

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138 kV
PARA ALIMENTAR LA SUBESTACIÓN PLANTA
ÓXIDOS I EN LA REGIÓN DE PASCO**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA**

BLADIMIR GARY JAURAPOMA HILARIO

PROMOCIÓN 2 009-I

LIMA-PERÚ

2 013

DEDICATORIA

A Dios por estar siempre conmigo, por haberme guiado e iluminado el camino y dado fuerzas para lograr mis sueños.

A mi madre, Celestina Hilario Sedano, a mi padre, Alfredo Jaurapoma Lizana, quien con muchos sacrificios ha luchado contra adversidades por sacarme hacia delante y hacerme una persona de bien.

A mis hermanos Grimson y Luz Noemí, por su incondicional apoyo y haber creído siempre en mí.

A mí querida hija: Nicole Mayumi, "Quiero que siempre lleve presente la importancia de aprender y buscar el camino del conocimiento y el deber", ¡Que Dios le bendiga!

AGRADECIMIENTOS

EL autor expresa su agradecimiento:

A mi asesor Dr. Gilberto Becerra Arevalo, Catedrático del Departamento de Ing. Mecánica, Universidad Nacional de Ingeniería.

A la Universidad Nacional de Ingeniería, por darme la oportunidad de continuar el proceso de enriquecimiento intelectual.

A todas las personas que de una u otra forma colaboraron en el desarrollo de este trabajo de grado.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1	GENERALIDADES	4
1.2	OBJETIVO GENERAL	5
1.3	NORMAS	5
1.4	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA LÍNEA	6

CAPÍTULO II: FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1	CONDICIONES GENERALES	7
2.1.1	Alcances	7
2.1.2	Ubicación	7
2.1.3	Condiciones Ambientales	9
2.2	SELECCIÓN DE LA RUTA	11
2.2.1	Faja de Servidumbre	12
2.2.2	Planteamiento de las alternativas	12
2.2.3	Coordenadas del trazo de ruta	13
2.3	SELECCIÓN DEL CONDUCTO	16
2.3.1	Material	16
2.3.2	Capacidad de Transmisión	16
2.3.3	Elementos de entrada	17
2.3.4	Selección económica	17
2.4	PARÁMETROS ELÉCTRICOS	18
2.5	AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR	18
2.6	DISEÑO MECÁNICO DEL CONDUCTOR	19
2.6.1	Cálculo de la catenaria	20
2.6.2	Procedimientos de cálculo	20
2.6.3	Cálculo de C, Conociendo el tiro en el extremo	22
2.6.4	Ecuación de cambio de estado	23
2.6.5	Fuerzas sobre el soporte por efecto de los conductores	25
2.7	SELECCIÓN DE ESTRUCTURAS	26
2.7.1	Prestación de las Estructuras	27
2.7.2	Diseño de la parte superior de las estructuras	27
2.7.3	Diseño mecánico de las estructuras	28
2.7.4	Factores de Seguridad para las Fundaciones	28
2.7.5	Árbol de Cargas (Diagramas Isométricos)	29
2.8	CARACTERÍSTICAS DE CABLE DE GUARDA	29
2.8.1	Cable de Guarda de Fibra Óptica (OPGW)	31
2.8.2	Cable de Guarda tipo Acero Galvanizado tipo EHS	32
2.9	PUESTA A TIERRA	32
2.9.1	Configuraciones del Sistema de Puesta a Tierra	32
2.9.1.1	Configuración A	32
2.9.1.2	Configuración B	33

2.9.2 Características del material del Sistema de Puesta a Tierra	33
---	----

CAPÍTULO III: CÁLCULOS JUSTIFICADOS

3.1 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR	35
3.1.1 Selección Económica	35
3.1.2 Datos de entrada	35
3.1.3 Costo de inversión inicial	36
3.1.4 Costo de perdidas Corona	37
3.1.5 Costo de perdidas Joule	40
3.1.6 Resultados	41
3.1.7 Ampacidad	41
3.2 PARÁMETROS DE LA LÍNEA DE TRANSMISION	44
3.3 AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR	44
3.3.1 Por sobretensión a frecuencia industrial húmedo	44
3.3.2 Por Sobretensión de maniobra	47
3.3.3 Por Sobretensión de Impulso Atmosférico	51
3.3.4 Diseño del Aislamiento por Distancia de Fuga	51
3.3.5 Selección de Aisladores	52
3.4 CÁLCULOS MECÁNICOS	53
3.4.1 Cálculo de presión de viento	53
3.4.2 Análisis de efecto CREEP	55
3.4.2.1 Cálculo del alargamiento del conductor (CREEP)	55
3.4.2.2 Temperatura Máxima en el conductor	56
3.4.3 Coordinación entre conductor de fase y cable de guarda	57
3.4.4 Hipótesis del Cable de Guarda OPGW (108 mm ²) – EHS(70mm ²)	58
3.4.5 Hipótesis de Estado del Conductor tipo AAAC de 304mm ²	67
3.5 CÁLCULO MECÁNICOS DE LAS ESTRUCTURAS	74
3.5.1 Estructura Angular	74
3.5.2 Estructura Terminal	77
3.5.3 Cálculo del árbol de cargas de las Estructuras	78
3.5.4 Cálculo de Distancias Entre Fases a Mitad del vano	80
3.5.5 Distancia de Seguridad	81
3.5.6 Distancias de Seguridad al Suelo	83
3.5.7 Prestación de las Estructuras	83
3.6 PUESTA A TIERRA	84
3.6.1 Condiciones Generales	84
3.6.2 Material de Puesta a Tierra	84
3.6.3 Tipos de Configuración de Sistemas de Puesta a Tierra	85
3.6.3.1 Configuración A	85
3.6.3.2 Configuración B	87
3.7 APANTALLAMIENTO	89
3.7.1 Salida por Fallas por Apantallamiento (NFS)	89

3.7.2 Salida por descargas de Flameo Inverso (NF)	93
3.7.3 Salida de Línea por Caída de Rayos en la Torre	94
3.7.4 Salida de Línea	96

CAPÍTULO IV: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SUMINISTROS

4.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CONDUCTOR	97
4.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE ESTRUCTURAS	99
4.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE AISLADORES	102
4.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CABLE OPGW	105
4.5 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CABLE EHS	108
4.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES DE PUESTA A TIERRA	110

CAPÍTULO V: METRADOS, PRESUPUESTO Y CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE OBRA

5.1 METRADO Y PRESUPUESTO DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE	112
5.2 METRADO Y PRESUPUESTO DE MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	113
5.3 CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE OBRA	114

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

PLANOS

PRÓLOGO

El diseño de la Línea de Transmisión en 138kV, tiene un recorrido estimado de 1.5 km cuyo punto de conexión proyectada inicia en la Subestación existente Paragsha II 220/138 kV y termina su recorrido en la nueva Subestación Planta Óxidos I (Línea proyectada en simple terna con estructuras auto soportadas). El informe de suficiencia se ha estructurado en cinco capítulos que a continuación se detallan:

En el Capítulo I, se puntualiza un resumen del proyecto, describiendo la identificación del problema, el objetivo general, normas y características de la línea.

En el capítulo II, se detalla las condiciones generales del proyecto y los criterios de diseño de la selección del trazo del ruta, la selección del conductor, parámetros eléctricos, aislamiento del conductor, diseño mecánico, selección de estructuras, características de cable de guarda y puesta a tierra.

En el capítulo III, se describe los cálculos de la selección del conductor, parámetros de la Línea de Transmisión, aislamiento del conductor, cálculos mecánicos del conductor e estructuras, la puesta a tierra y el apantallamiento.

En el capítulo IV, se detalla las especificaciones técnicas de las estructuras de soporte, del conductor AAAC, aisladores, cable de guardas y materiales de puesta a Tierra.

En el capítulo V, se detalla el metrado de los suministros eléctrico y de montaje electromecánico de la línea de transmisión en 138 kV concluyendo en tablas de cantidades y precios para como también se incluye el cronograma de ejecución de obra.

Finalmente se señalan las conclusiones y recomendaciones obtenidas del desarrollo del informe de suficiencia.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

La propiedad minera de la Empresa Administradora Cerro S.A.C, perteneciente al grupo VOLCAN, se encuentra ubicada en la Región de Pasco, departamento de Pasco, provincia de Cerro de Pasco, distrito de Huayllay a 4500 m.s.n.m (Ver plano P01-S004-1800-06-37-0054) dedicado a la extracción y procesamiento de plomo y zinc. Dentro de su programa de inversiones y crecimiento tiene proyectado la construcción de una planta de Óxidos para el procesamiento del mineral almacenado en los "stock pile". Siendo necesario el abastecimiento de energía para la operación de la Planta de Óxidos, la proyección es construir dentro del complejo minero la nueva Subestación Planta Óxidos I en 138/12,6 kV, logrando su conexión al SEIN mediante una **Línea de Transmisión en 138 kV** con un recorrido estimado de 1.5 km cuyo punto de conexión proyectada inicia en la Subestación existente Paragsha II 220/138 kV y termina su recorrido en la nueva Subestación Planta Óxidos I siendo el Trazo de Ruta (ver plano P01-S004-1800-06-37-0055), se caracteriza por su recorrido en la sierra, cruzando una zona pequeña de ganadería; así mismo, se plantearán alternativas para la selección del trazo de ruta como también para la selección del conductor en términos económicos.

La Subestación existente Paragsha II 220/138 kV actualmente es operado por la empresa Red de Energía del Perú (REP) y cuenta con alimentación eléctrica proveniente del SEIN, lo cual garantiza el suministro de energía a la nueva Subestación Planta Óxidos I mediante una Línea de

Transmisión en 138 kV entrara en operación la Planta de Óxidos I en el 2 013 con una demanda de 11 MVA, para el 2 014 con una demanda de 15 MVA y con una proyección de 20 años con una demanda de 80MVA.

1.2 OBJETIVO GENERAL

Diseñar la Línea de transmisión en 138 kV para alimentar la Subestación Planta Óxidos I en la Región Pasco para atender una demanda de 11 MVA proyectada a partir de agosto del 2 013.

1.3 NORMAS

Los códigos y Normas que se emplearon en el desarrollo del presente informe de suficiencia son:

- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos , aprobada por Decreto Supremo No 020-97-EM
- Código Nacional de Electricidad Suministro 2 011

Para los casos no contemplados en los documentos anteriores se podrá aplicar recomendaciones según las últimas ediciones y/o enmiendas indicadas en:

- RUS 1724-E200 Rural Utilities Service
- NESC National Electrical Safety Code
- DIN Deutsche Industrie Normen
- VDE Verbau Deutsche Electrotechniker.
- ANSI American National Standars Institute.
- AISI American Iron and Steel Institute
- ASTM American Society for Testing and Materials

- IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers
- NEC National Electrical Code
- NEMA National Electrical Manufacturers Association
- CSA Canadian Standards Association
- IEC International Electrotechnical Commission

En caso de presentarse divergencia entre los códigos y normas locales y los mencionados anteriormente, se considerará la opción más exigente entre ambos.

1.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA LÍNEA

La Línea de Transmisión 138 kV, simple terna, presenta las siguientes características:

- Nivel de tensión 138 kV
- Número de circuitos Unos (01)
- Tipo de estructuras Metálicas de acero en celosía
- Conductores por fase 304 mm² - AAAC
- Cables de guarda 70 mm² - Acero Galvanizado
EHS 108 mm² - OPGW
- Longitud aproximada 1,5 km
- Capacidad de transmisión 80 MVA
- Punto de salida Punto S.E. Paragsha 2 (vértice V-01 a 4500 msnm)
- Punto de llegada SE Planta Óxidos I (vértice V-08 a 4 476 msnm)

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 CONDICIONES GENERALES

2.1.1 Alcances

Los criterios de diseño de la línea aérea se rigen por las disposiciones del Código Nacional de Electricidad Suministro 2011, Código NESC, Norma DIN VDE 210 y otras normas internacionales específicas.

Así mismo se utiliza los criterios empleados por mi persona tomando como base la experiencia en trabajos similares, las mismas que establecen los requerimientos mínimos a que se sujetará el desarrollo de la Ingeniería del Proyecto.

Se tiene el Estudio de Pre-operatividad aprobado por el COES con carta COES/D/DP-057-2012. El estudio contempla que el ingreso de la planta de Óxidos de la Minera Volcan será en el año 2 013, con su carga prevista (11 MVA el año 2013 y 15 MVA el año 2014) es posible debido a que en operación normal y en contingencias se evidenció que el ingreso del proyecto no ocasionaría un impacto negativo que ponga en riesgo la operación del sistema circundante al proyecto.

2.1.2 Ubicación

El proyecto se encuentra en la región de Pasco (ver Fig. 2.1), Departamento de Pasco, provincia de Cerro de Pasco, distrito de Huayllay a 4500 m.s.n.m, en la Minera VOLCAN, inicia en la Subestación Paragsha II propiedad de REP, culmina su recorrido en la Subestación Planta Óxidos I ubicado al lado de la nueva planta de Óxidos.

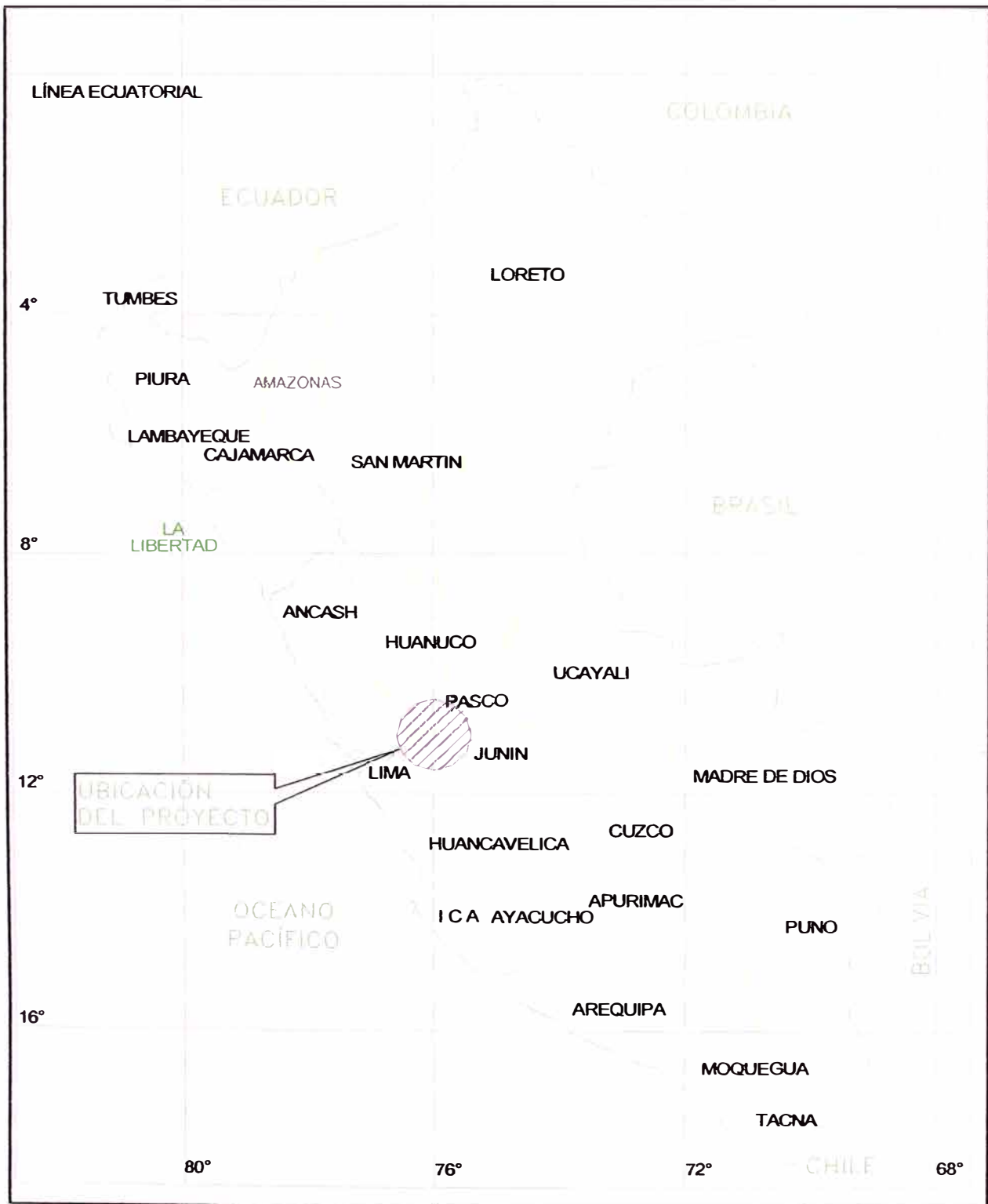


Fig. 2.1 Ubicación Regional del proyecto

2.1.3 Condiciones Ambientales

Los datos de las condiciones ambientales son tomados del registro histórico del Senamhi, son los siguientes:

Temperatura máxima	:	30 °C
Temperatura mínima	:	-15 °C
Temperatura media	:	10 °C
Velocidad de viento de diseño	:	113 km/h (según CNE Suministro 2011, ver Tabla 2.1)
Humedad relativa promedio	:	60 - 80 %
Precipitaciones	:	1000 mm/año
Máxima intensidad de la lluvia	:	10 mm/h
Densidad del hielo	:	0,913g/cm ³ según CNE Suministro 2011
Elevación sobre el nivel del mar	:	4500 msnm
Nivel Isoceráunico	:	60 tormentas eléctricas-año (ver fig.2.2) Mapa de Niveles Isoceráunicos, Ing. Justo Yanque)

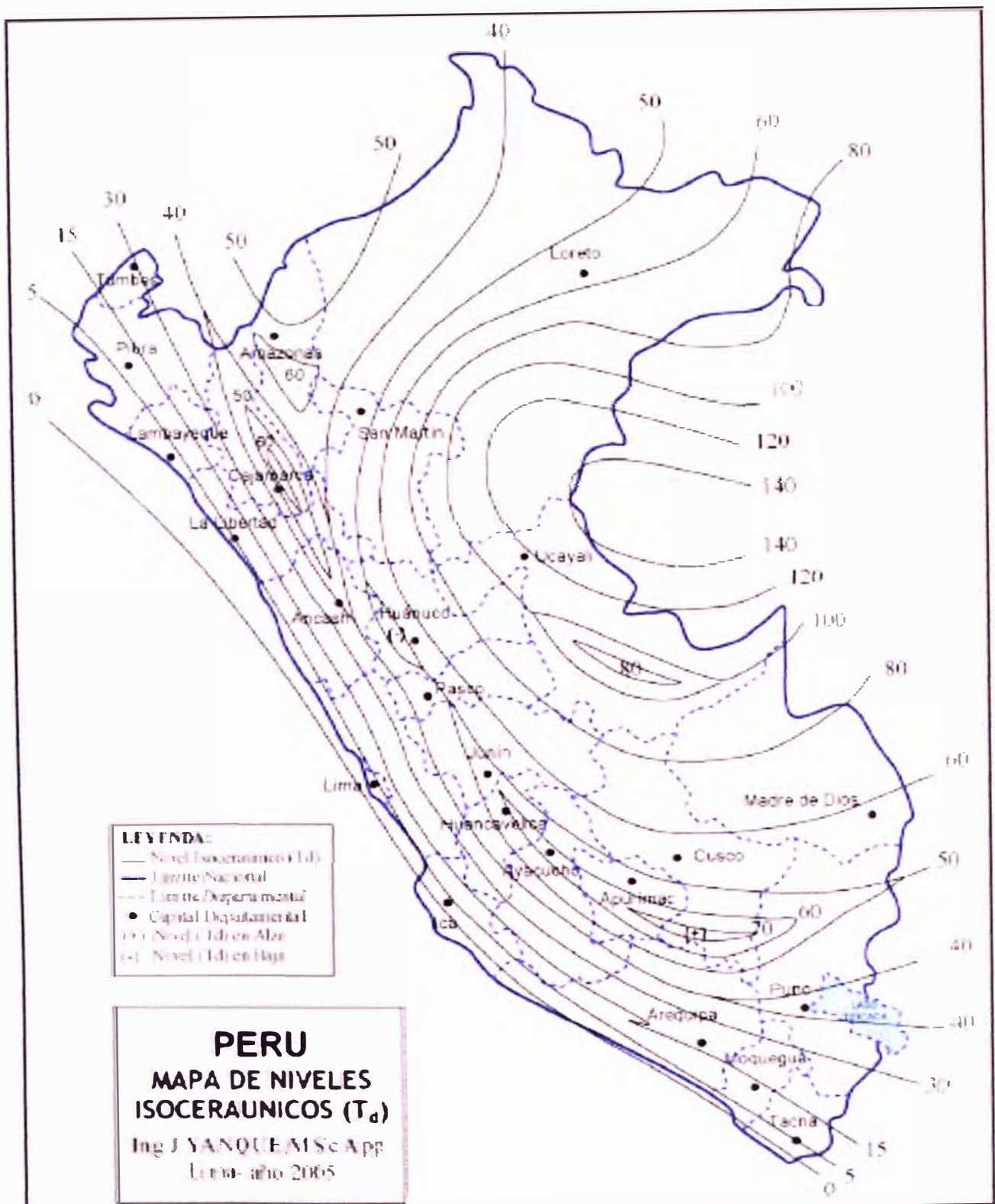


Fig. 2.2 Mapa de Niveles Isoceraúnicos, Ing. Justo Yanque

Tabla. 2.1 Viento, hielo y temperatura para las áreas de carga

Zona de carga	Área 0 elevación menor de 3 000 m.s.n.m.	Área 1 elevación 3 000-4 000 m.s.n.m.	Área 2 elevación 4 001-4 500 m.s.n.m.	Área 3 elevación a partir de 4 500 m.s.n.m.
Caso de sólo viento				
Velocidad horizontal del viento	26 m/s (94 km/h)	29 m/s (104 km/h)	31,5 m/s (113 km/h)	33,5 m/s (120 km/h)
Temperatura °C	10 °C	5 °C	0 °C	-5 °C
Caso de sólo hielo				
Grosor radial del hielo mm	No hay	6 mm	25 mm	50 mm
Temperatura	0 °C	0 °C	-5 °C	-10 °C
Caso combinado de hielo y viento				
Grosor radial del hielo	No hay	3 mm	12 mm	25 mm
Velocidad horizontal del viento	14 m/s (50 km/h)	14,5 m/s (52 km/h)	15,5 m/s (56 km/h)	17 m/s (61 km/h)
Temperatura	5 °C	0 °C	-5 °C	-10 °C

Fuente de información: CNE 2011 Tabla 250.B

2.2 SELECCIÓN DE LA RUTA

Los criterios técnicos de selección de ruta para la Línea de transmisión en 138 kV que inicia su recorrido en la S.E Paragsha II existente hasta S.E Planta Oxidos I en proyección serán los siguientes:

- Seleccionar un trazo de ruta de menor longitud.
- Minimizar el número de ángulos y su magnitud, tomando en cuenta la zona del campamento minero.
- Evitar en lo posible cruzar con líneas eléctricas y de telecomunicaciones existentes, así como carreteras y caminos.

2.2.1 Faja de Servidumbre

La faja de servidumbre se verificará mediante la Norma DGE 025-P-1/1988 aprobada por R.D. 111-88-DGE/ONT, actualmente vigente, en donde se considera un ancho de faja de servidumbre de 20 m para líneas de transmisión en 138 kV, (ver tabla 2.2).

Tabla. 2.2 Anchos mínimos de fajas de servidumbre

Tensión nominal de la línea (kV)	Ancho (m)
10 – 15	6
20 – 36	11
50 – 70	16
115 – 145	20
220	25
500	64

Fuente de información: CNE 2011 Tabla 219.B.4.

2.2.2 Planteamiento de las alternativas

Se tiene dos alternativas planteadas se efectuara una comparación de longitud de la Línea de Transmisión, ángulos de los vértices, cruces de la línea, caminos de acceso, etc.

A continuación en el cuadro N° 2.1 se presenta la comparación técnica de las alternativas planteadas, en donde se tomara en cuenta fundamentalmente la longitud de línea y así mismo se ha contabilizado los vértices de cada alternativa

Descripción	Alternativa 01	Alternativa 02
Longitud de la Línea	1.41km	1.34km
Caminos de acceso para la instalación de estructuras	Tiene acceso	Tiene acceso
Número de Estructuras de la Línea	8	7
Observaciones	La pendiente de la vértice V-6 al V-7 es pronunciado, aproximadamente un desnivel de 30m	Desde el vértice V-6 al V-7 se tiene un desnivel con menor grado de inclinación.

Cuadro N° 2.1 Alternativas del Trazo de ruta.

En conclusión se elige la alternativa 2 desde un punto de vista técnico y económico.

2.2.3 Coordenadas del trazo de ruta

Las coordenadas UTM-PSAD 56 son tomadas en los vértices de la Línea de Transmisión en 138 kV como se muestra en el cuadro N° 2.2.

COORDENADAS UTM PSAD-56						
HITO	NORTE	ESTE	COTA m.s.n.m.	PARCIAL (m)	ACUMULADA (m)	ANGULO
P0	8820205.71	360589.36	4371.37		0	0°
V-01	8820178.37	360614.93	4369.63	43.43	43.43	86°34'08"
V-02	8820065.85	360508.19	4376.52	155.09	198.52	-19°15'20"
V-03	8819903.36	360435.04	4388.72	178.20	376.72	-5°19'58"
V-04	8819641.31	360345.32	4380.10	276.98	653.70	-35°00'00"
V-05	8819526.23	360378.91	4374.86	119.87	773.57	34°28'33"
V-06	8819205.75	360273.50	4362.00	337.64	1111.21	6°7'18"
V-07	8819089.84	360221.17	4349.57	126.95	1238.16	-18°1'4"
P1	8819049.27	360216.69	4355.51	41.04	1279.20	0°

Cuadro N° 2.2 Coordenadas de los Vértices.

