

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



## **AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COSTERA EN 220 KV CON CONDUCTORES DE NUEVA GENERACIÓN**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**JOSÉ MANUEL SALAZAR ESCALERA**

**PROMOCIÓN  
2005- II**

**LIMA – PERÚ  
2010**

**AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN  
UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COSTERA EN 220 KV CON  
CONDUCTORES DE NUEVA GENERACIÓN**

Agradezco eternamente a mis padres por ser mi fuente de inspiración tanto para mi desarrollo personal como profesional.

## SUMARIO

En el presente informe de suficiencia se aborda el tema del Aumento de la Capacidad de Transporte de una Línea de Transmisión Costera en un Nivel de Tensión de 220 kV con Conductores de Nueva Generación, mostrando que dicha necesidad de aumentar la capacidad de transporte surge ante el incremento continuo y gradual de la demanda por energía eléctrica, teniendo como limitaciones distintos motivos como el no poder realizar una línea paralela a esta, no poder implementar un condensador intermedio o hacer uso de dispositivos FACTS (Sistema Flexible de Transmisión de Corriente Alterna) de fase y cuadratura en un corto plazo.

Dicha problemática que se circunscribe al incremento del transporte de energía en la línea de transmisión existente de un nivel de tensión de 220 kV que parte desde la Subestación Independencia en la ciudad de Pisco hasta la Subestación Ica en la ciudad de Ica, debe considerar las características del suelo en la ruta, que atraviesa zonas desérticas abruptas, campos de cultivo y tramos urbanos en las proximidades de las subestaciones.

Para realizar el incremento del transporte de energía a partir del uso de conductores se debe enfrentar el problema de la dilatación en los vanos la línea de transmisión existente, siendo la principal preocupación mantener las distancias de seguridad señaladas por el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2001 y no afectar los predios existentes, razón por la cual se propone el uso de conductores con mayor capacidad de transmisión y desempeño con alta temperatura de operación y mínimas flechas, dimensionando sus características de instalación de modo que cumplan con mantener las distancias de seguridad exigidas y de ese modo constituir la solución a corto plazo, sin requerir de muchos cambios en la infraestructura de la línea de transmisión existente.

## INDICE

<b>PROLOGO</b>	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>RESUMEN</b>	
1.1 Antecedentes	2
1.2 Objetivos	2
1.3 Alcances	3
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>DESCRIPCIÓN DE LA ZONA DEL PROYECTO</b>	
2.1 Características de la ruta	4
2.2 Clima, medio ambiente y entorno	4
2.3 Instalaciones eléctricas existentes	4
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>OPERACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN</b>	
3.1 Tipo de línea de transmisión	7
3.2 Categoría de la línea de transmisión	7
3.3 Características del sistema eléctrico	7
3.4 Confiabilidad del transporte de energía	7
3.5 Administración de la carga	7
<b>CAPÍTULO IV</b>	
<b>ANÁLISIS DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN</b>	
4.1. Alternativas	9
4.2. Capacidad actual	10
4.3. Capacidad objetivo	12
4.4 Estimación de pérdidas	14
<b>CAPÍTULO V</b>	
<b>INGENIERÍA DEL PROYECTO</b>	
5.1 Dimensionamiento del conductor	15

<b>5.2</b>	<b>Utilización de los soportes actuales</b>	19
<b>5.3</b>	<b>Cambio de las ferreterías</b>	19
<b>5.4</b>	<b>Mejoramiento de las puestas a tierra</b>	21
<b>5.5</b>	<b>Evaluación del aislamiento</b>	21
	<b>CONCLUSIONES</b>	22
	<b>ANEXOS</b>	23
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	45

## PROLOGO

El presente informe propone una mejora en la capacidad de transporte de potencia de una línea de transmisión convencional en un nivel de Tensión de 220 kV preexistente, mediante el uso de conductores de alta capacidad térmica de operación, debido a que dicha línea de alta tensión ya esta superando su capacidad inicial para la cual fue diseñada y construida, fenómeno que se viene presentando en las líneas con más de 30 años de servicio.

Actualmente, la construcción de nuevas líneas eléctricas plantea cada vez serias dificultades, haciéndose muchas veces inviable, principalmente debido a restricciones en los derechos de paso, especulación con la seguridad ambiental y sobre todo la dificultad de ubicar corredores disponibles para la ruta.

Alternativamente, si se adopta por mejorar la capacidad de transporte de potencia incrementando la corriente enfrentamos el problema de la dilatación por efecto Joule de los conductores, es decir, debido al incremento en la temperatura de operación con la consiguiente dilatación que no permitiría cumplir con mantener las distancias mínimas de seguridad exigidas por el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2001.

El uso de estos conductores de la nueva generación, con mayor capacidad térmica se mejoraría con la problemática de las distancias mínimas de seguridad, manteniendo similares características mecánicas para su adecuación a las ferreterías y estructuras existentes, lo cual representa una solución a corto plazo para hacer frente a los incrementos de la demanda, por encima de la capacidad de transporte de una Línea Eléctrica.

# CAPÍTULO I

## RESUMEN

### 1.1 Antecedentes

La línea de transmisión con un nivel de tensión de 220 kV que parte de la Subestación Independencia (ciudad de Pisco) hasta la Subestación Ica (ciudad de Ica) fue puesta en servicio el año 1973 e inicialmente el recorrido fue mayormente por zonas eriazas y desérticas; mientras que en la actualidad dichos terrenos han sido posesionados por nuevos pobladores debido al crecimiento poblacional de las provincias de Pisco e Ica; en consecuencia, actualmente su recorrido presenta algunos cruces de campos de cultivos, casas semi-construidas y terrenos agro-industriales.

La actual línea de transmisión, es una línea con tensión nominal en 220 kV, con un recorrido original de 55,19 km de longitud, siendo diseñada para una capacidad de transporte de potencia igual a 141 MVA.

### 1.2 Objetivos

El objetivo del presente informe es definir la obra necesaria para que la actual línea de transmisión en un nivel de tensión de 220 kV que parte de la Subestación Independencia hasta la Subestación Ica, incremente su capacidad de transmisión de potencia a 180 MVA.

El informe también considera que en régimen de operación de emergencia por un tiempo no mayor a 4 horas diarias y a tensión nominal (220 kV), la capacidad de transmisión de potencia será del 20% más que la capacidad en régimen continuo, es decir a 216 MVA.

Se analizarán las diferentes alternativas para aumentar la capacidad de transporte de una línea de transmisión, entre las cuales tenemos: incrementar la temperatura de operación reemplazando los conductores existentes, construir una nueva línea de transmisión paralela a la existente, la implementación de un condensador intermedio o hacer uso de dispositivos FACTS (Sistema Flexible de Transmisión de Corriente Alterna) de fase y cuadratura.

Ante un incremento gradual y lento de la carga, se deberá elegir la alternativa que cumpla con mantener las distancias mínimas de seguridad al suelo según lo estipulado en el



Código Nacional de Electricidad (CNE – Suministro, 2001), aprovechar las instalaciones existentes y además representar la mejor solución a un corto plazo.

### **1.3 Alcances**

El presente informe cubre el diseño de la ampliación en la capacidad de transporte de una línea de transmisión en un nivel de tensión de 220 kV, que comprende la actual operación y análisis de la línea, el desarrollo de la ingeniería del proyecto, especificaciones técnicas, detalle de las instalaciones electromecánicas y demás documentos inherentes al proyecto.

La Normativa a aplicar será como requerimiento mínimo según las últimas ediciones y/o enmiendas indicadas en:

- Código Nacional de Electricidad Suministro 2001 (1).
- IEEE Std 738, Standard for Calculating the Current - Temperature relationship of Bare Overhead Conductors.

(1) Aprobado mediante Resolución Ministerial N° 366-2001-EM/VME (2001-08-06).

## **CAPÍTULO II**

### **DESCRIPCIÓN DE LA ZONA DEL PROYECTO**

#### **2.1 Características de la ruta**

La línea recorre zonas ubicadas en la Costa del Perú, entre las provincias de Pisco e Ica, Departamento de Ica. La ruta presenta accesos por medio de la carretera Panamericana Sur y en la mayoría de zonas de cultivo y desérticas, las estructuras presentan accesos carrozables.

#### **2.2 Clima, medio ambiente y entorno**

La línea se encuentra en una zona costera ubicada en niveles con altitud menores a 1000 msnm, el clima en este tramo es desértico, es decir cálido, húmedo y con ausencia de lluvias prácticamente durante todo el año.

Temperaturas:

**Tabla N° 2.1** Temperaturas en la zona del proyecto

Condición	Temperatura
Máxima	51,0°C
Media	20,0°C
Mínima	10,0°C

Humedad Relativa:

- 70 % - 95 %.

Las condiciones ambientales se caracterizan por la contaminación ambiental, próxima al inicio de la línea en la zona de Pisco, debido a la cercanía a campos agrícolas, zonas desérticas y plantas industriales, como Aceros Arequipa y FUNSUR.

#### **2.3 Instalaciones eléctricas existentes**

La actual línea de transmisión, es una línea con tensión nominal en 220 kV, con un recorrido original de 55,19 km de longitud, conformado por 135 estructuras de soporte que

son torres metálicas en simple circuito, empleándose conductores de Aleación de aluminio (AAAC- Aldrey) de 442,7 mm<sup>2</sup> de sección, y no empleándose cables de guarda. Esta línea ha sido diseñada para una capacidad de transporte de potencia máxima, en régimen continuo, igual a 141 MVA.

**Tabla N° 2.2** Características de la línea de transmisión

NUMERO TERNAS EN LA LINEA	CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR		LONGITUD ACTUAL DE LINEA (km)	CAPACIDAD DE DISEÑO (MVA)	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO DE LA LINEA
	TIPO Y SECCION DEL CONDUCTOR	LONGITUD DEL CONDUCTOR (km)			
1	AAAC – ALDREY 442,7 mm <sup>2</sup>	55,23	55,19	141	1973

La línea en estudio esta conformada por estructuras metálicas del tipo Pino y designados de acuerdo a sus prestaciones mediante los tipos N, P, R y O.

**Tabla N° 2.3** Tipos de estructuras

Estructura	Vano medio (m)	Vano peso (m)	Angulo
N	470 - 420	630	0° - 1°
P	420	1200	30°
R	420 – 650	1200	90° - 85°
O	550 – 500	1200	0° - 1°

Datos del Conductor existente (altitud < 1000 msnm.)

