Mantaro - Caravelí</b>					
0 -3000	4 x 750 MCM	75,00	0,10298	1,93	0,46%
3000 - 4000	4 x 1000 MCM	215,00	0,07754	4,17	1,00%
4000 - 4500	1200 MCM	140,00	0,06949	2,43	0,58%
<b>Caravelí - Montalvo</b>					
0 - 3000	4 x 750 MCM	350	0,10298	9,01	2,16%
				Total	4,21%

### 4.3. AMPACIDAD

El límite por ampacidad se verificó utilizando el programa PLS-CADD, los cálculos del programa se basan en el Estándar IEEE 738, estos cálculos nos han permitido determinar las relaciones de estado continuo y transitorio entre la temperatura del conductor y la corriente eléctrica, basada en el clima ambiente. Según las bases del contrato de concesión, la potencia de diseño por ampacitación de la línea y los componentes asociados, deberá ser mayor a 1000MW. En condiciones de

emergencia, por un periodo de 30 min, deberá de soportar una sobrecarga del 30% sobre los 1000MW

#### **4.3.1. Premisas del cálculo**

Los cálculos en estado estacionario se han hecho con las siguientes premisas:

- Potencia de diseño 1000MVA correspondiente a una corriente de línea de 1155A.
- Se hicieron los cálculos para el día de máxima radiación del sol.
- La línea se presenta en todo momento perpendicular al azimut solar.
- Latitud -15°.
- Hora solar 2pm.
- Temperatura del aire 40°C.
- Velocidad del viento 0,6096m/s (2pies/s).
- Viento perpendicular a la dirección de la línea.
- Elevación del conductor 25m.

Los cálculos en estado transitorio se han hecho con las siguientes premisas:

- Potencia de diseño 1300MVA correspondiente a una corriente de línea de 1502A.
- Corriente del conductor en el estado estacionario 692A (600MVA).
- Se hicieron los cálculos para el día de máxima radiación del sol.
- La línea se presenta en todo momento perpendicular al azimut solar.
- Latitud -15°.
- Hora solar 2pm.
- Temperatura del aire 40°C
- Velocidad del viento 0,6096m/s (2pies/s)
- Viento perpendicular a la dirección de la línea
- Elevación del conductor 25m

### 4.3.2. Cálculos del estado estacionario

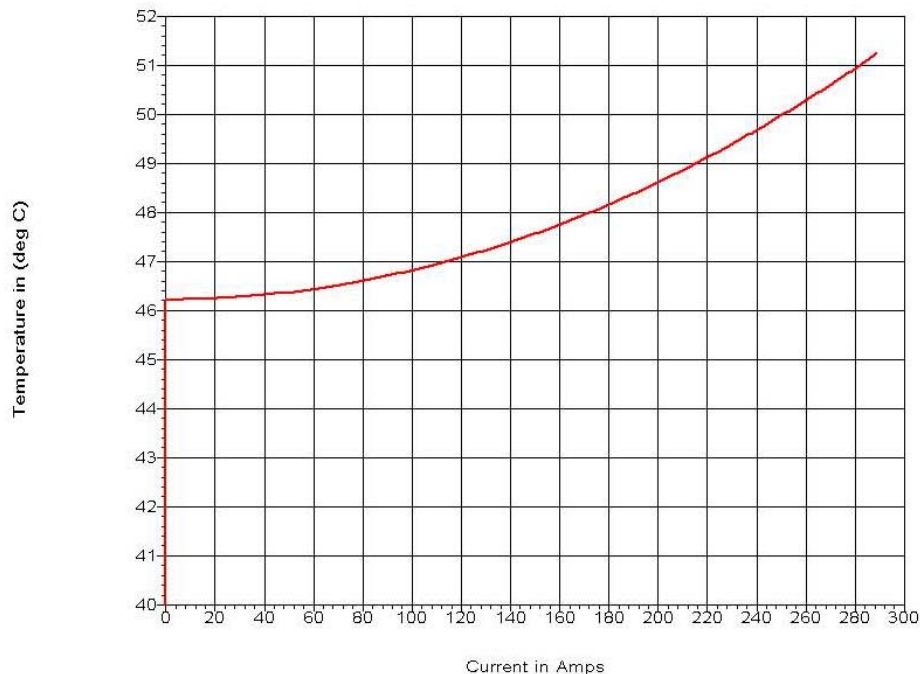
IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 40.00 (deg C)  
 Wind speed is 0.61 (m/s)  
 Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
 Conductor elevation above sea level is 25 (m)  
 Conductor bearing is -9 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)  
 Sun time is 14 hours (solar altitude is 61 deg. and solar azimuth is -99 deg.)  
 Conductor latitude is -16.5 (deg)  
 Atmosphere is INDUSTRIAL  
 Day of year is 318 (corresponds to Noviembre 14 in year 2009) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: 750 kcmil 37/0 Strands AAAC  
 Conductor diameter is 2.530 (cm)  
 Conductor resistance is 0.0883 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)  
 and 0.0957 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)  
 Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

Solar heat input is 9.851 (Watt/m) (corresponds to Global Solar Radiation of 778.717 (Watt/m<sup>2</sup>) - which was calculated)  
 Radiation cooling is 3.281 (Watt/m)  
 Convective cooling is 14.581 (Watt/m)

Given a constant ac current of 289.0 amperes,  
 The conductor temperature is 51.2 (deg C)



**Figura 4.2. Ampacitancia cable AAAC - 750MCM - Estado estacionario**

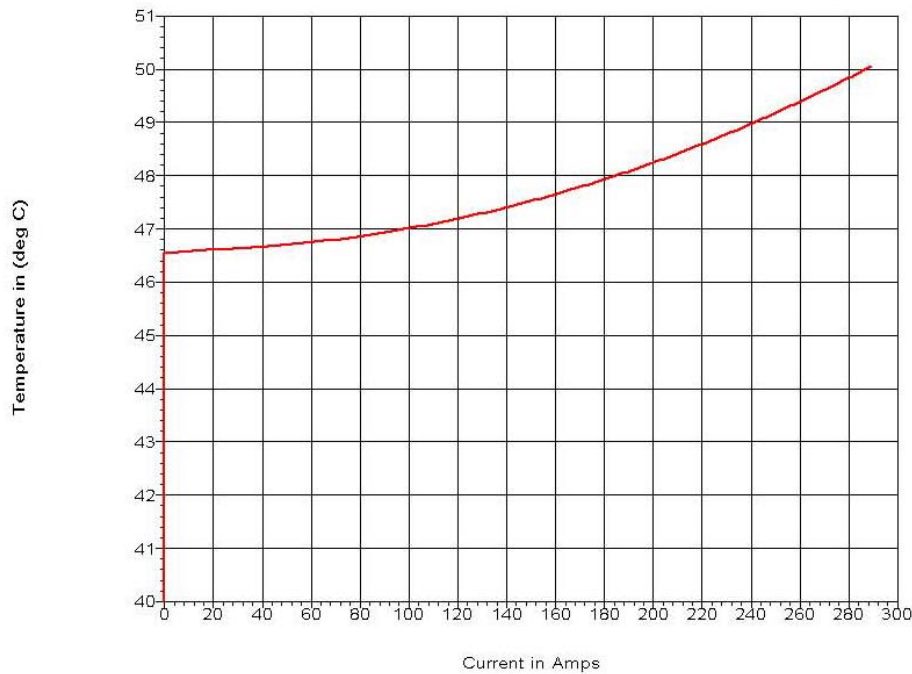
IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 40.00 (deg C)  
 Wind speed is 0.61 (m/s)  
 Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
 Conductor elevation above sea level is 25 (m)  
 Conductor bearing is -9 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)  
 Sun time is 14 hours (solar altitude is 61 deg. and solar azimuth is -99 deg.)  
 Conductor latitude is -16.5 (deg)  
 Atmosphere is INDUSTRIAL  
 Day of year is 318 (corresponds to Noviembre 14 in year 2009) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: 1000 kcmil 37/0 Strands AAAC  
 Conductor diameter is 2.930 (cm)  
 Conductor resistance is 0.0665 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)  
 and 0.0720 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)  
 Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

Solar heat input is 11.408 (Watt/m) (corresponds to Global Solar Radiation of 778.717 (Watt/m<sup>2</sup>) - which was calculated)  
 Radiation cooling is 3.377 (Watt/m)  
 Convective cooling is 14.044 (Watt/m)

Given a constant ac current of 289.0 amperes,  
 The conductor temperature is 50.0 (deg C)



**Figura 4.3. Ampacitancia cable AAAC - 1000MCM - Estado estacionario**

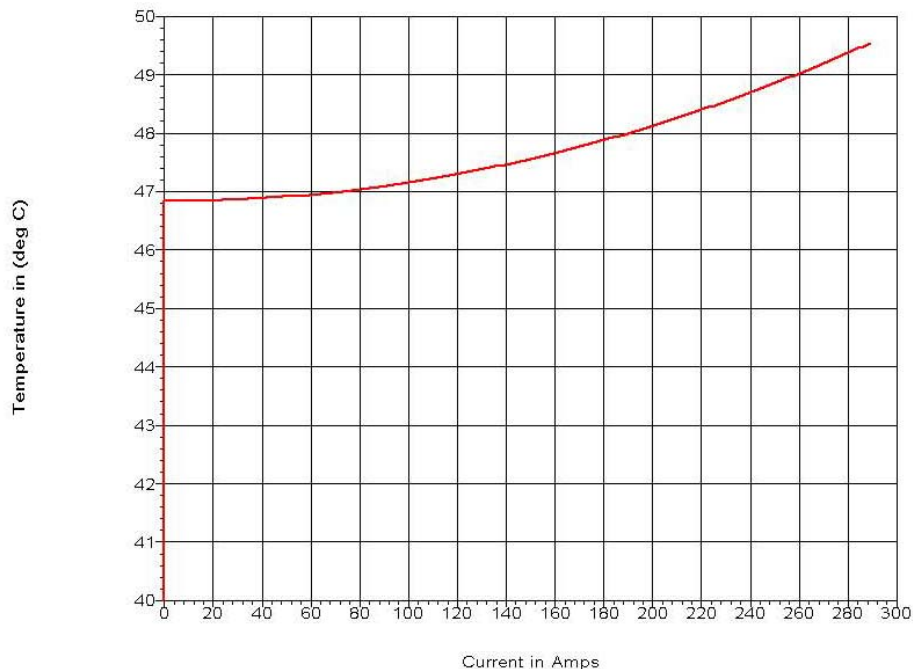
IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 40.00 (deg C)  
 Wind speed is 0.61 (m/s)  
 Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
 Conductor elevation above sea level is 25 (m)  
 Conductor bearing is -9 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)  
 Sun time is 14 hours (solar altitude is 61 deg. and solar azimuth is -99 deg.)  
 Conductor latitude is -16.5 (deg)  
 Atmosphere is INDUSTRIAL  
 Day of year is 318 (corresponds to Noviembre 14 in year 2009) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: 1200 kcmil 37/0 Strands AAAC  
 Conductor diameter is 3.203 (cm)  
 Conductor resistance is 0.0551 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)  
 and 0.0597 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)  
 Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

Solar heat input is 12.471 (Watt/m) (corresponds to Global Solar Radiation of 778.717 (Watt/m<sup>2</sup>) - which was calculated)  
 Radiation cooling is 3.498 (Watt/m)  
 Convective cooling is 13.960 (Watt/m)

Given a constant ac current of 289.0 amperes,  
 The conductor temperature is 49.5 (deg C)



**Figura 4.4. Ampacitancia cable AAAC - 1200MCM - Estado estacionario**



### 4.3.3. Cálculos del estado transitorio

IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 40.00 (deg C)  
 Wind speed is 0.61 (m/s)  
 Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
 Conductor elevation above sea level is 25 (m)  
 Conductor bearing is -9 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)  
 Sun time is 14 hours (solar altitude is 61 deg. and solar azimuth is -99 deg.)  
 Conductor latitude is -16.5 (deg)  
 Atmosphere is INDUSTRIAL  
 Day of year is 318 (corresponds to Noviembre 14 in year 2009) (day of the year with most solar heating)

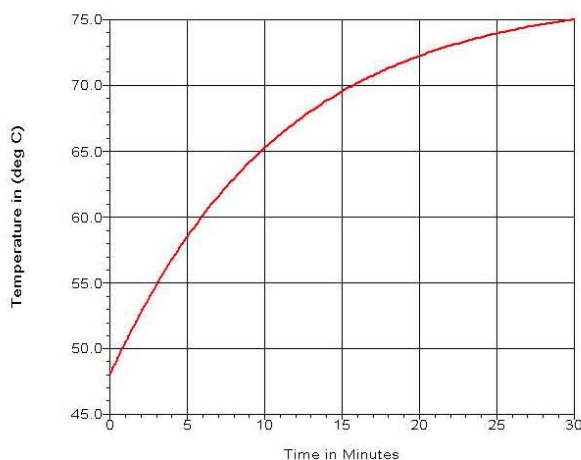
Conductor description: 750 kcmil 37/0 Strands AAAC  
 Conductor diameter is 2.530 (cm)  
 Conductor resistance is 0.0883 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)  
 and 0.0957 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)  
 Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5  
 The conductor is homogeneous  
 The heat capacity of the conductor is 993.0 (Watt-s/m-deg C)

All transient calculations assume:

- (1) The conductor is initially in thermal equilibrium (steady-state)
- (2) A step increase in electrical current occurs at time 'zero'
- (3) Weather conditions are the same before & after the step

The initial steady-state current is 173.0 AMPS  
 The maximum allowable conductor temperature is 75.0 (deg C)  
 The calculation time interval is 6.0000 seconds  
 The transient thermal rating is for a time duration of 30.0000 minutes

Initial steady-state conductor temperature = 48.0 (deg C)  
 For a pre-step steady-state current = 173.0 amperes  
 The transient thermal rating = 694.5 amperes  
 With this current, the temperature just reaches the maximum of 75.0 (deg C) in 30.0000 minutes



**Figura 4.5. Ampacitancia cable AAAC - 750MCM - Estado transitorio**

IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 40.00 (deg C)  
 Wind speed is 0.61 (m/s)  
 Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
 Conductor elevation above sea level is 25 (m)  
 Conductor bearing is -9 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)  
 Sun time is 14 hours (solar altitude is 61 deg. and solar azimuth is -99 deg.)  
 Conductor latitude is -16.5 (deg)  
 Atmosphere is INDUSTRIAL  
 Day of year is 318 (corresponds to Noviembre 14 in year 2009) (day of the year with most solar heating)

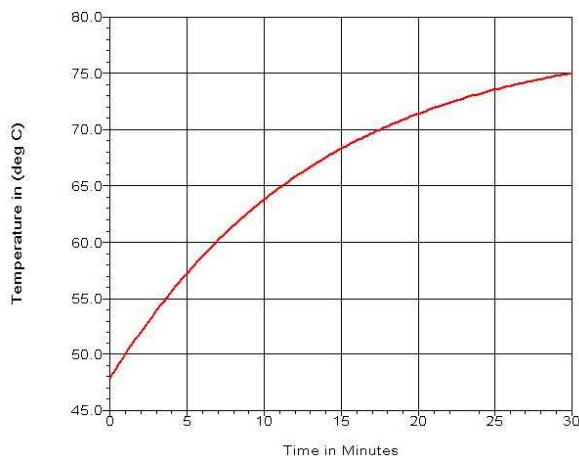
Conductor description: 1000 kcmil 37/0 Strands AAAC  
 Conductor diameter is 2.930 (cm)  
 Conductor resistance is 0.0665 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)  
 and 0.0720 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)  
 Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5  
 The conductor is homogeneous  
 The heat capacity of the conductor is 1324.0 (Watt-s/m-deg C)

All transient calculations assume:

- (1) The conductor is initially in thermal equilibrium (steady-state)
- (2) A step increase in electrical current occurs at time 'zero'
- (3) Weather conditions are the same before & after the step

The initial steady-state current is 173.0 AMPS  
 The maximum allowable conductor temperature is 75.0 (deg C)  
 The calculation time interval is 6.0000 seconds  
 The transient thermal rating is for a time duration of 30.0000 minutes

Initial steady-state conductor temperature = 47.8 (deg C)  
 For a pre-step steady-state current = 173.0 amperes  
 The transient thermal rating = 849.3 amperes  
 With this current, the temperature just reaches the maximum of 75.0 (deg C) in 30.0000 minutes



**Figura 4.6. Ampacitancia cable AAAC - 1000MCM - Estado transitorio**

IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 40.00 (deg C)  
 Wind speed is 0.61 (m/s)  
 Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
 Conductor elevation above sea level is 25 (m)  
 Conductor bearing is -9 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)  
 Sun time is 14 hours (solar altitude is 61 deg. and solar azimuth is -99 deg.)  
 Conductor latitude is -16.5 (deg)  
 Atmosphere is INDUSTRIAL  
 Day of year is 318 (corresponds to Noviembre 14 in year 2009) (day of the year with most solar heating)

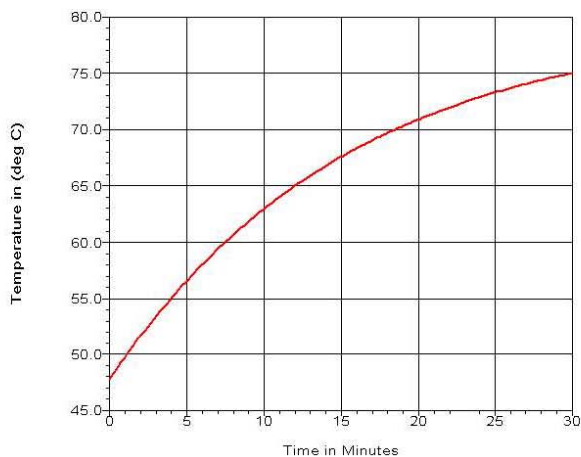
Conductor description: 1200 kcmil 37/0 Strands AAAC  
 Conductor diameter is 3.203 (cm)  
 Conductor resistance is 0.0551 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)  
 and 0.0597 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)  
 Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5  
 The conductor is homogeneous  
 The heat capacity of the conductor is 1589.0 (Watt-s/m-deg C)

All transient calculations assume:

- (1) The conductor is initially in thermal equilibrium (steady-state)
- (2) A step increase in electrical current occurs at time 'zero'
- (3) Weather conditions are the same before & after the step

The initial steady-state current is 173.0 AMPS  
 The maximum allowable conductor temperature is 75.0 (deg C)  
 The calculation time interval is 6.0000 seconds  
 The transient thermal rating is for a time duration of 30.0000 minutes

Initial steady-state conductor temperature = 47.8 (deg C)  
 For a pre-step steady-state current = 173.0 amperes  
 The transient thermal rating = 971.7 amperes  
 With this current, the temperature just reaches the maximum of 75.0 (deg C)  
 in 30.0000 minutes



**Figura 4.7. Ampacitancia cable AAAC - 1200MCM - Estado transitorio**

#### **4.3.4. Análisis de resultados**

Del cálculo en estado estacionario, observamos que los conductores de 700MCM, 1000MCM y 1200MCM alcanzan una temperatura de 51,2°C, 50,5°C y 49,5°C respectivamente, temperaturas inferiores a los 75°C, calculado sobre la base de 288A correspondiente a una potencia de 1000MVA transportados a 500kV con 4 conductores por fase. Analizando los resultados en estado transitorio, se observa que para que el conductor alcance una temperatura de 75°C en 30 minutos, las corrientes que debe transportar son de 694A, 849A, 971A para los conductores de 700MCM, 1000MCM y 1200MCM respectivamente, mientras que la corriente que el contrato de concesión pide es de 376A (30% sobre los 1000MVA, 4 conductores por fase).

Finalmente, se concluye que la selección de conductores hecha es aceptable tanto en el estado estacionario como en el transitorio, siendo que en todo momento se cumplen los criterios de diseño especificados en el contrato de concesión

#### **4.4. SELECCIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR**

Como vemos el factor determinante para la selección del tipo de conductor es el Efecto Corona, por lo que finalmente la línea de transmisión estará conformada de la siguiente manera.