El trazo de ruta seleccionado se muestra en el plano P01-S004-1800-06-37-0055, a continuación imágenes de las posiciones de las estructuras:

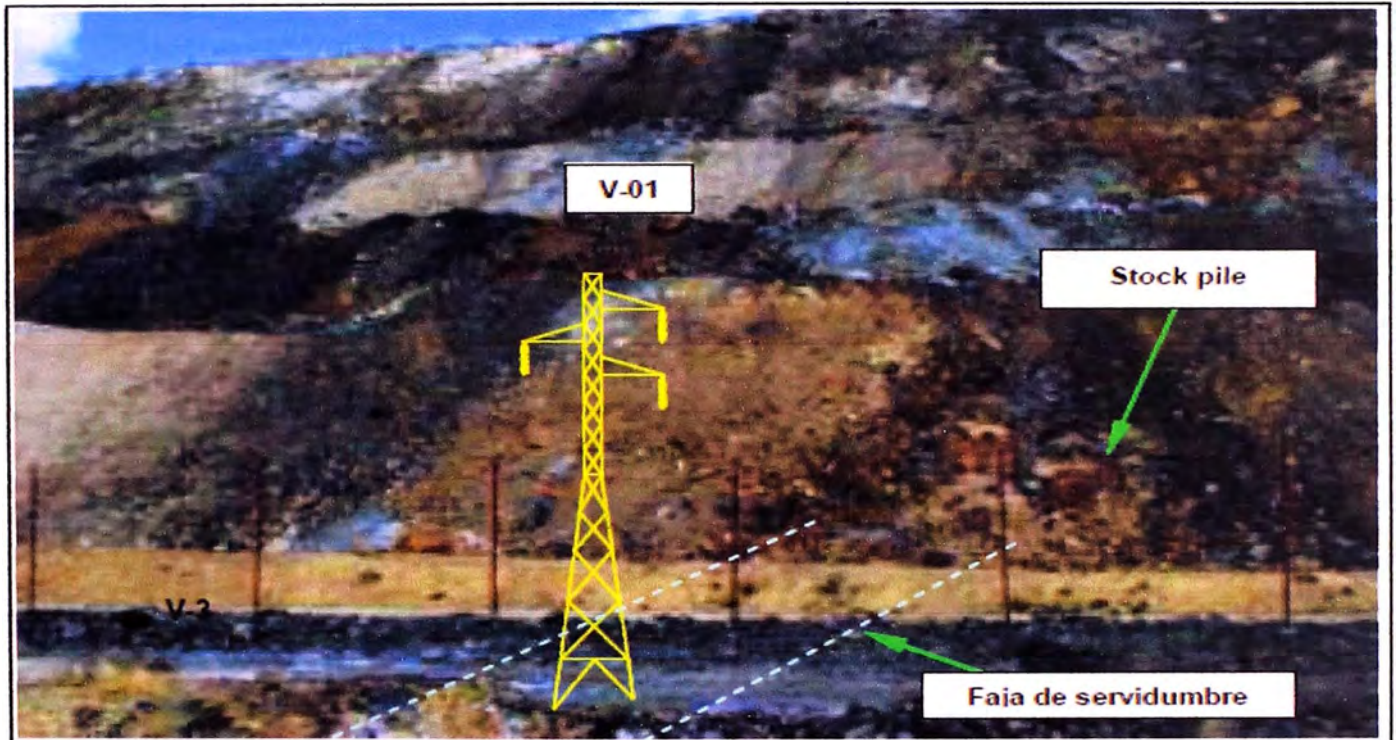


Fig. 2.3 Vértice V-1 Estructura alejado del Stock pile

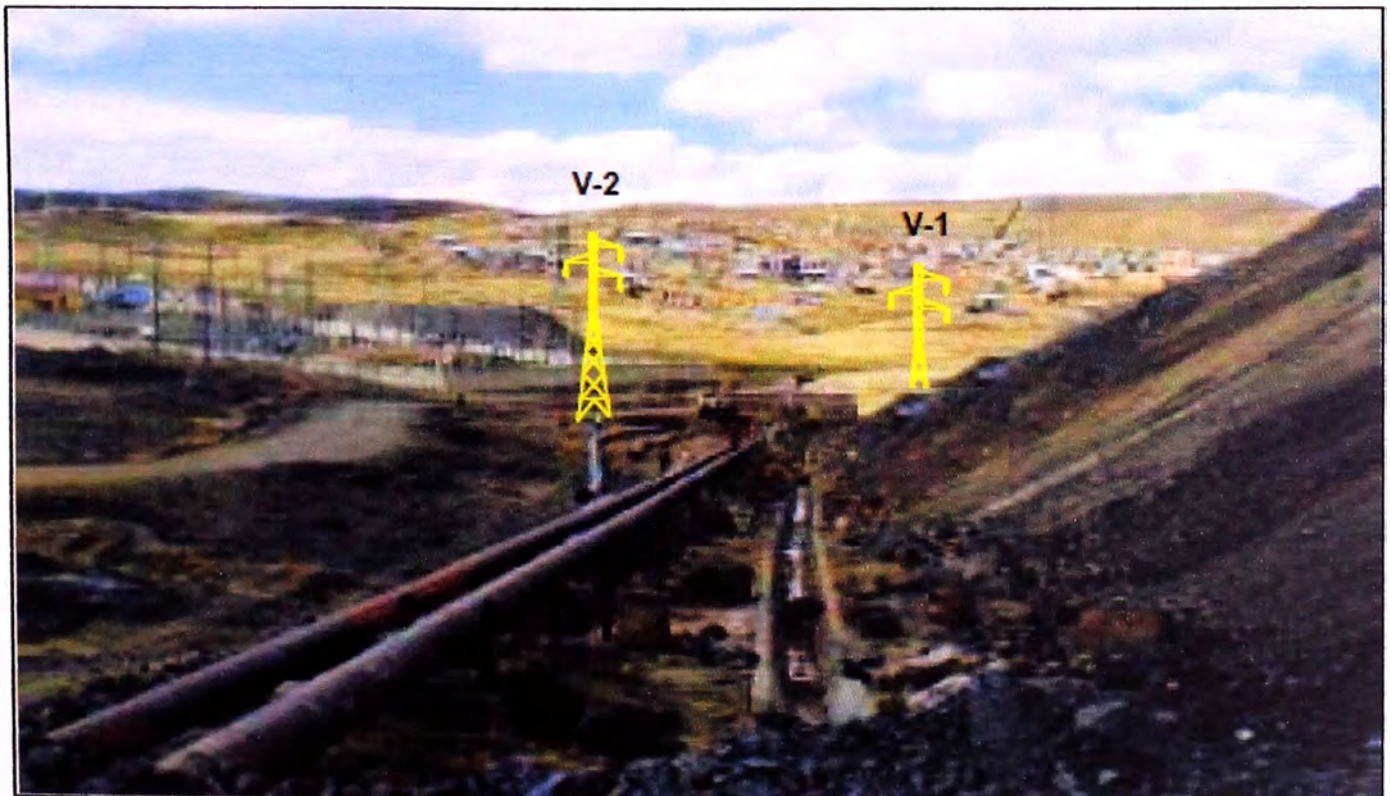


Fig. 2.4 Vértice V-2

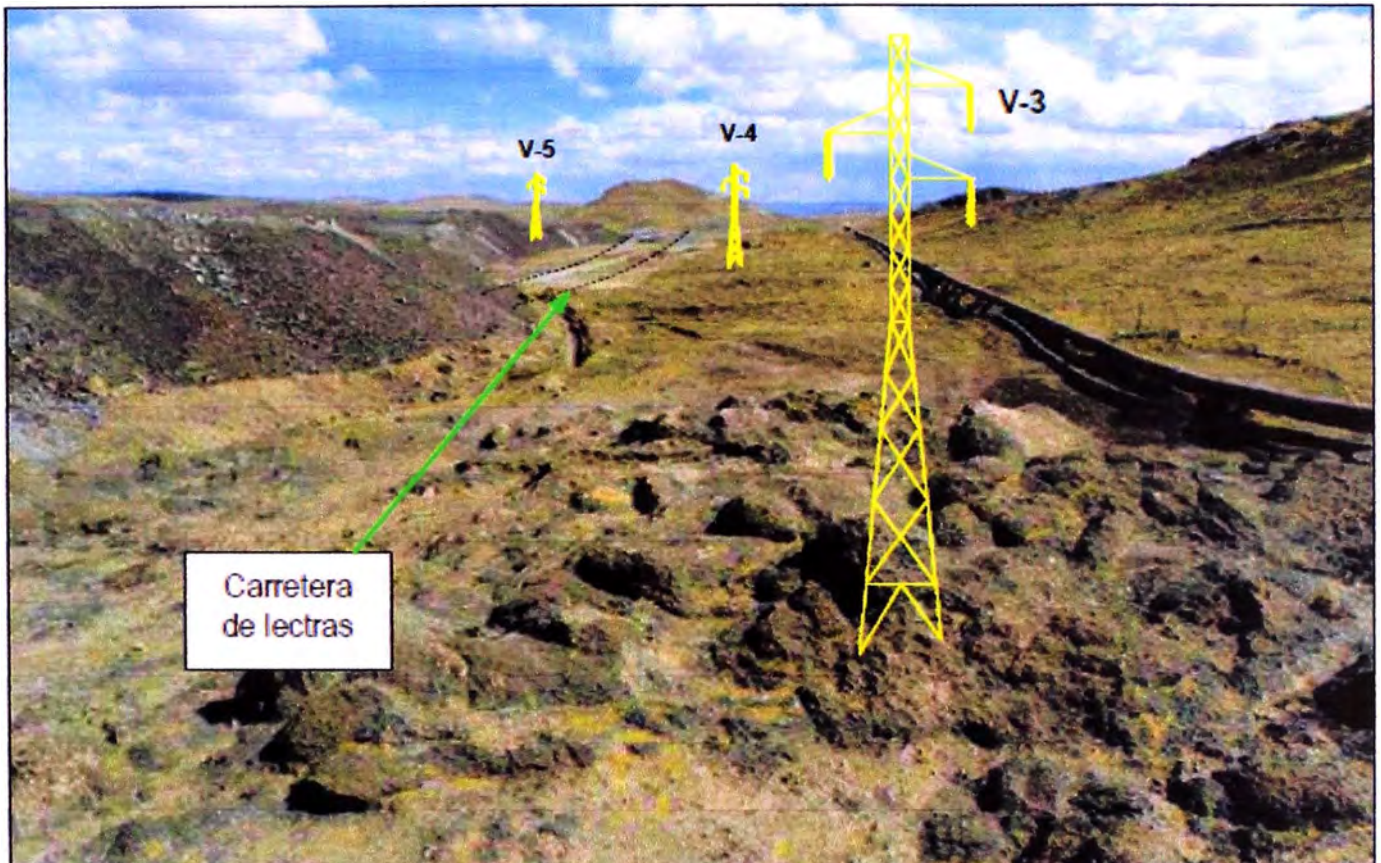


Fig. 2.5 Vértices V-3, V-4, V-5, estructuras especiales para elevar el conductor por el paso del Lectra Haul.

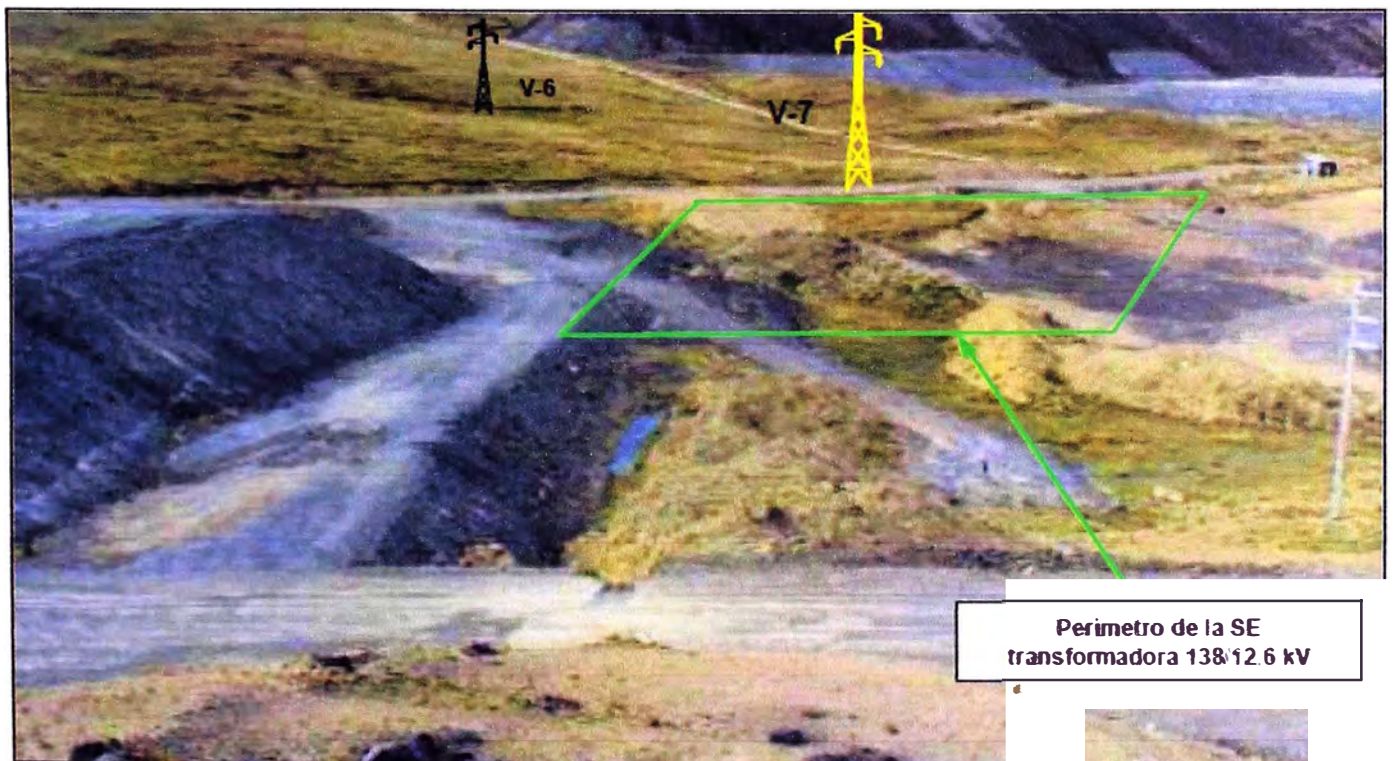


Fig. 2.6 Vértice V-6 y V-7, Ubicación de la S.E Planta Oxidos I y la llegada de la Línea de Transmisión en 138kV

2.3 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

Al seleccionar un conductor debemos tener en cuenta las propiedades eléctricas y mecánicas como la resistencia eléctrica, la conductividad, la tenacidad, resistencia mecánica y además debe soportar los efectos de corrosión, para poder brindar un servicio satisfactorio por un periodo muy largo sin requerir gran mantenimiento. El criterio para esta aplicación, es conocer el tipo de conductor de alta tensión que utiliza la Compañía minera Volcan en sus instalaciones eléctricas existentes teniendo en cuenta la presencia de hielo como también el tipo de conductor existe en la S.E Paragsha II, para luego hacer una evaluación económica.

2.3.1 Material

El tipo de material del conductor a usarse en este proyecto será de Aluminio reforzado con Aleación de aluminio tipo AAAC, manteniendo de esta forma el mismo tipo de conductor existente en el Sistema de Transmisión de Volcan y actualmente existente en la S.E Paragsha II.

Tiene una conductividad del 52.5% según la IACS (International Annealed Cooper Standard), menor peso y gran resistencia al esfuerzo mecánico lo cual permite grandes vanos en línea de Transmisión.

2.3.2 Capacidad de Transmisión

La capacidad de transmisión (ampacidad) de la línea en condiciones normales de operación continua es 80 MVA, la capacidad de transmisión en condiciones de contingencias la línea debe transmitir una potencia adicional del 20% de su potencia nominal que sería 96 MVA y la potencia de diseño permitirá que en futuro se incrementara la demanda considerando las

condiciones de emergencia en 30 minutos, la línea de transmisión soporta una sobrecarga del 30% siendo 120 MVA. Se determinará con el programa PLS-CAD la corriente empleando la siguiente norma: Standard IEEE 738 - 2006.

2.3.3 Elementos de entrada

- Potencia de diseño : 120 MVA
- Nivel de Tensión : 138kV
- Factor de potencia : 0.90
- Factor de carga : 0.85
- Precio de potencia media : S/. 17.03 /kW-mes
- Precio de energía media en hora punta: S/. 9.72 /kW.h
- Precio de energía media fuera de punta: S/. 9.39 /kW.h

Estos precios solo se utilizan para efectuar la comparación de costos en la selección del conductor de la línea en 138 kV

Costo de energía promedio	35.64 USD / MWh
Costo de Potencia	81448,00 USD / MW - año

2.3.4 Selección económica

Para seleccionar el conductor, se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- Costo de Inversión Inicial
- Costos de pérdidas Corona
- Costos de pérdidas Joule

$$FO = \sum (INVERSIÓN, PÉRDIDAS)$$

Dónde:

FO: Función de optimización

2.4 PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Para determinar los parámetros eléctricos de la Línea de transmisión en 138 kV; S.E. Paragsha II – Nueva S.E. Planta Óxidos I con un recorrido estimado de 1.5km se utilizó el software Digsilent Power Factory 14.0.520, con el cual se obtendrá las matrices de impedancia

Los parámetros eléctricos son la resistencia, la reactancia, la capacitancia y la conductancia, estos parámetros son determinados para calcular la capacidad de transporte de potencia de la Línea de transmisión.

2.5 AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR

El criterio de diseño a aplicar para el aislamiento es la selección de la rigidez dieléctrica de los materiales de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual están destinados, teniendo en cuenta factores ambientales y el esfuerzo de sobre voltajes los cuales son:

- Por sobretensión a frecuencia industriales húmedos
- Por sobretensión de maniobra
- Por sobretensión de impulso Atmosférico

Las cadenas de aislamiento se dimensionan en base a los tres tipos de sobretensiones mencionados y la mínima separación por distancia de fuga.

2.6 DISEÑO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

Al seleccionar un conductor debemos tener en cuenta las propiedades mecánicas como la tenacidad, resistencia mecánica y además debe soportar los efectos de corrosión, para poder brindar un servicio satisfactorio por un periodo muy largo sin requerir gran mantenimiento.

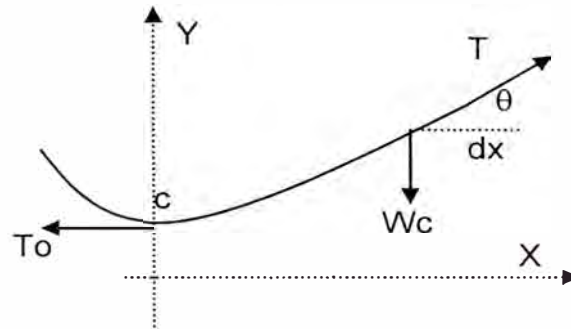
La tensión mecánica que aparece en los conductores varía permanentemente como consecuencia de los cambios de temperatura, la presencia de vientos, la presencia de hielo o a la combinación de dos o más factores, en segundo caso se realizan las hipótesis de carga de peso propio.

Ahora bien, como estas condiciones pueden considerarse extrema, su aplicación sobre las estructuras pueden resultar muy elevadas, es por esto que se debe considerar unos coeficientes de seguridad más bajos.

El cálculo para las tensiones y flecha que debe soportar el conductor, se hacen a partir de hipótesis de carga, usando determinadas condiciones extremas o límites de referencia, en ellas, la carga total que resulte aplicada al conductor, causada por la suma de todas las condiciones de una hipótesis de cálculo pueda admitir, deber un porcentaje determinado de la carga de ruptura del conductor. A partir de estas condiciones límite, se determinan las condiciones intermedias o cargas que resulten en otras circunstancias por los cuales pueda pasar el conductor, esto permite determinar, además del valor de las tensiones, los valores de las flechas que debe soportar el conductor en condiciones secundarias, para que cuando las condiciones varíen y lleguen a sus valores máximos, produzcan en el conductor variaciones de carga que resulten solo una fracción de su carga de ruptura que se le ha asignado como tope a éstas.

Los cálculos mecánicos del conductor y cable de guarda han sido desarrollados mediante un programa computacional denominado PROG.

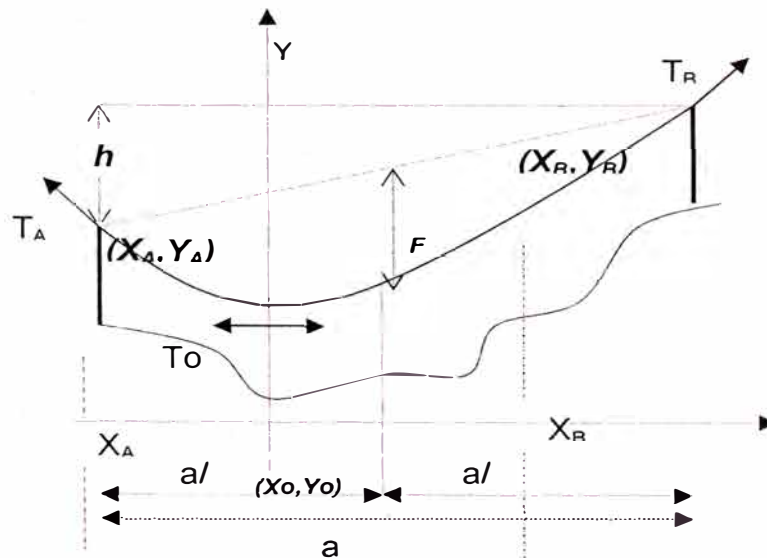
2.6.1 Cálculo de la catenaria



- 1) $Y = C * \text{Cosh}(X/C)$ (Ecuación de la Catenaria)
- 2) $C = \frac{T_0}{Wc}$ (Cálculo del parámetro C, conociendo T_0)
- 3) $T = T_0 * \text{Cosh}(X/C)$ (Tiro del conductor en cualquier punto de la catenaria)

2.6.2 Procedimientos de cálculo

Tomando el diagrama siguiente como un ejemplo genérico.



4) $T_0 = C.Wc$ (Tiro Horizontal conociendo el parámetro C)

5) $K = \frac{h}{a} \Rightarrow h = a.k$

6) $X_m = C.ArcSenh\left(\frac{\frac{h}{2C}}{Senh\left(\frac{a}{2C}\right)}\right)$

7) $X_A = X_m - a/2; X_B = X_m + a/2$

8) $L_A = C.Senh\left(\frac{X_A}{C}\right)$ (Longitud del lado izquierdo de la catenaria)

$L_B = C.Senh\left(\frac{X_B}{C}\right)$ (Longitud del lado derecho de la catenaria)

9) $T_A = W_C \sqrt{C^2 + L_A^2}$ (Tiros en los extremos de la catenaria)

$T_B = W_C \sqrt{C^2 + L_B^2}$

10) $F = C.Cosh\left(\frac{X_m}{C}\right)\left[Cosh\left(\frac{a}{2C}\right) - 1\right]$ (Cálculo de la Flecha)

11) $Y_A = C.Cosh\left(\frac{X_A}{C}\right)$

$Y_B = C.Cosh\left(\frac{X_B}{C}\right)$

12) (Saeta)

$S = Y_A + \frac{h(X_A)}{a} - C; \text{ si } Y_A < Y_B$

$S = Y_B + \frac{h(X_B)}{a} - C; \text{ si } Y_A > Y_B$

$S = F, \text{ si } Y_A = Y_B$

$$13) \theta_B = \text{ArcTan}\left(\text{Senh}\left(\frac{X_B}{C}\right)\right)$$

Donde:

To	:	Tiro horizontal.
C	:	Parámetro de catenaria.
Wc	:	Peso unitario del conductor.
S	:	Saeta
h	:	Desnivel
a	:	Vano Horizontal
Xm	:	Valor X del punto medio de la catenaria.
θ_B	:	Angulo de la catenaria en el lado derecho, respecto al eje X

2.6.3 Cálculo de C, Conociendo el tiro en el extremo.

Teniendo como datos conocidos:

$$K_A = \frac{T_A}{W_C} + \frac{h}{2}, \quad K_B = \frac{T_B}{W_C} - \frac{h}{2}$$

Se tiene la ecuación:

$$C \cdot \text{Cosh}\left(\frac{a}{2C}\right) \cdot \sqrt{1 + \frac{h^2}{4C^2 \text{Senh}^2(a/2C)}} - K = 0$$

Donde:

$$K = K_A; \quad \text{Si } Y_A > Y_B$$

$$K = K_B; \quad \text{Si } Y_A < Y_B$$

2.6.4 Ecuación de cambio de estado

Consideraciones previas

$$W_r = \sqrt{(W_c + W_h)^2 + W_v^2}$$

$$W_v = P_v \left(\frac{\theta_c + 2e}{1000} \right)$$

$$W_h = K_h (e^2 + e\theta_c)$$

Donde:

W_r : Peso unitario resultante del conductor (kg/m).

W_h : Peso unitario adicional debido a la carga de hielo (kg/m).

W_v : Peso unitaria debido al viento sobre el conductor (kg/m)

P_v : Presión del viento (kg/m²)

k_h : Constante de costra de hielo.

θ_c : Diámetro del conductor en (mm)

e : Espesor de hielo sobre el conductor en (mm)

Partiendo de:

$$L_2 - L_1 = \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) L_1 + \frac{T_{02} - T_{01}}{AE} L_1$$

y haciendo

$$\sigma_{01} = \frac{T_{01}}{A} ; \sigma_{02} = \frac{T_{02}}{A}$$

Se tiene la ecuación:

$$\frac{E \sqrt{4 \frac{\sigma_{02}^2 A}{w_{r2}^2} \operatorname{Senh}^2 \left(\frac{aw_{r2}}{2\sigma_{02}A} \right) + h^2}}{\sqrt{4C_1^2 \operatorname{Senh}^2 \left(\frac{a}{2C_1} \right) + h^2}} = E [1 + \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1)] - \sigma_{01} + \sigma_{02}$$

Considerando los datos iniciales y haciendo

$$N = \frac{E}{\sqrt{4C_1^2 \operatorname{Senh}^2\left(\frac{a}{2C_1}\right) + h^2}}$$

$$M = E[1 + \alpha(\theta_2 - \theta_1)] - \sigma_{01}$$

$$P = \frac{2A}{W_{r2}}$$

Se tiene la ecuación

$$N \sqrt{P \cdot \sigma_{02}^2 \operatorname{Senh}^2\left(\frac{a}{P \cdot \sigma_{02}}\right) + h^2} - M + \sigma_{02} = 0$$

La cual se resuelve mediante métodos numéricos y se obtiene el valor de σ_{02}

$$C_2 = \frac{\sigma_{02} A}{W_{r2}}$$

Cálculo del vano gravante

$$T_{Ry} = T_a \cos(\alpha_a) + T_b \cos(\alpha_b)$$

$$V_p = \frac{T_{Ry}}{W_r}$$

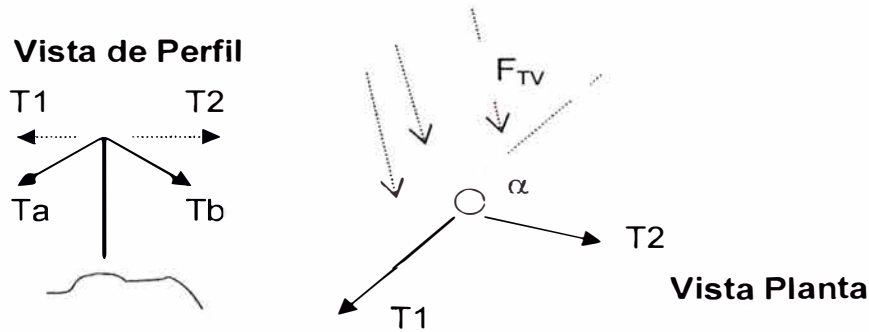
T_{Ry} : Tensión resultante en el eje Y

α_a : Ángulo de la catenaria "a" con el eje Y

α_b : Ángulo de la catenaria "b" con el eje Y

V_p : Vano Gravante (Vano Peso)

2.6.5 Fuerzas sobre el soporte por efecto de los conductores



$$14) T_1 = T_a \text{Sen}(\alpha_a)$$

$$15) T_2 = T_b \text{Sen}(\alpha_b)$$

$$16) F_{TC} = T_1 \text{Sen}(\alpha/2) + T_2 \text{Sen}(\alpha/2)$$

$$17) F_{TV} = P_v \cdot d \cdot \Phi_c \text{Cos}(\alpha/2)$$

$$18) T_{R1} = \frac{T_1 (\sum hi) \text{Sen} \alpha/2}{heq}$$

$$19) T_{R2} = \frac{T_2 (\sum hi) \text{Sen} \alpha/2}{heq}$$

$$20) F_{RVC} = \frac{P_v \cdot d \cdot \Phi_c (\sum hi) \text{Cos} \alpha/2}{heq}$$

$$21) \vec{T}_R = \vec{T}_{R1} + \vec{T}_{R2} + \vec{F}_{RVC} + \vec{F}_{RVP}$$

$$22) \sigma_H = \frac{315827 \times T_R h}{C^3}$$

$$23) P_{Cr} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I}{(K \cdot L)^2}$$

$$24) \quad I = \pi D^2 / 64$$

$$25) \quad Y_d = \frac{T_R h^3}{3EI}$$

Donde:

d : Vano viento

Φ_C : Diámetro del conductor

P_V : Presión del viento sobre el conductor

heq : Altura del punto de aplicación de fuerzas transversales.

hi : Altura de aplicación de las fuerzas debido a cada conductor.