- Conductor denominación Aldrey (AAAC)
- Sección nominal 450 mm<sup>2</sup>
- Sección real 442,7 mm<sup>2</sup>
- Formación 61 x 3,04 mm
- Diámetro exterior 27,36 mm
- Peso 1,23 kgf/m
- Carga de rotura 12 700 kgf
- Módulo de elasticidad 5800 kgf/mm<sup>2</sup>
- Coeficiente dilatación lineal 23,00x10<sup>-6</sup> °C<sup>-1</sup>
- Resistencia eléctrica a 20°C 0,0650 ohm/km

El aislamiento de la línea de transmisión existente es el siguiente:

**Tabla N° 2.4 Datos del aislamiento**

<b>Altitud</b>	<b>Cadenas de Suspensión</b>				<b>Cadenas de Anclaje</b>			
	<b>Tipo Aislador</b>	<b>Código en Planilla</b>	<b>Cant. Discos</b>	<b>Designac. IEC</b>	<b>Tipo Aislador</b>	<b>Código en Planilla</b>	<b>Cant. Discos</b>	<b>Designac. IEC</b>
< 1000 msnm	Antifog	S21	15	U120BP	Antifog	A21	16	U120BP
	Antifog	S23	15	U120BP	Antifog	A23	16	U120BP

## **CAPÍTULO III**

### **OPERACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

#### **3.1 Tipo de línea de transmisión**

La línea de transmisión en estudio presenta una terna, de simple circuito, la cual se encuentra en disposición triangular alternada.

#### **3.2 Categoría de la línea de transmisión**

La línea de transmisión conecta las barras ubicadas en la Subestación Independencia (ciudad de Pisco) y Subestación Ica (ciudad de Ica), las cuales se encuentran interconectadas con otras líneas de transmisión en un nivel de tensión de 220 kV. Esta línea no se encuentra directamente conectada a una carga o a una generadora, razón por la cual se encuentra en la categoría del Sistema Principal de Transmisión (SPT).

#### **3.3 Características del sistema eléctrico**

Sistema:	Trifásico
Tensión Nominal:	220 kV
Frecuencia:	60 Hz
Potencia:	141 MVA

#### **3.4 Confiabilidad del transporte de energía**

La línea en estudio presenta los siguientes valores de diseño:

Capacidad en Operación Normal:	141 MVA
Capacidad en Emergencia:	169 MVA
Régimen de carga (diseño):	80 MVA
Pérdidas en vacío (diseño):	0,70 MVA

#### **3.5 Administración de la carga**

Para la línea en estudio tenemos que inicialmente esta presenta un régimen de carga de 80 MVA, el cual con el paso del tiempo ha ido aumentando conforme se ha incrementado la demanda de energía en el sistema eléctrico.

A continuación se muestran los valores de potencia que actualmente presenta la línea en 220 kV para los casos de máxima, media y mínima demanda durante su operación:

**Tabla N° 3.1** Demanda de la carga

<b>Instalación</b>	<b>Máxima Demanda (MW)</b>	<b>Media Demanda (MW)</b>	<b>Mínima Demanda (MW)</b>
Línea 220 kV	130	123	117

Del cuadro observamos como el régimen de carga ha aumentado considerablemente, razón por la cual es necesario aumentar la capacidad de la línea para poder mantenerla operativa ante los incrementos de demanda.

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN**

#### **4.1 Alternativas**

Ante un incremento gradual y lento de la carga, para aumentar la capacidad de transmisión tenemos diferentes alternativas:

- El incremento de la temperatura de operación en la línea existente lo cual dilataría el conductor trayendo como consecuencia la reducción de las distancias de seguridad.
- El cambio por un nuevo conductor del mismo tipo con una mayor sección, el cual estaría sometido a las restricciones mecánicas sobre las estructuras de la línea existente.
- El cambio del conductor existente por un conductor de alta capacidad térmica de operación y mínimas flechas, con igual o menor peso y de similares cargas de rupturas del conductor instalado en la línea de transmisión existente.
- La creación de una nueva línea de transmisión con una mayor capacidad de transporte de potencia, la cual empezaría desde cero con el montaje de estructuras y tendido de conductores.

De las alternativas mencionadas, el incremento de temperatura con el conductor original queda descartado debido a la presencia de zonas urbanas y agrícolas las cuales quedarían expuestas a un peligro inminente ante el incremento de la flecha,

El cambio por un nuevo conductor del mismo tipo pero con mayor área se descarta debido al riesgo que significa para la estructura someterse a esfuerzos mecánicos mayores de los que fue diseñado.

Finalmente el uso de conductores de alta capacidad térmica de operación y mínimas flechas no presenta inconvenientes para las distancias de seguridad o esfuerzos sobre la estructura (debido a que sus parámetros serán similares al conductor original), presentando como principal inconveniente el alto costo de este tipo de conductores (hasta cinco veces más que el conductor convencional), caso similar a la construcción de una nueva línea de transmisión que representa una inversión significativa.

Ante estas dos opciones, a continuación se muestra un cuadro comparativo entre lo que costaría realizar una nueva línea de transmisión y el reemplazo de conductores de alta capacidad térmica de operación y mínimas flechas en la línea existente:

Costos representados en porcentaje del total a ser invertido

**Tabla N° 4.1** Comparación de costos entre una nueva línea de transmisión y el uso de conductores de alta capacidad térmica de operación (\*)

		Nueva Línea de Transmisión	Conductor de Alta Capacidad Térmica de Operación
Costo de Estructuras	Materiales	49%	0%
	Desmontaje	4%	0%
	Montaje	14%	0%
	<b>Total</b>	<b>67%</b>	<b>0%</b>
Costo de Tendido de Conductor	Conductor	13%	65%
	Aislador	7%	0%
	Desmontaje	6%	6%
	Montaje	7%	7%
	<b>Total</b>	<b>33%</b>	<b>78%</b>
<b>TOTAL DE INVERSIÓN</b>		<b>100%</b>	<b>78%</b>

(\*) Costos extraídos de: Freddy Quijaite, “Alternativas para mejorar la capacidad de líneas de transmisión existentes”, Revista EIC, Edición 53, Año 2009, Página N° 20.

Del cuadro mostrado, para mejorar la capacidad de transporte de una línea de transmisión, la mejor alternativa será el cambio del conductor por otro del tipo de alta capacidad térmica de operación y mínimas flechas, siendo mucho más rentable que la construcción de una nueva línea de transmisión, además de solucionar los problemas que teníamos con las otras alternativas como mantener las distancias mínimas de seguridad ante un incremento de la flecha y no someter a las estructuras a esfuerzos mecánicos por encima de sus valores de diseño.

#### 4.2 Capacidad actual

Para determinar la capacidad de la potencia de transmisión actual de la línea procederemos a realizar el cálculo de la Capacidad de Corriente (Ampacidad) de la línea, el cual ha sido realizado mediante los modelos matemáticos de la IEEE Std 738-1993, por estar de acuerdo con la Pre-publicación del Código Nacional de Electricidad, Suministro 2007.

Este modelo matemático de la IEEE Std 738-1993 es parte del programa PLS-CADD, con el que se han realizado las estimaciones.



Para esto, se han revisado y actualizado las condiciones actuales, temperatura ambiente según datos del SENAMHI, características del conductor según documento OP. 21995a de SAE – MILANO y entre otras variables (coeficiente de emisividad y absorción solar, velocidad del viento) según recomendaciones de la IEEE Std. 738, por ser conservador.

El cálculo de la capacidad de transmisión de potencia se ha realizado para las condiciones más desfavorables, que se presentarían durante la operación de la línea, definiéndose la temperatura máximas en la zona de instalación de la línea en estudio.

Zona costera del departamento de Ica, Provincias de Pisco e Ica.

- Temperatura ambiental máxima : 32 °C
- Temperatura ambiental mínima : 10 °C
- Temperatura ambiente Promedio : 20 °C

A continuación se indican los criterios y datos de entrada empleados para calcular la capacidad actual de transmisión de la línea.

Datos del Calentamiento Solar

- Latitud del conductor en Grados : - 13°45' (Hemisferio Sur)
- Tipo de atmósfera : Claro (\*)
- Hora del día en la que se produce mayor calor : 12

Datos del tiempo

- Temperatura del aire : 32 °C
- Velocidad del viento : 0,61 m/s (2,2 km/h)
- Ángulo entre el viento y conductor : 90°
- Altitud del conductor sobre el nivel del mar : 400 msnm

Datos del Conductor

- Descripción : Aldrey (AAAC)
- Diámetro del conductor : 27,36 mm
- Resistencia AC del conductor a 25 °C : 0,0662 Ohm/km
- Resistencia AC del conductor a 50 °C : 0,0720 Ohm/km
- Emisividad del conductor : 0,7
- Absorción solar del conductor : 0,9

(\*) Debido a que la línea de transmisión esta en una zona menor a 1000 msnm, recorre tramos en las que predomina, tanto atmósferas claras como industriales, tomándose la más

crítica (atmósfera clara), con el cual hay una mayor intensidad de radiación solar sobre el conductor.

Con estos datos se han obtenido las siguientes temperaturas para las potencias de transmisión estimadas:

**Tabla N° 4.2** Temperatura de operación

<b>Instalación</b>	<b>Potencia (MVA)</b>	<b>Corriente Nominal en Conductor (A)</b>	<b>Temperatura de Operación</b>
Línea 220 kV	141	369	53°C

Con estos datos y para la potencia de transmisión actual de 141 MVA, se obtuvo la temperatura de operación de 53 °C (Ver resultados en el Anexo A).

#### **4.3 Capacidad objetivo**

Según los datos de análisis tratados en 4.2 y los modelos matemáticos de la IEEE Std 738-1993, se procedió a determinar la temperatura de operación del conductor al momento de transportar las nuevas potencias de transmisión requeridas; el cual es de 180 MVA en régimen de operación continuo o normal y en condiciones de emergencia (120% de la potencia en condición normal) (Ver Anexo B).

A continuación se indican las temperaturas estimadas en el conductor de acuerdo a la máxima capacidad de transporte de potencia por la línea según diseño original y las nuevas magnitudes de potencia de transporte requeridas (180 MVA y 216 MVA).

**Tabla N° 4.3** Incremento de temperatura

<b>Instalación</b>	<b>Temperatura del conductor (°C)</b>	<b>Corriente Estimada (A)</b>	<b>Potencia Requerida (MVA)</b>	<b>Incremento de Temperatura sobre la referencia 53 °C</b>
Línea 220 kV	56,9	481	183	3,9
	60,9	571	217	7,9

En la última columna hacia la mano derecha, se indican los incrementos de temperatura que se tendrían al transportar las potencias requeridas respecto de la potencia actual (141 MVA).