- L.T. 500kV Mantaro - Caravelí:
  - 75 km de conductor de 750MCM
  - 215 km de conductor de 1000MCM
  - 140 km de conductor de 1200MCM
  
- L.T. 500kV Caravelí - Montalvo:
  - 350 km de conductor de 750MCM

## **CAPÍTULO V**

### **EFFECTOS ELÉCTRICOS MEDIOAMBIENTALES**

Las líneas de transmisión de energía tienen un impacto en el medio ambiente, incluida la población. Este impacto es ocasionado por 2 razones fundamentales: los campos eléctricos y magnéticos. Estos campos son naturales e inevitables, resultado de transmitir de energía a través de las líneas de transmisión con conductores aéreos. Estos campos pueden inducir voltajes y corrientes en los conductores de los objetos cercanos a la línea. Ambos campos pueden ser disminuidos mediante el incremento de la altura del conductor, selección adecuada del espaciamiento entre fases, la disposición de las mismas y una adecuada franja de servidumbre.

#### **5.1. CRITERIOS DE DISEÑO**

Los límites de radiaciones no ionizantes al límite de la faja de servidumbre para exposición poblacional son los del Anexo C4.2 del CNE-Utilización 2006, el cual establece que los valores máximos de dichas radiaciones son de 4,2kV/m y 83,3 $\mu$ T para los campos eléctricos y magnéticos respectivamente en zona poblacional, y 8,3kV/m y 416,7 $\mu$ T para dichos campos en zona ocupacional.

Además nos indica que la medición de estos valores se debe realizar a un metro del nivel del piso, en sentido transversal a la línea hasta el límite de la franja de servidumbre.

## 5.2. PREMISAS DEL CÁLCULO

Los cálculos se realizaron con el programa PLS-CADD, que calcula en base a la metodología EPRI presente en el libro rojo (2da edición 1982 - "infinite straight wire with flat earth approximation"), se calculó los campos para la situación más desfavorable a presentarse en la línea, es decir en el punto más bajo a unos 10,5m sobre el nivel del piso, con un cable de guarda tipo opgw y el otro del tipo EHS 3/8", con una corriente de 1154A correspondiente a los 1000MVA, separación entre conductores de 17,5m correspondiente a la estructura ES1, 4 conductores por fase con una separación de 75cm entre ellos.

## 5.3. CALCULO

Los resultados obtenidos bajo estas premisas fueron los siguientes:

### EMF Calculation Notes:

- 1) All calculations based on the EPRI Red Book methods (2nd Edition, 1982 - infinite straight wire with flat earth approximation).
- 2) These approximations are only valid for low frequency (50-60Hz) AC transmission lines.
- 3) Bundles are modeled with an equivalent conductor as per EPRI Red Book 8.3.1.
- 4) The effects of earth return currents (earth resistivity) are ignored when calculating the magnetic field.
- 5) Wire position is determined by the currently displayed weather case.
- 6) Wire height used is the height of the wire where the target point is projected upon it.
- 7) All calculations assume ground is flat with same elevation as that of centerline.

Meter height above centerline ground: 1.00 (m)  
 Cross section offset for graph +/-: 50.00 (m)  
 Result interval for graph: 1.00 (m)  
 Electric field limit: 4.20 (kV/m)  
 Magnetic field limit: 83.30 (uT)

### EMF Circuit Data:

Set #	Phase #	Conductors Per Phase	Voltage Ph-Ph (kV)	Current (Amps)	Phase Angle (deg)	Bundle Diameter (cm)
1	1	1	0	0.000	0	0.000
2	1	1	0	0.000	0	0.000
3	1	1	500	1154.000	0	75.000
3	2	1	500	1154.000	120	75.000
3	3	1	500	1154.000	-120	75.000

**Figura 5.1. Consideraciones para el cálculo de campos eléctricos y magnéticos**

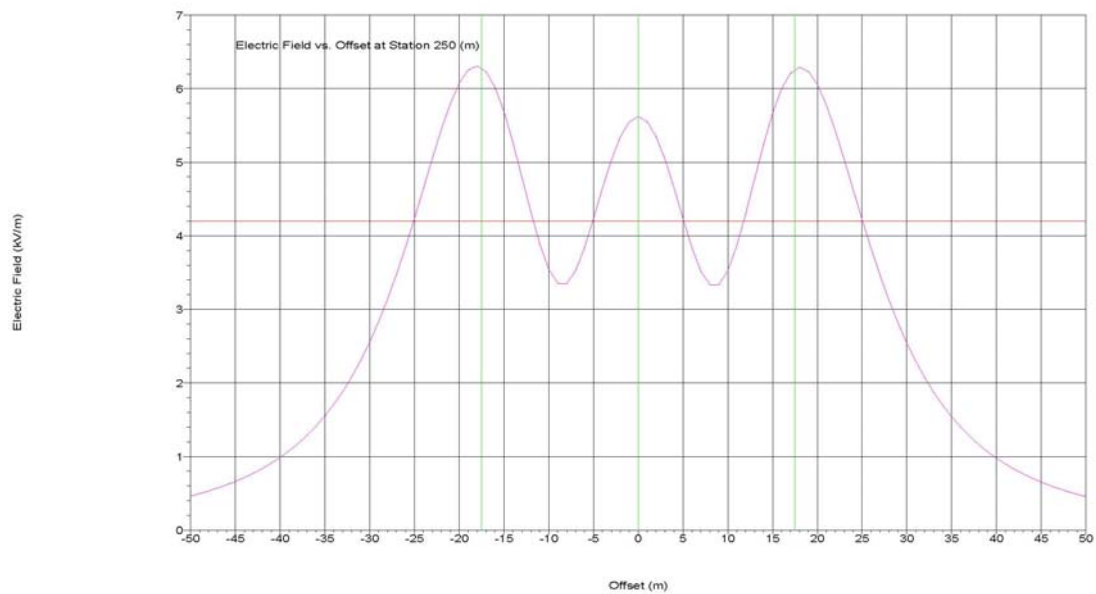


Figura 5.2. Campo eléctrico vs offset (m)

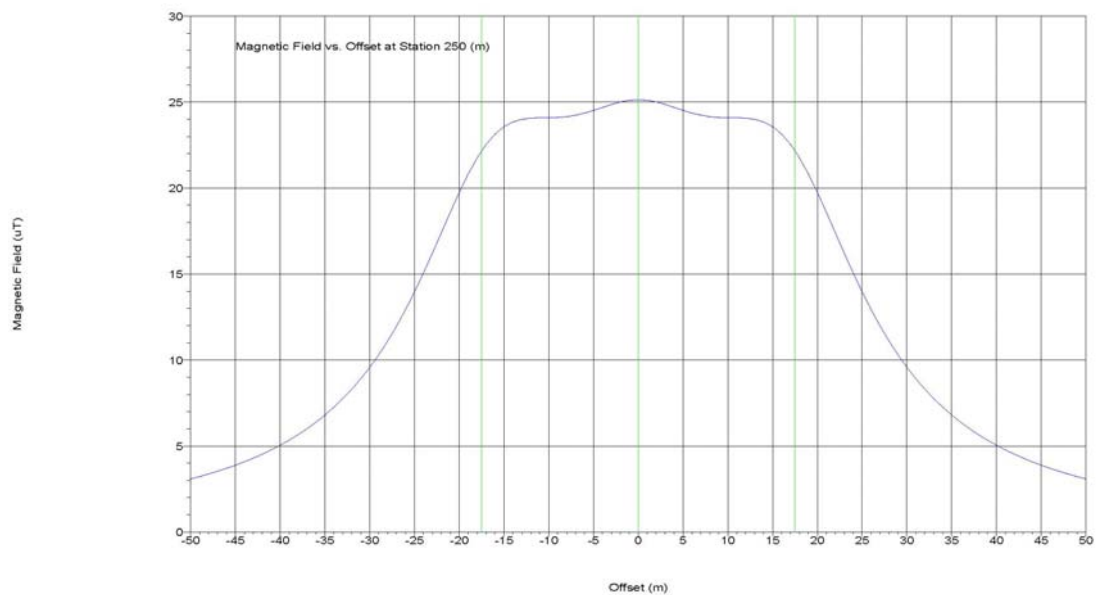


Figura 5.3. Campo magnético vs offset (m)

### Resultados por offset

Offset (m)	B rms (uT)	E rms (kV/m)
-50	3,082	0,462
-46	3,698	0,613
-42	4,521	0,836
-38	5,649	1,176
-34	7,246	1,708
-30	9,562	2,553
-26	12,923	3,843
-22	17,39	5,443
-18	21,742	6,307
-14	23,84	5,263
-10	24,09	3,543
-6	24,357	3,839
-2	25,007	5,344
2	25,007	5,342
6	24,357	3,83
10	24,09	3,524
14	23,84	5,244
18	21,742	6,288
22	17,39	5,425
26	12,923	3,826
30	9,562	2,536
34	7,246	1,693
38	5,649	1,163
42	4,521	0,825
46	3,698	0,604
50	3,082	0,455

#### 5.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Dado que la franja de servidumbre de la línea de transmisión es de 64 m, entonces podemos decir que la línea no tiene violaciones de acuerdo con las condiciones de



diseño especificadas en el CNE-Utilización 2006, sin embargo existen zonas dentro de la franja de servidumbre donde los niveles campos eléctricos exceden los 4,2kV/m llegando a valores de hasta 6,307kV/m, no existen razones para incrementar la distancia entre fases para evitar este efecto puesto que hemos calculado la condición más crítica y esta no sobrepasa el valor correspondiente a zonas ocupacionales.

## **CAPÍTULO VI**

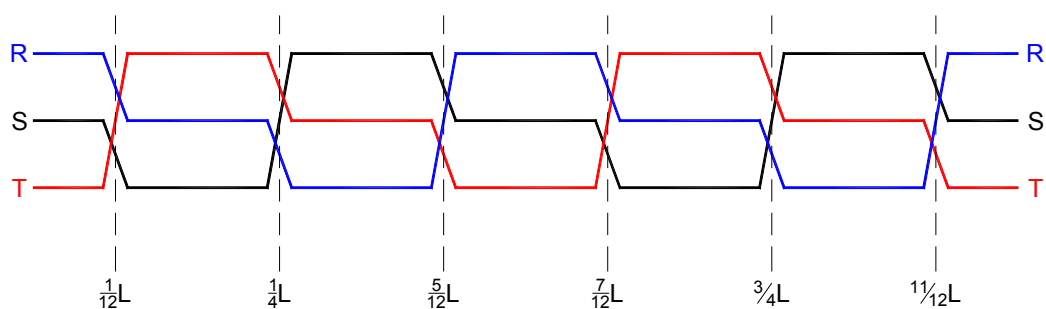
### **PARÁMETROS ELÉCTRICOS**

Los parámetros eléctricos de una línea de transmisión son la resistencia, la reactancia, la capacitancia y la conductancia, estos parámetros son determinantes para establecer la capacidad de transporte de potencia de una línea de transmisión, en el presente capítulo calcularemos los 3 primeros parámetros; la conductancia que tiene 2 componentes, las corrientes de fuga en los elementos de sujeción de los cables conductores y las pérdidas por efecto corona, no será tomada en cuenta porque las corrientes fuga son difíciles de estimar además que varían apreciablemente con las condiciones atmosféricas, las pérdidas por corona porque varían notablemente por las condiciones atmosféricas, además en el capítulo 4 se seleccionó los cables conductores de la línea para que en condiciones normales no se presente el fenómeno, finalmente la conductancia es una componente despreciable de la admitancia paralelo de la línea.

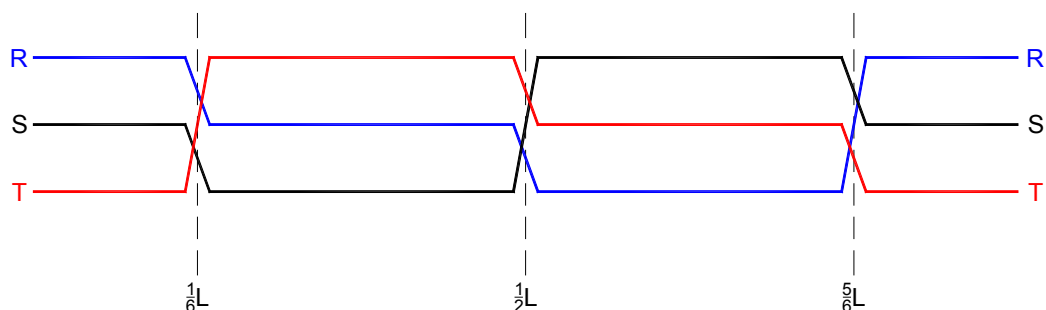
#### **6.1. TRANSPOSICIÓN**

La reactancia y capacitancia de una línea de transmisión son función de la posición de los cables conductores, de su ubicación relativa entre sí, del nivel del suelo y la posición de los cables de guarda; cuando una línea no se encuentra dispuesta de manera equilátera, ocurre como consecuencia un desbalanceo en las fases de la línea, resultando en voltajes diferentes en cada fase. Se puede lograr balancear la línea si se intercambia la posición de las fases de manera secuencial, a intervalos regulares, de manera de que cada fase atraviese las 3 posiciones relativas. La línea

de transmisión Mantaro - Caravelí - Montalvo tendrá 3 ciclos de transposición completos, las dos primeras en el tramo entre Mantaro - Caravelí y la última en el tramo Caravelí - Montalvo, esto se ha determinado como resultado de un estudio del la vista en perfil de la línea de transmisión (Planos), el esquema de transposiciones se muestra a continuación:



Tramo Mantaro - Caravelí  $L=430\text{km}$



Tramo Caravelí - Montalvo  $L=320\text{km}$

**Figura 6.1. Esquema de transposiciones**

## 6.2. PARÁMETROS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA

### 6.2.1. Impedancia serie

#### 6.2.1.1. Resistencia

La resistencia de secuencia positiva es la correspondiente a los valores de tablas de fabricantes a 50°C para los conductores a emplearse en la línea, se calcula como la suma ponderada de las resistencias por sus longitudes, dividido entre 4 porque la línea está conformada por 4 conductores por fase, la fórmula de cálculo será la siguiente:

$$r = \frac{L_{1200\text{MCM}} \cdot r_{1200\text{MCM}} + L_{1000\text{MCM}} \cdot r_{1000\text{MCM}} + L_{750\text{MCM}} \cdot r_{750\text{MCM}}}{L_{\text{Total}} \cdot 4}$$

r = resistencia por unidad de longitud [ $\Omega/\text{km}$ ]  
L = longitud [km]

El detalle del cálculo se presenta a continuación:

**Tabla 6.1. Resistencia**

Tramo	Resistencia ( $\Omega/\text{km}$ )			Longitud (km)			Resistencia equivalente ( $\Omega/\text{km}$ )
	1200 MCM	1000 MCM	750 MCM	1200 MCM	1000 MCM	750 MCM	
Mantaro - Caravelí	0,09565	0,05972	0,05515	140	215	75	0,0177
Caravelí - Montalvo			0,05515			350	0,0138

#### 6.2.1.2. Reactancia

Los cálculos de la reactancia se realizan tomando en cuenta que la línea esta transpuesta, con 4 conductores por fase agrupados formando un cuadrado con una separación de 75 cm entre sí, disposición horizontal de los conductores con un espaciamento de

17,5 m entre fases, los valores de RMG se obtuvieron de las tablas de fabricantes, los cálculos de DMG y  $D_s$  se realizaron con algoritmos elaborados en MATLAB. Se empleó la siguiente fórmula para el cálculo de la reactancia en líneas transpuestas:

$$x_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot 2 \cdot 10^{-4} \ln \left( \frac{DMG}{D_s} \right) \Omega/\text{km}$$

$x_L$  = reactancia de línea  
 $f$  = frecuencia del sistema igual a 60HZ

El detalle del cálculo es:

**Tabla 6.2. Detalle de cálculo de reactancias**

Conductor	RMG (m)	$D_s$ (m)	DMG (m)	$X_L$ ( $\Omega/\text{m}$ )
1200MCM	0,0319	0,3713	22,0486	0,3079
1000MCM	0,0372	0,3860	22,0486	0,3050
750MCM	0,0412	0,3959	22,0486	0,3031

La reactancia total de la línea se obtiene de manera similar al cálculo de resistencias tomando en cuenta un criterio de ponderación por longitud.

**Tabla 6.3. Reactancia**

Tramo	Reactancia ( $\Omega/\text{km}$ )			Longitud (km)			Reactancia equivalente ( $\Omega/\text{km}$ )
	1200 MCM	1000 MCM	750 MCM	1200 MCM	1000 MCM	750 MCM	
Mantaro - Caravelí	0,3079	0,3050	0,3031	140	215	75	0,3056
Caravelí - Montalvo			0,3031			350	0,3031

### 6.2.2. Capacitancia paralelo

Los cálculos de la capacitancia se realizan considerando que la línea esta transpuesta, con 4 conductores por fase agrupados formando un cuadrado con una separación de 75 cm entre sí, disposición horizontal de conductores con un espaciamiento de 17,5m entre fases, altura promedio de cables de 25m, los valores de RMG se obtuvieron de las tablas de fabricantes, los cálculos de DMG y  $D_s'$  se realizaron con algoritmos elaborados en MATLAB. Se empleo la siguiente fórmula para el cálculo de la reactancia en líneas transpuestas:

$$c = \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,85e^{-12}}{\ln\left(\frac{DMG}{D_s'}\right)} \cdot 10^6 \text{ [nF/km]}$$

c = capacitancia de línea  
f = frecuencia del sistema igual a 60HZ

El detalle del cálculo es:

**Tabla 6.4. Detalle de cálculo de capacitancia**

Conductor	RMG (m)	$D_s$ (m)	DMG (m)	C (nF/m)
1200MCM	0,0409	0,4208	22,0486	14,0461
1000MCM	0,0372	0,4108	22,0486	13,9612
750MCM	0,0412	0,4214	22,0486	14,0511

La reactancia total de la línea se obtiene de manera similar al cálculo de reactancias tomando en cuenta un criterio de ponderación por longitud.