F_{RVC} : Fuerza equivalente transversal debido al viento sobre los conductores.

\vec{T}_R : Tensión resultante en punto de aplicación de fuerzas (en plano XY)

h : Distancia del punto de aplicación de la fuerza a la línea de tierra

C : Circunferencia del poste en la línea de empotramiento.

σ_H : Esfuerzo máximo en la línea de empotramiento.

P_{Cr} : Carga crítica de pandeo en el poste de madera.

E : Módulo de elasticidad del material.

I : Momento de inercia, a una altura del poste según normas.

D : Diámetro sección circular.

Y_d : Deflexión.

T_R : Tensión resultante en el punto de aplicación de fuerzas.

2.7 SELECCIÓN DE ESTRUCTURAS

Para la selección de estructuras se toma en cuenta las condiciones climatológicas por donde se ubicará la línea de transmisión 138 kV a diseñar.

La línea de 138 kV se ubica en zona tipo sierra y a una altitud promedio entre 4200 msnm y 4600 msnm, el terreno presenta un perfil longitudinal a un mismo nivel; por lo que se ha predeterminado la utilización

de torres metálicas, similar a otras líneas existentes en VOLCAN y en la zona del estudio.

Normalmente en la zona sierra, las estructuras metálicas en celosía presentan un buen comportamiento ante los esfuerzos mecánicos producto del tensado de los conductores y además presentan una mayor ventaja durante su instalación, en especial en las zonas poco accesibles.

2.7.1 Prestación de las Estructuras

Las prestaciones previstas para las estructuras metálicas de acero galvanizado en celosía de simple terna, son las siguientes:

- Para desvíos topográficos con ángulos desde 0° - 35° , se tiene previsto utilizar la estructura angular A35.
- Estructura terminal, tipo T90 para simple terna vertical y ángulo de desvío topográfico hasta 90° .

2.7.2 Diseño de la parte superior de las estructuras

Se definirán las dimensiones de la parte superior de las estructuras; así mismo, se determinará la altura media óptima (± 0) de las torres y se determinarán las prestaciones de los tipos de estructuras a utilizar en el diseño de las líneas de transmisión de 138 kV.

Para el cálculo de las dimensiones de la parte superior de las torres, se utiliza el Código Nacional Eléctrico Suministro 2011 y la norma alemana VDE 0210/12.85; considerando además, que en el diseño de la distancia vertical entre fases se tomará en cuenta la presencia de manguito de hielo con un espesor de 25 mm.

2.7.3 Diseño mecánico de las estructuras

Para las Líneas de Transmisión en 138 kV, de acuerdo al Código Nacional de Electricidad Suministro 2011, se utiliza el Grado de Construcción B.

En el diseño de las estructuras metálicas de celosía (torres) se utilizarán los siguientes factores de sobrecarga establecidos en el CNE Suministro 2011:

- Cargas verticales : 1,50
- Cargas transversales
 - Debido al viento : 2,50
 - Debido al tensado del conductor : 1,65
- Cargas longitudinales
 - En los cruces
 - En general : 1,10
 - En los amarres (anclajes) : 1,65
 - En cualquier lugar
 - En general : 1,00
 - En los amarres (anclajes) : 1,65

El factor de resistencia para las estructuras metálicas en celosía es igual a 1,0.

2.7.4 Factores de Seguridad para las Fundaciones

En el caso de las fundaciones, estas serán calculadas con las cargas mayores, según el ítem 2.7.3.

2.7.5 Árbol de Cargas (Diagramas Isométricos)

Los diagramas isométricos de cargas se calcularán para las condiciones iniciales de carga del conductor.

2.8 CARACTERÍSTICAS DE CABLE DE GUARDA

Inicialmente se realizó una pre selección de los cables de guarda normalmente utilizados en la LT en 138kV de tal forma que cumplen la soportabilidad de la corriente de corto circuito a tierra dichos conductores son el Cable de Fibra Óptica OPGW 108 mm² y el Acero galvanizado EHS 70,00 mm². Los cálculos de soportabilidad por corriente de Corto Circuito del cable de guarda se usara la norma IEEE std 80-2000 GUIDE FOR SAFETY IN AC SUBSTATION GROUND, la cual puede ser evaluada con las variables que se describen a continuación:

$$I = A_{mm^2} \sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{t_c * \alpha_r * \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right)}$$

Donde:

A =	Sección de conductor en mm ²
Ko =	1/α ₀ o (1/α _r) - Tr
α =	Coefficiente de resistividad en temperatura Tr
Tm =	Máxima temperatura en ° C
Ta =	Temperatura Ambiente, in ° C
TCAP =	Factor de capacidad térmica que depende del material del conductor.
tc =	Duración en s
ρ =	Resistividad de temperatura del conductor Tr, in mW-cm

Del informe de Pre-Operatividad se tiene que la corriente máxima de corto circuito monofásico no supera los 6.98 kA pero para futuras generaciones en la zona se duplicara a 13.96 kA dicho dato es fundamental para la selección de los cables de guarda.

Para Cable de Acero galvanizado EHS 70,00 mm², donde:

Material Zinc-coated steel rod

A	70 mm ² (24 fibras)
K ₀	293 ° C
α	0.0032 1/°C
T _m	419 ° C
T _a	16.6 ° C
TCAP	3.93 J/(cm ³ .°C)
t _c	0.5 s
ρ	20.1 Ω-cm

I =	7.06 kA
------------	----------------

Para Cable de guarda de OPGW de 108 mm², donde:

Material Aluminum clad steel wire

A	106 mm ² (24 fibras)
Ko	258 ° C
α	0.0036 1/°C
Tm	657 ° C
Ta	16.6 ° C
TCAP	3.58 J/(cm ³ .°C)
tc	0.5 s
ρ	8.48 $\square\Omega$ -cm

I = 17.81 kA

2.8.1 Cable de Guarda de Fibra Óptica (OPGW)

El cable de guarda de fibra óptica OPGW, presenta las siguientes características eléctricas y mecánicas:

Tipo	:	OPGW
Sección del conductor (mm ²)	:	108
Diámetro exterior (mm)	:	14
Peso total (kg/m)	:	0.600
Carga de rotura nominal (Kg)	:	9600
Módulo de elasticidad final (kg/mm ²)	:	12000
Coefficiente de dilatación lineal	:	0,000016

2.8.2 Cable de Guarda tipo Acero Galvanizado tipo EHS

El cable de acero galvanizado, presenta las siguientes características eléctricas y mecánicas:

Tipo	:	EHS
Sección del conductor (mm ²)	:	70
Diámetro exterior (mm)	:	11.11
Peso total (kg/m)	:	0.595
Carga de rotura nominal (Kg)	:	9460
Módulo de elasticidad final (kg/mm ²)	:	18993.8
Coefficiente de dilatación lineal	:	0,0000115

2.9 PUESTA A TIERRA

Los valores de puesta a tierra se limitarán a 10 ohm en general para las zonas transitadas y 25 ohm para las no transitadas.

Se utilizarán puestas a tierra de tipo capacitivo, utilizando un producto comercial de tipo cemento conductor, con la finalidad de controlar las sobretensiones de origen atmosférico, en el momento de producirse un “back flashover”.

2.9.1 Configuraciones del Sistema de Puesta a Tierra

2.9.1.1 Configuración A

Esta configuración estará compuesta por 4 contrapesos horizontales longitudinales con las siguientes dimensiones totales igual a 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50 metros; y estarán enterrados a una profundidad de 0,60 m.

Esta configuración se instalará en estructuras ubicadas en zonas no transitadas para lograr una resistencia de puesta a tierra de 25 ohmios, para resistividades de terreno mayores es recomendable utilizar otros métodos,

tales como: cementos conductivos, Hidrosolta, Favigel, etc., que a la larga resultan más económicos.

2.9.1.2 Configuración B

Esta configuración se aplicará en estructuras que se ubican en zonas transitadas para lograr una resistencia de puesta a tierra menor o igual a 10 ohmios.

La configuración B se forma añadiendo a la configuración A un contrapeso con disposición en anillo, que funcionará adicionalmente como limitador de las tensiones de toque en las estructuras.

Esta configuración estará compuesta por 4 contrapesos horizontales longitudinales con las siguientes dimensiones totales igual a 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50 metros y estarán enterrados a una profundidad de 0,60 m; más un contrapeso en anillo con un diámetro de 10,00 m y también enterrado a 0,60 m de profundidad.

2.9.2 Características del material del Sistema de Puesta a Tierra

Recomiendo la utilización del material tipo copperweld tanto para las varillas como para el conductor de contrapeso, por su buena resistencia a los suelos corrosivos y también con la finalidad de evitar sustracciones, que normalmente se presentan cuando se trata del material cobre.

La sección mínima del cable de puesta a tierra se determinará por su estabilidad térmica a la porción de la máxima corriente de cortocircuito que pasaría por ella teniendo en cuenta el tipo de empalme que se utilizará y que puede reducir la capacidad de calentamiento, no siendo menor a la sección de 35 mm² por consideraciones de tipo mecánico.

En estructuras que presenten resistividades de terreno superior a los indicados se recomienda utilizar métodos alternativos, los que deberán ser preparados con materiales conductivos, tales como Cementos Conductivos, Hidrosolta, Favigel, u otro material conductivo existente en el mercado que se pueda utilizar.

CAPÍTULO III

CÁLCULOS JUSTIFICADOS

3.1 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

3.1.1 Selección Económica

Para un análisis económico es necesario seleccionar 5 tipos de conductores AAAC (400MCM, 450MCM, 500MCM, 550MCM, 600MCM), seleccionados en función a la potencia a transmitir de 120MVA y el tipo de conductor a seleccionar debe cumplir el menor costo de la sumatoria de costo de inversión, costo por perdidas Joule y costo por pérdida de corona.

3.1.2 Datos de entrada

Los datos de entrada se tomaron de la tabla de valores de AAAC, ver en el anexo 1 y anexo 2.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CONDUCTOR ACTIVO				
		Aluminio reforzado con Aleación de Aluminio (AAAC)				
		AAAC 400	AAAC 450	AAAC 500	AAAC 550	AAAC 600
Sección Real	mm ²	203	228	253	279	304
N° de Hilos x Diámetro	N x mm	19 x 3,686	19 x 3,909	19 x 3,120	37 x 3,093	37 x 3,233
Diámetro Total	mm	18,43	19,55	20,60	21,67	22,63
Peso Unitario	kg / m	556,200	625,700	695,000	0,764	0,834
Carga de Rotura	kg	6094	6855	7614	8557	9332
Módulo de Elasticidad Final	kg / mm ²	6187	6187	6187	6187	6187
Coefficiente de Dilatación Lineal	° C ⁻¹	23 x 10 ⁻⁶	23 x 10 ⁻⁶	23 x 10 ⁻⁶	23 x 10 ⁻⁶	23 x 10 ⁻⁶
Resistencia a 20° C(dc)	ohm / km	0,1653	0,14690	0,13230	0,1202	0,11030

LT -138 kV / SE Paragsha II - SE Planta Oxidos I			
Longitud de la Línea	1,5	km	
Factor de potencia	0,90		
Potencia de transmisión (01 tema)	108,0	MW	
Factor de carga	0,85		
Factor de pérdidas	0,76		
Tensión de línea	138	kV	
Costo de potencia (promedio)	86308	\$/MW-Año	Regulación tarifaria/Precios de electricidad/Precios en barra de subestación
Costo de energía (promedio)	45,12	\$/MWh	Regulación tarifaria/Precios de electricidad/Precios en barra de subestación
Tasa de descuento	12%		
Años	20		
Factor de actualización	7,47		

3.1.3 Costo de inversión inicial

Se evalúa el costo por kilómetro en base a la siguiente formula:

$$kd = kF \left(1 + 0.007U + \frac{nA}{300} \sqrt[4]{n} \right)$$

Kd = Costo por kilómetro (\$/km)

KF = Constante

U = Tensión de operación (kV)

n = Numero de ternas

A = Sección (mm²)

Se ha calculado el kF en base a un último presupuesto de una línea de transmisión en 138 kV, simple circuito, conductor de 405 mm² AAAC, estructuras de acero, cuyo costo es del orden de 140 000 \$ / km como se muestra en el cuadro 3.1.

Sección	Unidad	AAAC 800 base	AAAC 400	AAAC 450	AAAC 500	AAAC 550	AAAC 600
Kd	\$/km	140.000	132.893	136.510	140.014	147.177	149.119
kF		42.220	42.220	42.220	42.220	42.220	42.220
U	kV	138	138	138	138	138	138
N	N° terna	1	1	1	1	1	1
A	Sección	405	355	380	405	456	470

Cuadro N° 3.1 Resultados del Costo de Inversión.

3.1.4 Costo de perdidas Corona

Se evalúa el costo por kilómetro en base a la siguiente a la siguiente función, ver cuadro 3.3.

$$CPC = \frac{P * L * 4}{1000} (8760 * CE + CP) * Fa$$

CE= Costo de energía promedio (\$/MWh)

CP = Costo de Potencia promedio (\$/MW-Año)

Fa = Factor de actualización

CPC= Costo por perdidas de corona

L = Longitud (km)

P = Pérdidas Corona (kW/km-Trifásico)

Cálculo de las Perdida por Corona, Formula de Peterson considerando un buen Tiempo, ver cuadro 3.2.

$$P = 2,094(f)(V/\text{sqrt}(3))^2F/((\text{LOG}(2S/D))^2d^{(2/3)}(100000))(3)$$

Formula de Gradiente Critica:

$$E_c = 21,213dm(1+0,54187/\sqrt{Dd}) \text{ (Peek)}$$

Formula de Gradiente Critica:

$$E = V/(\ln(s/r)\sqrt{3})$$

P = Pérdidas Corona (kW/km-Trifásico)

N = Número de conductores en el bundle

f = Frecuencia de la red (Hz)

r = Radio del subconductor (cm)

r' = Radio ficticio

F = Factor funcional, que depende de (E/E_c) - Recabado de Tablas

E_c = Gradiente critica

E = Gradiente superficial

m = Factor de rugosidad

D = Diámetro (cm)

s = Distancia media geométrica (cm)

d = Densidad relativa del aire

V = Tensión de línea (kV)

L = Longitud (km)

Cálculo de la Densidad Relativa del Aire

$$d = 3.921h/(273+T_a)$$

Donde:

h = presión barométrica

Ta = temperatura Ambiente en °C

y = altitud en metros sobre el nivel del mar

$\log h = \log 76 - y/18336$

y= 4500

Ta= 10

h=43

d=0.6 (corregido)

Conductor	V	D	r	r'	s	N	f	m	d	E	Ec	E/Ec	F	P
AAAC 400	138	1,843	0,922	0,922	704,44	1	60	0,73	0,59577	13,023	14,005	0,930	0,0260	0,106
AAAC 450	138	1,955	0,978	0,978	704,44	1	60	0,73	0,59577	12,387	13,867	0,893	0,0240	0,099
AAAC 500	138	2,060	1,030	1,030	704,44	1	60	0,73	0,59577	11,850	13,747	0,862	0,0220	0,093
AAAC 550	138	2,167	1,084	1,084	704,44	1	60	0,73	0,59577	11,353	13,634	0,833	0,0200	0,085
AAAC 600	138	2,263	1,132	1,132	704,44	1	60	0,73	0,59577	10,944	13,539	0,808	0,0180	0,078

Cuadro N° 3.2 Resultados de las pérdidas por Corona.

ITEM	UNIDAD	CONDUCTOR ACTIVO				
		Aluminio reforzado con Aleación de Aluminio (AAAC)				
		AAAC 400	AAAC 450	AAAC 500	AAAC 550	AAAC 600
PERDIDAS CORONA						
Pérdidas de Potencia (Buen Tiempo)	MW	0.00016	0.00015	0.00014	0.00013	0.00012
Pérdidas de Potencia Promedio(*)	MW	0.00063	0.00059	0.00055	0.00051	0.00047
Pérdidas de energía anual	MWh/año	5.53838	5.20443	4.84751	4.47600	4.08286
Costo de pérdidas de energía	US \$	197.40	185.49	172.77	159.53	145.52
Costo de pérdidas de Potencia	US \$	51.49	48.39	45.07	41.62	37.96
Costo de pérdidas totales	US \$	248.89	233.88	217.84	201.15	183.48
Costo total de pérdidas Corona Actualizadas	US \$	1,859.08	1,746.98	1,627.17	1,502.47	1,370.50

Cuadro N° 3.3 Resultados del costo total de pérdidas por corona.

3.1.5 Costo de perdidas Joule

Se evalúa el costo de pérdidas de Joule, ver cuadro 3.4, con la siguiente formula:

$$CJ = Fp * Res(75^{\circ}c) * L \left(\frac{Pt}{V * Fp} \right)^2 * (8760 * CE + CP) * Fa$$

Res (75[°]c) = Resistencia a 75[°]c

Fp = Factor de potencia

CJ= Costo por perdidas Joule

ITEM	UNIDAD	CONDUCTOR ACTIVO				
		Aluminio reforzado con Aleación de Aluminio (AAAC)				
		AAAC 400	AAAC 450	AAAC 500	AAAC 550	AAAC 600
Resistencia a 20° C(dc)	ohm / km	0.1653	0.1469	0.1323	0.1202	0.1103
Resistencia a 25° C(ac)	ohm / km	0.1688	0.1502	0.1354	0.1233	0.1132
Resistencia a 50° C(ac)	ohm / km	0.1830	0.1628	0.1467	0.1336	0.1214
Resistencia a 75° C(ac)	ohm / km	0.1973	0.1756	0.1581	0.1442	0.1324
PERDIDAS JOULE						
Pérdidas de Potencia	MW	0.31759	0.28266	0.25449	0.23211	0.21312
Pérdidas de energía anual	MWh/año	2,782.04	2,476.06	2,229.30	2,033.30	1,866.92
Costo de pérdidas de energía	US \$	99156.72	88250.99	79456.04	72470.34	66540.04
Costo de pérdidas de Potencia	US \$	25866.61	23021.68	20727.38	18905.04	17358.03
Costo de pérdidas totales	US \$	125023.33	111272.67	100183.42	91375.39	83898.07
Costo de pérdidas Joule Actualizadas	US \$	933854.72	831144.90	748314.40	682523.32	626671.90

Cuadro N° 3.4 Resultados del costo total de pérdidas por Joule.

3.1.6 Resultados

Los cálculos se determinaron con un criterio técnico económico como se muestra en el cuadro 3.5:

ITEM	SECCION mm ²	INVERSION INICIAL US\$	COSTO DE PERDIDAS JOULE (US\$)	COSTO DE PERDIDAS CORONA (US\$)	COSTO TOTAL US\$	RELACION
AAAC 400	203	167,295	933,855	1,859	1,103,009	127%
AAAC 450	228	172,636	831,145	1,747	1,005,528	116%
AAAC 500	253	177,976	748,314	1,627	927,918	107.0%
AAAC 550	279	183,317	682,523	1,502	867,343	100%
AAAC 600	304	188,637	626,672	1,371	816,679	94.2%

Cuadro N° 3.5 Resultados del costo total

Siendo seleccionado el tipo de conductor por el menor costo y los datos técnicos se tomaron de la tabla del anexo N° 1:

Tipo : AAAC600
 Diámetro : 2.263cm,
 Sección transversal : 303.8mm²
 Número de hebras de aleación: 37.
 Corriente : 710Amp

3.1.7 Ampacidad

Los cálculos de capacidad de transmisión para un conductor AAAC 304mm² se realizaron con el programa PLS-CAD aplicando la metodología de la norma IEEE Std. 738-2006 a una temperatura de operación de 50°C y 75°C.

TRANSMISIÓN A 50 °C (Condición Normales de Operación) POTENCIA: 120 MVA

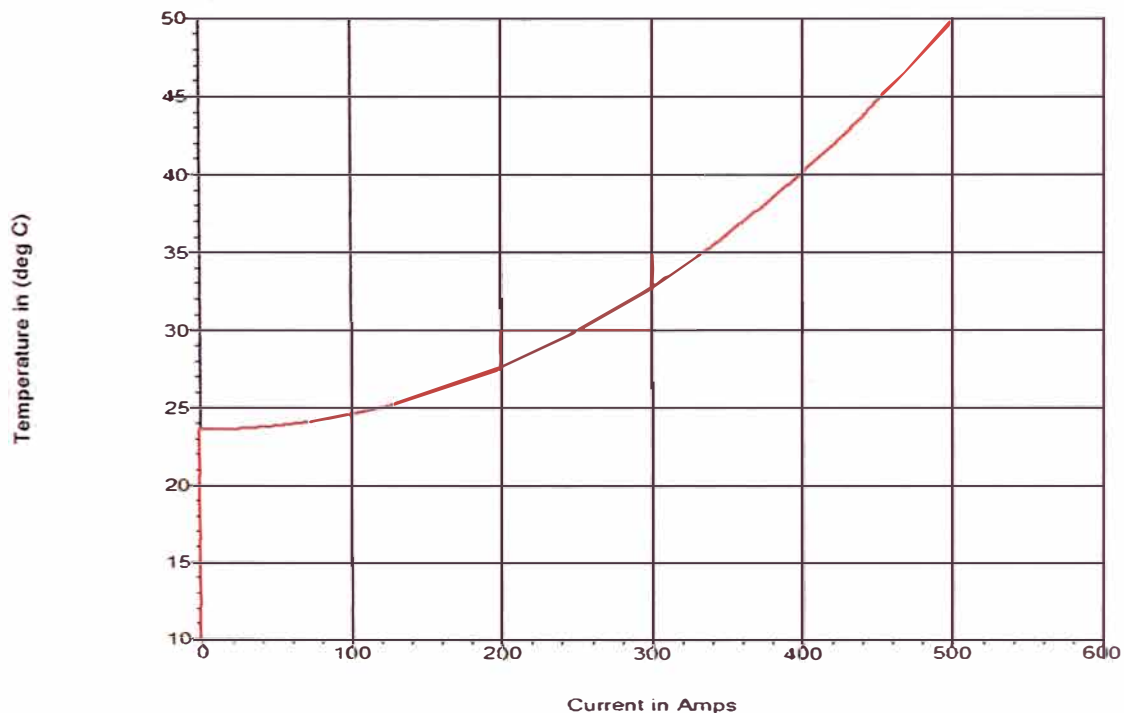
IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 10.00 (deg C)
 Wind speed is 0.60 (m/s)
 Angle between wind and conductor is 90 (deg)
 Conductor elevation above sea level is 4500 (m)
 Conductor bearing is 90 (deg) (user specified bearing, may not be value producing maximum solar heating)
 Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)
 Conductor latitude is 10.4 (deg)
 Atmosphere is CLEAR
 Day of year is 237 (corresponds to august 25 in year 2012) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: AAAC 304 mm² Aleación de Aluminio T-6201
 Conductor diameter is 2.263 (cm)
 Conductor resistance is 0.1132 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)
 and 0.1214 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)
 Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

Solar heat input is 15.172 (Watt/m)
 Radiation cooling is 9.016 (Watt/m)
 Convective cooling is 36.659 (Watt/m)

Given a maximum conductor temperature of 50.0 (deg C),
 The steady-state thermal rating is 501.3 amperes



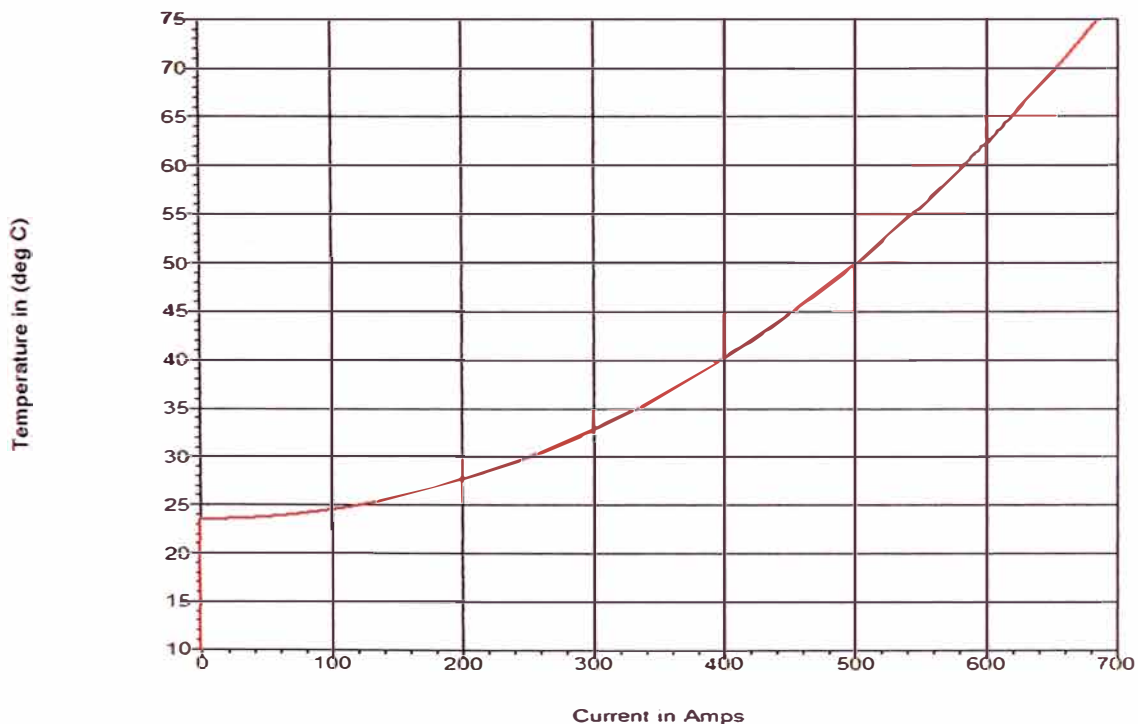
TRANSMISIÓN A 75 °C (Condición Normales de Operación)
POTENCIA: 163.9 MVA

IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 10.00 (deg C)
 Wind speed is 0.60 (m/s)
 Angle between wind and conductor is 90 (deg)
 Conductor elevation above sea level is 4500 (m)
 Conductor bearing is 90 (deg) (user specified bearing, may not be value producing maximum solar heating)
 Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)
 Conductor latitude is 10.4 (deg)
 Atmosphere is CLEAR
 Day of year is 237 (corresponds to august 25 in year 2012) (day of the year with most solar heating)
 Conductor description: AAAC 304 mm² Aleación de Aluminio T-6201
 Conductor diameter is 2.263 (cm)
 Conductor resistance is 0.1132 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)
 and 0.1214 (Ohm/km) at 50.0 (deg C)
 Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

Solar heat input is 15.172 (Watt/m)
 Radiation cooling is 16.643 (Watt/m)
 Convective cooling is 59.484 (Watt/m)

Given a maximum conductor temperature of 75.0 (deg C),
 The steady-state thermal rating is 685.8 amperes



3.2 PARÁMETROS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Se han determinado los parámetros eléctricos de la Línea de Transmisión en 138 kV que inicia su recorrido en la S.E. Paragsha II hasta la S.E. Planta Óxidos I proyectado con una longitud de 1.5 km.