De acuerdo a las condiciones de operación de la línea en 220 kV, se tendrían las siguientes corrientes en los equipos de las celdas eléctricas en las subestaciones Independencia e Ica en 220 kV (ubicadas en las ciudades de Pisco e Ica respectivamente):

**Tabla N° 4.4** Operación a tensión nominal 220 kV

Operación	Normal		Emergencia	
	Potencia (MVA)	Corriente (A)	Potencia (MVA)	Corriente (A)
Actual	141	370	169	444
Repotenciado	180	472	216	567

**Tabla N° 4.5** Operación a tensiones de 210 kV y 200 kV

Operación	Normal		Emergencia	
	Potencia (MVA)	Corriente (A)	Potencia (MVA)	Corriente (A)
A 210 kV	180	495	216	595
A 200 kV	180	520	216	624

Como resultado de la verificación de las capacidades de corriente actuales, nominal y de ruptura para los equipos componentes de las celdas de línea, se tiene:

- En la Subestación Independencia (ubicada en la ciudad de Pisco), todo el equipamiento principal de la celda de salida 220 kV, satisface los requerimientos para operar normalmente con las nuevas capacidades de transmisión y a la tensión de 220 kV. Sin embargo, para la operación de la línea con tensiones de barra en 210 o 200 kV; los transformadores de corriente operarían al límite de su capacidad, inclusive superándolo en la condición de emergencia. Nótese, que los transformadores de corriente existentes, cuya relación es de 300-600/1-1-1 A, Marca Alstom Savdisienne; ya estarían trabajando casi al 95% de su capacidad de corriente para condiciones de operación en emergencia (a 220 kV); por lo tanto, se recomienda realizar el reemplazo del transformador de corriente existente por otro de relación 400-800/1-1-1 A.
- Para el caso de la Subestación Ica (ubicada en la ciudad de Ica), el transformador de corriente, es de relación 400-800/1-1-1 A, razón por la cual, aquí no se tendría inconvenientes.

#### 4.4 Estimación de pérdidas

A continuación mostraremos los valores obtenidos al inicio y final de la línea durante los casos de máxima, media y mínima demanda.

Para la estimación de pérdidas procederemos a realizar la diferencia de potencias entre lo enviado y lo recepcionado.

**Tabla N° 4.6** Demanda en la línea de transmisión

<b>Instalación</b>	<b>Máxima Demanda (MW)</b>	<b>Media Demanda (MW)</b>	<b>Mínima Demanda (MW)</b>
Inicio de Línea: Subestación Independencia (Pisco)	131,01	124,47	118,57
Final de Línea: Subestación Ica (Ica)	128,67	122,34	116,63

Finalmente, del cuadro anterior obtenemos las pérdidas producidas en la línea en 220 kV:

**Tabla N° 4.7** Pérdidas en la línea de transmisión

<b>Instalación</b>	<b>Máxima Demanda (MW)</b>	<b>Media Demanda (MW)</b>	<b>Mínima Demanda (MW)</b>
Línea 220 kV	2,34	2,13	1,94

Los valores obtenidos para las pérdidas en la línea de transmisión deberán ser de igual o menor valor con la nueva alternativa a ser aplicada, razón por la cual un nuevo conductor con igual longitud y parámetros eléctricos mantendrá unos valores similares para las pérdidas en la línea de transmisión.

## CAPÍTULO V

### INGENIERÍA DEL PROYECTO

#### 5.1 Dimensionamiento del conductor

Para el dimensionamiento del conductor tendremos en cuenta el problema que se planteo en un inicio: la dilatación del conductor ante un incremento de temperatura y por consiguiente el aumento de la flecha lo cual no permitiría cumplir con las distancias de seguridad entre el conductor y el suelo.

Se presenta el resumen de distancias de seguridad a emplear de acuerdo al Código Nacional de Electricidad vigente.

Distancias Mínimas de seguridad en:

- |   |        |
|---|--------|
| • Terrenos no transitados por vehículos                             | 7,0 m  |
| • Al cruce de calles, carreteras y avenidas                         | 8,5 m  |
| • A lo largo de carreteras y avenidas                               | 8,5 m  |
| • Al cruce de vías de ferrocarril al canto superior del riel        | 11,0 m |
| • A áreas transitadas solo por personas                             | 7,0 m  |
| • Sobre techos o proyecciones no fácilmente accesible<br>a peatones | 6,7 m  |
| • Cruces de líneas de transmisión en 60 kV                          | 4,5 m  |
| • Cruce líneas primarias hasta 23 kV y telecomunicaciones           | 4,0 m  |

Veremos que tanto se verá afectado el conductor actual y ante esto elegir la mejor opción de los conductores disponibles para solucionar este problema, con características similares como el peso, él cual deberá ser igual o menor que el original, así también igual carga de ruptura pero con capacidad para una alta temperatura de operación.

En el Anexo C se calculó el incremento de la flecha que se obtendría al transportar las potencias requeridas tanto en condiciones normales de régimen continuo (180 MVA); como en condiciones de emergencia (216 MVA); los cuales a continuación se indican:

**Tabla N° 5.1** Incrementos de flecha

INSTALACION	INCREMENTOS DE FLECHA		
	Con 141MVA	Con 183 MVA	Con 217 MVA
Línea 220 kV	7 cm	25 cm	44 cm

El conductor Aldrey existente, 442.7 mm<sup>2</sup> de sección, con los incrementos de flechas según las potencias de transmisión, deberán satisfacer las distancias de seguridad sobre el suelo, mencionados en el inicio de este capítulo (en la hipótesis de flecha máxima).

Según los datos determinados en el capítulo 4.2 y los modelos matemáticos de la IEEE Std 738-1993, se procedió a determinar la capacidad de transmisión del conductor operando en su límite térmico (normalmente de 70 °C en régimen permanente).

En el Anexo D, se muestra el cálculo y el resultado es el siguiente:

**Tabla N° 5.2** Capacidad del conductor

Instalación	Temperatura del conductor (°C)	Corriente Nominal Máxima Estimada (A)	Potencia Aparente (MVA)
Línea 220 kV	70,0	733	279

Para esta condición, se calculó el incremento de flecha (respecto a la flecha máxima para 141 MVA) para la transmisión en límite térmico, **obteniéndose 79 cm en el caso más desfavorable, lo cual comprometería considerablemente las distancias de seguridad.**

Ante tal inconveniente, el nuevo conductor a usar deberá tener los siguientes requerimientos básicos:

- Buen conductor de electricidad
- Poco peso
- Diámetro adecuado para minimizar las cargas de viento.
- Alto esfuerzo, suficiente como para minimizar la flecha y asegurar una buena operación en todas las condiciones.

A continuación haremos referencia del conductor de aluminio trapecoidal con núcleo de “composite” (compuesto):

#### **ACCC/TW (Aluminium Conductor Composite Core)**

Este es un nuevo tipo de conductor que también es similar al ACSR desde el punto de vista geométrico así como en la designación. El conductor ACCC/TW tiene una presentación

del tipo compacto trapezoidal (TW), inicia sus pruebas el año 2004 y actualmente esta comercialmente disponible, este conductor puede operar a 200°. El ACCC/TW es solamente soportado por el alma CTCC “Composite Technology Corporation Core” que es hecho por fibras continuas de carbón y fibras de vidrio, característica que disminuye notablemente su peso, así como poseer un coeficiente de expansión térmica muy bajo que a elevadas temperaturas determina características de mínimas flechas y no es afectado por el efecto Creep del componente de aluminio. La disposición del aluminio que es el 1350 es al rededor del alma en forma compacta trapezoidal que representa un 28% mas de aluminio sobre el ACCS y el ACSR.

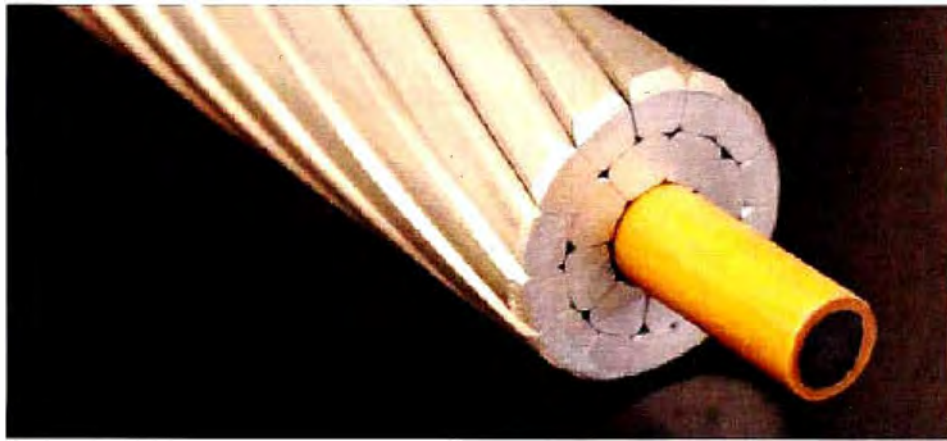


Fig. 5.1 Conductor de núcleo compuesto y hebras trapezoidales (ACCC/TW)

Comparación de parámetros entre conductores:

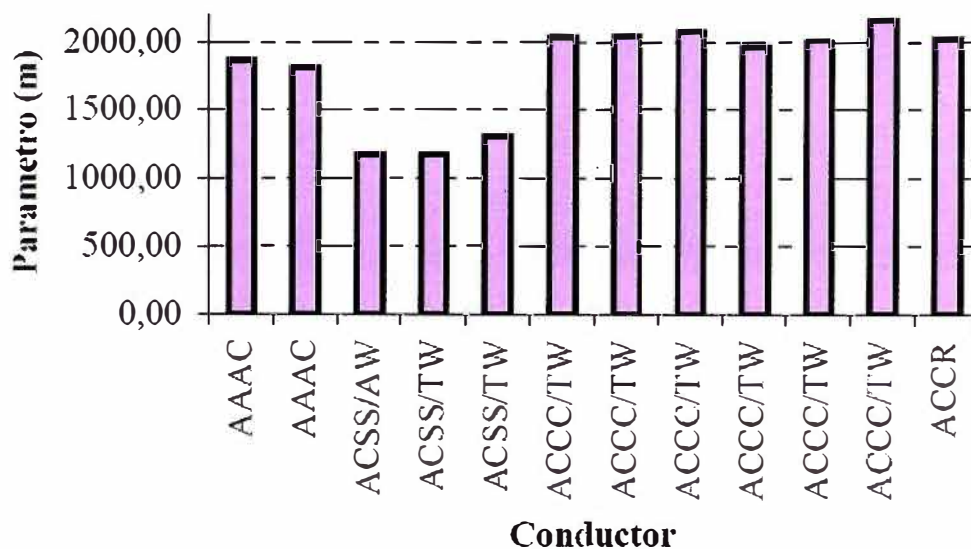


Fig. 5.2 Comparación de parámetros

Comparación de los valores de la carga de rotura de los conductores:

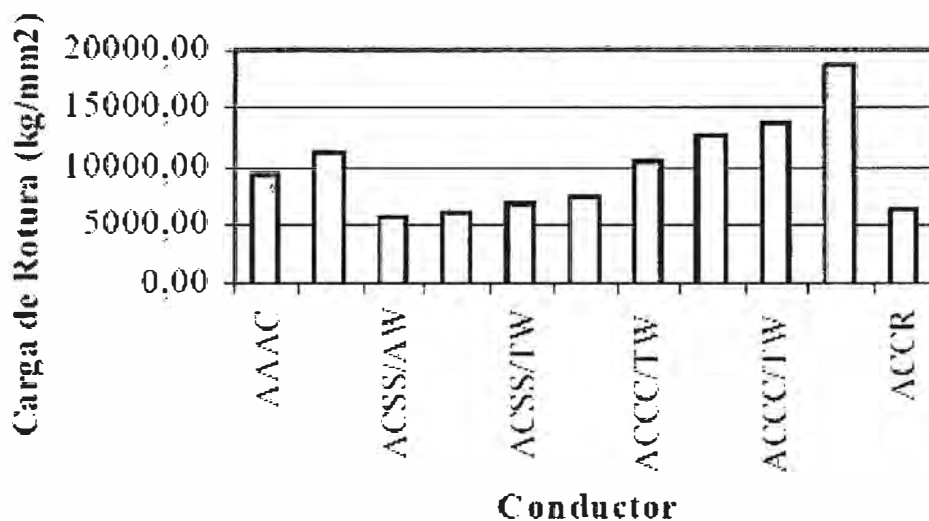


Fig. 5.3 Comparación de carga de rotura

Comparación de los valores del peso unitario de los conductores:

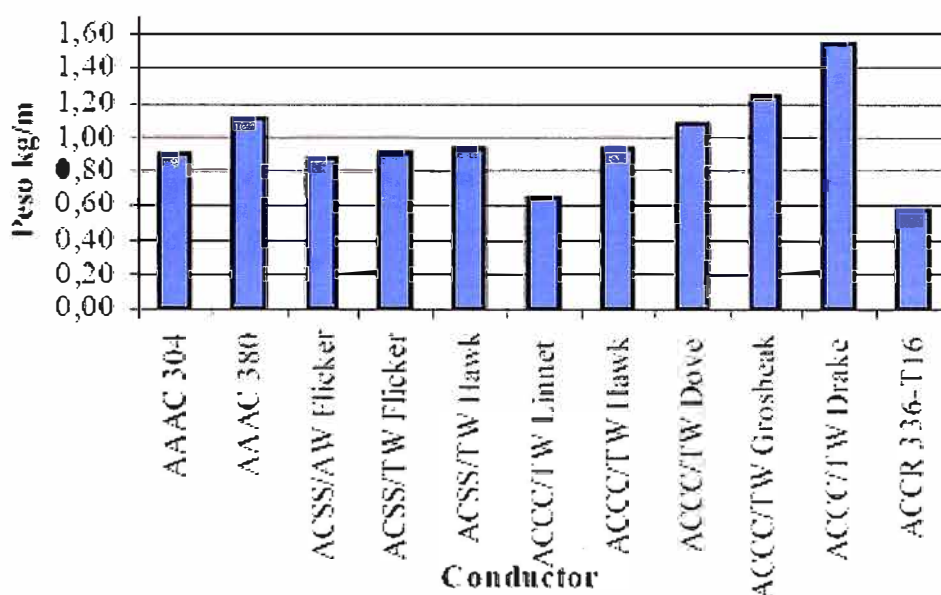


Fig. 5.4 Comparación de peso unitario

Finalmente, del Anexo N° E observamos que el conductor con características tanto mecánicas como eléctricas muy similares es el conductor **ACCC/TW Grosbeak**, el cual no solo tiene mejores características sino también evitará el problema de la dilatación para la potencia que se desea transportar.

Cuadro comparativo de conductor actual y conductor propuesto:



**Tabla N° 5.3** Comparación de conductores

	<b>Conductor Actual</b>	<b>Conductor Propuesto</b>
<b>Denominación</b>	AAAC (Aldrey)	ACCC/TW Grosbeak
<b>Sección Real</b>	442,7 mm <sup>2</sup>	465,5 mm <sup>2</sup>
<b>Diámetro Exterior</b>	27,36 mm	25,14 mm
<b>Peso</b>	1230 kg/km	1238 kg/km
<b>Carga de rotura</b>	124,5 kN	135,4 kN
<b>Coefficiente de Dilatación Lineal</b>	23,00x10 <sup>-6</sup> °C <sup>-1</sup>	23,00x10 <sup>-6</sup> °C <sup>-1</sup> (Al) 1,61x10 <sup>-6</sup> °C <sup>-1</sup> (Core)
<b>Resistencia Eléctrica a 20°C</b>	0,065 ohm/km	0,067 ohm/km

## 5.2 Utilización de los soportes actuales

Los tipos de estructuras utilizadas son las siguientes:

**Tabla N° 5.4** Tipos de estructura

<b>Estructura</b>	<b>Vano medio (m)</b>	<b>Vano peso (m)</b>	<b>Angulo</b>
N	470 - 420	630	0° - 1°
P	420	1200	30°
R	420 – 650	1200	90° - 85°
O	550 – 500	1200	0° - 1°

De acuerdo a los resultados del capítulo anterior, el nuevo conductor presenta características similares al que actualmente se encuentra instalado y por lo tanto este no requerirá de ninguna modificación en las estructuras existentes.

## 5.3 Cambio de las ferreterías

Solo se procederá a realizar el cambio de accesorios como lo son las abrazaderas de suspensión y amortiguadores apropiados para suavizar el trabajo de los hilos de aluminio (ACSS) con los conductores ACCC (de todos los tamaños y diámetros).

Dichas abrazaderas de suspensión cuentan con la ayuda de una barra blindada para disipar el calor proveniente del conductor ACCC.

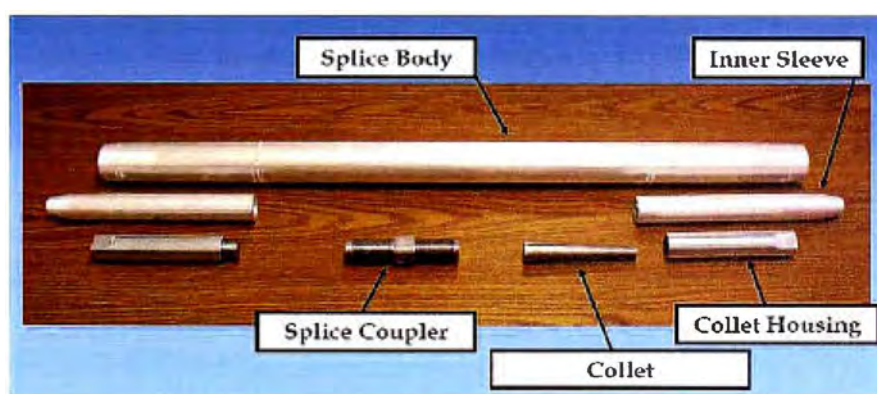


**Fig. 5.5** Abrazadera de suspensión

Además se deberá hacer uso de accesorios como terminales para el conductor usado al final de este (empleado en estructuras de anclaje) y conectores para el empalme entre conductores. Ambos accesorios serán usados de forma similar que los conductores clásicos por medio de una maquina prensadora (en el Anexo F se muestra la forma de usarlos).



**Fig. 5.6** Terminal de conductor



**Fig. 5.7** Conector de conductor

#### 5.4 Mejoramiento de las puestas a tierra

Para el mejoramiento de las puestas a tierra se ha considerado la necesidad de reducir la resistencia de las puestas a tierra hasta conseguir valores permisibles de toque y paso, originados por corriente de dispersión o fallas de la línea, con el fin de proteger al personal de mantenimiento y transeúntes.

Los valores de resistencia de puesta a tierra serán:

- Zona I (Regiones poco transitables): 20 ohm
- Zona II (Regiones transitables): 10 ohm
- Zona III (Regiones rocosas): 30 ohm

Actualmente estas puestas a tierra están compuestas por cables tipo ALDREY de 13 mm de diámetro.

#### 5.5 Evaluación del aislamiento

El diseño original de la línea en 220 kV ha considerado un nivel de contaminación de grado III y de acuerdo a la norma IEC 60071-2, se considera una línea de fuga específica de 25 mm/kV; que representa un requerimiento de línea de fuga total, mayor o igual a 6350 mm.

Actualmente el aislamiento de la línea esta compuesto por aisladores Tipo Ball & Socket en porcelana, antifog.

**Tabla N° 5.5 Datos del aislamiento**

Altitud	Cadenas de Suspensión				Cadenas de Anclaje			
	Tipo Aislador	Código en Planilla	Cant. Discos	Designac. IEC	Tipo Aislador	Código en Planilla	Cant. Discos	Designac. IEC
< 1000 msnm	Antifog	S21	15	U120BP	Antifog	A21	16	U120BP
	Antifog	S23	15	U120BP	Antifog	A23	16	U120BP

Del cuadro mostrado, para la línea existente obtenemos el valor de la línea de fuga (6480 mm), la cual cumple con lo requerido por la norma (6350 mm) garantizando así su aislamiento.

## CONCLUSIONES

1. Ante las diversas alternativas para aumentar la capacidad de transporte de una línea de transmisión en 220 kV que parte de la Subestación Independencia hasta la Subestación Ica, el incremento de la temperatura de operación con el reemplazo del conductor existente representa la mejor alternativa para lograr el aumento de la capacidad de transmisión, lográndose de esta manera poder transmitir una potencia de 180 MVA y para un régimen de emergencia una potencia de 216 MVA.
2. El actual conductor deberá ser reemplazado por otro que tenga una alta capacidad térmica de operación y bajas flechas; a fin de poder transmitir una mayor potencia, conservar las distancias mínimas de seguridad al suelo según lo estipulado por el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2001 y representar la mejor solución a un corto plazo.
3. El uso del conductor ACCC/TW Grosbeak representa la opción más idónea para aumentar la capacidad de transmisión de la línea en 220 kV, ya que cuenta con una alta capacidad térmica de operación, poco incremento de la flecha, parámetros eléctricos y mecánicos muy similares al conductor existente lo cual nos permite aprovechar al máximo las instalaciones existentes.

## **ANEXOS**

## **ANEXO A: DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD ACTUAL DE TRANSMISIÓN DE LA LÍNEA EN 220 KV**

### **1. Objetivo**

El objetivo del presente anexo es determinar la capacidad actual de transmisión de la línea en 220 kV, con el fin de verificar si a las condiciones actuales se podrá transportar 141 MVA, como su máxima capacidad de transmisión actual.

### **2. Cálculo de la AMPACIDAD según la Norma IEEE STD 738-1993 “IEEE Standard for calculating the Current-Temperature relationship of bare overhead conductors”**

Para esto se ha revisado y actualizado las condiciones actuales como temperatura ambiente según datos del SENAMHI, datos del conductor (coeficiente de emisividad y absorción solar), entre otros.

El cálculo de la capacidad de transmisión de potencia se ha realizado para las condiciones más desfavorables, que se presentarían durante la operación de la línea, definiéndose la temperatura máximas en la zona de instalación de la línea en estudio.