Tabla 6.5. Capacitancia

Tramo	Capacitancia (nF/km)			Longitud (km)			Capacitancia Equivalente (nF/m)
	1200 MCM	1000 MCM	750 MCM	1200 MCM	1000 MCM	750 MCM	
Mantaro - Caravelí	14,0461	13,9612	14,0511	140	215	75	14,0045
Caravelí - Montalvo	14,0461	13,9612	14,0511			350	14,0511

### 6.3. DIAGRAMAS DE LÍNEA

A partir de los valores de resistencia, reactancia y capacitancia se pueden calcular las relaciones entre los voltajes y corrientes de los extremos receptor y emisor de la línea, utilizando las siguientes ecuaciones:

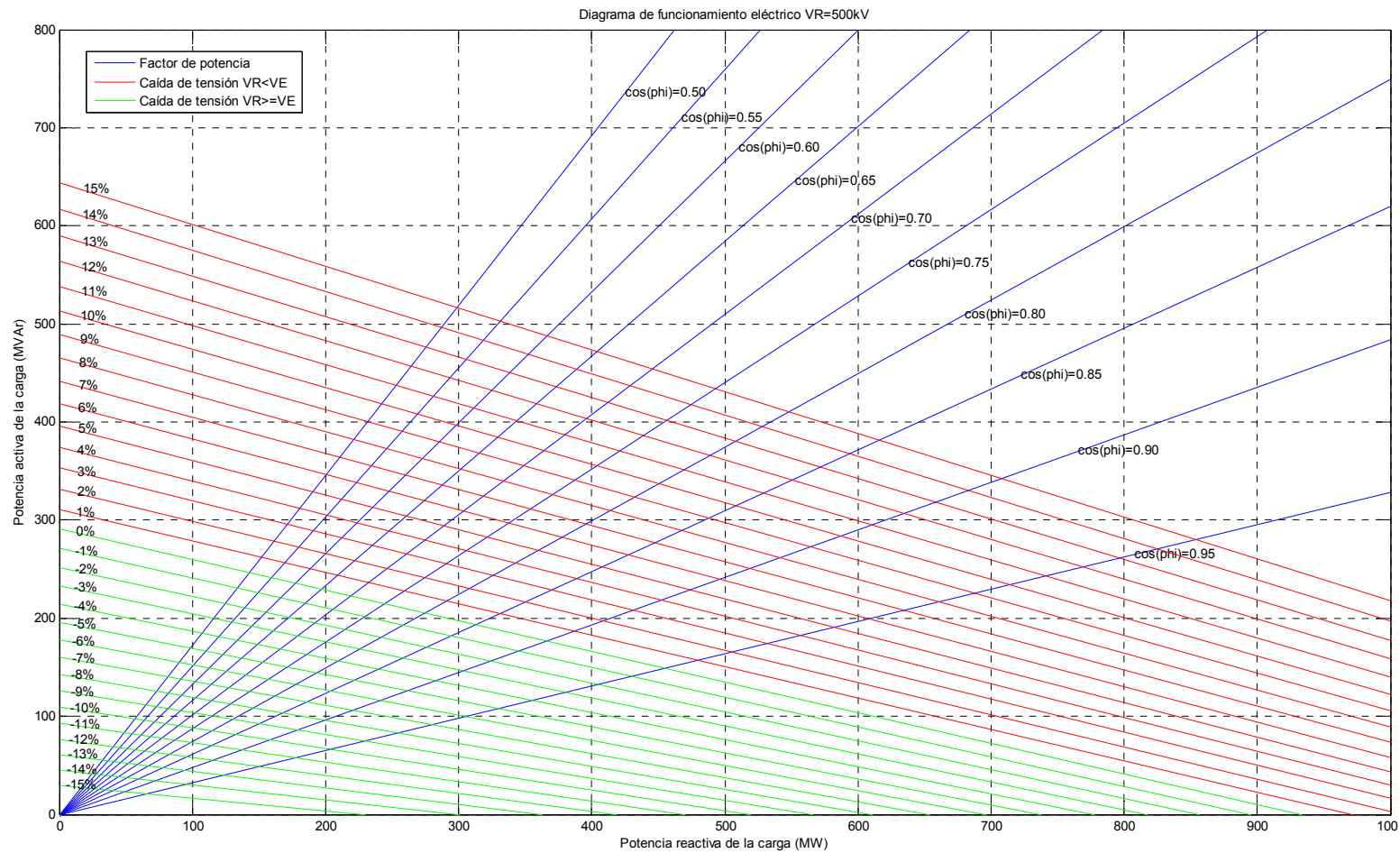
$$V_E = V_R \cdot \cosh(\gamma \cdot L) + I_R \cdot Z_C \cdot \sinh(\gamma \cdot L)$$

$$I_E = V_R \cdot \frac{\sinh(\gamma \cdot L)}{Z_C} + I_R \cdot \cosh(\gamma \cdot L)$$

$$Z_C = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{r + xj}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot j}}, \quad \gamma = \sqrt{(r + xj) \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot j}$$

$V_E$	=	voltaje de línea en el extremo emisor
$V_R$	=	voltaje de línea en el extremo receptor
$I_E$	=	corriente de línea en el extremo emisor
$I_R$	=	corriente de línea en el extremo receptor
$\gamma$	=	constante de propagación
$Z_C$	=	impedancia característica

Utilizando estas relaciones podemos elaborar los diagramas de funcionamiento y de pérdidas de la línea. estas muestran el comportamiento de la misma bajo diferentes condiciones de carga manteniendo 500kV en el extremo receptor, el primero nos indica la caída de tensión que ocurre en la línea bajo una determinada de carga, la segunda gráfica nos muestra el nivel de pérdidas por MW requeridos en el extremo receptor.



**Figura 6.2. Diagrama de funcionamiento eléctrico tramo Mantaro - Caravelí**



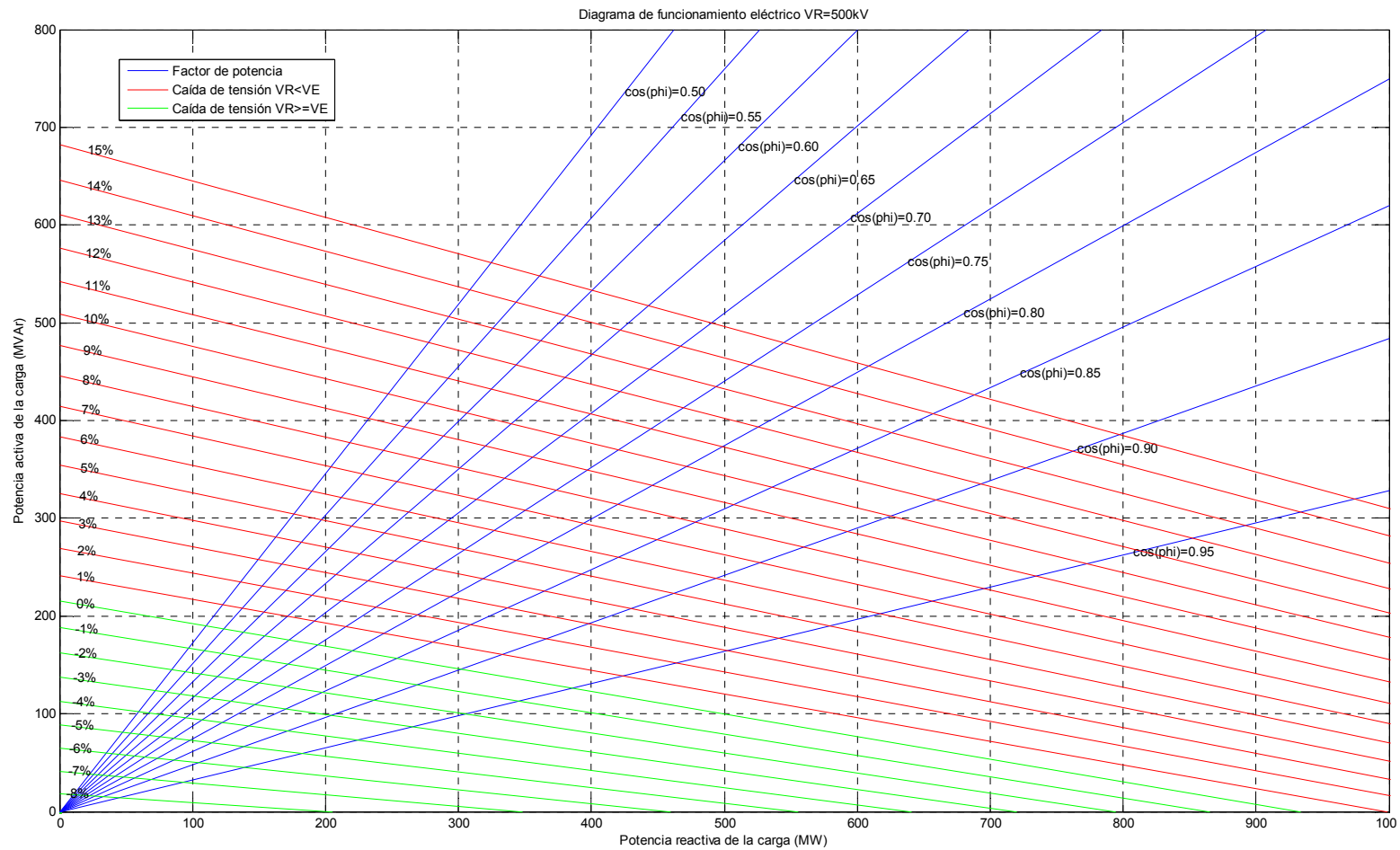
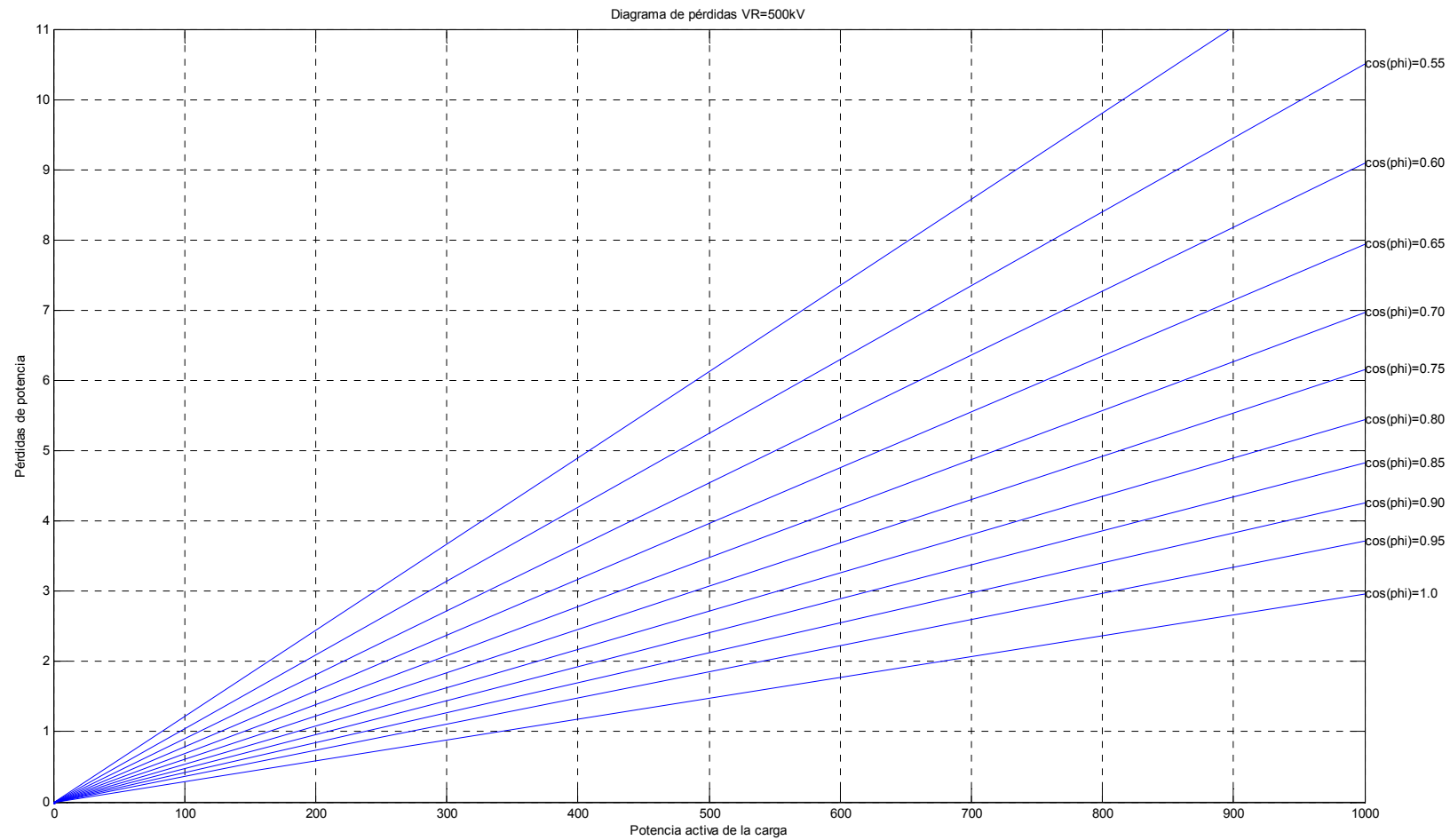
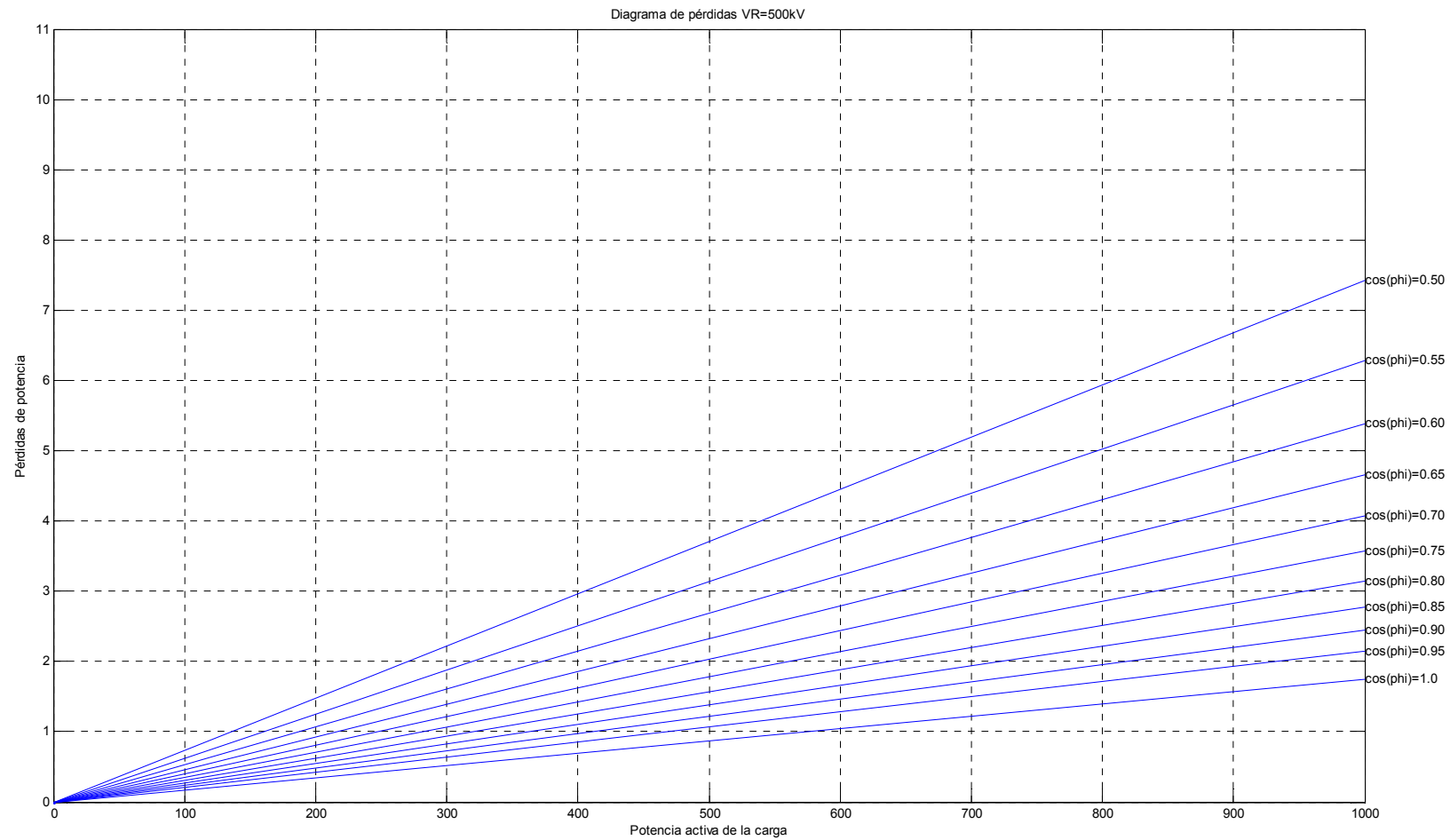


Figura 6.3. Diagrama de funcionamiento eléctrico tramo Caravelí - Montalvo



**Figura 6.4. Diagrama de pérdidas tramo Mantaro - Caravelí**



**Figura 6.5. Diagrama de pérdidas tramo Caravelí - Montalvo**

## 6.4. PARÁMETROS DE SECUENCIA CERO

### 6.4.1. Impedancia serie de secuencia cero

Las corrientes de secuencia cero en circuitos trifásicos son iguales en magnitud y fase. Estas fluyen a través de los conductores de fase y retornan por un camino neutral consistente en una combinación de la tierra y los conductores de guarda. La influencia de la tierra en los cálculos de impedancia de secuencia cero se estima a través de las ecuaciones presentes en "Overhead Conductor Manual" 2da edición sección 1.3.3., que son las siguientes:

$$r_e = 0,1776 \left( \frac{f}{60} \right) [\Omega / \text{km}]$$

$$x_e = 0,2604 \cdot \left( \frac{f}{60} \right) \cdot \log \left[ 77,760 \cdot \left( \frac{f}{60} \right) \cdot \rho_e \right] [\Omega / \text{km}]$$

$\rho_L$  = resistividad del terreno en  $\Omega/\text{m}$   
 $f$  = frecuencia del sistema igual a 60HZ

#### 6.4.1.1. Resistencia de secuencia cero

La resistencia de secuencia cero será

$$r_0 = r + r_e$$

La resistencia de secuencia cero de la línea se obtiene de manera similar a lo anteriormente asumido tomando en cuenta un criterio de ponderación por longitud.

**Tabla 6.6. Resistencia de secuencia cero**

Tramo	Resistencia ( $\Omega/\text{km}$ )			Longitud (km)			Resistencia equivalente ( $\Omega/\text{km}$ )
	1200 MCM	1000 MCM	750 MCM	1200 MCM	1000 MCM	750 MCM	
Mantaro - Caravelí	0,80605	0,77012	0,76555	140	215	75	0,1953
Caravelí - Montalvo			0,76555			350	0,1914

**6.4.1.2. Reactancia de secuencia cero**

La reactancia de secuencia cero será

$$x_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot 2 \cdot 10^{-4} \ln \left( \frac{1}{D_s \cdot \text{DMG}^2} \right) + x_e \quad \Omega/\text{km}$$

La reactancia de secuencia cero de la línea se obtiene por ponderación de longitud con una resistividad promedio del suelo de  $3000\Omega/\text{m}$ .

**Tabla 6.7. Reactancia de secuencia cero**

Tramo	Reactancia ( $\Omega/\text{km}$ )			Longitud (km)			Reactancia equivalente ( $\Omega/\text{km}$ )
	1200 MCM	1000 MCM	750 MCM	1200 MCM	1000 MCM	750 MCM	
Mantaro - Caravelí	1,0060	1,0031	1,0012	140	215	75	1,0037
Caravelí - Montalvo	1,0060	1,0031	1,0012			350	1,0012

**6.4.2. Capacitancia paralelo de secuencia cero**

Se empleo la siguiente fórmula para el cálculo de la reactancia en líneas transpuestas:

$$C_0 = \frac{1}{\left[ \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,85e^{-12}}{\ln \left( \frac{1}{D_s \cdot \text{DMG}^2} \right)} \cdot 10^6 \right]^{-1} \cdot 10^9 + 0,3299 \cdot 60 \cdot \log(6,5616 \cdot h) \cdot 10^6 \cdot 2 \cdot \pi} \quad [\text{nF}/\text{km}]$$

**Tabla 6.8. Capacitancia de secuencia cero**

Tramo	Capacitancia (nF/km)			Longitud (km)			Capacitancia equivalente (nF/km)
	1200 MCM	1000 MCM	750 MCM	1200 MCM	1000 MCM	750 MCM	
Mantaro - Caravelí	5,5623	5,5489	5,5631	140	215	75	5,5557
Caravelí - Montalvo	5,5623	5,5489	5,5631			350	5,5631

## **CAPÍTULO VII**

### **CÁLCULO MECÁNICO DE CABLES CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA**

El cálculo mecánico de conductores y cables de guarda, es el primer paso para el diseño y evaluación de las solicitudes mecánicas de los elementos componentes de una línea de transmisión; este capítulo lo que busca es que el diseño anticipe los cambios de condiciones a los que se verán sometidos los cables aéreos a lo largo de la vida útil de la línea de transmisión, de manera tal que mediante un adecuado diseño se salvaguarde la seguridad de las personas y las propiedades durante la instalación, operación y/o mantenimiento de la instalación.

En general como en la mayor parte de las ramas en ingeniería, las teorías y formulaciones para el presente capítulo están basadas en consideraciones matemáticas y empíricas; matemáticas por el lado del estudio de la catenaria; y empíricas por el lado de las posibles sollicitaciones de carga a las que se verán sometidos los cables, las cuales se dan debido a los cambios endógenos y/o exógenos a los que se ven sujetas las líneas de transmisión, ya sean estos debido al viento, a la presencia de hielo, a la temperatura del conductor, o la combinación de dos o más factores.

#### **7.1. CONSIDERACIONES DE DISEÑO**

Las consideraciones de diseño de la línea han sido establecidas de acuerdo al Código Nacional de Electricidad – Suministro 2001 (CNE - Suministro 2001), que en

sus secciones 24, 25 y 26 nos hablan de los criterios mecánicos a tomar en cuenta en la instalación de líneas aéreas de suministro eléctrico.

## **7.2. CARGAS Y SOBRECARGAS A CONSIDERAR**

El cálculo mecánico de los elementos constituyentes de una línea, cualquiera sea la naturaleza de estos, se efectúa teniendo en cuenta cargas y sobrecargas, estas pueden presentarse solas o en conjunto de acuerdo a condiciones de las que hablaremos en los siguientes apartados.