El resultado de los parámetros eléctricos de secuencia positiva, cero para la línea se calculó con el software Digsilent Power Factory 14.0.52 los resultados se muestran el cuadro 3.6.

	Unidad	Valor		Unidad	Valor
Z1	Ohm / km	0.51449	R1	Ohm / km	0.1118
Z0	Ohm / km	1.48810	X1	Ohm / km	0.5022
B1	uS / km	3.31031	R0	Ohm / km	0.4548
C1	uF / km	0.00878	X0	Ohm / km	1.4169
C0	uF / km	0.00563			

Cuadro N° 3.6 Resultados de los parámetros de la Línea

3.3 AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR

Para el diseño del aislamiento del conductor y la selección del número de aisladores se tendrá en cuenta el cálculo por:

- Por sobretensión a frecuencia industriales húmedos
- Por sobretensión de maniobra
- Por sobretensión de impulso Atmosférico

3.3.1 Por sobretensión a frecuencia industrial húmedo

Se calcula el Voltaje Crítico Disruptivo y se corrige por factores ambientales, comparándolo con el Voltaje Resistente definido en las Normas IEC; en caso de obtener un valor menor se utiliza el valor definido en la norma IEC, es decir, 275 kVrms

a. **Cálculo del voltaje crítico disruptivo a frecuencia Industrial, Húmedo.**

- Se calcula el sobrevoltaje línea a tierra a frecuencia industrial (VF_1)

$$VF_1 = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} \times K_{sv} \times K_f$$

Dónde:

$\frac{V_{LL}}{\sqrt{3}}$ = Valor de la tensión línea a tierra;

K_{sv} = sobrevoltaje permitido en operación normal, por lo general 5% ($K_{sv} = 1,05$);

K_f = Factor de incremento de la tensión en las fases sanas durante una falla monofásica a tierra ($K_f = 1,3$).

Remplazando: $VF_1 = 108,76 \text{ kV}$

- Cálculo del Voltaje Crítico Disruptivo (VCFO), mediante expresión de la IEC.

$$V_{CFO} = \frac{VF_1}{(1 - 3\sigma)}$$

Dónde: $\sigma = 3\%$ para voltaje de impulso debido a sobretensiones de maniobra seco ó húmedo y voltaje a frecuencia industrial húmedo.

Remplazando: $V_{CFO} = 119,52 \text{ KV}$

- Cálculo de Voltaje Crítico Disruptivo Corregido (V_{CFOC}) para frecuencia industrial, corregido por factores de corrección ambiental.

$$V_{CFOC} = V_{CFO} \times \frac{Hv}{DRA^{n^1}} \times \frac{1}{K_1} \times \frac{1}{Kr}$$

Dónde:

Hv = Factor de corrección del voltaje por humedad, que se obtiene de los Anexo 3 y 4 (Humedad Relativa = 87%)

DRA = Densidad Relativa del aire

n^1 = Exponente que es función de la distancia a masa, es igual a 1, Anexo 5.

K_1 = Factor de corrección por tasa de precipitación (considerar 5mm/min según EPRI), del Anexo 6.

Kr = Factor de corrección por resistividad del agua de lluvia, del Anexo 7, se asume igual a 1(para 17.8 KΩ/cm, según EPRI para el caso de lluvias).

Los gráficos mencionados se muestran en el Anexos, los factores de corrección son los siguientes:

Factor de Corrección	Altitud Máxima 4500 msnm
Hv	1,06
DRA	0,60
K1	0,71
Kr	1,00

Para 4500 msnm:

$$V_{CFO} = 119,52 \times \frac{1,06}{0,6} \times \frac{1}{0,710} = 297,39 \text{ kV}$$

$$\rightarrow V_{cf0} = 297,39 \text{ kV}$$

b. Distancia de Aislamiento en el aire

Según el gráfico del EPRI (Anexo 6) y para un Voltaje Resistente correspondiente se obtiene una distancia aproximada del aislamiento en el aire igual:

$$\text{Para 4500 msnm} \rightarrow 0,6 \text{ m}$$

c. Número de Aisladores

Utilizando el catálogo de fabricantes, el número de aisladores tipo Fog se seleccionan:

$$\text{Para 4500 msnm} \rightarrow 8 \text{ aisladores}$$

3.3.2 Por Sobretensión de maniobra

a. Cálculo de Sobretensión de Maniobra Máxima Convencional (VSM)

La Sobretensión de Maniobra Máximo Convencional, en valor pico es:

$$V_{SM} = \frac{V_{LL} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times SM$$

Donde:

V_{LL} = Voltaje pico nominal del sistema, línea - línea

SM = Sobretensión de maniobra en p.u. se asume igual a 2,5

b. Cálculo del Voltaje Crítico Disruptivo (VCFO)

Según criterio de la IEC:

$$V_{ND} = V_{CFO} \times (1 - 3\sigma)$$

Dónde:

V_{ND} = Voltaje Mínimo Resistente, en kV

V_{CFO} = Voltaje Crítico Disruptivo, en kV

σ = Desviación estándar normalizada con respecto a la V_{CFO} , generalmente se asume 6%

Considerando que el aislamiento exige que: $V_{SM} \leq V_{ND}$

$$\frac{V_{LL} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times SM = V_{CFO} \times (1 - 3\sigma)$$

Finalmente se obtiene la siguiente expresión:

$$V_{CFO} = \frac{1}{(1 - 3\sigma)} \times \left(\frac{V_{LL} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) \times SM$$

c. Cálculo del Voltaje Crítico Disruptivo Corregidos por Factores Ambientales (V_{CFOC}).

$$V_{CFOC} = V_{CFO} \times K_1 \times K_2 \times \left(\frac{Hv}{DRA} \right)^n$$

Dónde:

$K_1 =$ Factor de corrección por lluvia, normalmente es 1,05

$K_2 =$ Tensión de impulso/sobretensión de maniobra, generalmente es 1,2.

$Hv, DRA, n =$ Valores similares a los definidos para sobretensión en Frecuencia Industrial.

Remplazando:

$$V_{CFOC} = \frac{V_{LL} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times SM \times K_1 \times K_2 \times \left(\frac{Hv}{DRA} \right)^n \times \frac{1}{(1-3\sigma)}$$

$$V_{CFOC} = \frac{138 \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 2,5 \times 1,05 \times 1,2 \times \left(\frac{1,06}{0,6} \right)^1 \times \frac{1}{(1-3 \times 0,06)}$$

$$V_{CFOC} = 764,68 \text{ kV} \rightarrow (4500 \text{ msnm})$$

El Voltaje crítico Disruptivo por sobretensión de maniobra corregido por factores meteorológicos es:

$$VND_c = 764,68 \times 0,820 = 627,045 \text{ kVrms} \rightarrow (4500 \text{ msnm})$$

d. Distancia de Aislamiento en el Aire

Con el Voltaje Crítico Disruptivo corregido por factores ambientales, se obtiene la distancia de aislamiento en el aire utilizando la curva del EPRI (Anexo 9) resultando igual:

Para 4500 msnm → 1,60 m

3.3.3 Por Sobretensión de Impulso Atmosférico

a. Distancia de aislamiento en el Aire

Se calcula tomando como referencia la siguiente información:

- Nivel Básico de Aislamiento : 650 kVp
- Desviación Standard : 3.5 %
- Altitud de la zona : 4 500 msnm
- Densidad relativa del aire : 0,6

Según la norma IEC, se calcula el voltaje crítico disruptivo corregido para las condiciones promedio de las zonas altas del trazo de ruta de la línea, donde la densidad relativa del aire es 0,64

$$CFOc = \frac{650}{(1 - 1,3 \times 0,035) \times 0,6} = 1134,97 \text{ kV} \rightarrow (4500 \text{ msnm})$$

$$CFOc = 1134,97 \text{ kV} \rightarrow (4500 \text{ msnm})$$

De acuerdo con curvas típicas de fabricantes de aisladores (ver Anexo N°10), las distancias mínimas de seguridad al impulso de rayo, en el aire en el aislamiento en suspensión son:

Para 4500 msnm → 1,9 m

b. Número de Aisladores

El número de aisladores tipo Fog será igual:

Para 4500 msnm → 13 aisladores

3.3.4 Diseño del Aislamiento por Distancia de Fuga

La distancia de fuga específica de la cadena de aisladores debe atender a las prescripciones de la norma IEC-60815 para el nivel de contaminación de la región de la línea.

Considerando el nivel de contaminación IV, que requiere una distancia de fuga mínima de 31 mm/kV.

El número mínimo de aisladores será, por lo tanto, para una tensión máxima de operación:

$$N = \frac{145 \times DE}{DF}$$

Donde:

DE = distancia de fuga específica del tramo, en mm/kV (31 mm/kV)

DF = distancia de fuga de un aislador, en mm según IEC 60305

La línea de fuga mínima requerida es 4 495mm.

Abajo se presenta el número de aisladores calculados por el criterio de contaminación:

Tipo de Aislador	Distancia de Fuga (DF)	Numero de Aisladores
120 kV Tipo FOG	440	11

Basándose en el resultado anterior se está adoptando, por el criterio de contaminación, el uso de 11 aisladores 120 kN tipo Fog. En el caso que

se utilice anillos anti-corona en las cadenas deberá ser sumado 01 (un) aislador.

3.3.5 Selección de Aisladores

a. Selección del Tipo y Número de Aisladores

El aislamiento de la línea de transmisión determinado por los criterios definidos líneas arriba será conformado por lo siguientes aisladores:

Para las cadenas de suspensión de la línea de 138 kV se utilizará aisladores tipo Fog con distancia de fuga unitaria mínima de 440 mm, con carga de falla mecánica mínima igual a 120 kN, y para las cadenas de anclaje se utilizarán aisladores de tipo Fog con una distancia de fuga unitaria de 440 mm, con carga de falla mecánica mínima igual a 160 kN.

En el siguiente cuadro se muestran los aisladores mínimos para las cadenas de suspensión seleccionados de acuerdo a los diferentes criterios utilizados.

Altitud Máxima (msnm)	Sobretensión a Frecuencia Industrial	Sobretensión de Impulso	Distancia de Fuga	Número de Aisladores Requerido
4 500	8	13	11	13

En conclusión, para la línea de transmisión de 138 kV, cuyo trazo se ubica en altitudes a 4500 msnm se utilizará el siguiente aislamiento:

- Cadena de suspensión con 13 unidades aisladoras tipo Fog de 120 kN
- Cadena de anclaje con 14 unidades aisladoras tipo Fog de 160 kN.

c. Características de las cadenas de suspensión y de anclaje:

Las características de resistencia eléctricas y mecánica de las cadenas de aisladores de suspensión y anclaje se muestran en el cuadro 3.7 y la características de Tensión crítica se muestran el cuadro 3.8.

	4500 msnm	
	S	A
Número de aisladores	13	14
Voltaje Resistente a Frecuencia Industrial		
Seco	730 Kv	775 kV
Húmedo	455 kV	480 kV
Voltaje Resistente a impulso de rayos		
Positivo	1 260 kV	1 345 kV
Negativo	1 220 kV	1 310 kV

Cuadro N° 3.7 Características de resistencia eléctrica y mecánica

Descripción	ALTITUD (msnm)
Características eléctricas:	4500
<u>Cadena Suspensión:</u>	
Tensión crítica disrruptiva (al Impulso)	1134 kVp
Tensión crítica disrruptiva (a frecuencia Industrial)	297 kVp
Línea de fuga	5720 mm
<u>Cadena de anclaje:</u>	
Tensión crítica disrruptiva (al Impulso)	1134 kVp
Tensión crítica disrruptiva (a frecuencia Industrial)	297 kVp
Línea de fuga	6160 mm

Cuadro N° 3.8 Características de Tensión crítica.

3.4 CÁLCULOS MECÁNICOS

3.4.1 Cálculo de presión de viento

La máxima presión de viento que actuarán sobre los diversos elementos de las líneas de transmisión en 138kV se calcula mediante la

fórmula presentada en la regla 250.C del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011.

El cálculo de la presión de viento que actuará sobre el conductor, cables de guarda, cadena de aisladores y estructuras de acero en celosía se muestra a continuación:

$$PV = K \times V^2 \times Sf \times A$$

Donde:

- PV = Carga en Newton
- K = 0,455 Constante de presión, para elevaciones mayores a 3 000 msnm
- V = Velocidad del viento en m/s
- Sf = Factor de forma
1,0 para conductores, cables de guarda y aisladores
3,2 para estructuras de celosía (torres).
- A = Área proyectada en m²

Las cargas de viento horizontales o presiones debidas al viento deben aplicarse a las áreas proyectadas de conductores, cables de guarda, estructuras soporte y aisladores.

Para las líneas de transmisión en 138kV con altitudes promedio de 4 500 msnm y ubicadas en la zona B y área de carga A2, se utiliza la velocidad de viento de 31,5 m/s (113 km/hr) y considerando un A= 1m², obteniéndose los resultados de presión de viento en los elementos de la línea de transmisión en 138kV como muestra el cuadro N° 3.9.

Elementos de Línea de Transmisión 138kV	Presión de Viento > 4 000 msnm	
	kg/m ²	Pa
Torres de acero	3,2 x 46,04 = 147,33	1444,72
Conductor de fase	46,04	451,47
Cables de guarda	46,04	451,47
Cadena de Aisladores	46,04	451,47

Cuadro N° 3.9 Presión de viento.

3.4.2 Análisis de efecto CREEP

3.4.2.1 Cálculo del alargamiento del conductor (CREEP)

Para el cálculo se ha utilizado la metodología descrita en “Permanent Elongation of Conductors – Predictor Equation and Evaluations Methods”, formula empleado y los cálculos se ven en el cuadro N° 3.10:

$$\text{CREEP}(E) = K \times (\text{TEMP})^f (\text{ESF})^a (\text{TIEMPO})^u$$

Temp = Temperatura de templado = 10 °C

Esf = Esfuerzo de cada día (ESFeds) = 5.525kg/mm²

Valores de los constantes:

CONDUCTOR	K	F	a	U
Aleación de Aluminio	0.1500	1.4	1.3	0.16

Tiempo de pretensionado (horas) = 48

Esfuerzo de pretensionado = 70%(ESF.EDS)

CREEP inicial Eo = 40.62

Temperatura equivalente Teq = E-Eo/(cof.Dilat)

Coefficiente de dilatación: 23x10⁻⁶ °C⁻¹

AÑOS	HORAS	ALARGAM.	Teq (°C)
0.0	0	0.00	0.0
8.0	70080	166.59	7.2
8.5	74460	168.61	7.3
9.0	78840	170.53	7.4
9.5	83220	172.37	7.5
10.0	87600	174.12	7.6
10.5	91980	175.81	7.6
11.0	96360	177.42	7.7
11.5	100740	178.98	7.8
12.0	105120	180.48	7.8
12.5	109500	181.93	7.9
13.0	113880	183.33	8.0
13.5	118260	184.69	8.0
14.0	122640	186.00	8.1
14.5	127020	187.28	8.1
15.0	131400	188.52	8.2
15.5	135780	189.72	8.2
16.0	140160	190.90	8.3
16.5	144540	192.04	8.3
17.0	148920	193.15	8.4
17.5	153300	194.24	8.4
18.0	157680	195.30	8.5
18.5	162060	196.34	8.5
19.0	166440	197.35	8.6
19.5	170820	198.34	8.6
20.0	175200	199.31	8.7
20.5	179580	200.26	8.7
21.0	183960	201.19	8.7
21.5	188340	202.10	8.8
22.0	192720	203.00	8.8
22.5	197100	203.88	8.9

Cuadro Nº 3.10 Cálculo del efecto CREEP

El alargamiento del conductor durante la vida útil se considera un incremento de temperatura de 8.7 °C con horizonte de 20 años.

3.4.2.2 Temperatura Máxima en el conductor

La temperatura máxima en el conductor es aplicada para la hipótesis de flecha máxima (distribución de estructuras) y es calculada teniendo en cuenta:

$$T_{\max} : 50^{\circ}\text{C} + \Delta T \text{ CREEP.}$$

En la distribución de estructuras también se verificó para $50^{\circ}\text{C} + \Delta\text{T}$ CREEP, por ende se considerará un valor igual a 58.7°C .

3.4.3 Coordinación entre conductor de fase y cable de guarda

Los esfuerzos de cada día (EDS) del conductor y cable de guarda se han coordinado de tal manera que la flecha del cable de guarda no supere el 85% de la flecha del conductor activo.

$$f_{cg} \leq 0.85 \times f_c$$

En el proyecto de la línea de transmisión en 138 kV se ha considerado un cable de guarda OPGW (cable de fibra óptica). Teniendo en cuenta que el EDS del conductor es del 18% de su tiro de ruptura, se calcula el EDS del cable de guarda es 14.8%.

<u>DATOS DEL CONDUCTOR AAAC</u>		<u>DATOS DEL CABLE OPGW</u>	
Sección :	303.8 mm ²	Sección :	108 mm ²
T.rotura :	91.5 kN	T.rotura :	94.1 kN
Esfuerzo EDS :	5.42 daN/mm ²	W f.o. :	5.88 N/m
Tiro EDS :	16.46 kN		
W cond. :	8.17 N/m		
Se debe cumplir que $K = 0,8$ a $0,9$			
Se debe cumplir que :		$K = 0.85$	
		$K = F_{cg}/F_{cond}$	
$T. EDS(f.o.) = T_c \times (W f.o. / (W cond. \times K))$			
T. EDS(f.o.) =	13.94 kN	= 14.8%	T. Rotura
Esf.EDS(f.o.) =	129.07 MPa		

3.4.4 Hipótesis del Cable de Guarda OPGW (108 mm²) – EHS(70mm²)

Para el cálculo mecánico del los 02 cables de guarda se ha considerado las siguientes hipótesis:

Hipótesis I (Condiciones Normales – EDS)

Temperatura	: 10 °C
Velocidad del viento	: nulo
Esfuerzo EDS Inicial	: 14.8 % TR (OPGW)
Esfuerzo EDS Inicial	: 14.9 % TR (EHS)

Hipótesis II (Condiciones de Viento)

Temperatura	: 0 °C
Velocidad del viento	: 113 km/h (Pv = 46 kg/m ²)
% de Tiro de Seguridad	: 60% TR

Hipótesis III (Condición de Hielo)

Temperatura	: - 5 °C
Velocidad del viento	: nulo
Espesor de manguito hielo	: 25 mm
% de Tiro de Seguridad	: 60% TR

Hipótesis IV (Condición de Viento Medio y Hielo)

Temperatura	: - 5 °C
Velocidad del viento	: 11,2 kg/m ²
Espesor de manguito hielo	: 12 mm
% de Tiro de Seguridad	: 60% TR

Hipótesis V (Condición de Fecha Máxima)

Temperatura	: 30 °C (Temperatura máxima del ambiente)
Velocidad del viento	: nulo
% de Tiro de Seguridad	: 60% TR

Esta hipótesis se utilizará en la ubicación de estructuras, verificando la distancia de seguridad del conductor respecto al suelo y los cálculos mecánicos del cable de guarda OPGW se muestran en los Cuadros N° 3.11, 3.12, 3.13, 3.14, 3.15 y la Fig. 3.1 muestra el tiro horizontal vs Vano equivalente. Los cálculos mecánicos del cable de guarda EHS se muestran en los Cuadros N° 3.16, 3.17, 3.18, 3.19 y la Fig. 3.2 muestra el tiro horizontal vs Vano equivalente.

CÁLCULO MECÁNICO DEL CABLE DE GUARDA						
LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV: Cable OPGW 108 mm ²						
HIPÓTESIS 1 (EDS): T= 10 °C, P _v = 0 Pa. , e= 55,61 MPa (14.8%TR).						
Vano (m)	Esf. Hor. (MPa)	Flecha (m)	Esf. Tang. (MPa)	Parámetro (m)	Tiro Hor. (kN)	Tiro Tang. (kN)
25	128.96	0.03	129.16	2,367	13.93	13.95
50	128.96	0.13	129.16	2,367	13.93	13.95
75	128.96	0.30	129.26	2,367	13.93	13.96
100	128.96	0.53	129.26	2,367	13.93	13.96
125	128.96	0.83	129.35	2,367	13.93	13.97
150	128.96	1.19	129.35	2,367	13.93	13.97
175	128.96	1.62	129.45	2,367	13.93	13.98
200	128.96	2.12	129.55	2,367	13.93	13.99
225	128.96	2.68	129.55	2,367	13.93	13.99
250	128.96	3.31	129.65	2,367	13.93	14.00
275	128.96	4.00	129.75	2,367	13.93	14.01
300	128.96	4.76	129.75	2,367	13.93	14.01
325	128.96	5.59	129.84	2,367	13.93	14.02
350	128.96	6.48	129.94	2,367	13.93	14.03

Cuadro N° 3.11

CÁLCULO MECÁNICO DEL CABLE DE GUARDA						
LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV: Cable OPGW 108 mm²						
HIPÓTESIS 2 (Condicion de Viento):			T= 0°C, Pv= 451.26 Pa , hielo= 0 mm			
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	148.09	0.04	148.38	1,853	15.99	16.03
50	149.07	0.17	149.36	1,865	16.10	16.13
75	150.64	0.37	150.93	1,884	16.27	16.30
100	152.60	0.66	153.09	1,909	16.48	16.53
125	154.66	1.01	155.15	1,935	16.70	16.76
150	156.81	1.44	157.40	1,962	16.94	17.00
175	158.97	1.93	159.66	1,989	17.17	17.24
200	161.03	2.48	161.82	2,015	17.39	17.48
225	163.09	3.11	163.97	2,040	17.61	17.71
250	164.95	3.79	166.03	2,064	17.82	17.93
275	166.72	4.54	167.90	2,086	18.01	18.13
300	168.39	5.35	169.66	2,107	18.19	18.32
325	169.96	6.22	171.23	2,126	18.36	18.49
350	171.33	7.16	172.80	2,143	18.50	18.66

Cuadro N° 3.12

CÁLCULO MECÁNICO DEL CABLE DE GUARDA						
LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV: Cable OPGW 108 mm²						
HIPÓTESIS 3 (Solo Hielo):			T= -5 °C, Pv= 0 Pa. , hielo= 25 mm			
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	167.21	0.15	167.70	537	18.06	18.11
50	188.39	0.52	189.18	605	20.35	20.43
75	211.83	1.03	213.01	681	22.88	23.00
100	234.58	1.66	236.25	754	25.34	25.52
125	256.35	2.38	258.32	824	27.69	27.90
150	276.85	3.17	279.30	889	29.90	30.16
175	296.07	4.03	299.11	951	31.98	32.30
200	314.41	4.96	317.84	1,010	33.96	34.33
225	331.48	5.95	335.50	1,065	35.80	36.23
250	347.76	7.01	352.27	1,117	37.56	38.04
275	363.15	8.12	368.25	1,167	39.22	39.77
300	377.77	9.29	383.45	1,214	40.80	41.41
325	391.59	10.52	397.87	1,258	42.29	42.97
350	404.73	11.81	411.70	1,301	43.71	44.46

Cuadro N° 3.13

CÁLCULO MECÁNICO DEL CABLE DE GUARDA						
LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV: Cable OPGW 108 mm²						
HIPÓTESIS 4 (Viento Medio y Hielo): T= -5 °C, Pv= 109.872 Pa. , hielo= 12.5 mm						
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	159.27	0.07	159.56	1,082	17.20	17.23
50	164.76	0.28	165.15	1,120	17.79	17.84
75	172.31	0.60	172.90	1,171	18.61	18.67
100	180.94	1.02	181.72	1,230	19.54	19.63
125	189.67	1.52	190.55	1,289	20.48	20.58
150	198.20	2.09	199.38	1,347	21.41	21.53
175	206.54	2.73	207.81	1,404	22.31	22.44
200	214.48	3.44	215.95	1,457	23.16	23.32
225	221.93	4.20	223.70	1,508	23.97	24.16
250	228.99	5.03	230.95	1,556	24.73	24.94
275	235.56	5.92	237.72	1,601	25.44	25.67
300	241.84	6.86	244.29	1,644	26.12	26.38
325	247.63	7.86	250.27	1,683	26.74	27.03
350	253.02	8.92	255.96	1,720	27.33	27.64

Cuadro N° 3.14

CÁLCULO MECÁNICO DEL CABLE DE GUARDA						
LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV: Cable OPGW 108 mm²						
HIPÓTESIS 5 (Fecha Maxima): T= 30 °C, Pv= 0 Pa. , hielo= 0 mm						
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	91.89	0.05	91.99	1,686	9.92	9.93
50	93.36	0.18	93.56	1,713	10.08	10.10
75	95.42	0.40	95.62	1,751	10.31	10.33
100	97.78	0.70	98.07	1,795	10.56	10.59
125	100.33	1.06	100.72	1,842	10.84	10.88
150	102.68	1.49	103.17	1,885	11.09	11.14
175	105.03	1.99	105.43	1,927	11.34	11.39
200	107.09	2.55	107.68	1,966	11.57	11.63
225	109.05	3.17	109.64	2,001	11.78	11.84
250	110.72	3.85	111.51	2,033	11.96	12.04
275	112.39	4.59	113.07	2,062	12.14	12.21
300	113.76	5.40	114.64	2,088	12.29	12.38
325	115.13	6.26	116.11	2,114	12.43	12.54
350	116.21	7.19	117.19	2,133	12.55	12.66

Cuadro N° 3.15

LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138 kV
 CÁLCULO MECÁNICO DE CABLE DE GUARDA OPGW 108 mm²

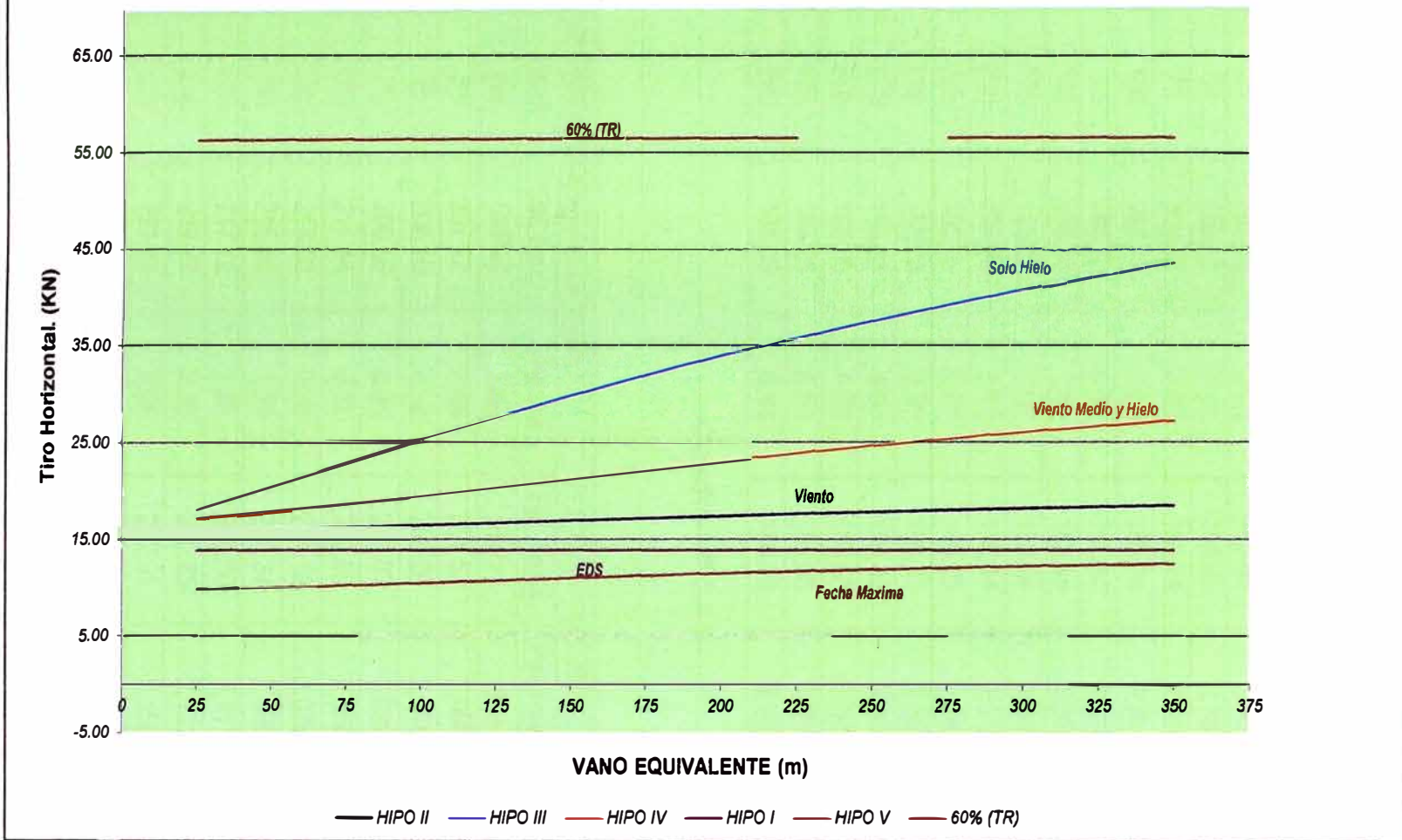


Fig. 3.1 Tiro Horizontal vs Vano equivalente

CÁLCULO MECÁNICO DEL CABLE DE GUARDA

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV: Cable EHS 70 mm²

HIPÓTESIS 1 (EDS): T= 10 °C, P_v= 0 Pa. , e= 55,61 MPa (14.9%TR).

Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	185.35	0.03	185.65	2,369	13.82	13.85
50	185.35	0.13	185.65	2,369	13.82	13.85
75	185.35	0.30	185.74	2,369	13.82	13.85
100	185.35	0.53	185.84	2,369	13.82	13.86
125	185.35	0.83	185.84	2,369	13.82	13.86
150	185.35	1.19	185.94	2,369	13.82	13.87
175	185.35	1.62	186.04	2,369	13.82	13.87
200	185.35	2.11	186.14	2,369	13.82	13.88
225	185.35	2.68	186.23	2,369	13.82	13.89
250	185.35	3.30	186.33	2,369	13.82	13.90
275	185.35	4.00	186.43	2,369	13.82	13.90
300	185.35	4.76	186.53	2,369	13.82	13.91
325	185.35	5.58	186.63	2,369	13.82	13.92
350	185.35	6.48	186.73	2,369	13.82	13.93

Cuadro N° 3.16

HIPÓTESIS 2 (Condicion de Viento): T=0°C, P_v= 451.26 Pa , hielo= 0 mm

Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	207.22	0.04	207.52	2,009	15.45	15.48
50	208.10	0.16	208.50	2,018	15.52	15.55
75	209.58	0.35	210.07	2,032	15.63	15.67
100	211.44	0.61	212.03	2,050	15.77	15.81
125	213.50	0.94	214.18	2,070	15.92	15.97
150	215.56	1.35	216.34	2,090	16.08	16.13
175	217.72	1.82	218.60	2,111	16.24	16.30
200	219.77	2.35	220.85	2,131	16.39	16.47
225	221.74	2.95	222.91	2,150	16.54	16.62
250	223.50	3.61	224.87	2,167	16.67	16.77
275	225.17	4.34	226.64	2,184	16.79	16.90
300	226.74	5.13	228.31	2,199	16.91	17.03
325	228.31	5.97	230.07	2,214	17.03	17.16
350	229.48	6.89	231.45	2,225	17.11	17.26

Cuadro N° 3.17

HIPÓTESIS 3 (Solo Hielo): T= -5 °C, Pv= 0 Pa., hielo= 25 mm						
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	232.62	0.14	233.21	550	17.35	17.39
50	263.71	0.50	264.79	624	19.67	19.75
75	297.64	1.00	299.21	704	22.20	22.32
100	330.40	1.60	332.56	782	24.64	24.80
125	361.39	2.29	364.13	855	26.95	27.16
150	390.51	3.05	393.85	924	29.12	29.37
175	417.97	3.88	422.00	989	31.17	31.47
200	443.57	4.77	448.28	1,050	33.08	33.43
225	467.70	5.73	473.09	1,107	34.88	35.28
250	490.55	6.74	496.63	1,161	36.58	37.04
275	512.02	7.82	518.89	1,212	38.19	38.70
300	532.42	8.95	540.07	1,260	39.71	40.28
325	551.74	10.14	560.08	1,306	41.15	41.77
350	569.98	11.38	579.20	1,349	42.51	43.20

Cuadro N° 3.18

HIPÓTESIS 4 (Viento Medio y Hielo): T= -5 °C, Pv= 109.872 Pa., hielo= 12.5 mm						
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	220.46	0.07	220.85	1,113	16.44	16.47
50	228.50	0.27	229.09	1,154	17.04	17.09
75	239.49	0.58	240.27	1,209	17.86	17.92
100	251.75	0.98	252.73	1,271	18.78	18.85
125	264.00	1.47	265.28	1,333	19.69	19.78
150	276.07	2.02	277.64	1,394	20.59	20.71
175	287.64	2.64	289.40	1,452	21.45	21.58
200	298.62	3.32	300.58	1,508	22.27	22.42
225	308.82	4.06	311.18	1,559	23.03	23.21
250	318.43	4.87	321.08	1,608	23.75	23.95
275	327.55	5.73	330.50	1,654	24.43	24.65
300	335.89	6.65	339.03	1,696	25.05	25.28
325	343.64	7.63	347.17	1,735	25.63	25.89
350	350.89	8.66	354.72	1,771	26.17	26.45

Cuadro N° 3.19

HIPÓTESIS 5 (Fecha Maxima): T= 30 °C, Pv= 0 Pa. , hielo= 0 mm						
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	143.18	0.04	143.38	1,829	10.68	10.69
50	144.75	0.17	145.05	1,850	10.80	10.82
75	147.30	0.37	147.60	1,882	10.99	11.01
100	149.95	0.65	150.34	1,917	11.18	11.21
125	152.79	1.00	153.28	1,953	11.40	11.43
150	155.64	1.42	156.23	1,989	11.61	11.65
175	158.28	1.90	158.97	2,023	11.80	11.86
200	160.74	2.44	161.52	2,055	11.99	12.05
225	162.99	3.04	163.87	2,084	12.16	12.22
250	165.05	3.71	166.03	2,110	12.31	12.38
275	166.92	4.44	167.99	2,133	12.45	12.53
300	168.68	5.23	169.96	2,156	12.58	12.68
325	170.05	6.08	171.43	2,174	12.68	12.78
350	171.33	7.00	172.80	2,190	12.78	12.89

Cuadro N° 3.20

LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138 kV
 CÁLCULO MECÁNICO DE CABLE DE GUARDA EHS 70 mm²

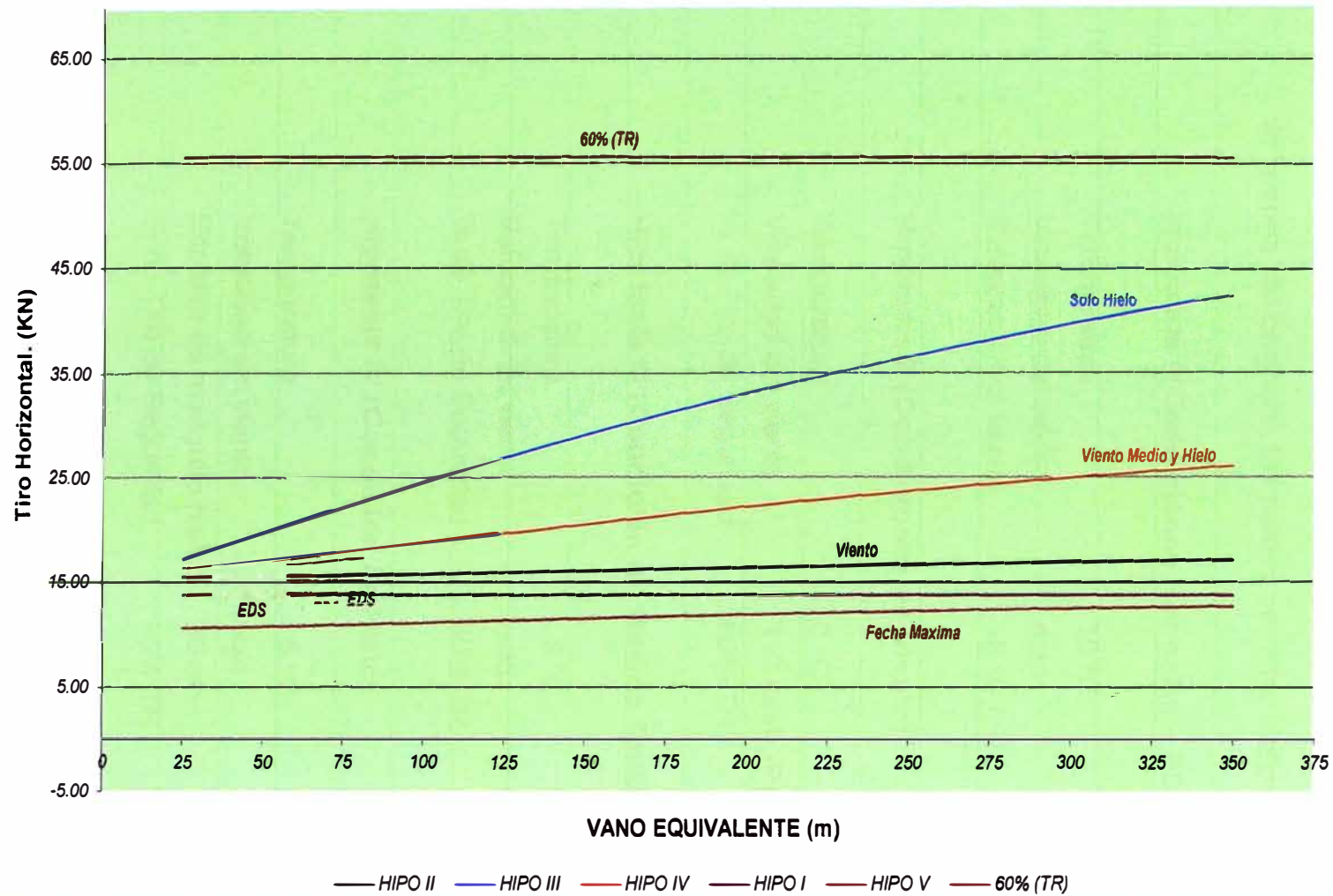


Fig. 3.2 Tiro Horizontal vs Vano equivalente

3.4.5 Hipótesis de Estado del Conductor tipo AAAC de 304mm²

Para el diseño mecánico se ha tomado las características climáticas de la zona del proyecto, las cuales permiten definir las siguientes hipótesis:

Hipótesis I (Condiciones Normales – EDS)

Temperatura	: 10 °C
Velocidad del viento	: nulo
Esfuerzo EDS Inicial	: 18 % TR

Hipótesis II (Condiciones de Viento)

Temperatura	: 0 °C
Velocidad del viento	: 113 km/h (Pv = 46 kg/m ²)
% de Tiro de Seguridad	: 60% TR

Hipótesis III (Condición de Mínima Temperatura)

Temperatura	: - 5 °C
Velocidad del viento	: nulo
% de Tiro de Seguridad	: 60% TR

Hipótesis IV (Condición de Hielo)

Temperatura	: - 5 °C
Velocidad del viento	: nulo
Espesor de manguito hielo	: 25 mm
% de Tiro de Seguridad	: 60% TR

Hipótesis V (Condición de Viento Medio y Hielo)

Temperatura	: - 5 °C
Velocidad del viento	: 11,2 kg/m ²
Espesor de manguito hielo	: 12 mm
% de Tiro de Seguridad	: 60% TR

Las hipótesis 3, 4 y 5 verifican la resistencia de las estructuras en caso de rotura del conductor.

Hipótesis VI (Condición de Fecha Máxima)

Temperatura	: 50°C + T °C (Δ Creep)
Velocidad del viento	: nulo
% de Tiro de Seguridad	: 60% TR

Esta hipótesis se utilizará en la ubicación de estructuras, verificando la distancia de seguridad del conductor respecto al suelo.

Hipótesis VII (Condición de Oscilación de Cadena)

Temperatura	: 10 °C
Velocidad del viento	: 29,6 kg/m ²
% de Tiro de Seguridad	: 60% TR

Los cálculos se muestran en los cuadros N° 3.21, 3.22, 3.23, 3.24, 3.25, 3.26, 3.27 y Fig. 3.3 muestra el tiro horizontal vs Vano equivalente.

HIPÓTESIS 1 (EDS): T= 10 °C, Pv= 0 Pa. , e= 55,61 MPa (18%TR).						
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	54.13	0.04	54.23	2,012	16.45	16.48
50	54.13	0.16	54.23	2,012	16.45	16.48
75	54.13	0.35	54.23	2,012	16.45	16.48
100	54.13	0.62	54.33	2,012	16.45	16.51
125	54.13	0.97	54.33	2,012	16.45	16.51
150	54.13	1.40	54.33	2,012	16.45	16.51
175	54.13	1.91	54.33	2,012	16.45	16.51
200	54.13	2.49	54.43	2,012	16.45	16.54
225	54.13	3.15	54.43	2,012	16.45	16.54
250	54.13	3.89	54.43	2,012	16.45	16.54
275	54.13	4.71	54.53	2,012	16.45	16.57
300	54.13	5.60	54.53	2,012	16.45	16.57
325	54.13	6.57	54.62	2,012	16.45	16.60
350	54.13	7.63	54.62	2,012	16.45	16.60

Cuadro N° 3.21

HIPÓTESIS 2 (Condición de Viento): T= 0°C, Pv= 451.26 Pa , hielo= 0 mm						
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	67.18	0.05	67.37	1,561	20.41	20.47
50	67.86	0.20	68.06	1,577	20.62	20.68
75	68.85	0.44	69.04	1,599	20.92	20.97
100	70.02	0.77	70.32	1,628	21.27	21.36
125	71.30	1.18	71.59	1,656	21.66	21.75
150	72.47	1.67	72.87	1,684	22.02	22.14
175	73.65	2.24	74.04	1,712	22.38	22.49
200	74.83	2.88	75.22	1,738	22.73	22.85
225	75.81	3.60	76.30	1,761	23.03	23.18
250	76.79	4.39	77.28	1,783	23.33	23.48
275	77.57	5.25	78.26	1,803	23.57	23.78
300	78.36	6.19	79.04	1,821	23.81	24.01
325	79.04	7.20	79.83	1,837	24.01	24.25
350	79.73	8.29	80.52	1,852	24.22	24.46

Cuadro N° 3.22

HIPÓTESIS 3 (Mínima temperatura): T= -5°C, Pv= 0 Pa , hielo= 0						
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	4.81	0.44	4.81	178	1.46	1.46
50	9.12	0.93	9.12	338	2.77	2.77
75	12.95	1.47	13.04	480	3.93	3.96
100	16.38	2.06	16.57	609	4.98	5.04
125	19.52	2.70	19.71	726	5.93	5.99
150	22.36	3.39	22.56	831	6.79	6.85
175	24.91	4.14	25.20	926	7.57	7.66
200	27.26	4.95	27.56	1,012	8.28	8.37
225	29.42	5.81	29.72	1,092	8.94	9.03
250	31.28	6.74	31.68	1,162	9.50	9.62
275	32.95	7.73	33.44	1,226	10.01	10.16
300	34.62	8.78	35.01	1,285	10.52	10.64
325	35.99	9.89	36.58	1,338	10.93	11.11
350	37.27	11.07	37.86	1,386	11.32	11.50

Cuadro N° 3.23

HIPÓTESIS 4 (Solo Hielo): T= -5 °C, Pv= 0 Pa. , hielo= 25 mm						
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	77.67	0.14	77.87	561	23.60	23.66
50	86.79	0.50	87.18	627	26.37	26.49
75	96.89	1.01	97.38	700	29.44	29.59
100	106.70	1.62	107.48	771	32.42	32.65
125	116.11	2.33	117.00	839	35.28	35.54
150	124.84	3.12	125.92	902	37.93	38.26
175	132.98	3.99	134.26	961	40.40	40.79
200	140.53	4.93	142.10	1,016	42.69	43.17
225	147.69	5.94	149.46	1,067	44.87	45.41
250	154.36	7.02	156.42	1,115	46.90	47.52
275	160.54	8.17	162.89	1,160	48.77	49.49
300	166.42	9.38	168.97	1,203	50.56	51.33
325	171.92	10.66	174.76	1,242	52.23	53.09
350	177.11	12.00	180.15	1,280	53.81	54.73

Cuadro N° 3.24

HIPÓTESIS 5 (Viento Medio y Hielo): T= -5 °C, Pv= 109.872 Pa., hielo= 12.5 mm						
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	74.34	0.07	74.44	1,059	22.58	22.61
50	76.79	0.29	76.98	1,095	23.33	23.39
75	80.22	0.62	80.52	1,143	24.37	24.46
100	83.95	1.05	84.24	1,196	25.50	25.59
125	87.67	1.57	88.16	1,250	26.64	26.78
150	91.30	2.16	91.89	1,302	27.74	27.92
175	94.83	2.84	95.42	1,351	28.81	28.99
200	98.07	3.58	98.76	1,397	29.79	30.00
225	101.11	4.40	101.89	1,441	30.72	30.96
250	103.86	5.29	104.84	1,480	31.55	31.85
275	106.41	6.24	107.48	1,517	32.33	32.65
300	108.76	7.27	109.94	1,550	33.04	33.40
325	110.92	8.37	112.29	1,581	33.70	34.11
350	112.98	9.53	114.35	1,610	34.32	34.74

Cuadro N° 3.25

HIPÓTESIS 6 (Fecha Máxima): T= 83.7 °C, Pv= 0 Pa., hielo= 0 mm						
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	4.81	0.44	4.90	179	1.46	1.49
50	9.12	0.92	9.22	339	2.77	2.80
75	12.95	1.46	13.04	482	3.93	3.96
100	16.48	2.05	16.57	612	5.01	5.04
125	19.61	2.69	19.81	728	5.96	6.02
150	22.46	3.38	22.65	833	6.82	6.88
175	25.01	4.13	25.20	928	7.60	7.66
200	27.36	4.94	27.66	1,015	8.31	8.40
225	29.42	5.79	29.81	1,095	8.94	9.06
250	31.28	6.72	31.68	1,164	9.50	9.62
275	33.05	7.71	33.54	1,229	10.04	10.19
300	34.62	8.76	35.11	1,287	10.52	10.67
325	36.09	9.88	36.58	1,340	10.96	11.11
350	37.36	11.06	37.95	1,388	11.35	11.53

Cuadro N° 3.26

HIPÓTESIS 7 (Oscilacion de Cadena): T=10 °C, Pv= 290,376 Pa., hielo= 0 mm						
Vano	Esf. Hor.	Flecha	Esf. Tang.	Parámetro	Tiro Hor.	Tiro Tang.
(m)	(MPa)	(m)	(MPa)	(m)	(kN)	(kN)
25	54.33	0.05	54.43	1,575	16.51	16.54
50	55.02	0.20	55.12	1,593	16.71	16.74
75	55.90	0.43	56.10	1,620	16.98	17.04
100	56.98	0.76	57.17	1,650	17.31	17.37
125	58.06	1.16	58.25	1,681	17.64	17.70
150	59.04	1.65	59.33	1,711	17.94	18.03
175	60.02	2.20	60.41	1,740	18.23	18.35
200	61.00	2.84	61.29	1,766	18.53	18.62
225	61.78	3.54	62.18	1,790	18.77	18.89
250	62.57	4.32	62.96	1,811	19.01	19.13
275	63.16	5.17	63.65	1,830	19.19	19.34
300	63.84	6.10	64.33	1,848	19.40	19.54
325	64.33	7.10	64.92	1,862	19.54	19.72
350	64.73	8.18	65.41	1,875	19.66	19.87

Cuadro N° 3.27

LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138 kV
CÁLCULO MECÁNICO CONDUCTOR AAAC 304 mm²

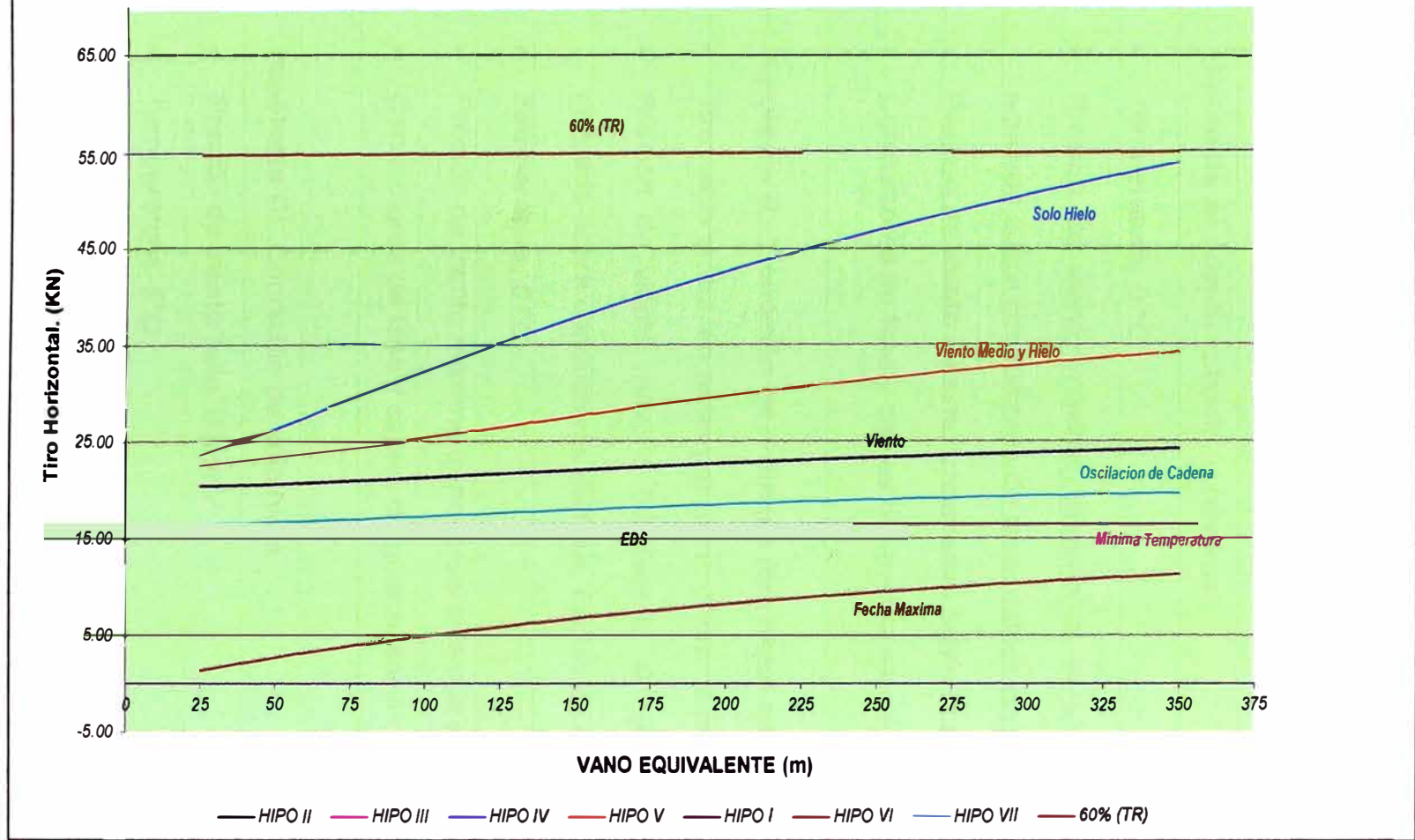


Fig. 3.3 Tiro Horizontal vs Vano equivalent

3.5 CÁLCULO MECÁNICOS DE LAS ESTRUCTURAS

3.5.1 Estructura Angular

Hipótesis A: Viento máximo transversal

- Temperatura, 0 °C
- Presión de viento máximo transversal al eje de la línea, 46 kg/m², aplicado sobre conductores de fase, cables de guarda y aisladores.
- Presión de viento máximo transversal sobre la estructura, 147,2 kg/m².
- Conductores de fase y cables de guarda sanos.

Hipótesis B: Condición de arranque (tiro hacia arriba)

- Tiro hacia arriba, en arranque (vano gravante negativo)
- Presión de viento máximo transversal al eje de la línea, 46 kg/m², aplicado sobre conductores de fase, cables de guarda y aisladores.
- Temperatura, 0 °C
- Presión de viento máximo transversal sobre la estructura, 147,2 kg/m².
- Conductores de fase y cables de guarda sanos.

Hipótesis C: Condición de sólo hielo

- Presión de viento nulo, 0 kg/m²
- Temperatura -5°C
- Espesor de manguito de hielo 25 mm
- Tensión longitudinal debido a diferencia de vanos
- Conductores de fase y cables de guarda sanos

Hipótesis D: Condición de viento medio y hielo.