Zona costera del departamento de Ica, Provincias de Pisco e Ica.

Temperatura ambiental máxima	32 °C
Temperatura ambiental mínima	10 °C
Temperatura ambiente Promedio	20 °C

A continuación se indican los criterios y datos de entrada empleados para calcular la capacidad actual de transmisión de la línea en 220 kV.

Datos del Calentamiento Solar

Latitud del conductor en Grados	- 13°45' (Hemisferio Sur)
Tipo de atmósfera	Claro (*)
Hora del día en la que se produce mayor calor	12

**Datos del tiempo**

Temperatura del aire	:	32 °C
Velocidad del viento	:	0,61 m/s (2,2 km/h)
Angulo entre el viento y conductor	:	90°
Altitud del conductor sobre el nivel del mar	:	400 msnm

**Datos del Conductor**

Descripción	:	Aldrey (AAAC)
Diámetro del conductor	:	27,36 mm
Resistencia AC del conductor a 25 °C	:	0,0662 Ohm/km
Resistencia AC del conductor a 50 °C	:	0,0720 Ohm/km
Emisividad del conductor	:	0,7
Absorción solar del conductor	:	0,9

(\*) Debido a que la línea de transmisión esta en una zona menor a 1000 msnm, recorre tramos en las que predomina, tanto atmósferas claras como industriales, tomándose la más crítica (atmósfera clara), con el cual hay una mayor intensidad de radiación solar sobre el conductor.

**3. Resultados obtenidos**

Con los datos mostrados en la parte 2 y con los valores de potencia y corriente máximos registrados en la línea en estudio, se han obtenido las siguientes temperaturas para las potencias de transmisión estimadas:

**Para una Corriente, I = 315 A.**

Air temperature is 32,00 (deg C)  
 Wind speed is 0,61 (m/s)  
 Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
 Conductor elevation above sea level is 400 (m)  
 Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)  
 Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)  
 Conductor latitude is -13,8 (deg)  
 Atmosphere is CLEAR  
 Day of year is 46 (Febrero 15) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: AAAC 442,7 mm<sup>2</sup>  
 Conductor diameter is 2,736 (cm)  
 Conductor resistance is 0,0662 (Ohm/km) at 25,0 (deg C)  
 and 0,0720 (Ohm/km) at 50,0 (deg C)





and 0,0720 (Ohm/km) at 50,0 (deg C)  
Emissivity is 0,7 and solar absorptivity is 0,9

Solar heat input is 26,671 (Watt/m)  
Radiation cooling is 8,583 (Watt/m)  
Convective cooling is 26,527 (Watt/m)

Given a constant current of 341,2 amperes,  
**The conductor temperature is 52,1 (deg C).**

### **Para una Corriente, I = 354,3 A.**

Air temperature is 32,00 (deg C)  
Wind speed is 0,61 (m/s)  
Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
Conductor elevation above sea level is 400 (m)  
Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)  
Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)  
Conductor latitude is -13,8 (deg)  
Atmosphere is CLEAR  
Day of year is 46 (Febrero 15) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: AAAC 442,7 mm<sup>2</sup>  
Conductor diameter is 2,736 (cm)  
Conductor resistance is 0,0662 (Ohm/km) at 25,0 (deg C)  
and 0,0720 (Ohm/km) at 50,0 (deg C)  
Emissivity is 0,7 and solar absorptivity is 0,9

Solar heat input is 26,671 (Watt/m)  
Radiation cooling is 8,761 (Watt/m)  
Convective cooling is 27,026 (Watt/m)

Given a constant current of 354,3 amperes,  
**The conductor temperature is 52,5 (deg C).**

### **Para la Potencia de 141 MVA, se tiene una Corriente, I = 369 A.**

Air temperature is 32,00 (deg C)  
Wind speed is 0,61 (m/s)  
Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
Conductor elevation above sea level is 400 (m)  
Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)  
Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)  
Conductor latitude is -13,8 (deg)  
Atmosphere is CLEAR  
Day of year is 46 (Febrero 14) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: AAAC 442,7 mm<sup>2</sup>  
Conductor diameter is 2,736 (cm)  
Conductor resistance is 0,0662 (Ohm/km) at 25,0 (deg C)  
and 0,0720 (Ohm/km) at 50,0 (deg C)

Emissivity is 0,7 and solar absorptivity is 0,9

Solar heat input is 26,671 (Watt/m)  
 Radiation cooling is 8,967 (Watt/m)  
 Convective cooling is 27,602 (Watt/m)

Given a constant current of 369,0 amperes,  
**The conductor temperature is 52,9 (deg C).**

#### 4. Resumen de resultados

Con referencia a los valores de potencia y corriente registrados, se han obtenido las siguientes temperaturas para las potencias de transmisión estimadas por la línea en 220 kV:

**Tabla A.1** Cuadro de temperaturas

Instalación	Potencia y Corriente máxima registrada	Corriente Estimada (A)	Potencia Estimada (MVA)	Temperatura de análisis (°C)
Línea 220 kV	120 MVA 315 A.	315,0	120	51,4
		328,0	125	51,7
		341,2	130	52,1
		354,3	135	52,5

**Tabla A.2** Temperatura de operación

Instalación	Potencia (MVA)	Corriente en Conductor (A)	Temperatura de Operación
Línea 220 kV	141	369	53°C

## **ANEXO B: DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD OBJETIVO DE TRANSMISIÓN DE LA LÍNEA EN 220 KV EN CONDICIONES NORMALES Y EMERGENCIA**

### **1. Objetivo**

El objeto del presente anexo es determinar la temperatura de operación del conductor al momento de transportar una potencia de 180 MVA y 216 MVA en régimen de operación normal y emergencia, empleándose los datos actualizados de condiciones ambientales y del conductor indicado en el Anexo A, aplicando para esto el modelo matemático de la IEEE Std 738-1993.

### **2. Resultados del programa en base a la Norma IEEE STD 738-1993**

**Para la Potencia de 141 MVA, se tiene una Corriente, I = 369 A.**

Air temperature is 32,00 (deg C)  
Wind speed is 0,61 (m/s)  
Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
Conductor elevation above sea level is 400 (m)  
Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)  
Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)  
Conductor latitude is -13,8 (deg)  
Atmosphere is CLEAR  
Day of year is 46 (Febrero 14) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: AAAC 442,7 mm<sup>2</sup>  
Conductor diameter is 2,736 (cm)  
Conductor resistance is 0,0662 (Ohm/km) at 25,0 (deg C)  
and 0,0720 (Ohm/km) at 50,0 (deg C)  
Emissivity is 0,7 and solar absorptivity is 0,9

Solar heat input is 26,671 (Watt/m)  
Radiation cooling is 8,967 (Watt/m)  
Convective cooling is 27,602 (Watt/m)

Given a constant current of 369,0 amperes,  
**The conductor temperature is 52,9 (deg C).**

**Para la Potencia de 183 MVA, se tiene una Corriente, I = 481 A**

Air temperature is 32,00 (deg C)  
Wind speed is 0,61 (m/s)



### 3. Conclusiones

Se determinó las temperaturas para las potencias de transmisión ampliadas, tanto en condiciones normales como en emergencia; asimismo, se calculó el incremento de temperatura con respecto a la potencia de diseño original (141 MVA a 51,4 °C).

Con esta información se podrá estimar los incrementos de flecha para las ampliaciones de potencias de transmisión en la línea.

A continuación se indican las temperaturas estimadas en el conductor de acuerdo a la máxima capacidad de transporte de potencia por la línea según diseño original y las nuevas magnitudes de potencia de transporte requeridas (180 MVA y 216 MVA).

**Tabla B.1** Incremento de temperatura

Instalación	Temperatura del conductor (°C)	Corriente Estimada (A)	Potencia Requerida (MVA)	Incremento de Temperatura sobre la referencia 53 °C
Línea 220 kV	56,9	481	183	3,9
	60,9	571	217	7,9

## **ANEXO C: INCREMENTO DE FLECHA PARA LAS AMPLIACIONES DE POTENCIAS DE TRANSMISIÓN (180 MVA Y 216 MVA)**

### **1. Objetivo**

El objetivo del presente anexo es determinar los incrementos de flecha respecto a la flecha inicial de diseño, que se obtendría al aumentar la potencia de transmisión a 180 y 216 MVA.

### **2. Criterios de Diseño Mecánico**

A continuación se presentan las hipótesis de diseño mecánico inferidos para la línea de transmisión en 220 kV, proporcionada por SAE – MILANO (1969).

HIPÓTESIS N° 1	:	E.D.S.
Temperatura media	:	20 °C
Presión de viento	:	0 kgf/m <sup>2</sup>
Tensión de trabajo sobre el conductor	:	1900 kgf (15% Tiro de rotura)
HIPÓTESIS N° 2	:	ESFUERZO MÁXIMO
Temperatura mínima	:	10 °C
Presión de viento	:	30 kg/m <sup>2</sup>
Tensión máxima sobre el conductor	:	2400 kgf.
HIPÓTESIS N° 3	:	FLECHA MÁXIMA
Temperatura máxima	:	53 °C (*) + $\Delta T$ Creep (Para 141 MVA)
Presión de viento	:	0 kgf/m <sup>2</sup> .
HIPÓTESIS N° 4	:	TEMPERATURA MÍNIMA
Temperatura mínima	:	10 °C
Presión de viento	:	0 kgf/m <sup>2</sup>

(\*) Valor según estimaciones en condiciones actuales, ya que originalmente este fue 40 °C.

### 3. Cálculos Mecánicos

Se realizó el cálculo usando las temperaturas de operación del conductor que fueron calculados en los Anexos N° 2 y 3; siendo estos aplicados para la hipótesis de Flecha Máxima descrito líneas arriba.

A continuación, se muestran los cálculos mecánicos realizados para cada temperatura según la potencia de transmisión a ampliarse con el fin de hallar las flechas según longitud de vano; obteniéndose en resumen:

**Tabla C.1** Incremento de Flecha

INSTALACION	INCREMENTOS DE FLECHA		
	Con 141MVA	Con 183 MVA	Con 217 MVA
Línea 220 kV	7 cm	25 cm	44 cm

El conductor Aldrey existente, 442,7 mm<sup>2</sup> de sección, con los incrementos de flechas según las potencias de transmisión requerida, deberán satisfacer las distancias de seguridad sobre el suelo, mencionados en el capítulo 5.1. (Para la hipótesis de flecha máxima).