### **7.2.1. Cargas verticales**

Las cargas verticales en un cable corresponden a su propio peso, más el peso del recubrimiento de hielo que lo afecte.

### **7.2.2. Cargas horizontales**

Las cargas horizontales son debidas a la presión de viento, que se supone horizontal y aplicada en ángulo recto hacia la dirección de la línea.

### **7.2.3. Carga propia**

La carga propia del cable es la correspondiente al peso del elemento es decir de los materiales que lo constituyen, y que se presenta en las tablas de datos técnicos de los fabricantes, se expresa en daN/m.

### **7.2.4. Carga total**

La carga total en cada cable es la resultante de las 3 componentes (carga propia, sobrecarga de viento y sobrecarga de hielo), por lo que en todos los casos la tensión del cable se calcula a partir de la carga total, de esta manera:

$$w_t = \sqrt{(w_p + w_h)^2 + (w_v)^2} \text{ [daN/m]}$$

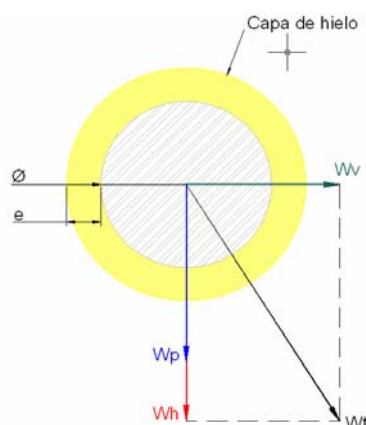


$w_p$	=	Carga propia
$w_h$	=	Carga debida al hielo
$w_v$	=	Carga debida al viento
$w_t$	=	Carga total

### 7.2.5. Sobrecargas combinadas de hielo y viento

La presencia del manguito de hielo tiene un doble efecto, ya que el peso de este último se suma al peso propio del cable, a la vez que aumenta el diámetro de la superficie cilíndrica del cable sobre la cual ejerce su acción el viento, la Figura 7.1 nos muestra la acción combinada de hielo y viento sobre el conductor.

**Figura 7.1. Conductor y manguito de hielo**



### 7.2.6. Sobre cargas debidas al viento sobre los conductores

Las sobrecargas de viento horizontales o presiones debidas al viento, se aplican a las áreas proyectadas de los cables, la fórmula para calcular las cargas de viento es:

$$w_v = K \cdot V^2 \cdot \frac{\phi + 2 \times e}{10^4} \text{ [daN/m]}$$

K = Constante de presión

K	=	0,613 para las elevaciones hasta 3000 m.s.n.m.
K	=	0,455 para las elevaciones a partir de los 3000 m.s.n.m.
$\phi$	=	Diámetro del conductor en mm
e	=	Espesor del manguito de hielo en mm
V	=	Velocidad del viento en m/s

### 7.2.7. Sobrecargas debidas al hielo sobre los conductores

Para calcular las sobrecargas debidas a este efecto se considera que el hielo se forma en forma radial al conductor (manguito de hielo), conforme indica la regla 250.B del CNE – Suministro 2001 se supone que el hielo tiene una densidad de 913 kg/m<sup>3</sup>, de esta manera se puede llegar a la siguiente fórmula:

$$w_h = \pi \cdot \left[ \left( \frac{\phi}{2} + e \right)^2 - \left( \frac{\phi}{2} \right)^2 \right] \cdot \frac{913 \times 9,81}{10^7} \text{ [daN/m]}$$

e = Espesor del manguito de hielo en mm

### 7.2.8. Coeficiente de sobrecarga

Se llama coeficiente de sobrecarga a la relación entre la carga total y la carga propia, siendo evidente que cuando no existan las sobrecargas de hielo y/o de viento la constante e sobrecarga es igual a la unidad, siendo la fórmula:

$$m = \frac{w_t}{w_p}$$

m = Coeficiente de sobrecarga

## 7.3. ZONAS Y ÁREAS DE CARGA ATMOSFÉRICAS

En su numeral 250.B el CNE - Suministro 2001 nos habla de las sobrecargas de viento, hielo y combinación de ambas para las que como mínimo deben estar

diseñadas las líneas, de esta manera se definen 3 zonas de carga generales, las cuales son:

- Zona A - Ligera
- Zona B – Regular
- Zona C – Fuerte

Además nos define cuatro áreas dependientes de la altitud que se superponen a estas zonas, denominadas:

- Área 0 – menor a 3000 m.s.n.m.
- Área 1 – de 3000 a 4000 m.s.n.m.
- Área 2 – de 4000 a 4500 m.s.n.m.
- Área 3 – sobre los 4500 m.s.n.m.

Siendo las zonas A, B y C las que determinan las cargas de viento, las cuales se ven incrementadas con cargas de hielo en la medida que se superponen las áreas de carga, en la Figura 7.1, tomada del CNE – Suministro 2001, se muestran las zonas donde se aplican dichas cargas.



**Figura 7.2. Ubicación de las zonas de carga en el Perú**

Conforme al trazo y a la extensión de la línea, las cargas a las que se someterá el cable son las correspondientes a la zona C y las áreas 0, 1 y 2, por lo que se evaluará el comportamiento mecánico de los mismos en función de su ubicación, con lo cual los criterios de carga serán los siguientes:

**Tabla 7.1. Condiciones de viento, hielo y temperatura**

<b>Zona de carga</b>	<b>Área 0</b>	<b>Área 1</b>	<b>Área 2</b>
<b>Caso de sólo viento</b>			
Velocidad horizontal del viento	26 m/s	29 m/s	31,5 m/s
Temperatura	10 °C	5 °C	0 °C
<b>Caso de sólo hielo</b>			
Grosor radial del hielo	No hay	6 mm	25 mm
Temperatura	0 °C	0 °C	-5 °C
<b>Caso de Hielo + Viento</b>			
Velocidad horizontal del viento	14 m/s	14,5 m/s	15,5 m/s
Grosor radial del hielo	No hay	3 mm	12 mm
Temperatura	5 °C	0 °C	-5 °C

#### **7.4. TEMPERATURAS MÁXIMAS Y MÍNIMAS**

Las temperaturas máximas corresponderán a las máximas admisibles por el conductor, las mínimas son las menores que se espera se presenten durante la operación de la línea a lo largo de las zonas de carga, estas temperaturas se presentan en la Tabla 7.2

**Tabla 7.2. Temperaturas máximas y mínimas sin sobre carga**

<b>Zona de carga</b>	<b>Área 0</b>	<b>Área 1</b>	<b>Área 2</b>
Temperatura máxima	65°C	60°C	60°C
Temperatura mínima	-5 °C	-10 °C	-15 °C

## 7.5. ESTUDIO MATEMÁTICO DEL CONDUCTOR

El conductor y/o cable de guarda en una línea de transmisión se comporta como una catenaria, por lo que su estudio y diseño se realiza de acuerdo a esto, es importante entender que la catenaria es un lugar geométrico, de igual manera que lo son la parábola, elipse, hipérbola, etc.

Su comportamiento ha sido estudiado por diferentes autores y las formulaciones que se presentan son el resultado de estos estudios, entre las fórmulas que describen a la catenaria:

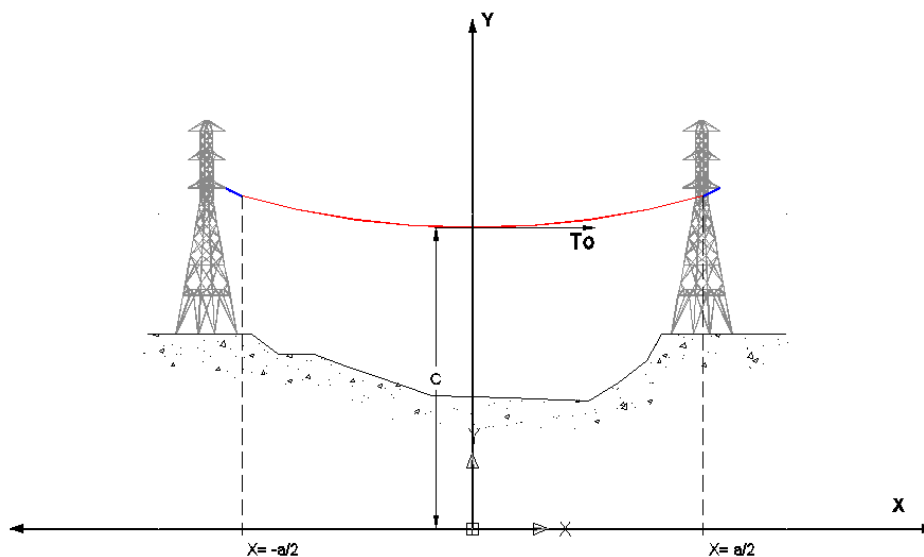
Existen aquellas que nos sirven para determinar la geometría de la misma, estas son útiles entre otras cosas para calcular las distancias mínimas de seguridad de la línea al terreno, además nos sirven para la ubicación de las estructuras a lo largo de la trayectoria de la línea y sobre el perfil que esta determina en el terreno por el que atraviesa.

Por otro lado también están las formulaciones mecánicas, las que nos dan una idea de la dimensión de las fuerzas a las que se verá sujeta la línea de transmisión y la que esta ocasionará sobre los elementos que la soportan, ya sean estos herrajes, aisladores, estructuras, etc.

### 7.5.1. Ecuación de la catenaria

La Figura 7.3 es la representación del conductor suspendido entre dos puntos de apoyo (A y B) que se encuentra a un mismo nivel.

**Figura 7.3. Conductor suspendido entre dos apoyos al mismo nivel**



La ecuación de la catenaria que describe el conductor es:

$$y = c \cdot \cosh\left(\frac{x}{c}\right) \text{ [m]}$$

- $y$  = Distancia de un punto de la catenaria al eje horizontal  
 $c$  = Parámetro de la catenaria [m]

$$c = \frac{T_0}{w_t} \text{ [m]}$$

- $T_0$  = Componente horizontal de la tensión a lo largo de la catenaria [daN]  
 $w_t$  = Carga total [daN/m]

Recordando el desarrollo en series del coseno hiperbólico

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

Eliminando los términos de orden 3 o superior podemos llegar a la siguiente ecuación aproximada de la catenaria, que es muy certera para vanos cortos (Menores a los 300 m).

$$y = c + \frac{x^2}{2c} \text{ [m]}$$

Se debe entender que el eje Y es paralelo al vector carga total que actúa sobre el cable (Figura 7.1), aunque su sentido es opuesto a dicho vector; este eje Y siempre pasa a medio vano para el caso de un cable suspendido en 2 apoyos al mismo nivel, el plano XY es aquel que pasa sobre los puntos de la catenaria; el punto “v” es el vértice de la catenaria y se encuentra sobre el eje Y; la distancia entre el vértice y el origen del plano XY es igual al parámetro (c); este plano XY surge como consecuencia de la combinación entre la carga total y la tensión horizontal a la que es sometido el cable, por lo que es independiente al perfil del terreno y a la ubicación de los puntos apoyos A y B.

### 7.5.2. Ecuación de la flecha

La flecha es definida como la distancia a mitad del vano entre la catenaria y la cuerda que une los puntos de apoyo (A y B), esta siempre es la máxima distancia entre ambas líneas, su ecuación exacta es:

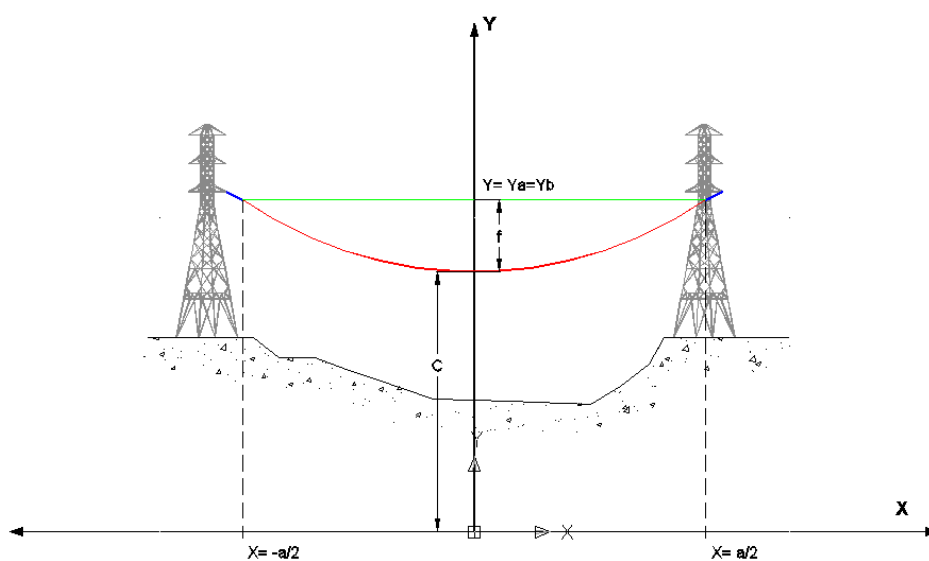
$$f = c \cdot \left( \cosh\left(\frac{a}{2 \cdot c}\right) - 1 \right) \text{ [m]}$$

f = flecha de la catenaria  
a = vano [m]

De manera similar a lo anteriormente expuesto también existe una ecuación aproximada para la flecha, que es:

$$f = \frac{a^2}{8 \cdot c} \text{ [m]}$$

**Figura 7.4. Flecha de la catenaria**



### 7.5.3. Tiro y esfuerzo

Para cada punto de la catenaria existe un correspondiente valor de tensión llamado tiro que es tangente a la catenaria, cada una de estos tiros tiene una componente horizontal (paralela al eje x) que es igual en todos los puntos a lo largo de la catenaria, y también tiene una componente en el sentido del eje Y, que corresponde a la acción de  $w_t$

Las ecuaciones de estos tiros son:



$$T_{\text{tot}} = T_0 \cdot \cosh\left(\frac{X}{C}\right)$$

$$T_{\text{ver}} = T_0 \cdot \sinh\left(\frac{X}{C}\right)$$

$$T_{\text{tot}} = \sqrt{T_0^2 + T_{\text{ver}}^2}$$

Por esfuerzo entendemos como el coeficiente de dividir el tiro por la sección del cable, de esta manera para cada valor de tensión corresponde un esfuerzo, así:

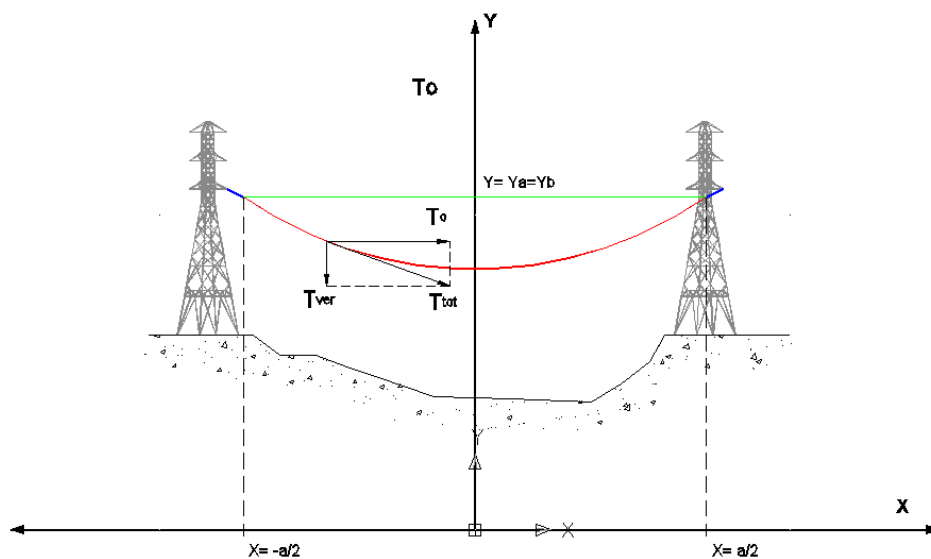
$$\sigma_{\text{tot}} = \frac{T_{\text{tot}}}{A}$$

$$\sigma_0 = \frac{T_0}{A}$$

$$\sigma_{\text{ver}} = \frac{T_{\text{ver}}}{A}$$

$\sigma$  = Esfuerzo en daN/mm<sup>2</sup>  
 $A$  = Sección del cable en mm<sup>2</sup>

**Figura 7.5. Tiro sobre la catenaria**



#### 7.5.4. Ecuación de cambio de estado

Como hemos expuesto anteriormente, el cable una vez tendido experimenta los efectos del medio ambiente sobre él, de esta manera sobre el conductor en cada circunstancia sufrirá cambios de temperaturas y cargas sobre sí, lo que consecuentemente ocasionará el cambio del parámetro de la catenaria, por lo tanto para cada estado del cable se establece una catenaria diferente, a cada uno de estas combinaciones de temperatura, viento y hielo les llamamos estados.

Para determinar el tiro en un estado se puede partir desde un estado inicial utilizando la ecuación de cambio de estado, que es:

$$\sigma_2^2 \cdot \left( \sigma_2 + \alpha \cdot E \cdot (\theta_2 - \theta_1) + \frac{w_{t1}^2 \cdot a^2 \cdot E}{24 \cdot A^2 \cdot \sigma_1^2} - \sigma_1 \right) = \frac{w_{t2}^2 \cdot a^2 \cdot E}{24 \cdot A^2}$$

$\sigma_2$	=	Esfuerzo en el estado 2 [daN/mm <sup>2</sup> ]
$\sigma_1$	=	Esfuerzo en el estado 1 [daN/mm <sup>2</sup> ]
$\alpha$	=	Coefficiente de dilatación térmica del cable [1/°C]
$E$	=	Módulo de elasticidad [daN/mm <sup>2</sup> ]
$A$	=	Sección del cable [mm <sup>2</sup> ]
$a$	=	Vano de cálculo [m]
$w_{t2}$	=	Carga total en el estado 2 [daN/m]
$w_{t1}$	=	Carga total en el estado 1 [daN/m]
$\theta_2$	=	Temperatura en el estado 2 [°C]
$\theta_1$	=	Temperatura en el estado 1 [°C]

Se pueden agrupar de manera conveniente los términos de la ecuación de cambio de estado para que tenga la forma de una ecuación de tercer grado.

$$A = \alpha \cdot E \cdot (\theta_2 - \theta_1) + \frac{w_{t1}^2 \cdot a^2 \cdot E}{24 \cdot A^2 \cdot \sigma_1^2} - \sigma_1$$

$$B = \frac{w_{t2}^2 \cdot a^2 \cdot E}{24 \cdot A^2}$$

De esta manera se llega a la ecuación:

$$\sigma_2^2 \cdot (\sigma_2 + A) = B$$

## 7.6. TENSIÓN DE CADA DÍA

En ciertas ocasiones, aparecen en las líneas de transmisión vibraciones resonantes de baja amplitud y elevada frecuencia, estas surgen como consecuencia de la acción del viento sobre el cable, por lo que son denominadas vibraciones eólicas, estas vibraciones en conjunto con la tensión del conductor producen fallas por fatiga en los puntos de apoyo de la línea. La experiencia en la construcción y operación de líneas de transmisión a demostrado que mientras elevada es la tensión mecánica del cable, mayor será la posibilidad de que ocurra el fenómeno de las vibraciones eólicas, es por eso que se procura mantener la tensión del cable dentro de ciertos límites para reducir en lo posible la posibilidad de ocurrencia de fallas como consecuencia de las vibraciones.

Por tanto podemos definir el esfuerzo de templado o la tensión de cada día de la línea o EDS (Every day stress) como aquel esfuerzo máximo admisible durante todo el tiempo en que la temperatura sea la media con la línea sin experimentar sobrecargas, si la línea es larga, es probable que en su ruta las temperaturas medias sean diferentes.

El CNE – Suministro 2001 nos habla en la regla 261.H.2.b de estos límites, por lo que tomando la regla como guía, respetando las zonas y áreas de carga que recorre la línea se determinaron las siguientes condiciones de EDS. La Tabla 7.3 nos muestra dichos estados.