- Presión de viento nulo, 11,2 kg/m²
- Temperatura -5°C
- Espesor de manguito de hielo 12 mm
- Tensión longitudinal debido a diferencia de vanos
- Conductores de fase y cables de guarda sanos

Hipótesis E, F y G: Rotura de fase superior, inferior derecha e inferior izquierda alternadamente (uno por vez) en torre simple terna vertical.

- Temperatura media, 10 °C
- Presión de viento medio, 0 kg/m²
- No se considera reducción de tiro longitudinal.
- Otros conductores de fase y cables de guarda sanos.

Hipótesis H: Rotura de un cable de guarda de fibra óptica OPGW

- Rotura de un cable de guarda de fibra óptica; en donde no se considera reducción de tiro longitudinal remanente en el cable de fibra óptica.
- Conductores de fase y cable de guarda de acero galvanizado sanos
- Temperatura media 10°C
- Presión de viento medio, 0 kg/m²

Hipótesis I: Rotura de un cable de guarda de acero galvanizado EHS

- Rotura de un cable de guarda de acero galvanizado; en donde no se considera reducción de tiro longitudinal remanente en el cable de acero galvanizado.

- Conductores de fase y cable de guarda de fibra óptica sanos
- Temperatura media 10°C
- Presión de viento medio, 0 kg/m²

Hipótesis J: Tendido de conductor

- El tendido se efectuará en condición EDS inicial determinado mediante el PLSCADD.
- Temperatura media, 10 °C
- Presión de viento medio, 0 kg/m²
- La carga vertical será igual al 75% del vano gravante, más el componente vertical por tendido de conductor (30° respecto a la horizontal) y más 250 kg por peso de operarios y herramientas.

Hipótesis K: Tendido de cable de guarda de fibra óptica OPGW

- El tendido se efectuará en condición EDS del cable de guarda de fibra óptica OPGW
- Temperatura media, 10 °C
- Presión de viento medio, 0 kg/m²
- La carga vertical será igual al 75% del vano gravante, más componente vertical por tendido de cable de fibra óptica (30° respecto a la horizontal) y más 250 kg por peso de operarios y herramientas.

Hipótesis L: Tendido de cable de guarda de acero galvanizado EHS

- El tendido se efectuará en condición EDS del cable de guarda de acero galvanizado EHS
- Temperatura media, 10 °C.

- Presión de viento medio, 0 kg/m².

La carga vertical será igual al 75% del vano gravante, más componente vertical por tendido de cable de guarda (30° respecto a la horizontal) y más 250 kg por peso de operarios y herramientas.

3.5.2 Estructura Terminal.

Hipótesis A: Viento máximo transversal

- Presión de viento máximo transversal al eje de la línea, 46 kg/m² sobre conductores, cables de guarda y aisladores.
- Temperatura 0°C
- Presión de viento máximo transversal sobre la estructura, 147,2 kg/m².
- Conductores y cables de guarda sanos.

Hipótesis B: Condición de arranque (tiro hacia arriba)

- Presión de viento máximo transversal de 46 kg/m² sobre conductores, cables de guarda y aisladores.
- Presión de viento máximo transversal sobre la estructura, 147,2 kg/m².
- En condición de arranque, se considera vano gravante negativo
- Temperatura 0°C
- Conductores y cables de guarda sanos

Hipótesis C: Condición de sólo hielo

- Presión de viento nulo, 0 kg/m²
- Temperatura -5°C
- Espesor de manguito de hielo 25 mm
- Tensión longitudinal debido a diferencia de vanos

- Conductores de fase y cables de guarda sanos

Hipótesis D: Condición de viento medio y hielo

- Presión de viento nulo, 11,2 kg/m²
- Temperatura -5°C
- Espesor de manguito de hielo 12 mm
- Tensión longitudinal debido a diferencia de vanos
- Conductores de fase y cables de guarda sanos

Hipótesis E, F y G: Rotura de fase superior, fase intermedia y fase inferior alternadamente (uno por vez) en torre simple terna vertical.

- Se considerará el 100% de tiro longitudinal remanente de la rotura del conductor de fase.
- Demás conductores y cables de guarda sanos
- Temperatura media 10°C
- Presión de viento nulo, 0 kg/m²

3.5.3 Cálculo del árbol de cargas de las Estructuras.

En el Anexo 12 se presentan los cálculos para obtener el árbol de cargas de las estructuras de la línea de 138kV, es decir, se obtendrán las cargas transversales, verticales y longitudinales para cada hipótesis de carga y cada tipo de estructura.

Las cargas transversales debido al viento máximo sobre el conductor, aisladores y estructura misma, más la carga producida por el esfuerzo del conductor debido al ángulo de desvío topográfico de diseño de la estructura, son cargas importantes del árbol de cargas a calcular.

A nivel de ejemplo se muestran las fórmulas para el cálculo de la carga transversal, vertical y longitudinal sobre las estructuras, para la hipótesis de máximo viento transversal al eje de la línea para una estructura de alineamiento.

Cálculo de la carga transversal T:

$$T = PV \times D \times VM + PV \times Aa + 2 \times T_{\max} \times \text{Sen} \alpha / 2$$

Donde:

PV = Presión de viento, en kg/m²

D = Diámetro del conductor, en m

VM = Vano medio de diseño de la estructura, en m

Aa = Área de exposición al viento de la cadena de aisladores, en m²

Tmax = Tiro del conductor en la condición de máximo viento, en kg

α = Ángulo de desvío topográfico de diseño de la estructura, en grados sexagesimales

Cálculo de la carga vertical V:

$$V = VG \times Wc + Wca$$

Donde:

VG = Vano gravante de diseño de la estructura, en m

Wc = Peso unitario del conductor, en kg/m

Wca = Peso de cadena de aisladores

La carga longitudinal L, por compensación de ambos lados se considera igual a cero. Configuración de la Cabeza de las Estructuras.

3.5.4 Cálculo de Distancias Entre Fases a Mitad del vano.

Para calcular las distancias entre fases se utiliza la norma VDE 0210/12.85, debido a que el Código Nacional de Electricidad – Suministro, no tiene previsto ninguna regla para determinar esta distancia de seguridad para el nivel de 138 kV, (según se observa en la tabla 235-1, “Distancia de seguridad horizontal entre los alambres, conductores o cables en los soportes” y en la tabla 235-6, “Distancia de seguridad en cualquier dirección desde los conductores de línea hacia los soportes y hacia los conductores verticales o laterales, alambre de suspensión o retenida unidos al mismo soporte”).

La fórmula de la norma VDE 0210/12.85 que se utiliza para el cálculo de la distancia entre fases es la siguiente:

$$D = K \times \sqrt{F + L} + SAM \times Fa$$

Donde:

F = Flecha de conductor a 40 °C, m, (del cambio de estado del conductor);

L = 2,20 m; longitud de cadena de suspensión;

K = Es variable de acuerdo a ubicación de conductores; según la tabla 17 de la norma VDE 0210/12.85;

SAM = 1,55; según la tabla 16 de la norma VDE 0210/12.85;

$F_a = 1,35$; factor de altitud máxima de 4 500 msnm, según regla 232.C.1.b. del CNE Suministro 2011.

Aplicando la fórmula mencionada, se calculan las distancias mínimas de separación de fases (D) de la estructura angular y terminal A35, T90.

El factor K se obtiene mediante la aplicación la tabla 17 y las figuras de aclaración de para esa tabla de la Norma DIN VDE 0210/12.85, que se presenta en el Anexo 13.

- a. Para conductores ubicados en el espacio entre 30° a 80° , ángulo de declinación φ entre 40,1 y 55,0 grados y conductores AAAC 304 mm², se utiliza $K = 0,65$

Para las estructuras de tipo angular A35 se utiliza el factor $K = 0,65$, para el cálculo del espaciamiento vertical:

Vano máximo de 400 m; $F = 8.05$ m; $D = 6,75$ m \approx 6,80 m

- b. Para conductores ubicados en el espacio entre 80° a 90° , ángulo de declinación φ entre 40,1 y 55,0 grados y conductor AAAC 304 mm², se utiliza $K = 0,62$

Para las estructuras de suspensión T90 se utiliza el factor $K = 0,62$, para el cálculo del espaciamiento horizontal y diagonal:

Vano máximo de 400 m; $F = 8.05$ m; $D = 6.75$ m \approx 6.80m

3.5.5 Distancia de Seguridad.

Las distancias mínimas que se indican a continuación se refieren a las condiciones establecidos en el CNE Suministro 2011.

- a. Distancia de seguridad horizontal (DSH) entre conductores de diferentes circuitos.

Según la regla 235.B.1.b (2) del CNE Suministro 2011; para conductores mayores a 35 mm² la distancia de seguridad horizontal en mm se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} DSH &= 7,6mm \times kV + 8 \times \sqrt{(2,12 \times S)} \\ DSH_{4500} &= DSH \times Fa \end{aligned}$$

Donde kV es la máxima tensión de operación de la línea y "S" es la flecha final en mm sin carga, sin viento a una temperatura de 25 °C.

Para el vano máximo de 400 m, se obtiene la siguiente distancia de seguridad:

- $S(400 \text{ m}) = 2\,309.71 \text{ mm}$ $DSH_{4500} = 3\,118.11 \text{ mm} \approx 3,30 \text{ m}$

b. Distancia de seguridad (DS) en cualquier dirección desde los conductores hacia los soportes y hacia conductores verticales o laterales de otros circuitos, o retenidas unidos al mismo soporte. Se determinan según la regla 235.E.1 y la Tabla 235-6 y afectados por el factor de altitud se obtienen las siguientes distancias de seguridad:

- Distancia de seguridad a conductor vertical o lateral de otros circuitos:

$$DS = 580 \text{ mm} + 10 \text{ mm} \times (145 - 50) = 1530 \text{ mm} \times 1.36 = 2080 \text{ mm} \approx 2.10 \text{ m}$$

- Distancia de seguridad a retenida de anclaje unido a la misma estructura:

$$DS = 410 \text{ mm} + 6,5 \text{ mm} \times (145 - 50) = 1\,027.5 \text{ mm} \times 1,36 = 1\,397.4 \text{ mm} \approx 1,50 \text{ m}$$

- Distancia de seguridad a superficie de los brazos de soporte:

$$DS = 280 \text{ mm} + 6,0 \text{ mm} \times (145 - 50) = 850 \text{ mm} \times 1,36 = 1\,156 \text{ mm} \approx 1,50 \text{ m}.$$

- Distancia de seguridad a superficie de estructuras:

- En estructuras utilizadas de manera conjunta:

$$DS = 330 + 5 \text{ mm} \times (145 - 50) = 850 \text{ mm} \times 1,36 = 1\,156 \text{ mm} \approx 1,20\text{m}$$

- Todos los demás:

$$DS = 280 \text{ mm} + 5 \text{ mm} \times (145 - 50) = 755 \text{ mm} \times 1,412 = 1\,066 \text{ mm} \approx 1,10\text{m}.$$

3.5.6 Distancias de Seguridad al Suelo

De conformidad a lo establecido en la tabla 232-1a del Código Nacional de Electricidad - Suministro, se describe en esta sección las distancias mínimas al suelo en la condición de flecha máxima.

Altura de los conductores sobre:

- | | |
|--|--------|
| • Zona no transitables por vehículo | 6.70 m |
| • Al cruce de carreteras, avenidas y calles | 7,20 m |
| • A lo largo de carreteras, avenidas y calles | 8,20 m |
| • En cruce de carreteras sujeta al tráfico de camiones | 8,20 m |

3.5.7 Prestación de las Estructuras.

Las prestaciones de las estructuras del proyecto se definen, en el Cuadro N° 3.27

TIPO DE ESTRUCTURA	A35		T90	
Zona de carga CNE Suministro	<ul style="list-style-type: none"> • Presión de viento de 46,04 kg/m² y temperatura de 0 °C • Espesor de manguito de hielo de 25 mm, presión de viento nulo y temperatura de -5 °C • Espesor de manguito de hielo de 12 mm, presión de viento de 11,2 kg/m² y temperatura de -5 °C 			
Función de la Estructura	Angular		Terminal	
Tipo de cadena de aisladores	Trece cadenas de aisladores de anclaje		Catorce cadenas de aisladores de anclaje + seis cadenas de orientación	
Vano Viento (m)	400	400	400	400
Vano Gravante (m)	600	600	600	600
Vano Máximo Lateral (m)	600	600	600	800
Angulo de Desvío (°)	35	> 0	90	> 0

Cuadro N 3.27 Prestación de Estructuras Metálicas

3.6 PUESTA A TIERRA

3.6.1 Condiciones Generales.

Las características de los sistemas de puesta a tierra a ser empleados serán establecidos en función de:

- Asegurar que la persona posicionada en la estructura no sea expuesta al peligro de choque eléctrico.
- Proveer caminos a la corriente eléctrica dentro de la tierra bajo condiciones de falla sin exceder los límites de operación de equipos o afectar la continuidad del servicio del sistema.

Cumpliendo con las reglas del Código Nacional de Electricidad – Suministro y las normas de la IEEE Std- 80-2000.

La determinación del tipo de puesta a tierra de cada estructura se efectuará tomando en cuenta las mediciones de resistividad eléctrica tomadas en las ubicaciones de las estructuras a instalarse.

3.6.2 Material de Puesta a Tierra

El sistema de puesta a tierra será del tipo contrapeso y estará conformado por el siguiente material: conductor copperweld 7 N° 10 AWG y conectores de tipo torre – conductor y conductor - conductor.

Las características del conductor copperweld 7 N° 10 AWG son las siguientes:

- Sección total 36,83 mm²
- Diámetro exterior 7,77 mm
- Peso unitario 0,3031 kg/m
- Carga de rotura mínima 31,68 kN (3 230 kg)
- Conductividad 40% IACS

3.6.3 Tipos de Configuración de Sistemas de Puesta a Tierra

3.6.3.1 Configuración A

Esta configuración se instalará en estructuras ubicadas en zonas no transitadas para lograr una resistencia de puesta a tierra igual o menor a 25 ohmios, según el código lo indicado en el CNE Suministro 2011.

Esta configuración estará compuesta por 4 contrapesos horizontales longitudinales con las siguientes dimensiones totales igual a 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50 metros; y estarán enterrados a una profundidad de 0,60 m.

Resistencia de puesta a tierra de conductor horizontal enterrado a una profundidad "p" Será igual a:

$$R_A = \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \left(\frac{2L}{\sqrt{2rp}} \right) - 1 \right]$$

Donde:

L = 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50 m, longitud total del conductor

r = 0,00389 m, radio del conductor

p = 0,60 m, profundidad de enterramiento del conductor

Reemplazando, para las diferentes longitudes de contrapeso, se obtienen los valores del Cuadro N° 3.28.

TIPO DE PUESTA TIERRA	LONGITUD DEL CONTRAPESO	RESISTENCIA DEL CONTRAPESO HORIZONTAL RA = 25 ohm	RESISTIVIDAD DEL TERRENO ρ (ohm-m)
A1	5	0.2538	99
A2	10	0.1489	168
A3	15	0.1079	232
A4	20	0.0855	292
A5	30	0.0613	408
A6	40	0.0483	518
A7	50	0.0400	624

Cuadro 3.28 Resistividad de Terreno con configuración A

3.6.3.2 Configuración B

Esta configuración se aplicará en estructuras que se ubican en zonas transitadas para lograr una resistencia de puesta a tierra menor o igual a 10 ohmios.

La configuración B se forma añadiendo a la configuración A un contrapeso con disposición en anillo, que funcionará adicionalmente como limitador de las tensiones de toque en las estructuras.

Esta configuración estará compuesta por 4 contrapesos horizontales longitudinales con las siguientes dimensiones totales igual a 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50 metros y estarán enterrados a una profundidad de 0,60 m; más un contrapeso en anillo con un diámetro de 10,00 m y también enterrado a 0,60 m de profundidad.

Resistencia de puesta a tierra de un contrapeso en anillo horizontal enterrado a una profundidad "s" será igual a:

$$R_o = \frac{\rho}{2 \times \pi^2 \times D} \left[\text{Ln} \frac{8 \times D}{d} + \text{Ln} \frac{4 \times D}{s} \right]$$

Donde:

- D = 10,00 metros, diámetro del anillo;
- d = 0,00777 m, diámetro del conductor
- s = 0,60 m, profundidad de enterramiento del conductor

Remplazando en la fórmula se obtiene la resistencia de un contrapeso en anillo con 10,00 m de diámetro:

$$R_o = \rho (0,0681) \text{ Ohmios}$$

La resistencia en paralelo de un contrapeso en anillo horizontal con cuatro contrapesos longitudinales horizontal similares a la configuración A, que se conectarán en paralelo con la resistencia del anillo, todos horizontales y enterrados a una profundidad de 0,60 m, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$R_B = \frac{R_A \times R_o}{R_A + R_o}$$

La resistencia de puesta a tierra para la Configuración B, para las diferentes longitudes de contrapesos se presenta a continuación.

TIPO DE PUESTA TIERRA	LONGITUD TOTAL DEL CONTRAPESO HORIZONTAL L(m)	RESISTENCIA DEL CONTRAPESO HORINZONTAL RA = 25 ohm	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL ANILLO Ro(Ohm)	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL ANILLO Rb=10 omh-m	RESISTIVIDAD DE SUELO ρ (ohm·m)
B1	5	0.254	0.0681	0.05	186
B2	10	0.149	0.0681	0.05	214
B3	15	0.108	0.0681	0.04	239
B4	20	0.086	0.0681	0.04	264
B5	30	0.061	0.0681	0.03	310
B6	40	0.048	0.0681	0.03	354
B7	50	0.040	0.0681	0.03	397

Cuadro N° 3.29 Resistividades del Terreno con Configuración B

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA PARA CADA TIPO DE TORRE

	Soporte Punto N°	Tipo de Estructura	Resistividades (ohm-m)		Profund. de la 1era Capa h1 (m)	Pcontrape (ohm-m)	Lcontrap. (m)	Resist(ohm) Contrapeso
			p1	p2				
LINEA 138 KV	V1	Torre	2	100	0.80	100	10	14 894
	V2	Torre	17	34	0.80	34	5	8 628
	V3	Torre	2	100	0.80	100	10	14 894
	V4	Torre	20	8	0.40	20	5	5 075
	V5	Torre	0.5	25	1.00	25	5	6 344
	V6	Torre	3	9	0.20	9	5	2 284
	V7	Torre	0.9	45	1.50	45	5	11 419

Cuadro N° 3.30 Resumen de la Resistividades del Terreno

3.7 APANTALLAMIENTO

La protección contra descargas atmosféricas se efectúa de acuerdo con el criterio de salida de línea (NF) el cual en ningún caso puede superar a 0,5 desconexión / 100 km-año, según estándares internacionales.

Siendo la salida por flameo inverso y por falla de apantallamiento (NT) igual a:

$$NT = N_{sf} + N_f$$

Donde:

N_f : Número de salida de línea por flameo inverso.

N_{sf} : Número de salida de línea por fallas de apantallamiento.

3.7.1 Salida por Fallas por Apantallamiento (NFS).

Para el cálculo de salida de línea por fallas de apantallamiento para dos cables de guarda se consideran los siguientes factores:

- Nivel Isocerámico de la zona (NI), se asume NI = 60 días tormenta/año (del Mapa de Niveles Isocerámico preparado por el Ing. Justo Yanque en el año 2 002, ver Anexo N° 14

- Altura promedio del cable de guarda (hg).
- Geometría de la estructura.
- Altura de la fase superior del conductor (h).
- Radio corona alrededor del conductor.

La descripción del apantallamiento en una línea de transmisión se representa en la figura 3.4 y la figura 3.5:

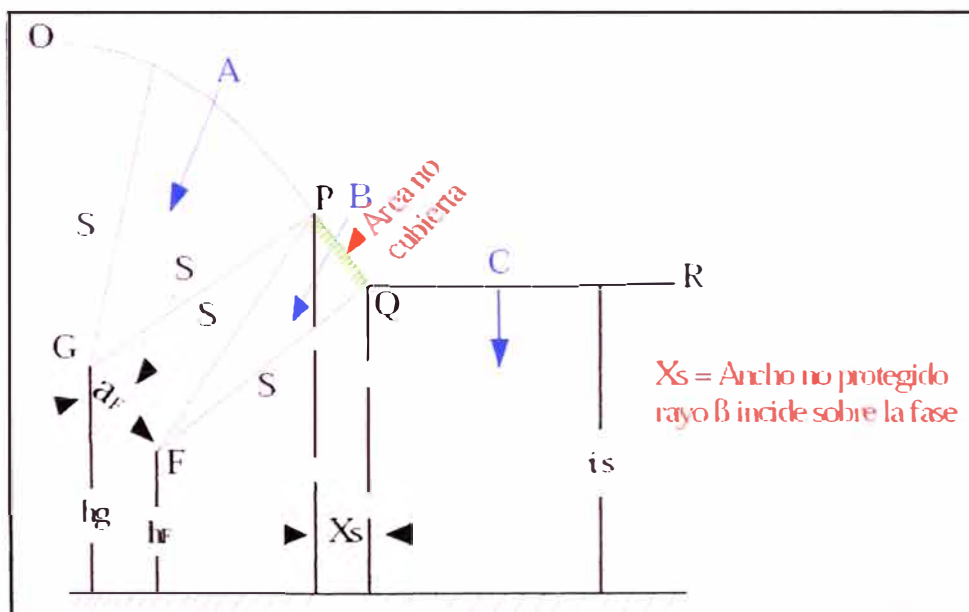


Figura 3.4

El rayo cae directamente sobre la fase, incidiendo verticalmente. En la figura 3.4 pueden observarse que el rayo A saltará solamente sobre el cable de guarda, dado que para cualquier punto sobre el arco OP la distancia al conductor de fase será siempre mayor que S .

El rayo C sólo podrá saltar a una distancia βS ya que para cualquier punto sobre QR la distancia al conductor de fase es muy grande. El rayo B, tan pronto alcanza el arco PQ , sólo podrá saltar hacia la fase. La distancia X_s corresponde a una zona no protegida en la cual los rayos que normalmente alcanzaría la tierra incidirán en cambio sobre la fase.

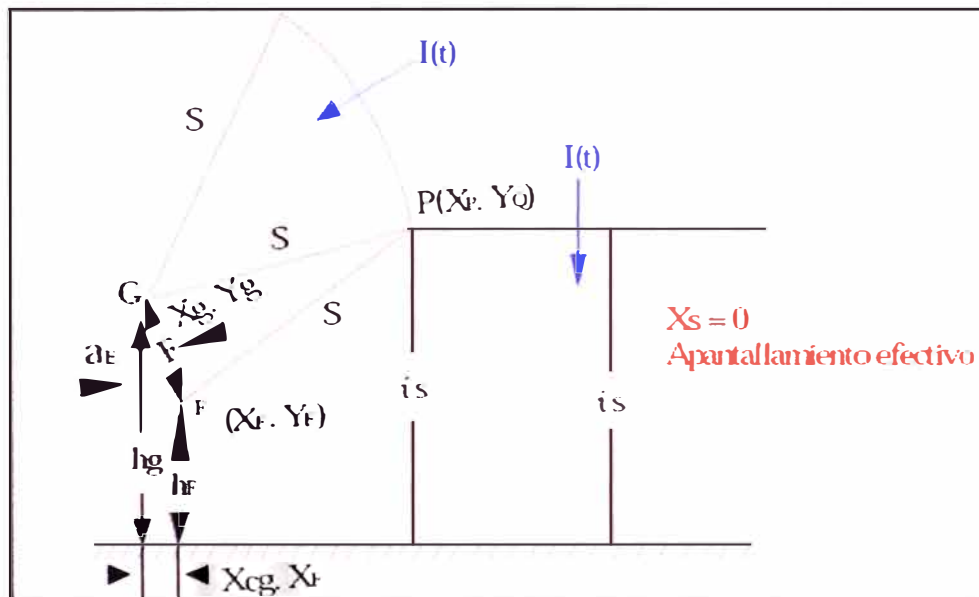


Figura 3.5

Para lograr un apantallamiento efectivo $X_s = 0$ (figura 3.5), la coordenada de la fase se toma como referencia igual a cero y se calcula la coordenada X_g (negativa por estar el cable de guarda localizado a la izquierda de la fase).

Para la evaluación del número de salidas se toma la fase más expuesta y se calcula la tensión crítica de flameo de su aislamiento (kV) para seis microsegundos. Igualmente se calcula la impedancia impulso de la fase teniendo en cuenta el efecto corona. Con esta información obtenemos la corriente mínima del rayo sobre el conducto de fase necesaria para que haya flameo en su aislamiento. Con base en la corriente mínima se obtiene la distancia de atracción mínima del rayo para la fase más expuesta, S_{min} , con la cual se calcula el ancho de zona no protegido, X_s .

Si la distancia de atracción se incrementa, el arco PQ decrece. Cuando S es muy grande PQ se hace igual a cero y las figuras 3a y 3b son equivalentes. Este valor de distancia de atracción se define como la

distancia mínima de atracción y corresponde al máximo valor de corriente el rayo I_{max} , que puede causar flameo.

En estos términos solo los rayos con valores de corriente I_{max} e I_{min} podrán causar flameos por fallas de apantallamiento del cable de guarda de acuerdo con la teoría electrogeométrica.

El número de fallas por apantallamiento x 100 Km. x año, NSF, se obtiene con base en el número de rayos que pueden causar flameos, NL y de las probabilidades máxima y mínima de que se presenten las corrientes mínima y máxima necesarias para que ocurra falla del aislamiento de la fase más expuesta.

Cálculo de número de rayo que inciden sobre la línea de transmisión:

$$NL = 0,012T (b+4 h^{1,09}) = 109$$

Cálculo de la Impedancia característica del conductor:

$$Z_0 = 60 (\ln (2hc/rc) \cdot \ln (2hc/R))^{0.5} = 192 \text{ ohms}$$

Corriente de rayo mínimo:

$$I_{min} = 2 V_c / Z_0 = 18.8 \text{ kA}$$

Corriente de rayo máximo:

$$I_{max} = 0.029 S_{max}^{1.54}$$

$$I_{max} = 25.676 \text{ kA}$$

Probabilidad de ocurrencia mínima

$$P_{MIN} \equiv \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31} \right)^{2.6}}$$

Probabilidad de ocurrencia máxima:

$$P_{MAX} \equiv \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}}$$

Cálculo de Número de fallas de apantallamiento:

$$N_{sf} = 0,006 \text{ T Xs (Pmin - Pmax)} = 0.0060$$

3.7.2 Salida por descargas de Flameo Inverso (Nf)

Para el cálculo de la tasa de salida de línea por descargas retroactivas para dos cables de guarda se consideran los siguientes factores:

- Nivel Isoceráunico de la zona (NI), se asume NI = 60 días tormenta/año (del Mapa de Niveles Isoceráunico preparado por el Ing. Justo Yanque en el año 2 002, ver Anexo N° 14.
- Altura promedio del cable de guarda (h)
- Tensión en el tope de la torre
- Tensión aplicado a la cadena de aisladores $V_{2\mu s}$
- Corriente crítica de descarga de rayo
- Coeficiente de acoplamiento (K)
- Impedancia característica de la torre
- Geometría de la torre promedio, etc.
- Número de rayos obre la torre que provocan el flameo inverso.