#### Variación de Flechas según temperaturas en Hipótesis de Flecha Máxima

Terrenos con desnivel = 0%

##### 1.- T = 51,4 °C (120 MVA)

##### Cálculo de Flechas y Tensiones

VANO	ESF.ORIH.	FLECHA	ESF.TANGENIAL	PARAMETRO
240,0	3,43	5,84	3,45	1234,69
245,0	3,45	6,04	3,47	1242,43
250,0	3,47	6,26	3,49	1249,92
255,0	3,49	6,47	3,51	1257,17
260,0	3,51	6,69	3,53	1264,19
265,0	3,53	6,91	3,55	1270,98
270,0	3,55	7,14	3,57	1277,56
275,0	3,57	7,37	3,59	1283,93
280,0	3,58	7,60	3,61	1290,10
285,0	3,60	7,84	3,62	1296,08
290,0	3,62	8,08	3,64	1301,87

295,0	3,63	8,33	3,66	1307,49
300,0	3,65	8,58	3,67	1312,93
305,0	3,66	8,83	3,69	1318,21
310,0	3,68	9,09	3,70	1323,33
315,0	3,69	9,35	3,72	1328,29
320,0	3,70	9,61	3,73	1333,11
325,0	3,72	9,88	3,74	1337,78
330,0	3,73	10,15	3,76	1342,32
335,0	3,74	10,43	3,77	1346,72
340,0	3,75	10,71	3,78	1350,99
345,0	3,77	10,99	3,80	1355,15
350,0	3,78	11,28	3,81	1359,18
355,0	3,79	11,57	3,82	1363,09
360,0	3,80	11,87	3,83	1366,90
365,0	3,81	12,17	3,84	1370,60
370,0	3,82	12,47	3,85	1374,19
375,0	3,83	12,78	3,86	1377,69
380,0	3,84	13,09	3,87	1381,08
385,0	3,85	13,41	3,88	1384,39
390,0	3,86	13,72	3,89	1387,60
395,0	3,86	14,05	3,90	1390,73
400,0	3,87	14,37	3,91	1393,77
405,0	3,88	14,71	3,92	1396,73
410,0	3,89	15,04	3,93	1399,61
415,0	3,90	15,38	3,94	1402,42
420,0	3,90	15,72	3,95	1405,15
425,0	3,91	16,07	3,96	1407,81
430,0	3,92	16,42	3,96	1410,40
435,0	3,93	16,77	3,97	1412,92
440,0	3,93	17,13	3,98	1415,38
445,0	3,94	17,49	3,99	1417,78
450,0	3,95	17,86	4,00	1420,11
455,0	3,95	18,23	4,00	1422,39
460,0	3,96	18,61	4,01	1424,61
465,0	3,96	18,99	4,02	1426,78
470,0	3,97	19,37	4,02	1428,89
475,0	3,98	19,75	4,03	1430,95
480,0	3,98	20,15	4,04	1432,96
485,0	3,99	20,54	4,04	1434,92
490,0	3,99	20,94	4,05	1436,83
495,0	4,00	21,34	4,06	1438,70
500,0	4,00	21,75	4,06	1440,52

**2,- T = 52,9 °C (141 MVA)**

Cálculo de Flechas y Tensiones



VANO	ESF.ORIH.	FLECHA	ESF.TANGENIAL	PARAMETRO
240,0	3,40	5,89	3,42	1223,43
245,0	3,42	6,10	3,44	1231,38
250,0	3,44	6,31	3,46	1239,07
255,0	3,46	6,53	3,48	1246,52
260,0	3,48	6,75	3,50	1253,74
265,0	3,50	6,97	3,52	1260,72
270,0	3,52	7,20	3,54	1267,49
275,0	3,54	7,43	3,56	1274,04
280,0	3,56	7,66	3,58	1280,39
285,0	3,57	7,90	3,60	1286,55
290,0	3,59	8,14	3,61	1292,52
295,0	3,61	8,39	3,63	1298,30
300,0	3,62	8,64	3,65	1303,91
305,0	3,64	8,89	3,66	1309,35
310,0	3,65	9,15	3,68	1314,63
315,0	3,67	9,41	3,69	1319,75
320,0	3,68	9,67	3,71	1324,72
325,0	3,69	9,94	3,72	1329,54
330,0	3,71	10,22	3,74	1334,23
335,0	3,72	10,49	3,75	1338,77
340,0	3,73	10,77	3,76	1343,19
345,0	3,74	11,06	3,77	1347,47
350,0	3,76	11,34	3,79	1351,64
355,0	3,77	11,64	3,80	1355,69
360,0	3,78	11,93	3,81	1359,62
365,0	3,79	12,23	3,82	1363,45
370,0	3,80	12,54	3,83	1367,16
375,0	3,81	12,84	3,84	1370,78
380,0	3,82	13,15	3,85	1374,29
385,0	3,83	13,47	3,87	1377,71
390,0	3,84	13,79	3,88	1381,04
395,0	3,85	14,11	3,89	1384,27
400,0	3,85	14,44	3,89	1387,42
405,0	3,86	14,77	3,90	1390,49
410,0	3,87	15,11	3,91	1393,47
415,0	3,88	15,45	3,92	1396,38
420,0	3,89	15,79	3,93	1399,21
425,0	3,90	16,14	3,94	1401,97
430,0	3,90	16,49	3,95	1404,65
435,0	3,91	16,84	3,96	1407,27
440,0	3,92	17,20	3,96	1409,82
445,0	3,92	17,56	3,97	1412,30
450,0	3,93	17,93	3,98	1414,73
455,0	3,94	18,30	3,99	1417,09
460,0	3,94	18,68	4,00	1419,39
465,0	3,95	19,05	4,00	1421,64
470,0	3,96	19,44	4,01	1423,83

475,0	3,96	19,82	4,02	1425,97
480,0	3,97	20,21	4,02	1428,05
485,0	3,97	20,61	4,03	1430,09
490,0	3,98	21,01	4,04	1432,08
495,0	3,98	21,41	4,04	1434,02
500,0	3,99	21,82	4,05	1435,91

### 3,- T = 56,9 °C (183 MVA)

---

#### Cálculo de Flechas y Tensiones

VANO	ESF.ORIH.	FLECHA	ESF.TANGENIAL	PARAMETRO
240,0	3,32	6,03	3,34	1194,62
245,0	3,34	6,24	3,36	1203,08
250,0	3,37	6,46	3,38	1211,28
255,0	3,39	6,67	3,41	1219,22
260,0	3,41	6,89	3,43	1226,91
265,0	3,43	7,12	3,45	1234,37
270,0	3,45	7,35	3,47	1241,60
275,0	3,47	7,58	3,49	1248,62
280,0	3,49	7,81	3,51	1255,41
285,0	3,51	8,05	3,53	1262,01
290,0	3,52	8,30	3,55	1268,41
295,0	3,54	8,54	3,57	1274,61
300,0	3,56	8,79	3,58	1280,64
305,0	3,57	9,05	3,60	1286,48
310,0	3,59	9,31	3,62	1292,16
315,0	3,61	9,57	3,63	1297,67
320,0	3,62	9,84	3,65	1303,02
325,0	3,63	10,11	3,66	1308,22
330,0	3,65	10,38	3,68	1313,27
335,0	3,66	10,66	3,69	1318,17
340,0	3,68	10,94	3,71	1322,94
345,0	3,69	11,22	3,72	1327,57
350,0	3,70	11,51	3,73	1332,08
355,0	3,71	11,80	3,75	1336,46
360,0	3,73	12,10	3,76	1340,71
365,0	3,74	12,40	3,77	1344,85
370,0	3,75	12,71	3,78	1348,88
375,0	3,76	13,01	3,79	1352,80
380,0	3,77	13,33	3,81	1356,61
385,0	3,78	13,64	3,82	1360,32
390,0	3,79	13,96	3,83	1363,94
395,0	3,80	14,29	3,84	1367,45
400,0	3,81	14,62	3,85	1370,88
405,0	3,82	14,95	3,86	1374,21

410,0	3,83	15,28	3,87	1377,46
415,0	3,84	15,62	3,88	1380,62
420,0	3,84	15,97	3,89	1383,71
425,0	3,85	16,31	3,90	1386,71
430,0	3,86	16,67	3,91	1389,64
435,0	3,87	17,02	3,92	1392,49
440,0	3,88	17,38	3,92	1395,27
445,0	3,88	17,74	3,93	1397,99
450,0	3,89	18,11	3,94	1400,63
455,0	3,90	18,48	3,95	1403,21
460,0	3,91	18,86	3,96	1405,73
465,0	3,91	19,24	3,97	1408,19
470,0	3,92	19,62	3,97	1410,58
475,0	3,93	20,01	3,98	1412,92
480,0	3,93	20,40	3,99	1415,21
485,0	3,94	20,79	4,00	1417,43
490,0	3,94	21,19	4,00	1419,61
495,0	3,95	21,60	4,01	1421,74
500,0	3,96	22,00	4,02	1423,81

#### 4,- T = 60,9 °C (217 MVA)

---

#### Cálculo de Flechas y Tensiones

VANO	ESF.ORIH.	FLECHA	ESF.TANGENIAL	PARAMETRO
240,0	3,24	6,17	3,26	1167,49
245,0	3,27	6,38	3,29	1176,39
250,0	3,29	6,60	3,31	1185,03
255,0	3,32	6,82	3,33	1193,40
260,0	3,34	7,04	3,36	1201,52
265,0	3,36	7,27	3,38	1209,40
270,0	3,38	7,50	3,40	1217,05
275,0	3,40	7,73	3,42	1224,47
280,0	3,42	7,97	3,44	1231,67
285,0	3,44	8,21	3,46	1238,65
290,0	3,46	8,45	3,48	1245,44
295,0	3,48	8,70	3,50	1252,03
300,0	3,50	8,95	3,52	1258,43
305,0	3,51	9,21	3,54	1264,64
310,0	3,53	9,47	3,56	1270,68
315,0	3,55	9,73	3,57	1276,54
320,0	3,56	10,0	3,59	1282,24
325,0	3,58	10,27	3,61	1287,78
330,0	3,59	10,54	3,62	1293,17

335,0	3,61	10,82	3,64	1298,40
340,0	3,62	11,10	3,65	1303,49
345,0	3,64	11,39	3,67	1308,44
350,0	3,65	11,68	3,68	1313,26
355,0	3,66	11,97	3,70	1317,94
360,0	3,67	12,27	3,71	1322,50
365,0	3,69	12,57	3,72	1326,93
370,0	3,70	12,88	3,73	1331,25
375,0	3,71	13,18	3,75	1335,45
380,0	3,72	13,50	3,76	1339,54
385,0	3,73	13,81	3,77	1343,52
390,0	3,74	14,14	3,78	1347,40
395,0	3,75	14,46	3,79	1351,18
400,0	3,76	14,79	3,81	1354,86
405,0	3,77	15,12	3,82	1358,45
410,0	3,78	15,46	3,83	1361,94
415,0	3,79	15,80	3,84	1365,35
420,0	3,80	16,14	3,85	1368,67
425,0	3,81	16,49	3,86	1371,90
430,0	3,82	16,84	3,87	1375,06
435,0	3,83	17,20	3,88	1378,14
440,0	3,84	17,56	3,89	1381,14
445,0	3,85	17,92	3,90	1384,07
450,0	3,85	18,29	3,90	1386,92
455,0	3,86	18,66	3,91	1389,71
460,0	3,87	19,04	3,92	1392,43
465,0	3,88	19,42	3,93	1395,08
470,0	3,88	19,80	3,94	1397,68
475,0	3,89	20,19	3,95	1400,21
480,0	3,90	20,58	3,95	1402,68
485,0	3,90	20,98	3,96	1405,09
490,0	3,91	21,38	3,97	1407,45
495,0	3,92	21,78	3,98	1409,75
500,0	3,92	22,19	3,98	1412,00

## **ANEXO D: CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LIMITE TÉRMICO (70°C)**

### **1. Objetivo**

El objetivo del presente anexo es determinar la capacidad de transmisión para el conductor operando en su límite térmico (normalmente a 70 °C en régimen permanente), empleando para ello los datos actualizados de condiciones ambientales y conductor indicado en el Anexo A, y los modelos matemáticos de la IEEE Std 738-1993.