**Tabla 7.3. Condiciones de EDS para las zonas de carga**

Zona de carga	Área 0	Área 1	Área 2
<b>EDS Inicial</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	25%	25%	25%
Temperatura Media	15 °C	12 °C	5 °C
<b>EDS Final (CREEP a 20 años)</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	20%	20%	20%
Temperatura Media	15 °C	12 °C	5 °C

### 7.7. MODELO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

Los cálculos mecánicos del conductor fueron hechos con el programa PLS-CADD de la firma Power Line Systems, el modelo matemático que usa para modelar los cables se basa en relaciones polinómicas de esfuerzo-deformación similares a aquellas usadas por la industria del aluminio en los EE.UU. y Canadá.

La condición de un cable dentro de las pocas horas de haber sido instalado en una línea de transmisión es llamada su condición "inicial". Debido a que se encuentra siempre bajo tracción, a menudo el cable está sometido a fluencia lenta (CREEP) con el tiempo. Si uno asume que el cable permanece bajo tracción constante a la temperatura de fluencia lenta a lo largo de un periodo de varios años, la condición del cable después de tal periodo es llamada "después de la fluencia lenta". Si el cable es estirado permanentemente bajo alguna severa carga de clima, su condición después de haber estado sujeta a tal carga es llamada "final después de la carga", si el estado severo ocurre al poco tiempo de instalado el cable se denomina "inicial antes de la carga".

El método de flechado automático que usa el PLS-CADD es a partir de la condición inicial de flechado, iterar tensiones de flechado de manera tal que los cables estén

estirados tanto como sea posible, sin violar los criterios límites, dichos límites son las hipótesis de cálculo.

Los límites del diseño para cables a tierra o conductores son especificados normalmente como tracciones máximas o máximas constantes de catenarias, bajo ciertas condiciones de clima. En PLS-CADD se definen las condiciones climáticas asociadas a una condición del cable (inicial, CREEP o final) donde dicha condición sea más severa.

En la 0 se presentan las hipótesis climáticas que se ingresaron al PLS-CADD, entre paréntesis la condición de cable en la que dicha condición es más severa, así como también el porcentaje de la tensión máxima que admite el cable para dichas condiciones según el CNE-Suministro 2001.

## **7.8. MÁXIMOS ESFUERZOS DE TENSIÓN**

De acuerdo a la regla 261.H.2.a. del CNE – Suministro 2001, los esfuerzos de tensión del cable aéreo no deberán ser mayores del 60% del esfuerzo de rotura nominal del conductor o cable de guarda, para cualquiera de las condiciones de sobrecarga.

### **7.8.1. Características de los cables**

A continuación se resumen en tablas las características físicas de los cables conductores y cables de guarda.

**Tabla 7.4. Características físicas de los cables conductores**

	<b>750 MCM</b>	<b>1000 MCM</b>	<b>1200 MCM</b>
Tipo	AAAC	AAAC	AAAC
Diámetro	25,3 mm	29,3 mm	32,03 mm
Sección transversal	379,7 mm <sup>2</sup>	506,8 mm <sup>2</sup>	608,24 mm <sup>2</sup>
Peso propio	1,0210 daN/m	1,3614 daN/m	1,6337 daN/m
Carga de rotura	9 805,94 daN	13 132,20 daN	17 647,9 daN

**Tabla 7.5. Características físicas de los cables de guarda**

	<b>Acero galvanizado</b>	<b>OPGW</b>
Designación	3/8"	-
Código	EHS	-
Diámetro	9,52 mm	15 mm
Sección transversal	55,4 mm <sup>2</sup>	120 mm <sup>2</sup>
Peso propio	0,424 daN/m	0,687 daN/m
Carga de rotura	7357,50 daN	1 1281,50 daN

**7.8.2. Hipótesis de cálculo**

El resumen de las hipótesis de cálculo (estados) del proyecto, para el caso de los cables conductores son los que se muestran en la 0 y para las hipótesis presentadas a en la 0 corresponden a los cables de guarda.

**Tabla 7.6. Hipótesis de cálculo para cables conductores**

<b>Zona de carga</b>	<b>Área 0</b>	<b>Área 1</b>	<b>Área 2</b>
<b>EDS Inicial (Inicial)</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	25%	25%	25%
Temperatura Media	15 °C	12 °C	5 °C
<b>EDS Final (CREEP a 20 años)</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	20%	20%	20%
Temperatura Media	15 °C	12 °C	5 °C
<b>Temperatura máxima (CREEP a 20 años)</b>			
Temperatura	65°C	60 °C	60 °C
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	30%	30%	30%
<b>Temperatura mínima (Inicial)</b>			
Temperatura	-5 °C	-10 °C	-15 °C
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	30%	30%	30%
<b>Caso de sólo viento (Inicial)</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	60%	60%	60%
Velocidad horizontal del viento	26 m/s	29 m/s	31,5 m/s
Temperatura	10 °C	5 °C	0 °C
<b>Caso de sólo hielo (Inicial)</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	60%	60%	60%
Grosor radial del hielo	No hay	6 mm	25 mm
Temperatura	0 °C	0 °C	-5 °C
<b>Caso de Hielo + Viento (Inicial)</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	60%	60%	60%
Velocidad horizontal del viento	14 m/s	14,5 m/s	15,5 m/s
Grosor radial del hielo	No hay	3 mm	12 mm
Temperatura	5 °C	0 °C	-5 °C

**Tabla 7.7. Hipótesis de cálculo para el cable de guarda y cable OPGW**

<b>Zona de carga</b>	<b>Área 0</b>	<b>Área 1</b>	<b>Área 2</b>
<b>EDS Inicial (Inicial)</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	25%	25%	25%
Temperatura Media	15 °C	12 °C	5 °C
<b>EDS Final (CREEP a 20 años)</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	20%	20%	20%
Temperatura Media	15 °C	12 °C	5 °C
<b>Temperatura máxima (CREEP a 20 años)</b>			
Temperatura	65°C	60 °C	60 °C
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	30%	30%	30%
<b>Temperatura mínima (Inicial)</b>			
Temperatura	-5 °C	-10 °C	-15 °C
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	30%	30%	30%
<b>Caso de sólo viento (Inicial)</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	60%	60%	60%
Velocidad horizontal del viento	26 m/s	29 m/s	31,5 m/s
Temperatura	10 °C	5 °C	0 °C
<b>Caso de sólo hielo (Inicial)</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	60%	60%	60%
Grosor radial del hielo	No hay	6 mm	25 mm
Temperatura	0 °C	0 °C	-5 °C
<b>Caso de Hielo + Viento (Inicial)</b>			
Tracción Máxima (% de la Tracción de rotura)	60%	60%	60%
Velocidad horizontal del viento	14 m/s	14,5 m/s	15,5 m/s
Grosor radial del hielo	No hay	3 mm	12 mm
Temperatura	5 °C	0 °C	-5 °C



### **7.9. CÁLCULO DE TENSIONES Y FLECHAS**

El cálculo de tensiones y flechas será hecho para cada tipo cable conductor y cable de guarda, para cada una de las áreas climatológicas consideradas, para vanos desde 250 m hasta 1600 m. En cada cálculo será identificada la condición de dominio o estado crítico que gobierna el comportamiento mecánico del cable, para cada vano. Las Tablas obtenidas de dicho cálculo se presentan en el anexo B (Tablas de tracciones y flechas del proyecto).

## CAPÍTULO VIII

### DISEÑO BÁSICO ESTRUCTURAL

El diseño básico estructural tiene como objeto definir los tipos, prestaciones, siluetas y cargas a las que se verán sometidas las estructuras de celosía cuya función es la de servir de soporte físico a los conductores que conforman la Línea de Transmisión, este capítulo contiene la información que en el desarrollo de los proyectos de transmisión es la base para el cálculo y diseño estructural de cada una de las estructuras soporte.

Las estructuras de celosía deben ser diseñadas con la suficiente resistencia para soportar los conductores, cables de guarda, cadenas de aisladores, herrajes y demás accesorios, bajo las condiciones de carga y los factores de sobre carga, sin que estos presenten deformación permanente en cualquier miembro individual. De esta manera las estructuras serán diseñadas para soportar en forma segura los esfuerzos verticales, transversales y longitudinales debidos a las cargas y a posibles combinaciones de estas que puedan presentarse simultáneamente.

#### 8.1. DEFINICIONES

**Vano viento (Vv).**- es la longitud de vano horizontal que hay que considerar para determinar el esfuerzo que, debido a la acción del viento sobre los cables, transmiten estos últimos a los apoyos. Su valor para cada estructura es igual a la semisuma de los vanos contiguos al apoyo.

**Vano peso (Vg).**- es la longitud de vano horizontal que determina la acción de peso que los cables transmiten al apoyo. Esta magnitud es igual a la distancia horizontal entre los vértices de las catenarias de los vanos contiguos al apoyo.

**Altura útil.**- en una estructura es la mínima distancia vertical entre los apoyos de los conductores y el nivel del suelo.

**Ángulo de deflexión.**- es el ángulo de desvío de la línea, el ángulo que en una vista de planta forman la tangente del vano adelante de la estructura en relación con la tangente de vano que atrás de la estructura.

**Estructura de celosía.**- estructura metálica conformada con elementos simples de acero tales como perfiles angulares o de sección tubular, conectados mediante conexiones empernadas o soldadas. Sus elementos principales son las cuerdas o montantes, cierres horizontales, verticales y diagonales.

## **8.2. DEFINICIÓN DE LAS ESTRUCTURAS**

Con el advenimiento del diseño asistido por computadora de líneas de transmisión, los programas de optimización y mapas computarizados de terreno, nuevas herramientas se han puesto a la mano de los diseñadores, de esta manera, los valores de vano viento, vano peso, altura útil y ángulo de deflexión máximo de las torres de la línea fueron definidos a partir de un análisis del trazado y de una distribución preliminar de estructuras a lo largo del perfil del terreno. Los parámetros de las torres fueron orientados por los siguientes criterios: los tipos que componen la serie de estructuras deben de atender todas las situaciones de carga posibles de ser encontradas a lo largo de la línea, cada tipo de estructura debe tener características de modo que pueda ser utilizado siempre próximo a su máxima capacidad de carga.

La serie de estructuras adoptada es:

- ES1 - Arriendada liviana de suspensión en alineamiento
- ES2 - Arriendada pesada de suspensión en alineamiento
- AS1 - Autosoportada liviana de suspensión en alineamiento
- AS2 - Autosoportada pesada de suspensión en alineamiento
- AS3 - Autosoportada reforzada de suspensión en alineamiento
- AS4 - Autosoportada reforzada de suspensión para grandes vanos en alineamiento
- AT0 - Autosoportada de retención para ángulos hasta 15°
- AAM - Autosoportada de retención para ángulos hasta 30°
- AAT - Autosoportada de retención para ángulos hasta 60° y terminal a 0°

Las estructuras autosoportadas son aquellas diseñadas para que sus componentes soporten por si solas su peso y la serie de cargas a las que sean sometidas ya sean estas motivadas por los componentes de la línea de transmisión y/o las cargas climáticas; las arriendadas son estructuras especiales que necesitan de elementos llamados riendas (cables en tensión) que lo ayudan a soportar las cargas, estas son de menor peso en relación con las estructuras autosoportadas sin embargo están limitadas a trabajar con pequeños ángulos de deflexión y siempre en alineamiento, además su envergadura la restringe a trabajar en terrenos mayormente planos.

La tabla que se presenta a continuación nos muestra las prestaciones nominales de cada estructura; es decir el cable, vano viento, vano máximo y ángulo de deflexión máximo para el que fueron diseñados.

**Tabla 8.1. Características básicas de la serie de estructuras**

<b>Tipo</b>	<b>Zona Climatológica</b>	<b>Cable</b>	<b>Vano viento (m)</b>	<b>Vano peso (m)</b>	<b>Ángulo de deflexión máximo</b>
ES1	0	750MCM	550	750	3
ES2	1	1200MCM	550	750	3
AS1	0	750MCM	550	750	6
AS2	1	1200MCM	550	750	6
AS3	2	1200MCM	550	750	6
AS4	2	1200MCM	700	1500	6
AT0	2	1200MCM	500	1500/-500	15
AAM	2	1200MCM	550	750/-500	30
AAT	2	1200MCM	550	750/-500	60

### **8.3. HIPÓTESIS DE CARGA**

#### **8.3.1. Criterios adoptados**

La acción del viento sobre los cables, aisladores y estructuras fue determinada según el Código Nacional de Electricidad - Suministro 2001 y otras consideraciones empíricas indicadas en el Reglamento de Líneas de Alta Tensión de España.

Las hipótesis adoptadas para el cálculo varían para las zonas climáticas para las que fueron diseñadas las estructuras y su función dentro de la distribución de estructuras, en cada una de estas hipótesis se evalúa las cargas de los conductores de acuerdo con las hipótesis de cálculo de los cables.

De esta manera las hipótesis de carga adoptadas para el diseño fueron:

**Tabla 8.2. Hipótesis de cálculo de estructuras**

	<b>Hipótesis de cálculo de estructura</b>	<b>Hipótesis de conductor</b>
Estructuras ES1 y AS1	Viento máximo transversal	Solo viento
	Desequilibrio de tracciones	Mínima temperatura
	Rotura del cable de guarda	Mínima temperatura
	Rotura del cable conductor	Mínima temperatura
Estructuras ES2, AS2, AS3 y AS4	Viento máximo transversal	Sólo viento
	Hielo máximo	Sólo hielo
	Hielo reducido con viento reducido	Hielo + Viento
	Desequilibrio de tracciones	Mínima temperatura
	Rotura del cable de guarda	Mínima temperatura
	Rotura del cable conductor	Mínima temperatura
Estructuras AT0 y AAM	Viento máximo transversal (vano positivo)	Sólo viento
	Viento máximo transversal (vano negativo)	Sólo viento
	Hielo máximo	Sólo hielo
	Hielo reducido con viento reducido	Hielo + Viento
	Desequilibrio de tracciones (vano positivo)	Mínima temperatura
	Desequilibrio de tracciones (vano negativo)	Mínima temperatura
	Rotura del cable de guarda	Mínima temperatura
	Rotura del cable conductor	Mínima temperatura
Estructuras AAT	Viento máximo transversal (vano positivo)	Sólo viento
	Viento máximo transversal (vano negativo)	Sólo viento
	Hielo máximo	Sólo hielo
	Hielo reducido con viento reducido	Hielo + Viento
	Desequilibrio de tracciones (vano positivo)	Mínima temperatura
	Desequilibrio de tracciones (vano negativo)	Mínima temperatura
	Rotura del cable de guarda	Mínima temperatura
	Rotura del cable conductor	Mínima temperatura
	Viento máximo transversal (Terminal 0°)	Sólo viento
	Hielo máximo (Terminal 0°)	Sólo hielo
	Hielo + Viento (Terminal 0°)	Hielo + Viento

### 8.3.2. Factores de sobrecarga

De acuerdo con el CNE - Suministro 2001 las estructuras de suspensión serán diseñadas como de grado C y las de retención como de grado B, con esta clasificación los factores de sobrecarga serán los siguientes:

**Tabla 8.3. Factores de sobrecarga para estructuras**

	<b>Tipo de carga</b>	<b>Torres de Suspensión</b>	<b>Torres de Retención</b>
k1	Cargas transversales de viento	2,2	2,5
k2	Cargas transversales de tense del conductor	1,6	1,65
k3	Cargas verticales	1,5	1,5
k4	Cargas longitudinales	1,3	1,65

### 8.3.3. Acción del viento y el hielo sobre las cadenas de aisladores

Para las hipótesis de viento, y hielo + viento se ha supuesto una carga transversal de 60 daN y 70 daN para las cadenas de suspensión y retención respectivamente.

En el caso de las hipótesis de hielo máximo y hielo + viento se ha supuesto una carga vertical de 300 daN y 350 daN para las cadenas de suspensión y retención respectivamente.

### 8.3.4. Desequilibrio de tracciones

De acuerdo con el Reglamento de Líneas de Alta Tensión de España las estructuras de suspensión serán diseñadas para soportar un desequilibrio máximo correspondiente al 15% de la tensión longitudinal, en el caso de las estructuras de anclaje se diseñan para soportar un 50% de la tensión

longitudinal y por último las estructuras terminales estarán diseñadas para soportar el 100% de la tensión longitudinal.

#### 8.4. CÁLCULO DE CARGAS

Las cargas a las que se verá sometido una estructura se divide en tres tipos:

- Cargas Transversales
- Cargas Verticales
- Cargas Longitudinales

##### 8.4.1. Cargas verticales (V)

Son aquellas que se orientan en el sentido de la gravedad y surgen como consecuencia de la acción del peso de los componentes de la línea sobre las estructuras. La resultante de esta fuerza se calcula con la siguiente fórmula:

$$V = k_3 \cdot n \cdot p \cdot V_g + k_3 \cdot n_v \cdot P_k$$

n	Número de conductores o cables de guarda en punto de apoyo
p	Peso por unidad de longitud en daN/m, incluye el peso de la capa de hielo si existe.
n <sub>v</sub>	Número de cadenas de aisladores en punto de apoyo
P <sub>k</sub>	Peso de la cadena de aisladores

##### 8.4.2. Cargas longitudinales (L)

Son aquellas en el sentido de la línea debido a la tensión del conductor, para el caso de las hipótesis de desequilibrio de tracciones se calcula mediante la siguiente fórmula:



$$L = k_4 \cdot n \cdot T$$

T Tensión máxima del cable para el vano e hipótesis de cálculo del conductor

Para el caso de las hipótesis de rotura de cables empleamos la siguiente fórmula:

$$L = k_4 \cdot n \cdot \cos\left(\frac{a}{2}\right) \cdot T$$

a ángulo de deflexión de la estructura.

#### 8.4.3. Cargas transversales (T)

Son aquellas cargas horizontales paralelas al suelo y en el sentido de la bisectriz que en una vista de planta forman los vanos contiguos a la estructura en estudio, su resultante se calcula mediante la fórmula:

$$T = k_1 \cdot n \cdot d \cdot P \cdot V_v + 2 \cdot k_2 \cdot n \cdot T \cdot \sin\left(\frac{a}{2}\right) + k_1 \cdot n_v \cdot V_k$$

d Diámetro del conductor más el espesor radial de la capa de hielo si es que existirá (m)

P Presión dinámica del aire en función de la zona climática en daN/m<sup>2</sup>

V<sub>k</sub> Acción del viento sobre la cadena de aisladores.

#### 8.5. ARBOLES DE CARGA

En base a las fórmulas para el cálculo de cargas sobre la estructura, se han elaborado los arboles de carga por hipótesis de cálculo para cada una de la serie de estructuras. El detalle de los cálculos realizados se presenta en el anexo C y los arboles de carga de las estructuras se muestran en el anexo D.

## 8.6. DETERMINACIÓN DE LAS SILUETAS BÁSICAS

### 8.6.1. Distancia para mantenimiento de línea viva

La distancia para mantenimiento de línea viva proporciona una distancia de seguridad para que un operario pueda realizar las labores de mantenimiento de las estructuras sin poner en riesgo su integridad física, según la recomendación de la norma NESC (edición 2002), la distancia mínima fase-tierra para trabajos en línea viva en el rango de los 500kV a 550kV es de 3,42 m. Debido a que la altitud sobre el nivel del mar influye sobre las distancias de seguridad, este factor de corrección se calcula a partir de la regla 232.D. del CNE - Suministro 2001, el cual nos indica que las distancias de seguridad se incrementan un 3% por cada 300m que sobrepasen los 450 m.s.n.m y con una holgura de 0,6m para movimientos involuntarios del operador, la tabla siguiente nos presenta las distancias para la serie de estructuras.