El número N_{sf} representa el número de rayos que inciden sobre la línea y que el, o los, conductor(es) no interceptan. Por lo tanto esta cantidad debe sustraerse del número total de rayos que inciden sobre la línea NL, para obtener el número de rayos que son interceptados por el (los) conductor(es) de guarda. Este número de rayos NL-NFA son los rayos que

inciden sobre la línea que pueden provocar salidas forzadas por descarga retroactiva (back – flashover).

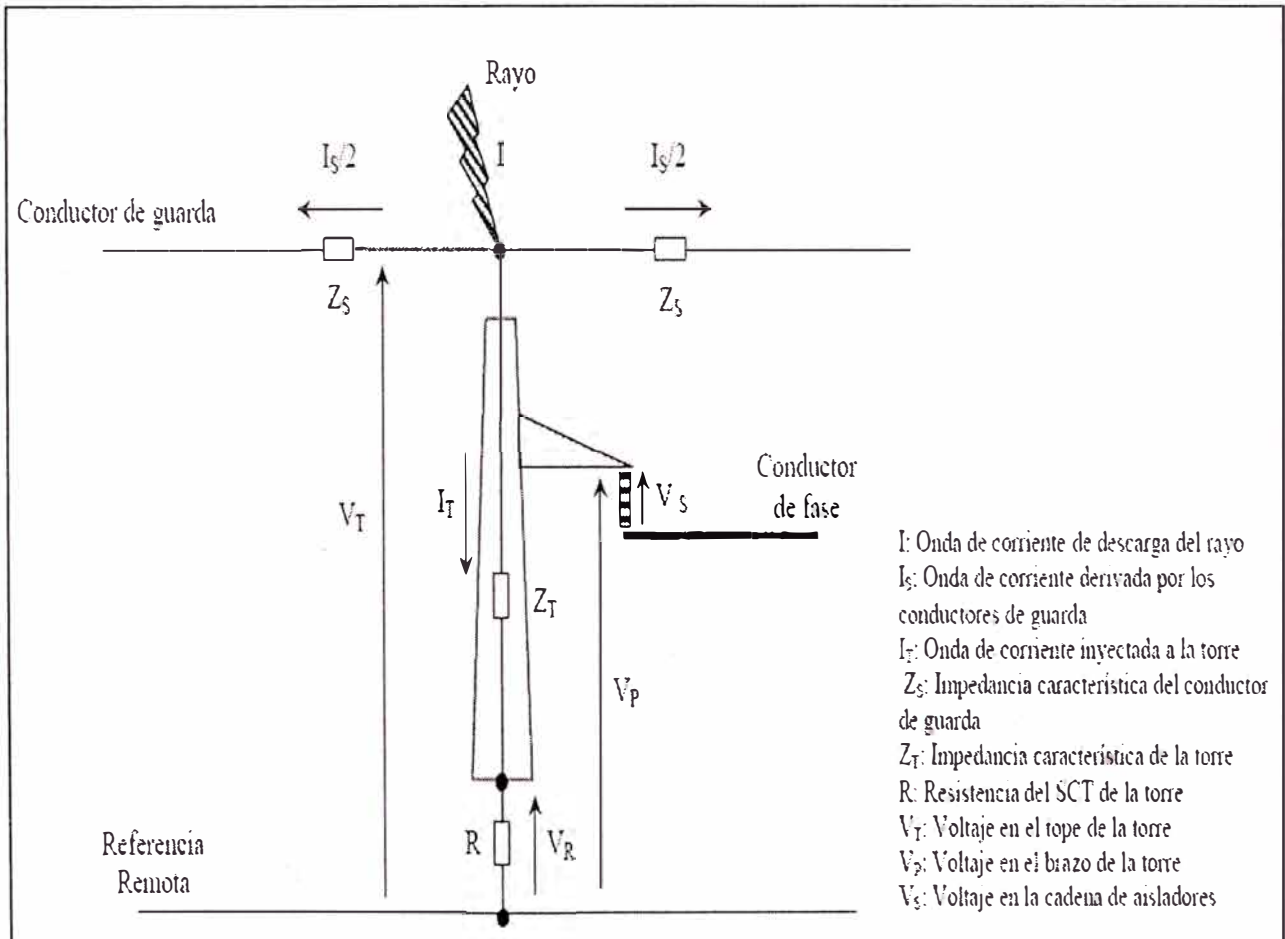


Figura 3.5 Rayo Incidiendo sobre línea de transmisión

3.7.3 Salida de Línea por Caída de Rayos en la Torre.

En función a la disposición geométrica de los conductores y cables de guarda en la torre se calculan los factores de acoplamiento K , según se muestra al final del cálculo, resultando los siguientes valores:

K_A , para el conductor de la fase superior

K_B , para el conductor de la fase central

K_C , para el conductor de la fase inferior

Remplazando los valores se obtiene la corriente crítica I_c para diferentes valores de resistencia de puesta a tierra al impulso, según el Cuadro N° 3.31.

De acuerdo a los resultados la peor situación se presenta para el conductor de las fases inferiores de ambas ternas, por tener menores valores de I_c y por lo tanto mayor probabilidad de ocurrencia. Así mismo, se calcula la probabilidad que se sobrepase la corriente crítica (P_c %) según la curva de la AIEE, como se muestra en el Cuadro N° 3.32.

Fases	Resistencia de Puesta a Tierra				
	10	15	20	25	30
A	565.864	419.568	339.929	289.845	255.441
B	414.383	307.323	249.021	212.348	187.153
C	333.895	247.267	200.199	170.631	150.334

Cuadro N° 3.31 Valores de corriente de Choque Critica inducida por flameo inverso

Fases	Resistencia de Puesta a Tierra				
	10	15	20	25	30
A	565.86	419.57	339.93	289.85	255.44
PA(%)	0.05300	0.11500	0.19800	0.29900	0.41500
B	414.38	307.32	249.02	212.35	187.15
PB(%)	0.11800	0.25700	0.44300	0.66900	0.92700
C	333.90	247.27	200.20	170.63	150.33
PC(%)	0.20700	0.45100	0.77800	1.17400	1.62400

Cuadro N° 3.32 Probabilidad de ocurrencia de Rayos por Fase con corriente Crítica Promedio.

Con la finalidad de calcular el número de desconexiones totales, se asumirá que los valores de la resistencia de puesta a tierra a la frecuencia industrial presentan los siguientes porcentajes de ocurrencia.

3.7.4 Salida de Línea

La salida de la nueva línea de transmisión 138 kV S.E. Paragsha II – S.E. Óxidos I, es igual a la suma de las salidas por caída de rayo en la torre, caída de rayo en el cable de guarda y por falla de apantallamiento:

$$NT = N_{sf} + N_f$$

Resistencia de Puesta a Tierra	NT
10	0.033
15	0.076
20	0.014
25	0.207
30	0.288
40	0.472

Cuadro N° 3.31 Apantallamiento para dos Cables de Guarda.

Los resultados de este cálculo se presentan en el anexo N° 15, en el anexo N° 16 se adjunta la geometría de las estructuras. Para el apantallamiento de la línea de transmisión con dos cables de guarda se puede colocar una puesta a tierra hasta de 25 ohm.

CÁPITULO IV

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SUMINISTROS

4.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CONDUCTOR

	PROJECT:	LINEA DE TRANSMISIÓN EN. 138KV PARA ALIMENTAR LA SUBESTACIÓN PLANTA ÓXIDOS I EN LA REGION DE PASCO	
	EQUIPMENT DATA SHEET:	CONDUCTOR AAAC 304 mm ²	
	DESCRIPTION	UNIT	SPECIFIED
1	I. GENERAL		
2	SPECIFICATION N°:		P01-S004-1800-06-40-0047
3	SITE:		Pasco, Peru
4	SERVICE:		Continuous
5	NOMENCLATURE		
6	VTS:		Vendor To Specify
7	NAP:		Not Applicable
8	NAV:		Not Available
9	II. OPERATION		
10	SERVICE TYPE		HEAVY DUTY
11	DESIGN AMBIENT TEMPERATURE		
12	Min./Máx.	°C	-15 / 30
13	DESIGN RELATIVE HUMIDITY		
14	Mean	%	100
15	INSTALLATION ALTITUDE	m.a.s.l.	4,500
16	OPERATION		
17	Indoor		NAP
18	Outdoor		Required
19	OPERATION TIME		
20	Hours/Year		8 760
21	ENVIRONMENT		
22	Clean		NAP
23	Dusty (fine & abrasive)		Required
24	Dry		NAP
25	Wet		Required
26	SEISMIC ZONE		Zona 2 (RNE)
27	III. MATERIAL IDENTIFICATION		
28	TYPE		AAAC
29	MATERIAL		Aluminum Alloy Conductor
28	SUPPLIER		Required
29	MANUFACTURER		Required
30	LOCATION OF ASSEMBLY PLANT		Required
31	ADDRESS		Required
32	POST-CODE		Required

33	TELEFAX		Required
34	CITY		Required
35	COUNTRY		Required
36	E-MAIL ADDRESS		Required
37	PRIMARY STANDARD		ASTM B 398 y ASTM B 399
38	SEISMIC DESIGN STANDARD		IEEE 693
39	STANDARD TEST PROCEDURE		IEC 1089 e IEC 104
40	IV. GENERAL DATA		
41	Denomination	mm ²	AAAC
42	Nominal section	mm ²	303.8
43	Real Section	mm ²	303.8
44	Formation (N° of wires x diameter)	N° x mm	37x3.23
45	Conductor number of layers	N°	3
46	weight of conductor	Kg/Km	0.892
47	Load of minimal breakage to the traction	Kg	9332
48	Exterior diameter	mm ²	22.63
49	Electrical Resistance dc to 20°C	ohm/Km	0.032840
50	Resistivity coefficient a 20°C	1/ °C	0.00347
51	Final elasticity module	kg/mm ²	5700
52	Coefficient of linear thermal expansion	1/°C	0.000023
	Packaging		
53	Wire section	mm ²	3.13
54	Elongation to breakage	%	1.7
55	Electrical conductivity to 20°C	%AICS	6.1
64	Reel		Metal
65	Minimum lengths per reel driver	m	Required
66	Length tolerance for each reel	%	- 0%, +3%

4.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE ESTRUCTURAS

	PROJECT:	LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN: 138KV PARA ALIMENTAR LA SUBESTACIÓN PLANTA ÓXIDOS I EN LA REGION DE PASCO	
	EQUIPMENT DATA SHEET:	TOWERS	
	DESCRIPTION	UNIT	SPECIFIED
1	I. GENERAL		
2	SPECIFICATION N°:		P01-S004-1800-06-40-0046
5	SITE:		Pasco, Perú
6	SERVICE:		Continuous
7	NOMENCLATURE		
8	VTS:	Vendor To Specify	
9	NAP:	Not Applicable	
10	NAV:	Not Available	
11	II. OPERATION		
12	SERVICE TYPE		HEAVY DUTY
13	DESIGN AMBIENT TEMPERATURE		
14	Min./Máx.	°C	-10 / 30
15	DESIGN RELATIVE HUMIDITY		
16	Mean	%	60 - 80
17	INSTALLATION ALTITUDE	m.a.s.l.	4,500
18	OPERATION		
19	Indoor		NAP
20	Outdoor		Required
21	OPERATION TIME		
22	Hours/Year		8 760
23	ENVIRONMENT		
24	Clean		NAP
25	Dusty (fine & abrasive)		Required
26	Dry		NAP
27	Wet		Required
28	SEISMIC ZONE		zona 2 (según RNE)
	A. NORMAL STEEL CHARACTERISTICS ASTM - A36		
29	III. MATERIAL IDENTIFICATION		
30	STEEL TYPE		ASTM - 36
31	SUPPLIER		VTS
32	MANUFACTURER		VTS
33	LOCATION OF ASSEMBLY PLANT		Required
34	ADDRESS		Required

35	POST-CODE		Required
36	TEL.FAX		Required
37	CITY		Required
38	COUNTRY		Required
39	E-MAIL ADDRESS		Required
40	PRIMARY STANDARD		ASTM A 153
41	SEISMIC DESIGN STANDARD		IEEE 693
42	STANDARD TEST PROCEDURE		DIN 267
43	IV. CHEMISTRY COMPONENT		
44	Carbon	%	0.23
45	Manganese	%	1.35
46	Sulphur	%	0.05
47	Phosphorus	%	0.04
48	V. MECHANICAL CHARACTERISTICS		
49	Traction breaking stress	kg/mm ²	52-62
50	Elastic limit	kg/mm ²	36
51	Breaking enlargement	%	22
52	Hardness (HB)	kg/mm ²	Required
53	Elasticity modulus	kg/mm ²	Required
54	IV. GALVANIZATION		
55	Applicable Standards for tests		ASTM-A-123 / ASTM-A-90
56	Average quantity of deposited zinc	g/m ²	600
B. HIGH STEEL RESISTANCE CHARACTERISTICS ASTM... 50 DEGREE			
57	VI. MATERIAL IDENTIFICATION		
58	STEEL TYPE		ASTM - A - 572
59	SUPPLIER		VTS
60	MANUFACTURER		VTS
61	LOCATION OF ASSEMBLY PLANT		Required
62	ADDRESS		Required
63	POST-CODE		Required
64	TEL.FAX		Required
65	CITY		Required
66	COUNTRY		Required
67	E-MAIL ADDRESS		Required
68	PRIMARY STANDARD		ASTM A 153
69	SEISMIC DESIGN STANDARD		IEEE 693

70	STANDARD TEST PROCEDURE		DIN 267
71	VII. CHEMISTRY COMPONENT		
72	Carbon	%	0.23
73	Manganese	%	1.35
74	Sulphur	%	0.05
75	Phosphorus	%	0.04
76	VIII. MECHANICAL CHARACTERISTICS		
77	Traction breaking stress	kg/mm ²	52-62
78	Elastic limit	kg/mm ²	36
79	Breaking enlargement	%	22
80	Hardness (HB)	kg/mm ²	Required
81	Elasticity modulus	kg/mm ²	Required
82	IX. GALVANIZATION		
83	Applicable Standards for tests		ASTM-A-123
84	Average quantity of deposited zinc	g/m ²	600
C. BOLT AND NUT			
84	X. MATERIAL IDENTIFICATION		
85	STEEL TYPE		Required
86	SUPPLIER		VTS
87	MANUFACTURER		VTS
88	LOCATION OF ASSEMBLY PLANT		Required
89	ADDRESS		Required
90	POST-CODE		Required
91	TELEFAX		Required
92	CITY		Required
93	COUNTRY		Required
94	E-MAIL ADDRESS		Required
95	PRIMARY STANDARD		ASTM A-394
96	SEISMIC DESIGN STANDARD		IEEE 693
97	STANDARD TEST PROCEDURE		DIN 267
98	XI. MECHANICAL CHARACTERISTICS		
99	Traction breaking stress	kg/mm ²	Required
100	Elastic limit	kg/mm ²	Required
101	Breaking enlargement	%	Required
102	Hardness (HB)	kg/mm ²	Required
103	Resistance	kg/mm ²	52-62
104	Elasticity modulus	kg/mm ²	Required
1	XI. GALVANIZATION		
2	Applicable Standards for tests		ASTM-A-123
3	Average quantity of deposited zinc	g/m ²	600

4.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE AISLADORES

	PROJECT:	LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN. 138KV PARA ALIMENTAR LA SUBESTACIÓN PLANTA ÓXIDOS I EN LA REGION DE	
	DESCRIPTION	UNIT	SPECIFIED
1	I. GENERAL		
2	SPECIFICATION N°:		P01-S004-1800-06-40-0048
3	SITE:		Pasco, Peru
4	SERVICE:		Continuous
5	NOMENCLATURE		
6	VTS:	Vendor To Specify	
7	NAP:	Not Applicable	
8	NAV:	Not Available	
9	II. OPERATION		
10	SERVICE TYPE		HEAVY DUTY
11	DESIGN AMBIENT TEMPERATURE		
12	Min./Máx.	°C	-15 / 30
13	DESIGN RELATIVE HUMIDITY		
14	Mean	%	60 - 80
15	INSTALLATION ALTITUDE	m.a.s.l.	4,500
16	OPERATION		
17	Indoor		NAP
18	Outdoor		Required
19	OPERATION TIME		
20	Hours/Year		8 760
21	ENVIRONMENT		
22	Clean		NAP
23	Dusty (fine & abrasive)		Required
24	Dry		NAP
25	Wet		Required
26	SEISMIC ZONE		zona 2 (RNE)
	A.- ANTIFOG INSULATOR 120KN		
27	III. MATERIAL IDENTIFICATION		
28	INSULATOR TYPE		Antifog
29	SUPPLIER		VTS
30	MANUFACTURER		VTS
31	LOCATION OF ASSEMBLY PLANT		Required
32	ADDRESS		Required
33	POST-CODE		Required

34	TELEFAX		Required
35	CITY		Required
36	COUNTRY		Required
37	E-MAIL ADDRESS		Required
38	PRIMARY STANDARD		IEC 305, IEC 120, UB120B
39	SEISMIC DESIGN STANDARD		IEEE 693
40	STANDARD TEST PROCEDURE		IEC383

41	IV. DIMENSIONAL CHARACTERISTICS		
42	Maximum diameter	mm	280
43	Height	mm	146
44	Normalized coupling type IEC 120		16
45	Bolt diameter	mm	16A
46	Minimum thickness of insulating material	mm	Required
47	Leakage line length	mm	440
48	Total weight	kg	5,8

49	V. MATERIAL CHARACTERISTICS		
50	Insulating material		
51	Electrical constant		3
52	Loosing angle (tsS)		60 X 10-3
53	Dielectric rigidity	kv/cm	280
54	Cap and Pin material		
55	Traction breaking limit	kg/mm ²	38
56	Elasticity limit	kg/mm ²	24
57	Breaking enlargement	%	17
58	Hardness (HB)	g/m ²	140 a 180
59	Galvanization thickness	g/m ²	600
60	Fixing material		
61	Traction breaking limit	kg/mm ²	Required

62	VI. MECHANICAL CHARACTERISTICS		
63	Electromechanical breaking load	KN	120

64	VII. ELECTRICAL CHARACTERISTICS		
65	60 cycles dry at industrial frequency	KV	80
66	60 cycles wet at industrial frequency	KV	50
67	Dry impulse resistance voltages	KV	125
68	Minimum Puncture voltages	KV	130

B.- ANTIFOG INSULATOR 160 KN			
69	VIII. MATERIAL IDENTIFICATION		
70	INSULATOR TYPE		BALL - SOCKET
70	SUPPLIER		VTS
71	MANUFACTURER		VTS
72	LOCATION OF ASSEMBLY PLANT		Required
73	ADDRESS		Required
74	POST-CODE		Required
75	TELEFAX		Required
76	CITY		Required
77	COUNTRY		Required
78	E-MAIL ADDRESS		Required
79	PRIMARY STANDARD		IEC 305, IEC 120, UB160B
80	SEISMIC DESIGN STANDARD		IEEE 693
81	STANDARD TEST PROCEDURE		IEC383
82	IX. DIMENSIONAL CHARACTERISTICS		
83	Maximum diameter	mm	330
84	Height	mm	146
85	Normalized coupling type IEC 120		20
86	Bolt diameter	mm	20
87	Minimum thickness of insulating material	mm	Required
88	Leakage line length	mm	440
89	Total weight	kg	6.0
90	X. MATERIAL CHARACTERISTICS		
91	Insulating material		
92	Electrical constant		3
93	Loosing angle (tsS)		60×10^{-3}
94	Dielectric rigidity	kv/cm	250
95	Cap and Pin material		
96	Traction breaking limit	kg/mm ²	38
97	Elasticity limit	kg/mm ²	24
98	Breaking enlargement	%	17
99	Hardness (HB)	g/m ²	140 - 180
100	Galvanization thickness	g/m ²	600
101	Fixing material		
102	Traction breaking limit	kg/mm ²	Required
103	XI. MECHANICAL CHARACTERISTICS		
104	Electromechanical breaking load	KN	160
105	XII. ELECTRICAL CHARACTERISTICS		
106	60 cycles dry at industrial frequency	KV	90
107	60 cycles wet at industrial frequency	KV	55
108	dry impulse resistance voltages	KV	140
109	Minimum Puncture voltages	KV	130

4.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CABLE OPGW

	CLIENT:	LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 150KV PARA ALIMENTAR LA SUBESTACIÓN PLANTA ÓXIDOS I EN LA REGION DE PASCO	
	EQUIPMENT DATA SHEET:	OPTICAL FIBER CABLE TYPE OPGW	
	DESCRIPTION	UNIT	SPECIFIED
1	I. GENERAL		
5	SITE:		Pasco, Peru
6	SERVICE:		Continuous
7	NOMENCLATURE		
8	VTS:	Vendor To Specify	
9	NAP:	Not Applicable	
10	NAV:	Not Available	
11	II. OPERATION		
12	SERVICE TYPE		HEAVY DUTY
13	DESIGN AMBIENT TEMPERATURE		
14	Min./Máx.	°C	-15 / 30
15	DESIGN RELATIVE HUMIDITY		
16	Mean	%	60 - 80
17	INSTALLATION ALTITUDE	m.a.s.l.	4 500
18	OPERATION		
19	Indoor		NAP
20	Outdoor		Required
21	OPERATION TIME		
22	Hours/Year		8 760
23	ENVIRONMENT		
24	Clean		NAP
25	Dusty (fine & abrasive)		Required
26	Dry		NAP
27	Wet		Required
28	SEISMIC ZONE		zona 2 (RNE)
29	III. MATERIAL IDENTIFICATION		
30	SUPPLIER		VTS
31	MANUFACTURER		VTS
32	LOCATION OF ASSEMBLY PLANT		Required
33	ADDRESS		Required
34	POST-CODE		Required
35	TELEFAX		Required
36	CITY		Required

37	COUNTRY		Required
38	E-MAIL ADDRESS		Required
39	PRIMARY STANDARD		ASTM A 153 / IEEE 1138 / IEC 60793-60794 / ITU-T G.652-G.650
40	SEISMIC DESIGN STANDARD		IEEE 693
41	STANDARD TEST PROCEDURE		EIA 455 3A
42	IV. GENERAL DATA		
43	PRINCIPAL CHARACTERISTICS		
44	Brand		Indicate
45	Model		Indicate
46	Type		OPGW – Ground wire with incorporated optical fiber
47	Installation		Supported in the top of the structures of the TL 220 kV
48	Fibers Quantity per cable		12
49	OPTICAL CHARACTERISTICS		
50	Optical fiber type		Monomode
51	Attenuation to 1550 nm	dB/km	≤ 0,22 (installed)
52	Attenuation to 1625 nm	dB/km	≤ 0,25 (installed)
53	Standard		ITU-T G.655
54	Chromatic Dispersion coefficient in 3rd Window : 1 528 to 1 561 nm	ps/(nm km)	2,0 a 6,0
55	Chromatic Dispersion coefficient in 4th Window : 1 561 to 1 620 nm	ps/(nm km)	4,5 a 11,0
56	Polarization mode dispersion	ps/ √km	< 0,2
57	Modal diameter to 1 550 nm	μm	9,0 ± 0,5
58	ELECTROMECHANIC CHARACTERISTICS		
59	Metallic Threads		One only layer composed by: nine (09) alumow eld threads and six (06) threads aluminum alloy
60	Aluminum Section / real)	mm ²	108
61	External Diameter	mm	14,00
62	Proper weight	kgf/m	0,600
63	Rupture minimum load (RTS)	kgf	9 600
64	Short Circuit Capacity (0,3 s)	kA	16
65	Maximum conductor temperature	°C	180
66	Maximum span	M	1 350
67	STRAIN GROUP		
68	Brand		Indicate
69	Model		Indicate
70	Group elements		According to the project drawings

71	Material		Forged steel aluminum covered
72	Rupture load		95% of the rupture charge of the OPGW cable
73	Flow load		90% of the rupture charge of the OPGW cable
74	SUSPENSION GROUP		
75	Brand		Indicate
76	Model		Indicate
77	Group elements		According to the project drawings
78	Material		Forged steel aluminum covered
79	Rupture load		95% of the rupture charge of the OPGW cable
80	Flow load		90% of the rupture charge of the OPGW cable
81	Rotation angles with relation to the horizontal, in both directions, in a vertical plan along the cable line		No less than 45°
82	DAMPER FOR OPGW CABLE		
83	Brand		Indicate
84	Model		Indicate
85	Type		Stockbridge
86	Material		Forged steel aluminum covered
87	JOINT BOX		
88	Brand		Indicate
89	Model		Indicate
90	Material		Rustles Steel
91	Joint accessories		Required
92	- Joint boxes		Include
93	- Organized trays		Include
94	- Thermocontractil tubes		Include
95	- Joint type		By fusion
96	Mounting		In the structures
97	Attenuation of the joints per fusion	dB	0,05

4.5 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CABLE EHS

	PROJECT:	LINEA DE TRANSMISION EN. 138KV PARA ALIMENTAR LA SUBESTACIÓN PLANTA ÓXIDOS I EN LA REGION DE PASCO	
	EQUIPMENT DATA SHEET:	GROUND WIRE GALVANIZED STEEL EHS	
	DESCRIPTION	UNIT	SPECIFIED
1	I. GENERAL		
2	SPECIFICATION N°:		P01-S004-1800-06-40-0050
3	REQUEST:		
4	EQUIPMENT TAG N°:		
5	SITE:		Pasco, Peru
6	SERVICE:		Continuous
7	TYPE:		
8	QUANTITY REQUIRED:		
9	NOMENCLATURE		
10	VTS:		Vendor To Specify
11	NAP:		Not Applicable
12	NAV:		Not Available
13	II. OPERATION		
14	SERVICE TYPE		HEAVY DUTY
15	DESIGN AMBIENT TEMPERATURE		
16	Min./Máx.	°C	-15 / 30
17	DESIGN RELATIVE HUMIDITY		
18	Mean	%	60 - 80
19	INSTALLATION ALTITUDE	m.a.s.l.	4,500
20	OPERATION		
21	Indoor		NAP
22	Outdoor		Required
23	OPERATION TIME		
24	Hours/Year		8,760
25	ENVIRONMENT		
26	Clean		NAP
27	Dusty (fine & abrasive)		Required
28	Dry		NAP
29	Wet		Required
30	SEISMIC ZONE		Zona 2 (RNE)
31	III. MATERIAL IDENTIFICATION		
32	SUPPLIER		VTS
33	MANUFACTURER		VTS
34	LOCATION OF ASSEMBLY PLANT		Required
35	ADDRESS		Required
36	POST-CODE		Required
37	TELEFAX		Required
38	CITY		Required
39	COUNTRY		Required
40	E-MAIL ADDRESS		Required
41	PRIMARY STANDARD		ASTM 36
42	SEISMIC DESIGN STANDARD		IEEE 693
43	STANDARD TEST PROCEDURE		ASTM A363/ASTM A 90/ASTM A475