### **2. Resultados del programa**

Air temperature is 32,00 (deg C)

Wind speed is 0,61 (m/s)

Angle between wind and conductor is 90 (deg)

Conductor elevation above sea level is 400 (m)

Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)

Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)

Conductor latitude is -13,8 (deg)

Atmosphere is CLEAR

Day of year is 46 (Febrero 15) (user specified day, may not be day producing maximum solar heating)

Conductor description: AAAC 442,7 mm<sup>2</sup>

Conductor diameter is 2,736 (cm)

Conductor resistance is 0,0568 (Ohm/km) at 25,0 (deg C)

and 0,0622 (Ohm/km) at 50,0 (deg C)

Emissivity is 0,7 and solar absorptivity is 0,9

Solar heat input is 26,671 (Watt/m)

Radiation cooling is 17,710 (Watt/m)

Convective cooling is 50,142 (Watt/m)

**Given a maximum conductor temperature of 70,0 (deg C),**

**The steady-state thermal rating is 733,0 amperes**

### **3. Conclusiones**

Se determinó la potencia de transmisión por el actual conductor Aldrey (AAAC) de 442,7 mm<sup>2</sup> de sección de la línea en estudio, que operando en su límite térmico, alcanza una potencia de 279 MVA, generando una corriente de 733 A en cada fase.

**Tabla D.1** Potencia de transmisión

Instalación	Temperatura del conductor (°C)	Corriente Estimada (A)	Potencia Aparente (MVA)
Línea 220 kV	70,0	733	279

Asimismo, se calculó el incremento de flecha para la transmisión en límite térmico (respecto a la magnitud de la flecha generada para la potencia actual de 120 MVA), resultando un incremento de 86 cm para el caso más desfavorable.

HIPOTESIS DE FLECHA MAXIMA  
EN LIMITE TERMICO: T = 70 °C

DESNIVEL: 0%

Cálculo de Flechas y Tensiones					PARAMETRO
VANO	ESF.ORIH.	FLECHA	ESF.TANGENIAL		
240,0	3,09	6,49	3,11	1111,27	
245,0	3,11	6,70	3,13	1120,99	
250,0	3,14	6,92	3,16	1130,43	
255,0	3,17	7,14	3,19	1139,61	
260,0	3,19	7,37	3,21	1148,53	
265,0	3,22	7,59	3,24	1157,19	
270,0	3,24	7,83	3,26	1165,62	
275,0	3,26	8,06	3,28	1173,81	
280,0	3,28	8,30	3,31	1181,77	
285,0	3,30	8,55	3,33	1189,51	
290,0	3,33	8,79	3,35	1197,04	
295,0	3,35	9,04	3,37	1204,36	
300,0	3,37	9,30	3,39	1211,48	
305,0	3,39	9,56	3,41	1218,41	
310,0	3,40	9,82	3,43	1225,15	
315,0	3,42	10,08	3,45	1231,71	
320,0	3,44	10,35	3,47	1238,09	
325,0	3,46	10,63	3,49	1244,30	
330,0	3,47	10,90	3,50	1250,35	
335,0	3,49	11,18	3,52	1256,24	
340,0	3,51	11,47	3,54	1261,97	
345,0	3,52	11,76	3,55	1267,55	
350,0	3,54	12,05	3,57	1272,99	
355,0	3,55	12,34	3,59	1278,28	
360,0	3,57	12,64	3,60	1283,44	
365,0	3,58	12,95	3,62	1288,47	
370,0	3,59	13,25	3,63	1293,37	

375,0	3,61	13,56	3,64	1298,14
380,0	3,62	13,88	3,66	1302,79
385,0	3,63	14,20	3,67	1307,32
390,0	3,64	14,52	3,68	1311,75
395,0	3,66	14,85	3,70	1316,06
400,0	3,67	15,18	3,71	1320,26
405,0	3,68	15,51	3,72	1324,36
410,0	3,69	15,85	3,73	1328,36
415,0	3,70	16,19	3,75	1332,26
420,0	3,71	16,54	3,76	1336,07
425,0	3,72	16,89	3,77	1339,78
430,0	3,73	17,24	3,78	1343,41
435,0	3,74	17,60	3,79	1346,95
440,0	3,75	17,96	3,80	1350,40
445,0	3,76	18,33	3,81	1353,78
450,0	3,77	18,70	3,82	1357,07
455,0	3,78	19,07	3,83	1360,29
460,0	3,79	19,45	3,84	1363,43
465,0	3,80	19,83	3,85	1366,50
470,0	3,81	20,21	3,86	1369,50
475,0	3,81	20,60	3,87	1372,43
480,0	3,82	20,99	3,88	1375,29
485,0	3,83	21,39	3,89	1378,09
490,0	3,84	21,79	3,90	1380,82
495,0	3,84	22,20	3,91	1383,50
500,0	3,85	22,61	3,91	1386,11

## ANEXO E: TABLA DE CONDUCTORES DE ALTA CAPACIDAD TÉRMICA DE OPERACIÓN

### ACCC™/TW Conductor

	Size (kcmil)	Stranding		Nominal Diameter (in.)		Cross Sectional Area (in <sup>2</sup> )		Nominal Weight (lb/kft)			Thermal Expansion (CTE) (1/100°F)		Modulus (Msi)		Rated Strength (lb.)	Resistance Values (ohms/kft)			Ampacity Ratings (Amperes)		
		No. of Al Layers	No. of Al Wires	Total	Core	Total	Al	Total	Al	Core	Al	Core	Al	Core		DC @ 20C	AC @ 75C @ 60 Hz	AC @ 180C @ 60 Hz	@ 75C	@ 100C	@ 180C
Linnet	431	2	16	0.720	0.235	0.3819	0.3385	441	405	36	0.00126	8.9x10 <sup>-5</sup>	10	17.2	16,300	0.039016	0.048060	0.065086	599	732	1007
Hawk	611	2	16	0.858	0.280	0.5415	0.4799	624	574	51	0.00126	8.9x10 <sup>-5</sup>	10	17.2	23,200	0.027522	0.034012	0.045840	745	914	1264
Dove	713	2	18	0.927	0.305	0.6326	0.5597	728	669	59	0.00126	8.9x10 <sup>-5</sup>	10	17.2	27,500	0.023585	0.029204	0.03945	820	1008	1397
Grosbeak	816	2	19	0.990	0.320	0.7215	0.6411	832	766	66	0.00126	8.9x10 <sup>-5</sup>	10	17.2	30,400	0.020806	0.025563	0.034517	892	1098	1527
Drake	1020	2	22	1.108	0.375	0.9116	0.8012	1046	957	89	0.00126	8.9x10 <sup>-5</sup>	10	17.2	41,100	0.016486	0.020570	0.027650	1025	1265	1766
Cardinal	1222	3	36	1.196	0.345	1.0536	0.9601	1228	1152	76	0.00126	8.9x10 <sup>-5</sup>	10	17.2	37,100	0.013822	0.017407	0.023335	1137	1407	1971
Bittern	1572	3	39	1.345	0.345	1.3283	1.2348	1594	1478	76	0.00126	8.9x10 <sup>-5</sup>	10	17.2	39,300	0.010718	0.013752	0.016287	1320	1639	2311
Lapwing	1966	4	56	1.504	0.385	1.6606	1.5444	1960	1864	96	0.00126	8.9x10 <sup>-5</sup>	10	17.2	49,800	0.008641	0.011329	0.014923	1498	1867	2652
Chukar	2242	4	56	1.602	0.395	1.8936	1.7611	2225	2126	99	0.00126	8.9x10 <sup>-5</sup>	10	17.2	52,700	0.007577	0.010128	0.013240	1611	2014	2874
Bluebird	2727	4	64	1.762	0.415	2.2777	2.1424	2696	2586	110	0.00126	8.9x10 <sup>-5</sup>	10	17.2	59,600	0.006230	0.008640	0.011134	1788	2247	3233