**Tabla 8.4. Distancia mínima para mantenimiento de línea viva**

<b>Tipo</b>	<b>Altura máxima</b>	<b>Factor de corrección (m)</b>	<b>Distancia para mantenimiento de línea viva (m)</b>
ES1	3000	0,92	4,94
ES2	4000	1,23	5,25
AS1	3000	0,92	4,94
AS2	4000	1,23	5,25
AS3	4500	1,44	5,46
AS4	4500	1,44	5,46
AT0	4500	1,44	5,46
AAM	4500	1,44	5,46
AAT	4500	1,44	5,46

### 8.6.2. Distancias para sobre tensiones de maniobra y tensión operativa

En el capítulo 3 se ha estudiado las distancias de seguridad para sobretensiones de maniobra y las distancias mínimas en aire necesarias para la tensión operativa, por lo que de acuerdo con las características básicas de la serie de estructuras las distancias a tomar en cuenta en el proyecto son:

**Tabla 8.5. Distancias mínimas para sobretensiones de maniobra y operativas**

Tipo	Altura máxima	Distancias mínimas para sobretensión de maniobra		Distancias mínimas para tensión operativa
		Conductor - Estructura lateral	Conductor - Ventana	
ES1	3000	5,11	6,20	1,31
ES2	4000	6,22	7,68	1,47
AS1	3000	5,11	6,20	1,31
AS2	4000	6,22	7,68	1,47
AS3	4500	6,66	8,28	1,53
AS4	4500	6,66	8,28	1,53
AT0	4500	6,66	8,28	1,53
AAM	4500	6,66	8,28	1,53
AAT	4500	6,66	8,28	1,53

### 8.6.3. Distancia fase - fase

Las distancias fase a fase horizontal mínima se ha estudiado en el capítulo 3, para el cálculo de esta distancia en las estructuras, se ha realizado una corrección debido al efecto que tiene el ángulo de deflexión para el que está diseñada la torre; además, como explicaremos en la sección 8.7 las estructuras pueden soportar prestaciones mayores a las de diseño, por ejemplo una estructura diseñada para un vano medio de 550m en Zona 2,

con cable de 1200MCM y 30 grados de deflexión puede soportar un mayor vano medio si es que se la instala en Zona 0 con cable de 1000MCM a 0 grados, las estructuras de suspensión se han diseñado para que dado el caso soporten hasta 3 veces su vano medio original y las de anclaje hasta 4. Esta corrección se hace mediante la siguiente fórmula:

$$D_{ff-e} = \text{Csc}(90^\circ - \frac{a}{2}) \cdot D_{ff}$$

$D_{ff-e}$  Distancia fase - fase en la estructura  
 $a$  Ángulo de deflexión  
 $D_{ff}$  Distancia mínima fase - fase

Los valores así calculados para la serie de estructuras son:

**Tabla 8.6. Distancia mínima para mantenimiento de línea viva**

	Vano medio (m)	Vano medio máximo (m)	Deflexión	Distancia fase - fase	Distancia fase - fase corregida
ES1	550	1650	3	13,5	13,6
ES2	550	1650	3	13,5	13,6
AS1	550	1650	6	13,5	13,6
AS2	550	1650	6	13,5	13,6
AS3	550	1650	6	13,5	13,6
AS4	700	2100	6	16,3	16,4
AT0	500	2000	15	15,8	16,0
AAM	550	2200	30	16,8	17,4
AAT	550	2200	60	16,8	19,4

#### 8.6.4. Ángulo de oscilación

El efecto que tiene la acción horizontal del viento transversal a la línea sobre las estructuras de suspensión es que las cadenas se desvíen, lo cual puede

ocasionar un acercamiento peligroso entre los conductores y la estructura soporte, la situación más desfavorable para el balanceo se da cuando la acción del viento es transversal a la línea, situación en la cual el ángulo de balanceo se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$\beta = \text{ArcTan} \left( \frac{P_v \cdot d_c}{p_c} \cdot \frac{1}{R_{Vg/Vv}} \right)$$

$\beta$	Ángulo de oscilación
$P_v$	Presión dinámica del viento en daN/m <sup>2</sup>
$d_c$	Diámetro del conductor en m
$p_c$	Peso del conductor en daN
$R$	Relación mínima vano peso - vano viento

Dado que las presiones dinámicas del viento para las hipótesis sólo viento son:

**Tabla 8.7. Presiones dinámicas de viento**

<b>P<sub>v</sub> (daN/m<sup>2</sup>)</b>	<b>V (m/s)</b>	<b>k</b>	<b>Zona</b>
41,44	26,000	0,613	0
38,27	29,000	0,455	1
45,15	31,500	0,455	2

En la situación de sólo viento lo que interesa es que el diseño de cables y estructuras soporten físicamente la sobrecarga, no es óptimo utilizar esta hipótesis para el cálculo de la oscilación de cadenas, ya que estas presiones nos darán ángulos de oscilación de demasiado elevados, es así que hemos optado en tomar como valor de presión de viento para frecuencia industrial una presión equivalente al 80% de la presión máxima que llamaremos hipótesis de viento reducido, para el caso de las distancias para sobretensiones de maniobra se ha optado por una presión del 36% de la

presión máxima (según IEC 60826), además según el "Reglamento de seguridad y salud en el trabajo de las actividades eléctricas" (161-2007-MEM/DM) los trabajos en líneas de transmisión se pueden realizar hasta con una velocidad de viento de 35km/h, la cual origina presiones dinámicas de viento de 5,79daN/m<sup>2</sup> para alturas hasta los 3000m.s.n.m y 4,30daN/m<sup>2</sup> para alturas superiores, de esta manera los ángulos de oscilación serán:

**Tabla 8.8. Ángulos de oscilación de cadenas**

beta	Pvosc	dc	R	pc	Conductor	Zona
<b>Frecuencia industrial</b>						
45,76	33,15	0,0253	0,8	1,0210	750MCM	0
49,56	33,15	0,0253	0,7	1,0210	750MCM	0
39,47	30,61	0,0293	0,8	1,3614	1000MCM	1
43,26	30,61	0,0293	0,7	1,3614	1000MCM	1
36,88	30,61	0,0320	0,8	1,6337	1200MCM	1
40,61	30,61	0,0320	0,7	1,6337	1200MCM	1
45,33	36,12	0,0320	0,7	1,6337	1200MCM	2
<b>Sobretensiones de maniobra</b>						
24,80	14,92	0,0253	0,8	1,0210	750MCM	0
27,84	14,92	0,0253	0,7	1,0210	750MCM	0
20,33	13,78	0,0293	0,8	1,3614	1000MCM	1
22,95	13,78	0,0293	0,7	1,3614	1000MCM	1
18,65	13,78	0,0320	0,8	1,6337	1200MCM	1
21,10	13,78	0,0320	0,7	1,6337	1200MCM	1
24,48	16,25	0,0320	0,7	1,6337	1200MCM	2
<b>Mantenimiento en línea viva</b>						
10,17	5,79	0,0253	0,8	1,0210	750MCM	0
11,58	5,79	0,0253	0,7	1,0210	750MCM	0
6,60	4,30	0,0293	0,8	1,3614	1000MCM	1
7,53	4,30	0,0293	0,7	1,3614	1000MCM	1
6,02	4,30	0,0320	0,8	1,6337	1200MCM	1
6,87	4,30	0,0320	0,7	1,6337	1200MCM	1
6,87	4,30	0,0320	0,7	1,6337	1200MCM	2

Las estructuras arriostradas se han diseñado con una relación vano peso - vano viento de 0,8 y las arriostradas con 0,7, por lo que para la serie de estructuras tenemos:

**Tabla 8.9. Ángulos de oscilación de la serie de estructuras**

	Zona	Frecuencia industrial	Sobretensiones de maniobra	Mantenimiento en línea viva
ES1	0	46°	25°	11°
ES2	1	40°	21°	7°
AS1	0	50°	28°	12°
AS2	1	44°	23°	8°
AS3	2	46°	25°	7°
AS4	2	46°	25°	7°

#### **8.6.5. Altura útil**

La altura útil de una torre es la distancia entre el punto de sujeción de conductores más bajo en la torre y el nivel del piso, esta distancia debe ser tal que permita un libramiento mínimo sobre el terreno a lo largo de todo el vano, por eso esta distancia será la suma del libramiento más la flecha máxima de los conductores.

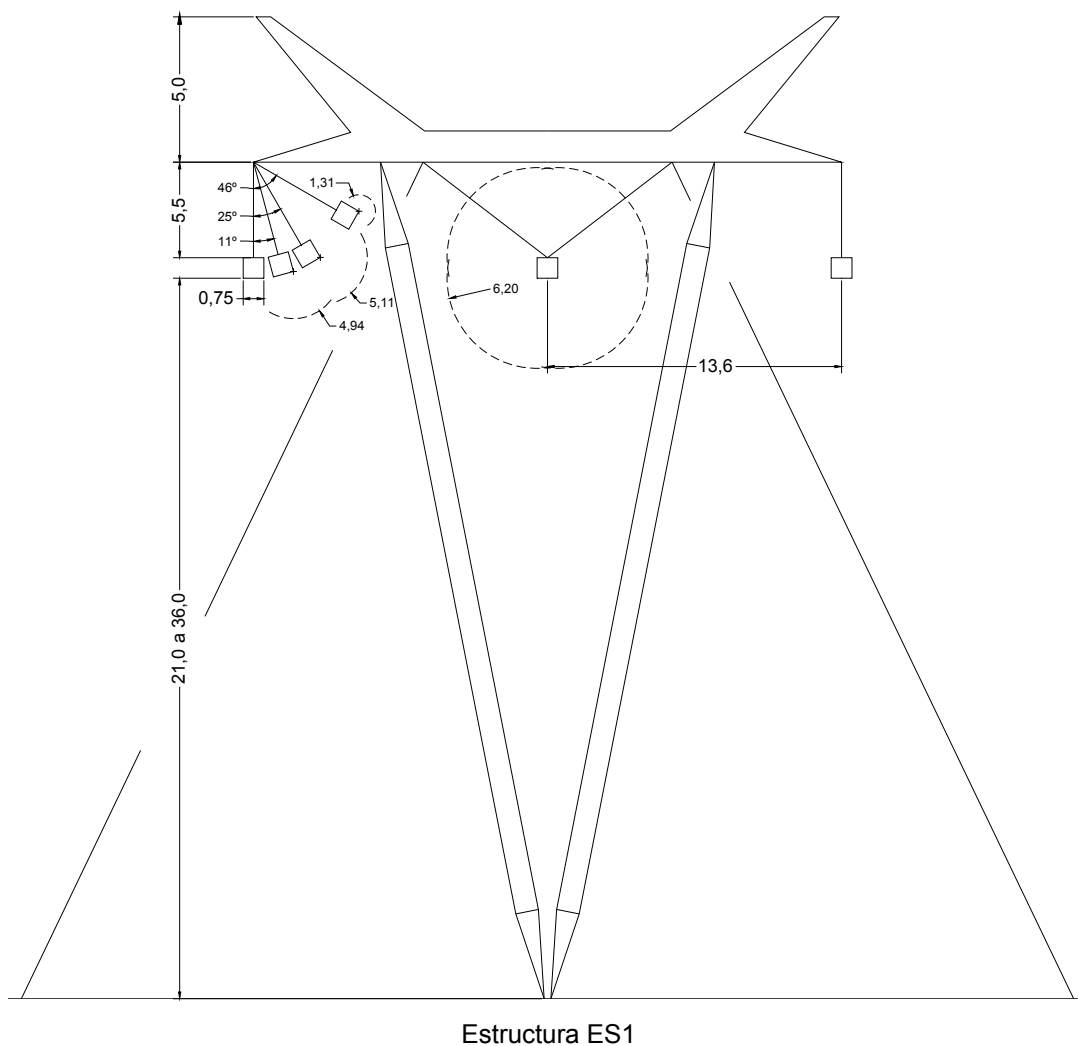
Para los conductores del proyecto la flecha máxima que se registra es de 26 metros para vanos de 600 metros, y con un libramiento mínimo sobre el terreno de 10 metros, por lo que la altura útil de las torres será de 36 metros.

Para las estructuras arriostradas se van a diseñar familias de estructuras con alturas útiles entre los 21 y 36 metros, como las estructuras autoportadas necesariamente necesitan un juego alturas de patas que les permitan posicionarse sobre el terreno, se aumenta 4,5 metros más a los

36m iniciales de altura útil, de esta manera las alturas útiles de las autoportadas estarán entre los 19,5 y 40,5 metros.

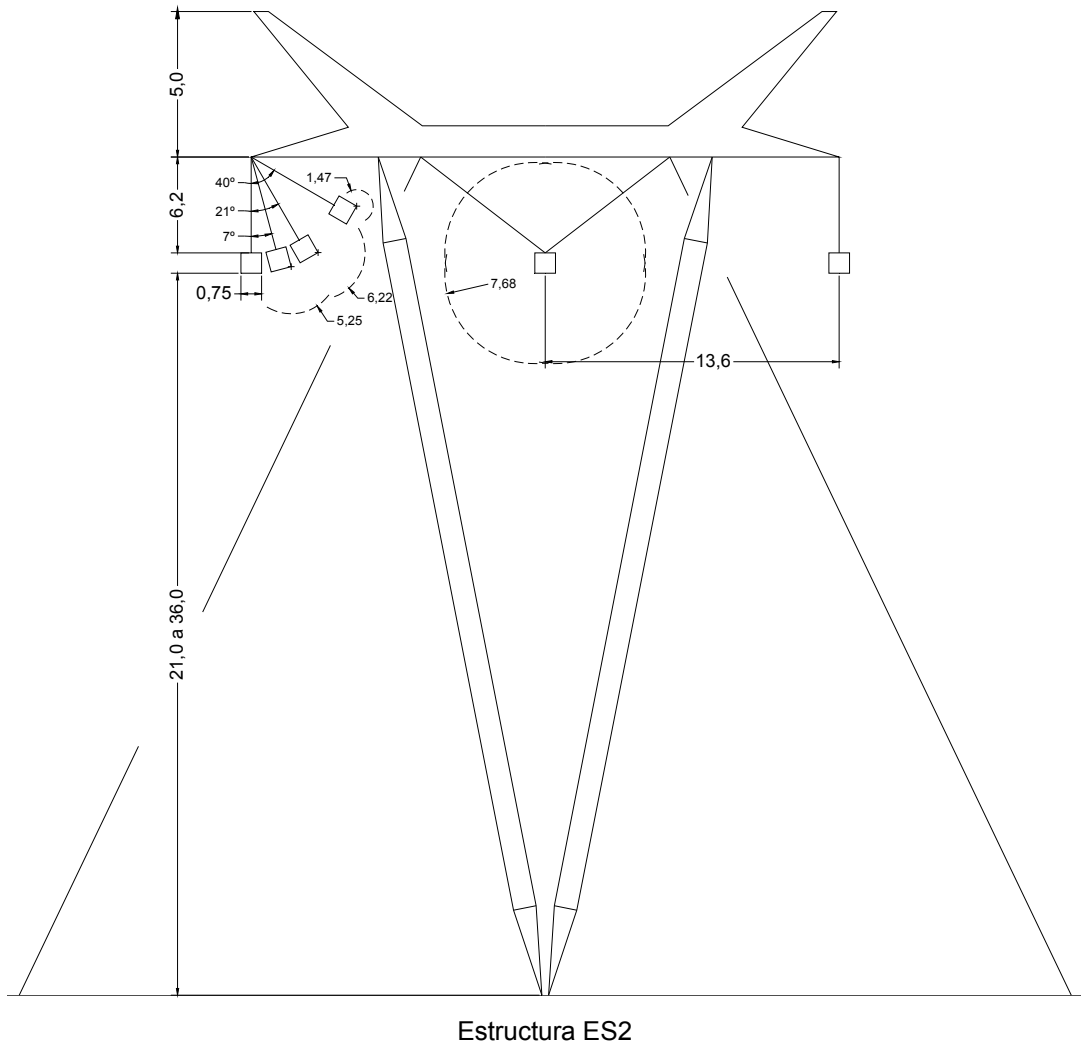
### 8.6.6. Siluetas básicas

#### 8.6.6.1. Torre ES1



**Figura 8.1. Silueta básica torre ES1**



**8.6.6.2. Torre ES2****Figura 8.2. Silueta básica torre ES2**

8.6.6.3. **Torre AS1**

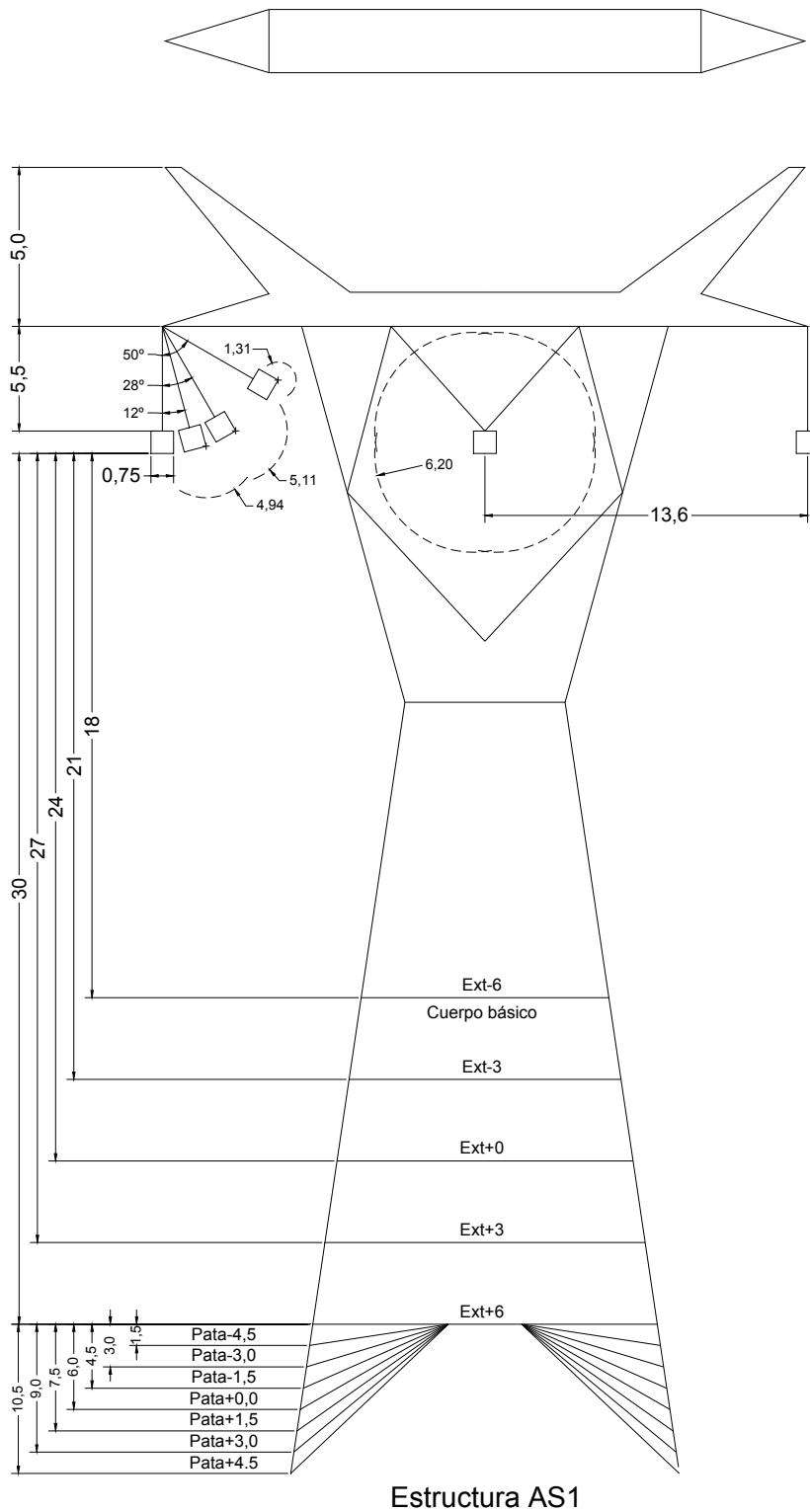
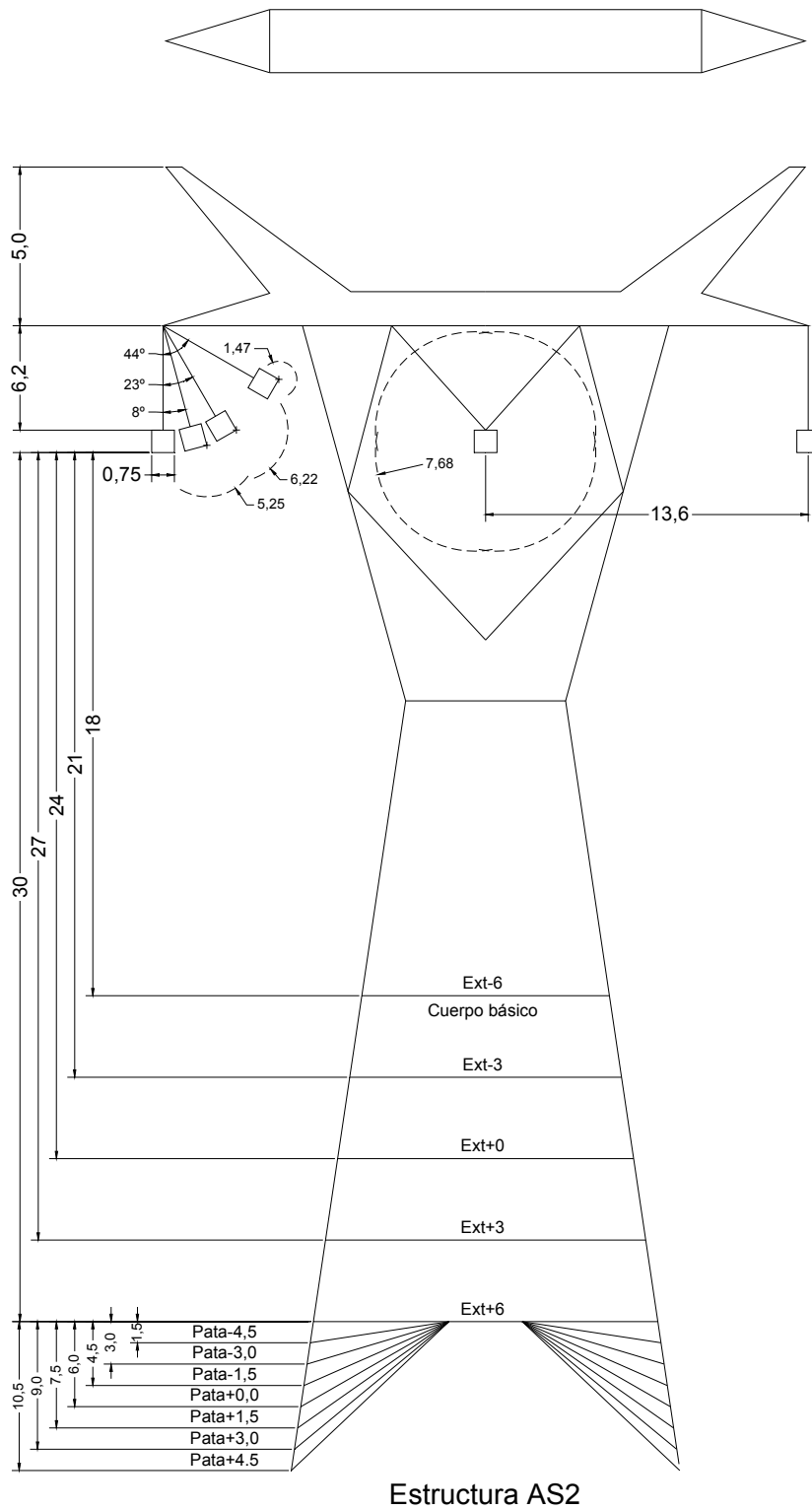


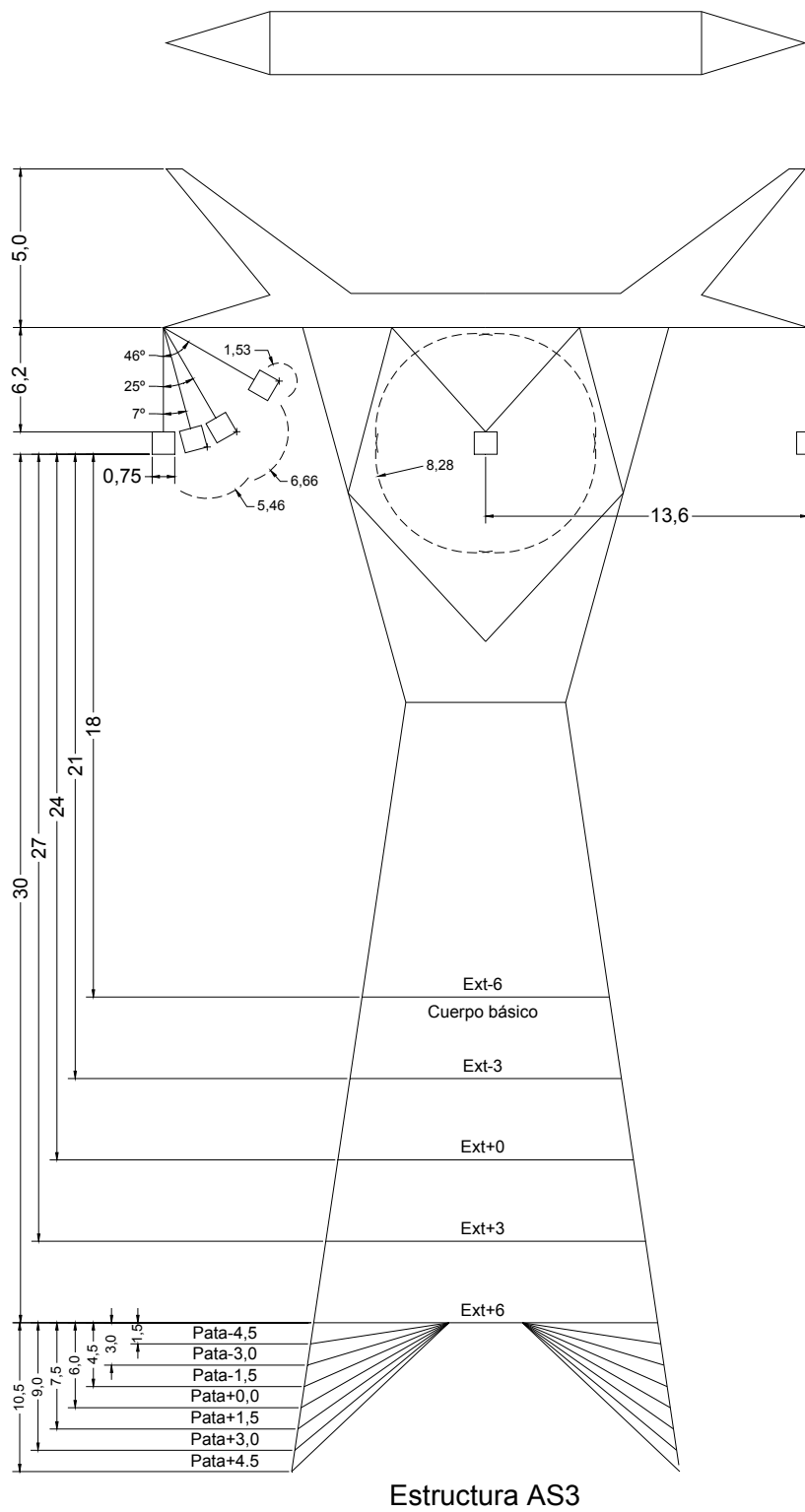
Figura 8.3. Silueta básica torre AS1

**8.6.6.4. Torre AS2**



**Figura 8.4. Silueta básica torre AS2**

**8.6.6.5. Torre AS3**



**Figura 8.5. Silueta básica torre AS3**

### 8.6.6.6. Torre AS4

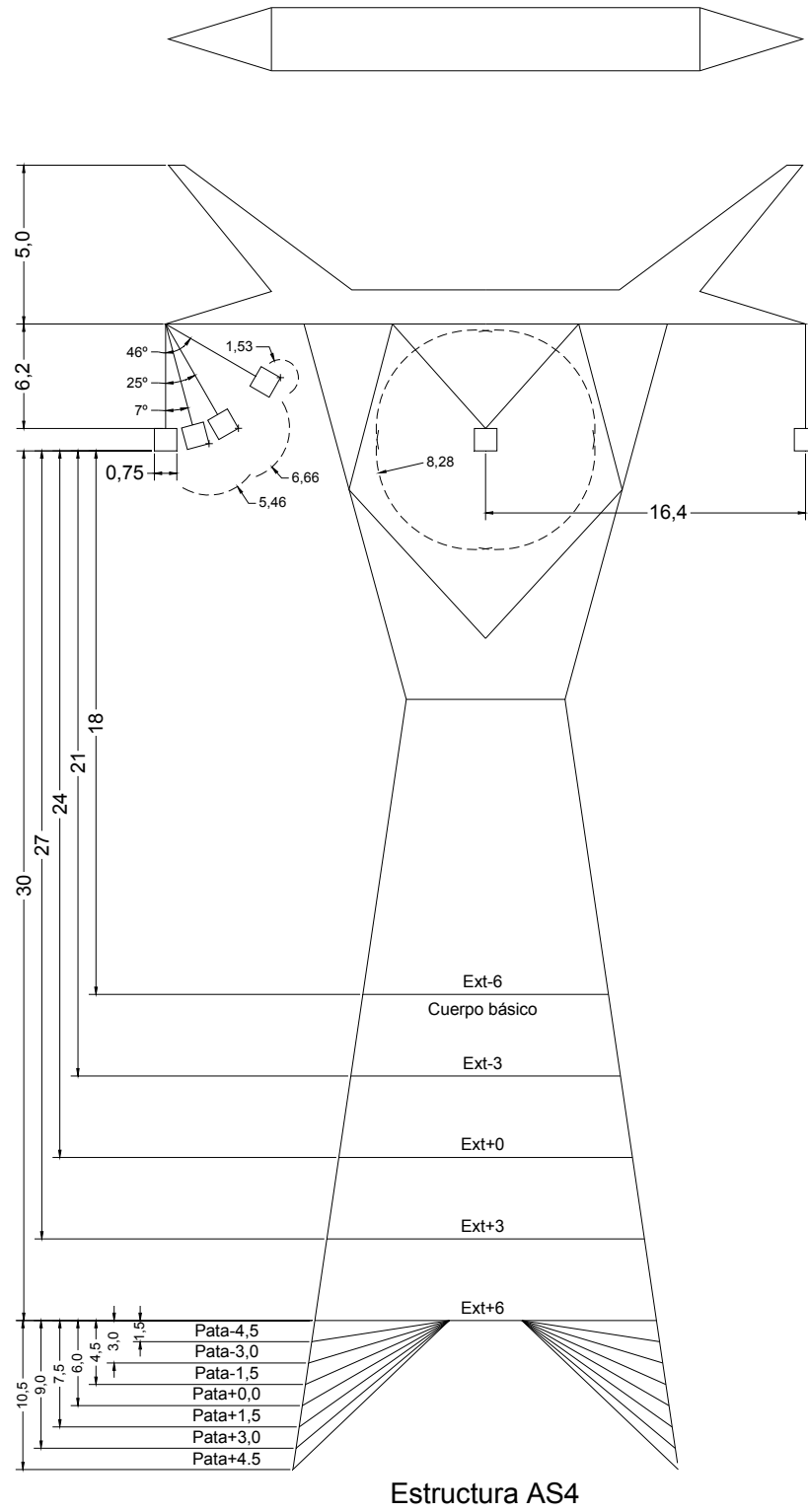
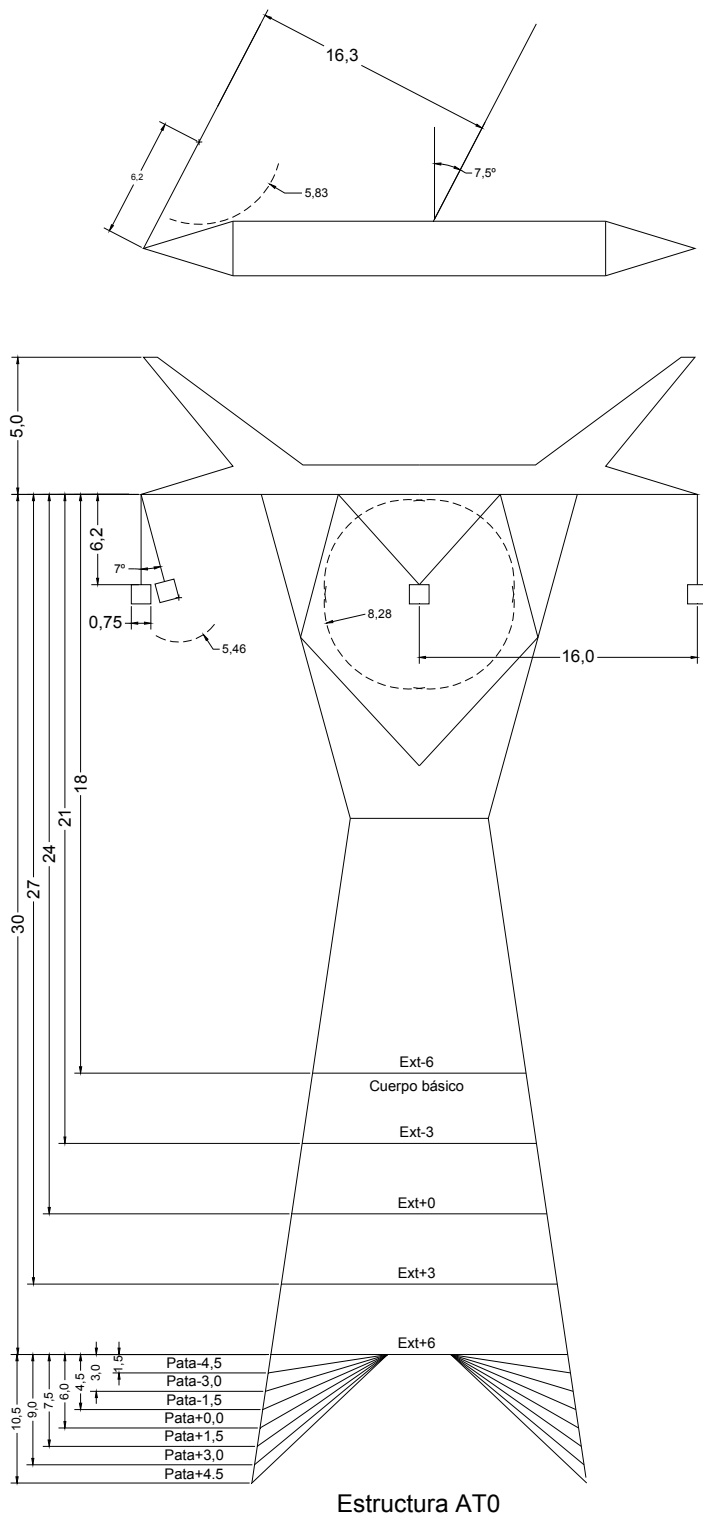


Figura 8.6. Silueta básica torre AS4

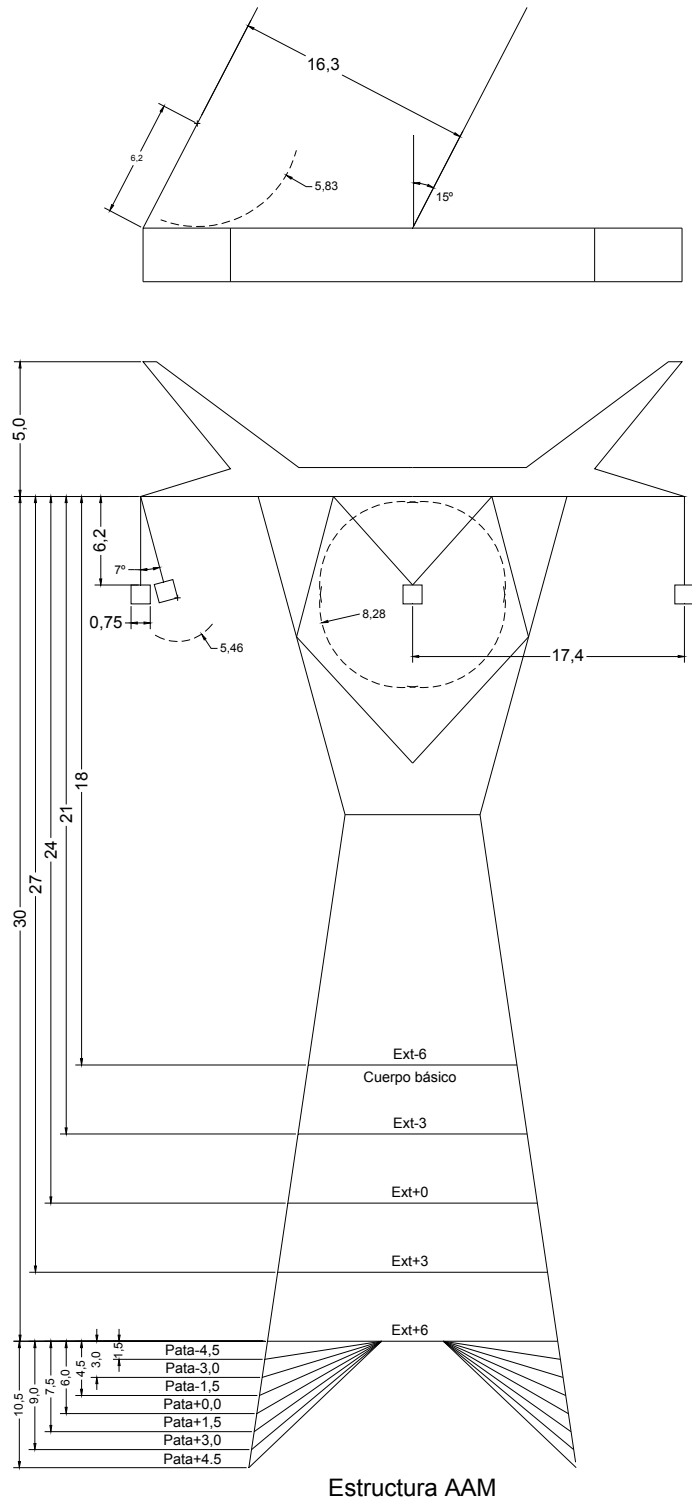
8.6.6.7. **Torre AT0**



Estructura AT0

**Figura 8.7. Silueta básica torre AT0**

8.6.6.8. **Torre AAM**



**Figura 8.8. Silueta básica torre AAM**

### 8.6.6.9. Torre AAT

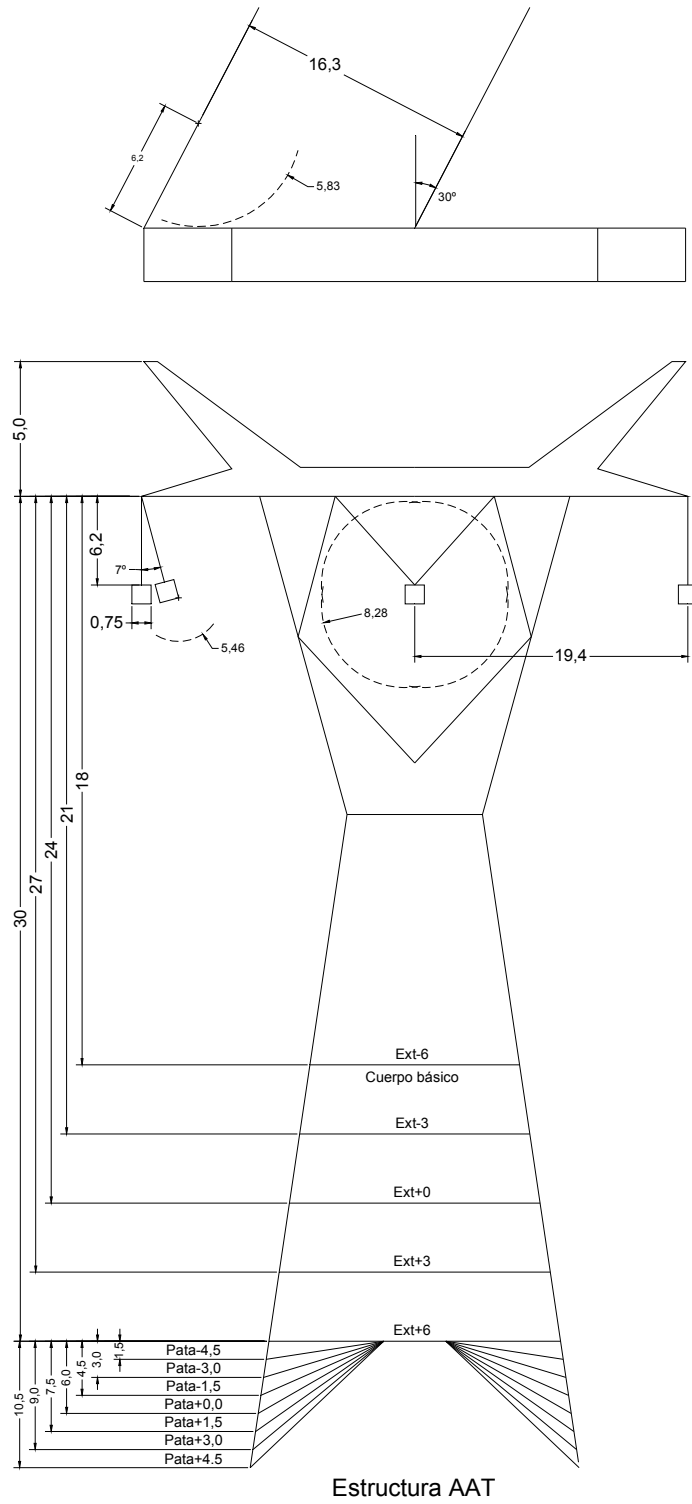


Figura 8.9. Silueta básica torre AAT



## 8.7. DIAGRAMAS DE INTERACCIÓN

Estos diagramas son utilizados durante el proceso de distribución de estructuras, el uso de los diagramas de interacción produce diseños de líneas más económicos, de manera óptima los diagramas se elaboran usando programas de análisis estructural sobre los diseños finales de estructuras, en nuestro caso los diagramas son establecidos a partir de las fórmulas con las que se elaboraron los arboles de carga, en el anexo E se muestran los diferentes diagramas de interacción para los casos que se pueden presentar en la línea.