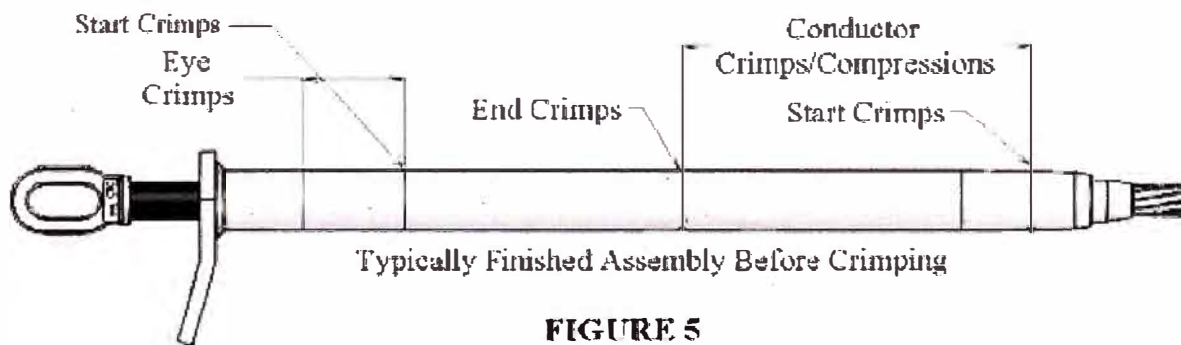
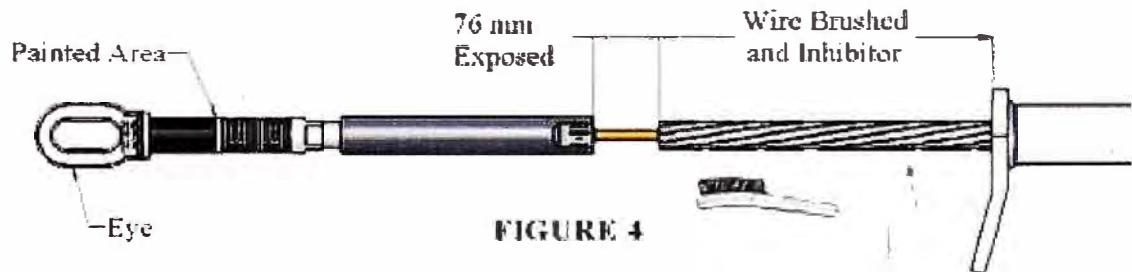
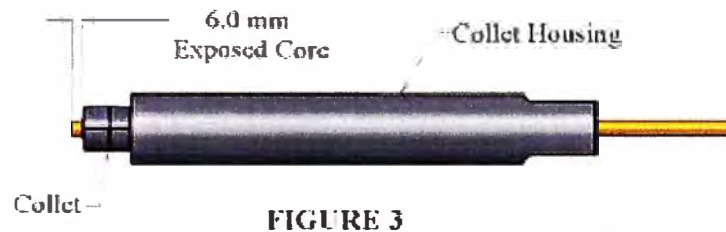
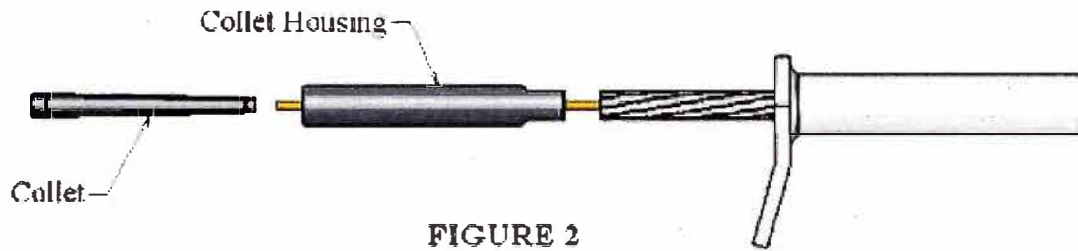
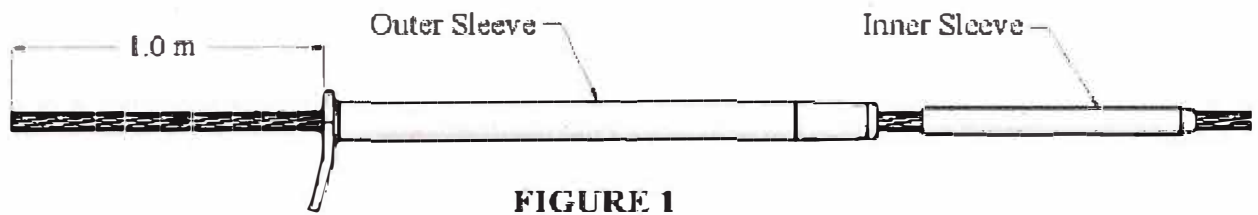
	Size (mm <sup>2</sup> )	Stranding		Nominal Diameter (mm)		Cross Sectional Area (mm <sup>2</sup> )		Nominal Weight (Kg/Km)			Thermal Expansion (CTE) (1/1°C)		Modulus (GPa)		Rated Strength (kN)	Resistance Values (ohms/km)			Ampacity Ratings (Amperes)		
		No. of Al Layers	No. of Al Wires	Total	Core	Total	Al	Total	Al	Core	Al	Core	Al	Core		DC @ 20C	AC @ 75C @ 60 Hz	AC @ 180C @ 60 Hz	@ 75C	@ 100C	@ 180C
219	2	16	18.29	5.97	246.4	219	656	602	54	23x10 <sup>-6</sup>	1.61x10 <sup>-6</sup>	69	117	72.7	0.126011	0.157743	0.213547	599	732	1007	
310	2	16	21.78	7.11	349.4	310	929	854	76	23x10 <sup>-6</sup>	1.61x10 <sup>-6</sup>	69	117	103.2	0.090296	0.111561	0.150401	745	914	1264	
360	2	18	23.55	7.75	408.2	360	1083	996	87	23x10 <sup>-6</sup>	1.61x10 <sup>-6</sup>	69	117	122.1	0.077381	0.096833	0.129429	820	1008	1397	
414	2	19	25.14	8.13	465.5	414	1238	1140	98	23x10 <sup>-6</sup>	1.61x10 <sup>-6</sup>	69	117	135.4	0.067614	0.083924	0.113290	892	1098	1527	
517	2	22	28.15	9.53	588.1	517	1558	1425	132	23x10 <sup>-6</sup>	1.61x10 <sup>-6</sup>	69	117	162.9	0.054091	0.067467	0.090851	1025	1265	1766	
619	3	36	30.38	8.76	679.7	619	1828	1715	113	23x10 <sup>-6</sup>	1.61x10 <sup>-6</sup>	69	117	165.0	0.045348	0.057119	0.076562	1137	1407	1971	
797	3	39	34.17	8.76	857.0	797	2314	2201	113	23x10 <sup>-6</sup>	1.61x10 <sup>-6</sup>	69	117	175.0	0.035166	0.045112	0.060000	1320	1639	2311	
996	4	56	38.20	9.78	1071.5	996	2918	2775	142	23x10 <sup>-6</sup>	1.61x10 <sup>-6</sup>	69	117	218.1	0.028352	0.037172	0.046679	1498	1867	2652	
1136	4	56	40.69	10.03	1215.2	1136	3312	3165	147	23x10 <sup>-6</sup>	1.61x10 <sup>-6</sup>	69	117	234.5	0.024862	0.033235	0.043441	1611	2014	2874	
1382	4	64	44.75	10.54	1469.5	1382	4014	3850	164	23x10 <sup>-6</sup>	1.61x10 <sup>-6</sup>	69	117	266.1	0.020440	0.028346	0.036531	1788	2247	3233	

\*Bottom chart are the same conductors as above in metric

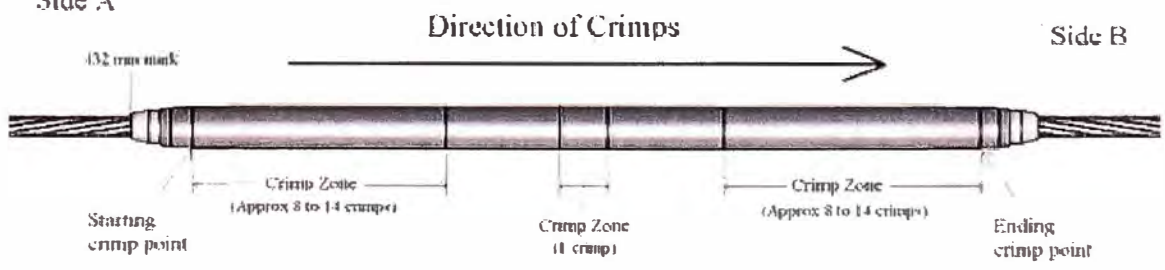
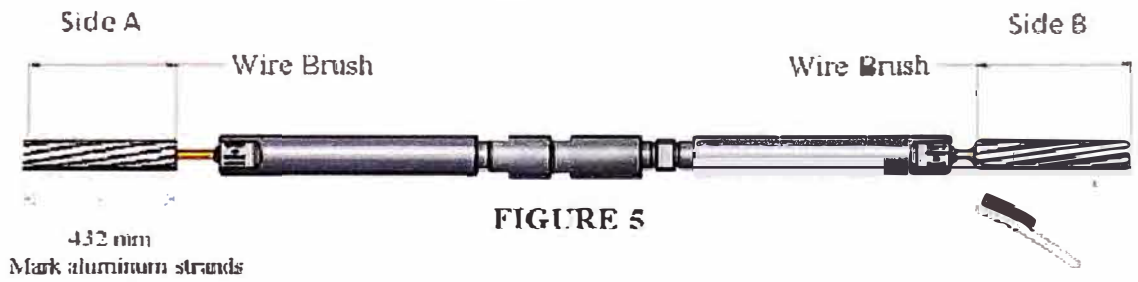
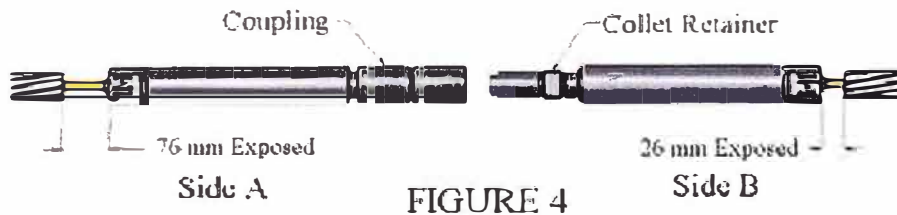
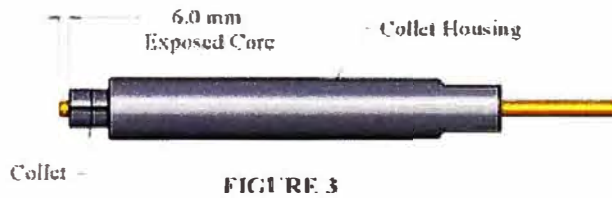
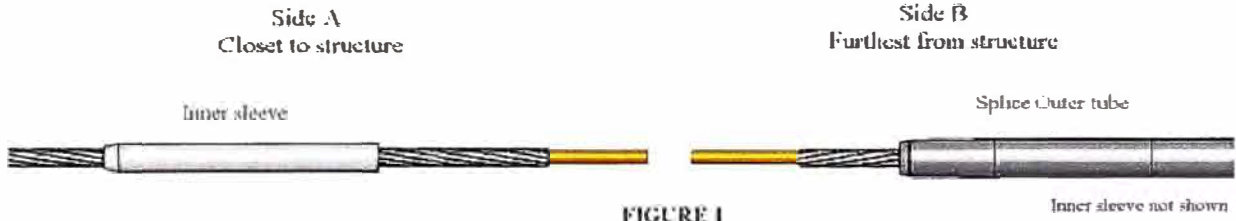




## ANEXO F: USO DE TERMINAL DE CONDUCTOR



# USO DE CONECTOR DE CONDUCTOR



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ahmad Alawar, Eric J. Bosze, and Steven R. Nutt, “A Composite Core Conductor for Low Sag at High Temperatures”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, NO. 3, July 2005
- [2] IEEE Std 738, Standard for Calculating the Current - Temperature relationship of Bare Overhead Conductors.
- [3] Código Nacional de Electricidad – Suministro 2001
- [4] Luís María Checa (2000), “Líneas de transporte de Energía” Editorial Marcombo
- [5] Donald G. Fink, H. Wayne Beaty (1996), “Manual de Ingeniería Eléctrica” McGraw-Hill
- [6] Freddy Quijaite, “Alternativas para mejorar la capacidad de líneas de transmisión existentes”, Revista EIC, Edición 53, Año 2009
- [7] ACCC Conductors Product Information, [www.ctccable.com](http://www.ctccable.com)