Los diagramas de interacción entre vanos pesos y viento admisibles son definidos para ciertas combinaciones de hipótesis de carga, condiciones ambientales, cable conductor y ángulos de deflexión. Como las estructuras son diseñadas para soportar una prestación equivalente a la combinación más severa de estas condiciones, nuevas prestaciones pueden ser calculadas a partir de que se disminuyan una o más de estas condiciones, de manera tal que las fuerzas ocasionadas por las nuevas prestaciones sean iguales a las que se obtienen a partir de las prestaciones de diseño, por ejemplo una estructura AS3 se ha diseñado para trabajar en área 2, con cable de 1200MCM, 550m vano viento, 750m de vano peso y 6° de deflexión; sin embargo, la misma estructura en área 1, con cable de 1000MCM puede soportar hasta 896m de vano viento, con 900m de vano peso y 3° de deflexión (ver figuras E.23 y E.29).

## **CAPÍTULO IX**

### **DISEÑO BÁSICO MECÁNICO DE CADENAS, HERRAJES Y ACCESORIOS**

Este capítulo tiene por objetivo definir características mecánicas de los conjuntos y accesorios de cadenas de aisladores y herrajes para el sistema de transmisión de 500kV Mantaro - Caravelí - Montalvo. Por herrajes entendemos a las piezas que son empleados como elementos de sujeción de las cadenas de aisladores a las estructuras soporte y de los conductores a los aisladores. Los herrajes pueden ser de 3 tipos en función de la característica de las estructura. Los herrajes de suspensión deben permitir el desplazamiento de los aisladores en las direcciones longitudinal y transversal. Los herrajes de tensión deben satisfacer las siguientes condiciones: no permitir deslizar al conductor con los esfuerzos longitudinales previstos. Tener una curvatura amplia que permita adaptarse a la catenaria sin violentar el conductor y deben permitir al máximo la propagación de las vibraciones transversales. Los herrajes de paso son usados en estructuras de deflexión con ángulos superiores a los  $15^{\circ}$  y su función es evitar acercamientos de los conductores a la estructura.

#### **9.1. COORDINACIÓN ELECTROMECAÁNICA DE LAS CADENAS**

La cantidad de aisladores por cadena fue determinada en las tabla 3.9 del capítulo de coordinación de aislamiento, donde vimos que el criterio de contaminación fue le determinante en el cálculo. La determinación de la resistencia mecánica nominal de las cadenas, para los distintos tipos de aplicación, fue hecha en base a las cargas

máximas de las estructuras (Ver capítulo 9), las hipótesis para dimensionar los herrajes serán las de la tabla 8.2.

**Tabla 9.1. Tensiones mecánicas en estructuras ES1**

	Transversal (kN)	Vertical (kN)	Longitudinal (kN)	Resultante (kN)
1. Viento máximo transversal (Hipotesis de sólo viento)				
Conductor	60.57	50.45	0.00	78.8
Guarda	9.61	7.73	0.00	12.3
2. Desequilibrio de tracciones (Hipotesis de mínima temperatura)				
Conductor	8.01	50.45	22.95	56.0
Guarda	2.30	7.73	6.60	10.4
3. y 4. Rotura del cable de guarda (Hipotesis de mínima temperatura)				
Conductor	8.01	50.45	0.00	51.1
Guarda roto	1.15	3.86	43.98	44.2
5., 6. y 7. Rotura del cable conductor (Hipotesis de mínima temperatura)				
Conductor roto	3.50	46.80	38.23	60.5
Guarda	2.30	7.73	0.00	8.1

**Tabla 9.2. Tensiones mecánicas en estructuras ES2**

	Transversal (kN)	Vertical (kN)	Longitudinal (kN)	Resultante (kN)
1. Viento máximo transversal (Hipotesis de solo viento)				
Conductor	74.90	78.02	0.00	108.1
Guarda	9.03	7.73	0.00	11.9
2. Hielo máximo (Hipotesis de solo hielo)				
Conductor	15.60	106.91	2.31	108.1
Guarda	2.31	11.72	0.00	11.9
3. Hielo reducido con viento reducido (Hipotesis de hielo + viento)				
Conductor	33.30	91.32	0.00	97.2
Guarda	4.55	9.44	0.00	10.5
4. Desequilibrio de tracciones (Hipotesis de solo hielo)				
Conductor	15.60	106.91	44.68	116.9
Guarda	2.31	11.72	6.62	13.7
5. y 6. Rotura del cable de guarda (Hipotesis de solo hielo)				
Conductor	15.60	106.91	0.00	108.0
Guarda roto	1.16	5.86	44.15	44.5
7., 8. y 9. Rotura del cable conductor (Hipotesis de solo hielo)				
Conductor roto	6.82	96.21	74.44	121.8
Guarda	2.31	11.72	0.00	11.9

**Tabla 9.3. Tensiones mecánicas en estructuras AS1**

	Transversal (kN)	Vertical (kN)	Longitudinal (kN)	Resultante (kN)
<b>1. Viento máximo transversal (Hipotesis de solo viento)</b>				
Conductor	69.07	50.45	0.00	85.5
Guarda	11.70	7.73	0.00	14.0
<b>2. Desequilibrio de tracciones (Hipotesis de mínima temperatura)</b>				
Conductor	16.01	50.45	22.95	57.7
Guarda	4.61	7.73	6.60	11.2
<b>3. y 4. Rotura del cable de guarda (Hipotesis de mínima temperatura)</b>				
Conductor	16.01	50.45	0.00	52.9
Guarda roto	2.30	3.86	43.94	44.2
<b>5., 6. y 7. Rotura del cable conductor (Hipotesis de mínima temperatura)</b>				
Conductor roto	7.01	46.80	38.19	60.8
Guarda	4.61	7.73	0.00	9.0

**Tabla 9.4. Tensiones mecánicas en estructuras AS2**

	Transversal (kN)	Vertical (kN)	Longitudinal (kN)	Resultante (kN)
<b>1. Viento máximo transversal (Hipotesis de sólo viento)</b>				
Conductor	89.15	78.02	0.00	118.5
Guarda	11.12	7.73	0.00	13.5
<b>2. Hielo máximo (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	31.18	106.91	4.62	111.5
Guarda	4.62	11.72	0.00	12.6
<b>3. Hielo reducido con viento reducido (Hipotesis de hielo + viento)</b>				
Conductor	47.66	91.32	0.00	103.0
Guarda	6.67	9.44	0.00	11.6
<b>4. Desequilibrio de tracciones (Hipotesis de hielo máximo)</b>				
Conductor	31.18	106.91	44.68	120.0
Guarda	4.62	11.72	6.62	14.2
<b>5. y 6. Rotura del cable de guarda (Hipotesis de hielo máximo)</b>				
Conductor	31.18	106.91	0.00	111.4
Guarda roto	2.31	5.86	44.10	44.5
<b>7., 8. y 9. Rotura del cable conductor (Hipotesis de hielo máximo)</b>				
Conductor roto	13.64	96.21	74.37	122.4
Guarda	4.62	11.72	0.00	12.6

**Tabla 9.5. Tensiones mecánicas en estructuras AS3**

	Transversal (kN)		Longitudinal (kN)	Resultante (kN)
		Vertical (kN)		
<b>1. Viento máximo transversal (Hipotesis de viento)</b>				
Conductor	100.67	78.02	0.00	127.4
Guarda	12.45	7.73	0.00	14.7
<b>2. Hielo máximo (Hipotesis de hielo)</b>				
Conductor	57.63	258.54	9.21	265.1
Guarda	9.21	39.38	0.00	40.4
<b>3. Hielo reducido con viento reducido (Hipotesis de hielo + viento)</b>				
Conductor	69.18	148.50	0.00	163.8
Guarda	11.17	18.61	0.00	21.7
<b>4. Desequilibrio de tracciones (Hipotesis de hielo máximo)</b>				
Conductor	57.63	258.54	82.59	277.5
Guarda	9.21	39.38	13.20	42.5
<b>5. y 6. Rotura del cable de guarda (Hipotesis de hielo máximo)</b>				
Conductor	57.63	258.54	0.00	264.9
Guarda roto	4.61	19.69	87.88	90.2
<b>7., 8. y 9. Rotura del cable conductor (Hipotesis de hielo máximo)</b>				
Conductor roto	25.21	228.89	137.46	268.2
Guarda	9.21	39.38	0.00	40.4

**Tabla 9.6. Tensiones mecánicas en estructuras AS4**

	Transversal (kN)		Longitudinal (kN)	Resultante (kN)
		Vertical (kN)		
<b>1. Viento máximo transversal (Hipotesis de sólo viento)</b>				
Conductor	119.75	151.53	0.00	193.1
Guarda	14.69	15.46	0.00	21.3
<b>2. Hielo máximo (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	57.63	512.59	9.21	515.9
Guarda	9.21	78.77	0.00	79.3
<b>3. Hielo reducido con viento reducido (Hipotesis de hielo + viento)</b>				
Conductor	77.41	292.49	0.00	302.6
Guarda	12.61	37.22	0.00	39.3
<b>4. Desequilibrio de tracciones (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	57.63	512.59	82.59	522.4
Guarda	9.21	78.77	13.20	80.4
<b>5. y 6. Rotura del cable de guarda (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	57.63	512.59	0.00	515.8
Guarda roto	4.61	39.38	87.88	96.4
<b>7., 8. y 9. Rotura del cable conductor (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor roto	25.21	451.18	137.46	472.3
Guarda	9.21	78.77	0.00	79.3

**Tabla 9.7. Tensiones mecánicas en estructuras AT0**

	Transversal (kN)	Vertical (kN)	Longitudinal (kN)	Resultante (kN)
<b>1. y 2 Viento máximo transversal (Hipotesis de sólo viento)</b>				
Conductor	168.73	157.53	0.00	230.8
Guarda	21.95	15.46	0.00	26.8
<b>3. Hielo máximo (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	182.44	518.59	0.00	549.7
Guarda	29.16	78.77	0.00	84.0
<b>4. Hielo reducido con viento reducido (Hipotesis de hielo + viento)</b>				
Conductor	153.98	298.49	0.00	335.9
Guarda	24.08	37.22	0.00	44.3
<b>5. y 6. Desequilibrio de tracciones (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	182.44	518.59	349.42	651.4
Guarda	29.16	78.77	55.84	100.9
<b>7. y 8. Rotura del cable de guarda (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	182.44	518.59	0.00	549.7
Guarda roto	14.58	39.38	110.73	118.4
<b>9., 10. y 11. Rotura del cable conductor (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor roto	79.82	462.08	173.22	499.9
Guarda	29.16	78.77	0.00	84.0

**Tabla 9.8. Tensiones mecánicas en estructuras AAM**

	Transversal (kN)	Vertical (kN)	Longitudinal (kN)	Resultante (kN)
<b>1. y 2 Viento máximo transversal (Hipotesis de sólo viento)</b>				
Conductor	267.29	84.02	0.00	280.2
Guarda	36.06	7.73	0.00	36.9
<b>3. Hielo máximo (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	361.75	264.54	0.00	448.2
Guarda	57.81	39.38	0.00	70.0
<b>4. Hielo reducido con viento reducido (Hipotesis de hielo + viento)</b>				
Conductor	274.36	154.50	0.00	314.9
Guarda	42.92	18.61	0.00	46.8
<b>5. y 6. Desequilibrio de tracciones (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	361.75	264.54	349.42	568.3
Guarda	57.81	39.38	55.84	89.5
<b>7. y 8. Rotura del cable de guarda (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	361.75	264.54	0.00	448.2
Guarda roto	28.91	19.69	107.88	113.4
<b>9., 10. y 11. Rotura del cable conductor (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor roto	158.27	239.79	168.76	333.2
Guarda	57.81	39.38	0.00	70.0

**Tabla 9.9. Tensiones mecánicas en estructuras AAT**

	Transversal (kN)		Longitudinal (kN)	Resultante (kN)
		Vertical (kN)		
<b>1. y 2 Viento máximo transversal (Hipotesis de sólo viento)</b>				
Conductor	267.29	84.02	0.00	280.2
Guarda	36.06	7.73	0.00	36.9
<b>3. Hielo máximo (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	361.75	264.54	0.00	448.2
Guarda	57.81	39.38	0.00	70.0
<b>4. Hielo reducido con viento reducido (Hipotesis de hielo + viento)</b>				
Conductor	274.36	154.50	0.00	314.9
Guarda	42.92	18.61	0.00	46.8
<b>5. y 6. Desequilibrio de tracciones (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	361.75	264.54	349.42	568.3
Guarda	57.81	39.38	55.84	89.5
<b>7. y 8. Rotura del cable de guarda (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	361.75	264.54	0.00	448.2
Guarda roto	28.91	19.69	107.88	113.4
<b>9., 10. y 11. Rotura del cable conductor (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor roto	158.27	239.79	168.76	333.2
Guarda	57.81	39.38	0.00	70.0
<b>12. Viento máximo transversal - Terminal 0º (Hipotesis de sólo viento)</b>				
Conductor	43.27	47.26	355.96	361.7
Guarda	4.66	3.86	51.66	52.0
<b>13. Hielo máximo - Terminal 0º (Hipotesis de sólo hielo)</b>				
Conductor	137.52	698.85	0.00	712.3
Guarda	19.69	111.69	0.00	113.4
<b>14. Hielo reducido con viento reducido - Terminal 0º (Hipotesis de hielo + viento)</b>				
Conductor	37.79	154.50	457.02	483.9
Guarda	6.01	18.61	71.29	73.9

Con estas tablas obtenemos los valores máximos de carga por cada tipo de estructura y seleccionamos los valores nominales de las cadenas, cabe indicar que los valores presentados en las tablas 9.1 a 9.9 ya se encuentran incrementados por coeficientes de seguridad, tal como se explica en el capítulo 8, por lo que no se ha utilizado un factor de seguridad adicional para la selección de la carga nominal,

puesto que hacerlo supondría trabajar con arreglos de cadenas sobre dimensionados, difíciles de armar y adquirir en el mercado. Dichos valores fueron:

**Tabla 9.10. Tensiones nominales para cadenas de conductores**

<b>Estructura</b>	<b>Carga máxima (kN)</b>	<b>Tensión nominal de cadenas (kN)</b>
ES1	78,83	120
ES2	121,84	160
AS1	85,53	120
AS2	122,36	160
AS3	277,47	2x160
AS4	522,39	4x160
AT0	651,39	4x210
AAM	568,28	4x160
AAT	712,25	4x210

**Tabla 9.11. Tensiones nominales para cadenas de cables de guarda**

<b>Estructura</b>	<b>Carga máxima (kN)</b>	<b>Tensión nominal de cadenas (kN)</b>
ES1	44,17	80
ES2	44,55	80
AS1	44,17	80
AS2	44,55	80
AS3	90,17	120
AS4	96,41	120
AT0	118,43	120
AAM	113,41	120
AAT	113,41	120



## CONCLUSIONES

- La tesis ha desarrollado todos los aspectos referidos a la ingeniería básica de un Línea de Transmisión de 500kV, en la misma se han dimensionado y definido las características mínimas de los equipos componentes de la Línea.
- Partiendo de las bases del contrato de concesión del proyecto, sobre el cual trata la tesis, se ha hecho una búsqueda de reglamentos técnicos nacionales e internacionales, por ser variados los reglamentos técnicos internacionales y muy escasa la reglamentación nacional específica al tema, es necesario que el estado peruano elabore estándares para el diseño de proyectos de extra alta tensión.
- Es recomendable que la información presentada en el Código Nacional de Electricidad Suministro 2001, específicamente las condiciones sobrecarga que se presentan en el mismo (Sección 24), sea definida explícitamente para cada Zona y Área Meteorológica a la que hace referencia, puesto que de la manera como esta presentada resulta imprecisa.
- En el capítulo 3 referido al cálculo de coordinación de aislamiento, se han determinado el número de aisladores de vidrio para el proyecto, sin embargo los criterios desarrollados en este capítulo son suficientes para seleccionar desde el punto de vista eléctrico otro tipo de aisladores como los poliméricos o cerámicos, los cálculos mecánicos de aisladores del capítulo 9 son independientes del tipo de aisladores a utilizarse en un proyecto de extra alta tensión.
- La metodología de diseño presentado en el trabajo ha sido siempre elaborado desde el punto de vista de la empresa concesionaria, es decir se ha diseñado

cumpliendo los requisitos establecidos en el contrato de concesión de manera de garantizar una operación por 30 años.

- En cada capítulo se ha detallado las consideraciones técnicas sobre las cuales se han basado los cálculos, esto para que la tesis cumpla con su objetivo de servir como material de consulta para futuros proyectos de 500kV.

## BIBLIOGRAFÍA

1. LUIS MARÍA CHECA, "Líneas de Transporte de Energía", 3era edición, Editorial Macombo S.A., Barcelona, 2004.
2. SOUTHWIRE COMPANY, "Overhead Conductor Manual", 2da edición, editado por Southwire Company, Georgia, USA, marzo 2007.
3. ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, "EPRI AC Transmission Line Reference Book, 220 kV and Above", 3ra edición, editado por Electric Power Research Institute, California, USA, 2005
4. POWER LINE SYSTEMS INC., "PLS-CADD User's Manual", Version 10, editado por Power Line Systems INC, Madison, USA, 2009.
5. POWER LINE SYSTEMS INC., "Tower User's Manual", Version 10, editado por Power Line Systems INC, Madison, USA, 2008.
6. J. J. GRAINGER y W. D STEVENSON, "Análisis de sistemas de potencia", 2da edición, Editorial McGraw-Hill/Interamericana, México, 1996.
7. RODOLFO NERI VELA, "Líneas de Transmisión", 2da edición, Editorial McGraw-Hill/Interamericana, España, 1999.
8. CARLOS F. RAMÍREZ, "Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión", 2da edición, editado por HVM Ingenieros, Bogotá, 2007.
9. JUAN BAUTISTA RÍOS, "Líneas de Transmisión de Potencia", pre edición, Lima, 2001.
10. GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER, "Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica", pre edición, Editorial LIMUSA, México 1983.

11. CESI, COES, “Esquemas de Rechazo de Carga por Subfrecuencia y por Mínima Tensión y de Rechazo de Generación por Sobrefrecuencia”, Marzo 2003.
12. CESI, COES: “Pruebas de estabilidad del Sistema Eléctrico Peruano tras la puesta en marcha de la Interconexión a 220 kV Mantaro-Socabaya”, Lima, septiembre 2000.
13. MINEM, “Código Nacional de Electricidad – Suministro”, Lima, 2001
14. MINEM, “Código Nacional de Electricidad – Utilización”, Lima 2006
15. “Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión de España, Madrid, España 2008.