44	IV. GENERAL DATA		
45	Conductor type		Galvanization Steel
46	Standards Manufacturing		EHS Degree
47	Nominal section	mm ²	70
48	V. DIMENSIONAL CHARACTERISTICS		
49	Real section	mm ²	74.58
50	Diameter x N° w ires	N x mm	7 x 3.05
51	Outsider diameter	mm	11.11
52			
53	VI. MECHANICAL CHARACTERISTICS		
54	Unit mass	kg/m	0.595
55	Breakable load to traction	Kg	9,460
56	Initial elasticity module	kN/mm	Required
57	Final elasticity module	kN/mm	186.33
58	Coefficient of lineal thermal expansion	°C ⁻¹	11.5 x 10 ⁻⁶
59	VII. ELECTRICAL CHARACTERISTICS		
60	Electrical resistance to 20 ° C	Ω/km	2,4
61	VIII. MANUFACTURING CHARACTERISTICS		
62	Maximum length of the conductor on the bobbin	m	4,750
63	Maximum mass of ship of a bobbin	kg	2,500
64	IX. STEEL WIRE		
65	Minimum breakable load to the traction	N/mm	Required
66	Elasticity limit	N/mm	Required
67	Enlargement to the breakable (sample of 250 mm)	%	Required
68	Zinc mass deposited by galvanization	kg	Required

4.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES DE PUESTA A TIERRA

	PROJECT:	LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN. 138KV PARA ALIMENTAR LA SUBESTACIÓN PLANTA ÓXIDOS I EN LA REGION DE	
	EQUIPMENT DATA SHEET:	GROUND MATERIALS	
	DESCRIPTION	UNIT	SPECIFIED
1	I. GENERAL		
2	SPECIFICATION Nº:		P01-S004-1800-06-40-0051
3	REQUEST:		
4	EQUIPMENT TAG Nº:		
5	SITE:		Pasco, Peru
6	SERVICE:		Continuous
7	TYPE:		
8	QUANTITY REQUIRED:		
9	NOMENCLATURE		
10	VTS:	Vendor To Specify	
11	NAP:	Not Applicable	
12	NAV:	Not Available	
13	II. OPERATION		
14	SERVICE TYPE		HEAVY DUTY
15	DESIGN AMBIENT TEMPERATURE		
16	Min./Máx.	°C	-15 / 30
17	DESIGN RELATIVE HUMIDITY		
18	Mean	%	60 - 80
19	INSTALLATION ALTITUDE	m.a.s.l.	4,500
20	OPERATION		
21	Indoor		NAP
22	Outdoor		Required
23	OPERATION TIME		
24	Hours/Year		8 760
25	ENVIRONMENT		
26	Clean		NAP
27	Dusty (fine & abrasive)		Required
28	Dry		NAP
29	Wet		Required
30	SEISMIC ZONE		Zona 2 (RNE)
	GROUND MATERIALS		
31	III. MATERIAL IDENTIFICATION		
32	SUPPLIER		VTS
33	MANUFACTURER		VTS
34	LOCATION OF ASSEMBLY PLANT		Required
35	ADDRESS		Required

36	POST-CODE		Required
37	TELEFAX		Required
38	CITY		Required
39	COUNTRY		Required
40	E-MAIL ADDRESS		Required
41	PRIMARY STANDARD		ASTM B-227 /ASTM A 153
42	SEISMIC DESIGN STANDARD		IEEE 693
43	STANDARD TEST PROCEDURE		ASTM B-227
44	IV. GENERAL DATA		
45	Material		Copperclad
46	Section	AWG	7 N° 10
47	Components w ires	U	7
48	Real section	mm ²	36,83
49	Mass of the conductor	kg/km	303,1
50	Minimum breakage load	kg (kN)	3 230 (31,68)
51	Outsider diameter	mm	7,77
52	Electrical Resistance at 20° C	Ohm/km	1,608
53	Elasticity modulus	kg/mm ²	Required
54	Coefficient of linear thermal expansion	1/°C	Required
55	conductor length/coil	m	Required
56	Wires diameter	mm	Required
57	Minimum Elongation to breakage w ires		Required
58	Manufacturing catalogue		Required
59	CONNECTOR CONDUCTOR – TOWER		
60	Manufacturer's brochure		Required
61	Material		Bronze
62	Regulations of manufacturing and tests		Required
63	Conductor diameter	mm	7,77
64	Range of conductor bearing	mm ²	36,83
65	Electrical conductivity	m/mm ² -Ohm	Required
66	DOUBLE-WAY CONNECTOR		
67	Manufacturer's brochure		Required
68	Material		Copper
69	Regulations of manufacturing and tests		Required
70	Exterior diameter	mm	7,77
71	Range of conductor bearing	mm ²	36,83
72	Electrical conductivity		Required

CÁPITULO V

METRADOS, PRESUPUESTOS Y CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE OBRA

5.1 METRADO Y PRESUPUESTO DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE

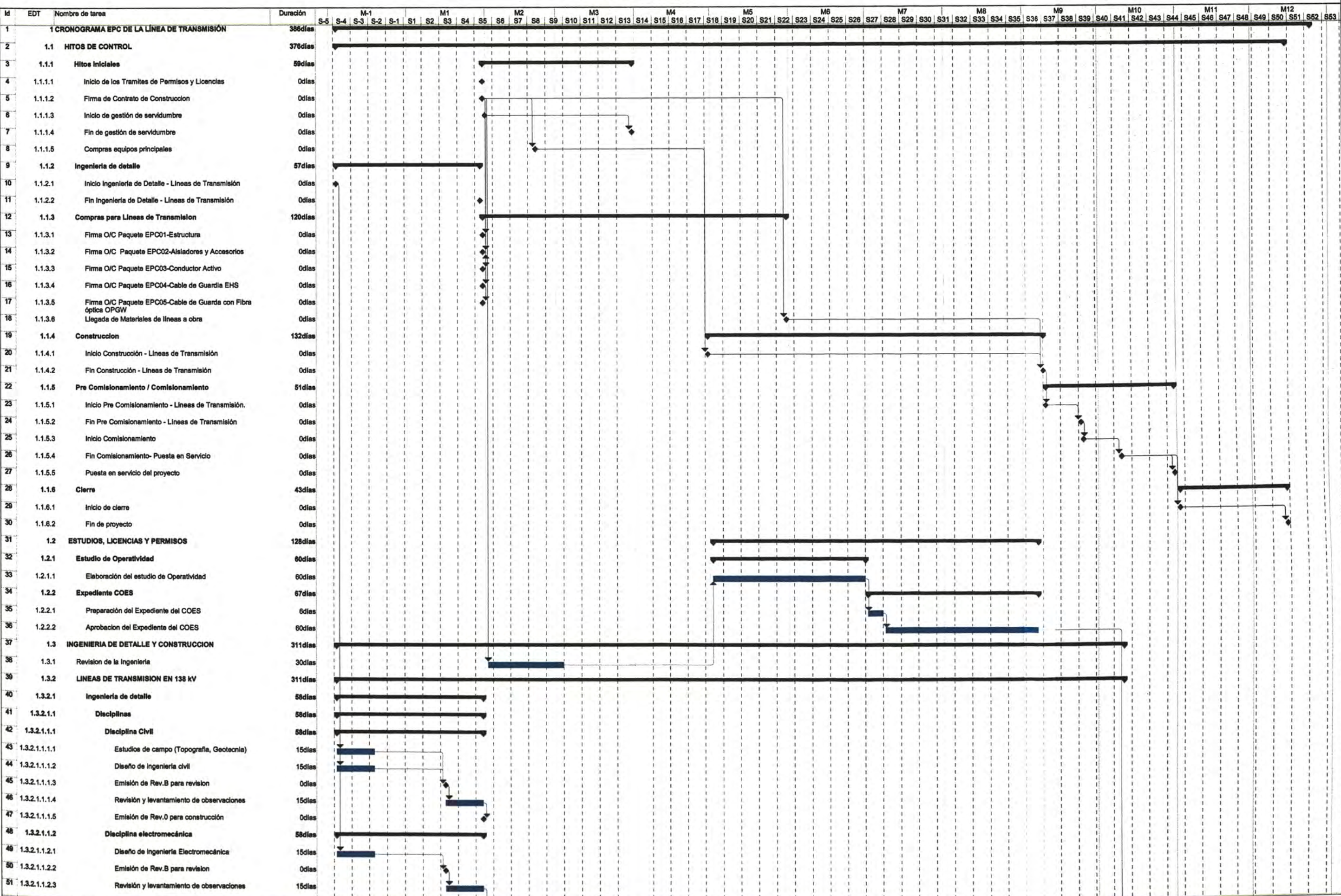
ITEM	DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	Costo Unitario (US\$)	Costo Total por Item (US\$)	Costo Sub Totales (US\$)
1.0	Estructuras Metálicas Tipo Celosía					
1.2	Tipos de Estructuras					85,450.19
1.2.1	Torre Tipo A35	u	1	8,400.02	8,400.02	
1.2.2	Stubs para Torre Tipo A35	u	4	123.23	492.91	
1.2.3	Torre Tipo A35-3	u	4	7,391.61	29,566.43	
1.2.4	Stubs para Torre Tipo A35-3	u	16	1,643.04	26,288.57	
1.2.5	Torre Tipo T90	u	2	9,611.76	19,223.52	
1.2.6	Stubs para Torre Tipo T90	u	8	184.84	1,478.73	
2.0	CONDUCTOR ACTIVO Y ACCESORIOS	u				24,060.58
2.1	Conductor de AAAC de 304 mm ² de sección	km	4.01	4,360.83	17,488.93	
2.2	Junta de Empalme	u	2	84.02	168.04	
2.3	Manguito de Reparación	u	1	16.34	16.34	
2.4	Amortiguadores	u	175	36.50	6,387.27	
3.0	CADENAS DE AISLADORES					37,976.79
3.1	Aisladores Cerámicos 120 kN	u	82	37.93	3,106.72	
	Juegos de Cadenas en Suspensión de 13 aisladores, constituido por :	Cjto.	6			
	Grillete recto	u	6	13.40	80.39	
	Adaptador Anillo Bola	u	6	24.77	148.62	
	Descargador tipo doble raqueta	u	6	40.12	240.71	
	Adaptador Rótula - Ojo alargado con base para alojar descargadores	u	6	23.24	139.42	
	Grapa de suspensión	u	6	44.02	264.11	
3.2	Aisladores Cerámicos 160 kN	u	617	43.05	26,581.35	
	Juegos de Cadenas en Anclaje de 14 aisladores, constituido por :	Cjto.	42			
	Grillete recto	u	42	12.58	528.53	
	Adaptador Anillo Bola	u	42	23.26	977.01	
	Descargador tipo doble raqueta	u	42	31.42	1,319.80	
	Adaptador Rótula - Ojo alargado con base para alojar descargadores	u	42	23.24	975.93	
	Grapa de anclaje	u	42	62.82	2,638.29	
	Adaptador Horquilla - Bola	u	42	23.24	975.93	
4.0	CABLE DE GUARDA DE A°G°					2,463.02
4.1	Cable de guarda de Acero Galvanizado EHS de 70 mm ²	km	1.40	1,048.67	1,468.64	
4.1.1	Ensamble de Anclaje, constituido por :	Cjto.	14			
	Grillete recto de A°G°	u	14	6.32	88.45	
	Grapa de anclaje	u	14	37.75	528.53	
	Conector de dos vías	u	14	5.69	79.68	
	Conector a tierra	u	14	5.06	70.91	
4.1.2	Amortiguadores	u	12	18.90	226.82	
5.0	CABLE DE GUARDA CON FIBRA OPTICA					14,633.07
5.1	Cable de Guarda con fibra Optica OPGW de 24 fibras, 108 mm ²	km	1.40	4,412.16	6,179.12	
5.2	Cable de Acometida, tramos de 250 m cada uno	u	2	1,500.00	3,000.00	
5.3	Cajas de Empalme, incluyendo ferretería de montaje	u	3	820.00	2,460.00	
5.4	Kit para torres en Angulo, constituido por :	Cjto.	14			
	Grillete recto de A°G°	u	14	6.32	88.48	
	Alargador ojo-horquilla	u	14	8.00	112.00	
	Sujetador y guardacabo	u	14	5.00	70.00	
	Conector de dos vías	u	7	6.38	44.66	
	Conector a tierra	u	7	3.83	26.81	
5.6	Kit para torres Terminales	Cjto.	2	300.00	600.00	
5.7	Kit para Pórticos de Llegada	Cjto.	2	300.00	600.00	
5.8	Dispositivos OFD	u	2	690.00	1,380.00	
5.9	Amortiguadores	u	12	6.00	72.00	
6.0	PUESTA A TIERRA					753.84
6.1	Conductor de Copperweld de 70 mm ²	km	0.140	4,563.87	638.94	
6.2	Conector conductor - estructura	u	30	3.83	114.90	
TOTAL SUMINISTROS Y TRANPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES LT 138 KV (US\$)						165,337.50

5.2 METRADO Y PRESUPUESTO DE MONTAJE ELECTROMECAÁNICO

ITEM	DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	Costo Unitario (US\$)	Costo Total por Item (US\$)	Costo Sub Totales (US\$)
I	OBRAS CIVILES					
1.0	MOVILIZACION Y DESMOVILIZACION DE EQUIPOS Y MATERIALES	Global	1	10,503.45	10,503.00	10,503.00
2.0	OBRAS PRELIMINARES Y PROVISIONALES					17,076.00
2.1	Construcciones Provisionales	Global	1	11,838.66	11,839.00	
2.2	Operación de Campamentos	Global	1	5,236.64	5,237.00	
3.0	TRABAJOS PRELIMINARES					2,107.00
3.1	Replanteo Topográfico	km	1.27	466.23	594.00	
3.2	Estudio de Geología y Geotecnia Superficial	u	2	756.62	1,513.00	
4.0	CAMINOS DE ACCESO					2,580.00
4.1	Mejoramiento de Caminos existentes (Rehabilitación)	km	1	1,613.63	1,614.00	
4.2	Caminos de Herradura (a = 1,50 m)	km	1	966.43	966.00	
5.0	EXCAVACIONES					15,371.00
5.1	Excavación en pozo, hasta h ≤ 3,00 m	m ³	568.08	26.26	14,918.00	
5.2	Excavación en zanja, hasta h ≤ 1,00 m	m ³	31.44	14.41	453.00	
6.0	RELLENO Y ELIMINACION					8,437.00
6.1	Relleno con material propio para cimentaciones o zanjas	m ³	485.96	11.70	5,684.00	
6.2	Relleno con material de préstamo para zanjas	m ³	31.44	25.59	805.00	
6.3	Eliminación de material excedente a 30 m	m ³	121.34	16.05	1,948.00	
7.0	ENCOFRADO, CONCRETO Y ACERO					27,097.00
7.1	Encofrado y desencofrado para fundaciones	m ²	150.40	18.81	2,829.00	
7.2	Concreto para solados de fundaciones fc = 100 kg/cm ²	m ³	8.62	59.17	510.00	
7.3	Concreto fc = 210 kg / mm ² para fundaciones	m ³	106.32	92.21	9,804.00	
7.4	Acero de refuerzo fy = 4 200 kg / cm ² para fundaciones	kg	9,505.04	1.47	13,954.00	
	TOTAL PARTE I					83,171.00
1.0	Estructuras Metálicas Tipo Celosía					25,683.00
1.1	Torre Tipo A35	u	1	2,808.61	2,809.00	
1.2	Stubs para torres tipo A35	u	4	149.08	596.00	
1.3	Torre Tipo A35-3	u	4	2,471.44	9,886.00	
1.4	Stubs para torres tipo A35 - 3	u	16	149.08	2,385.00	
1.5	Torre Tipo T90	u	2	3,213.77	6,428.00	
1.6	Stubs para torres tipo T90	u	8	186.35	1,491.00	
1.7	Placas de numeración, peligro e identificación de fases	u	7	69.18	484.00	
1.8	Dispositivos de antiescalamiento a las estructuras	u	7	229.09	1,604.00	
2.0	CONDUCTOR ACTIVO Y ACCESORIOS					8,113.00
2.1	Conductor de AAC de 304 mm ² de sección	km	4.01	2,022.88	8,113.00	
3.0	CADENAS DE AISLADORES					2,803.00
3.1	Juegos de Cadenas en Suspensión de 13 aisladores	Cjto.	6	40.62	244.00	
3.2	Juegos de Cadenas en Anclaje de 14 aisladores	Cjto.	42	60.93	2,559.00	
4.0	CABLE DE GUARDA DE A°G°					1,555.00
4.1	Cable de guarda de Acero Galvanizado EHS de 70 mm ²	km	1.40	927.93	1,300.00	
4.2	Ensamble de Anclaje	Cjto.	14	18.20	255.00	
5.0	CABLE DE GUARDA CON FIBRA OPTICA					9,471.00
5.1	Cable de Guarda con fibra Optica OPGW de 24 fibras, 108 mm ²	km	1.40	968.99	1,357.00	
5.2	Cajas de Empalme, incluyendo ferretería de montaje	u	3	626.20	1,879.00	
5.3	Kit para torres en Angulo	Cjto.	14	313.10	4,383.00	
5.4	Kit para torres Terminales	Cjto.	2	313.10	626.00	
5.5	Kit para Pórticos de Llegada	Cjto.	2	313.10	626.00	
5.6	Dispositivos OFD	u	2	300.00	600.00	
6.0	PUESTA A TIERRA					567.00
6.1	Conductor de Copperweld de 70 mm ²	km	0.131	723.73	95.00	
6.2	Medición de Resistividad y Resistencia de P.A.T.	u	7	22.80	160.00	
6.3	Conector conductor - estructura	u	28	11.15	312.00	
7.0	INSPECCION, CONEXIÓN Y PRUEBAS DE LA LINEA					37,925.00
7.1	Ingeniería de Detalle	Global	1	21,856.00	21,856.00	
7.2	Inspección y Pruebas	Global	1	5,237.00	5,237.00	
7.3	Conexión y Puesta en Servicio	Global	1	1,980.00	1,980.00	
7.4	Operación Experimental	Global	1	8,852.00	8,852.00	
	TOTAL PARTE II					86,117.00
	COSTO TOTAL DE LAS OO.CC. Y MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE LA L.T. 138 KV (US\$)					169,288.00

5.3 CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE OBRA

"DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV PARA ALIMENTAR LA SUBESTACIÓN PLANTA DE OXIDOS 1 EN LA REGIÓN DE PASCO"
CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE OBRA



CONCLUSIONES

1. La práctica de una buena comunicación efectiva con las áreas involucradas del campamento minero facilitó en la selección del trazo de ruta óptimo para el desarrollo del proyecto.
2. Para realizar el Diseño de la Línea de transmisión en 138KV se tomó en cuenta dos criterios, económico y técnico.
3. Es necesario realizar un análisis económico para la selección del Conductor AAAC considerando los costos de inversión, costos por pérdidas Joule y Costos por efecto corona.
4. Es importante considerar para el cálculo mecánico de las estructuras las cargas transversales de la misma estructura.
5. Puedo concluir que el Diseño de la Línea de transmisión en 138KV para alimentar la Subestación Planta Óxidos I en la Región Pasco es confiable y económico.

RECOMENDACIONES

1. Es indispensable desarrollar el proyecto con los lineamientos de gestión del PMBOK.
2. Antes de iniciar los trabajos de campo se deben tener aprobado por el Campamento minero los procedimientos de trabajo y la Matriz IPERC.
3. Adelantar la Procura de los equipos críticos para no impactar en el la culminación de la ejecución del proyecto.
4. Realizar un análisis de riesgos del presupuesto de las variaciones por escalamiento y contingencia.

BIBLIOGRAFÍA

1. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, del año 1997 – Perú.
2. Código Nacional de Electricidad Suministro, del año 2011.
3. Manual de “Diseño de Líneas de Transmisión Aéreas a Altas Tensiones”- Ing. Hernan Untiveros.
4. Análisis de Sistemas de Potencia- John Grainger y Willian Stevenson del año 1996
5. RUS 1724-E200 Rural Utilities Service, del año 2009 – USA.
6. NESC National Electrical Safety Code, del año 1997 –USA.

ANEXOS

ANEXO 1 Valores del Conductor AAAC

Cabos de Alumínio Liga 6201

Cabos de alumínio liga 6201 - CAL - Dados técnicos
AAAC - All Aluminium Alloy Conductor

• Formações normais

Bitola (MCM)	Seção transversal (mm ²)	Formação do condutor		Diâmetro nominal condutor (mm)	Peso nominal (kg/km)	Carga de ruptura (kgf)	Resistência elétrica máxima (ohm/km)		Raio médio geométrico (m)	Reatância		Ampacidade (A)
		Nº de fios	Diâmetro (mm)				CC 20°C	CA-60 Hz 75°C		Indutiva (ohm/km)	Capacitiva (Mohm.km)	
63,36	33,6	7	2,474	7,42	92,3	1090	0,9955	1,1869	0,00269	0,4462	0,2672	165
105,6	53,5	7	3,119	9,36	146,8	1733	0,6263	0,7457	0,00339	0,4288	0,2561	215
133,1	67,5	7	3,503	10,51	185,1	2093	0,4966	0,5916	0,00381	0,4200	0,2506	275
167,8	85,0	7	3,932	11,80	233,2	2638	0,3941	0,4698	0,00428	0,4113	0,2450	320
211,6	107,3	7	4,417	13,25	294,3	3329	0,3123	0,3722	0,00481	0,4025	0,2395	365
250,0	126,7	19	2,913	14,57	347,5	3976	0,2645	0,3157	0,00552	0,3921	0,2350	400
300,0	152,1	19	3,193	15,96	417,4	4775	0,2202	0,2628	0,00605	0,3852	0,2306	440
350,0	177,3	19	3,447	17,23	486,4	5330	0,1889	0,2256	0,00653	0,3794	0,2269	515
400,0	202,7	19	3,686	18,43	556,2	6094	0,1653	0,1976	0,00698	0,3744	0,2237	535
450,0	228,0	19	3,909	19,55	625,7	6855	0,1469	0,1759	0,00740	0,3700	0,2209	670
500,0	253,3	19	4,120	20,60	695,0	7614	0,1323	0,1585	0,00780	0,3660	0,2184	635
550,0	278,6	37	3,096	21,67	764,4	8557	0,1202	0,1442	0,00832	0,3612	0,2160	655
600,0	303,8	37	3,233	22,63	833,6	9332	0,1103	0,1324	0,00869	0,3579	0,2139	710
650,0	329,1	37	3,366	23,56	903,1	9682	0,1018	0,1224	0,00904	0,3549	0,2120	725
700,0	354,5	37	3,493	24,45	972,6	10427	0,0945	0,1137	0,00939	0,3521	0,2102	745
750,0	380,2	37	3,617	25,32	1043,1	11183	0,0881	0,1063	0,00972	0,3494	0,2086	800
800,0	405,1	37	3,734	26,14	1111,6	11917	0,0827	0,0994	0,01003	0,3470	0,2071	785
900,0	456,3	37	3,962	27,74	1251,9	13421	0,0734	0,0889	0,01065	0,3426	0,2042	880
1000,0	506,7	37	4,176	29,23	1390,3	14905	0,0661	0,0802	0,01122	0,3386	0,2017	980

Nota:

Condições para cálculo da Ampacidade:

Temperatura do condutor = 75 °C,

Temperatura ambiente = 25 °C,

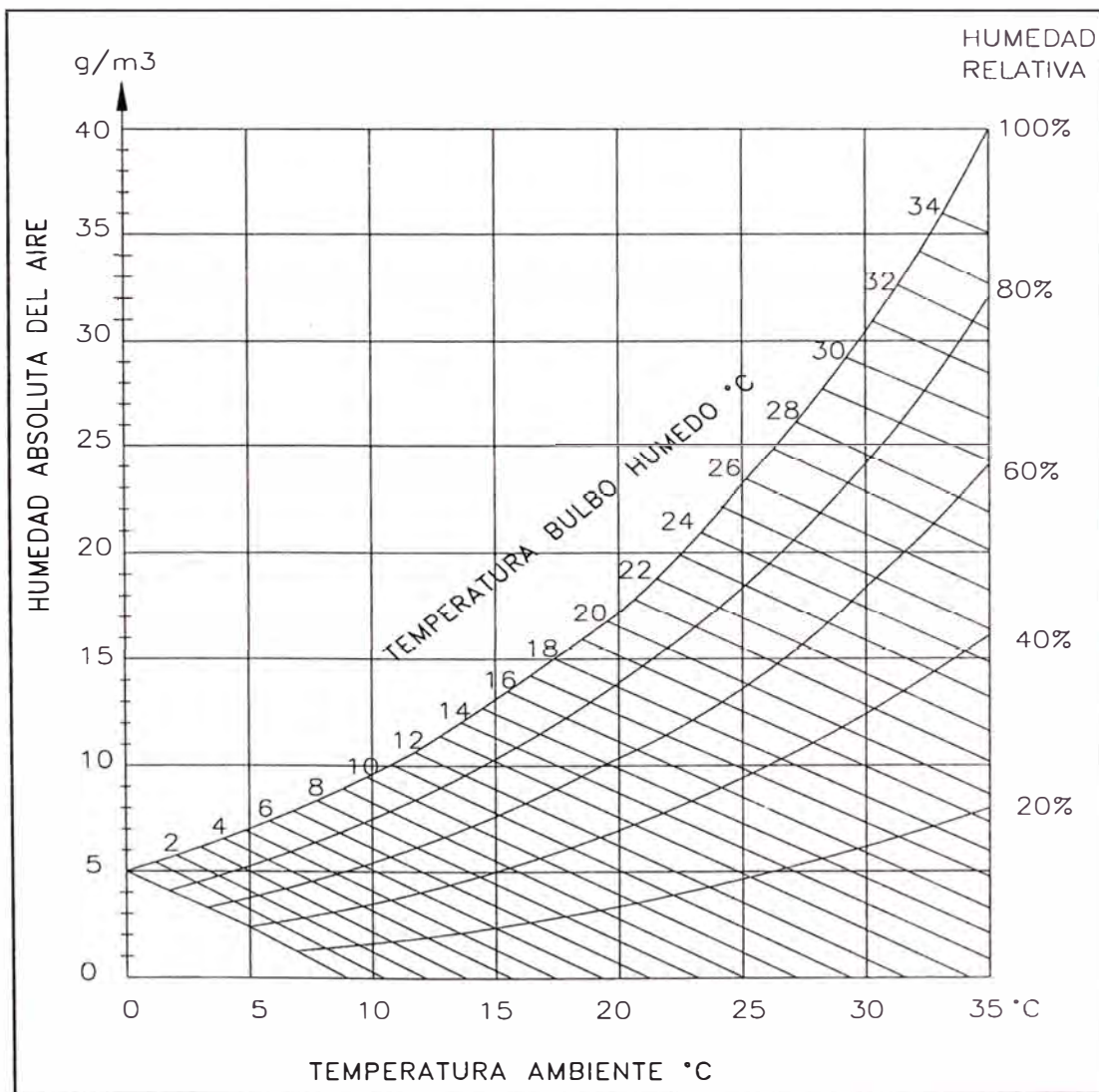
Velocidade do vento = 0,61 m/s, com sol.

ANEXO 2 Precio en Barras en Subestaciones

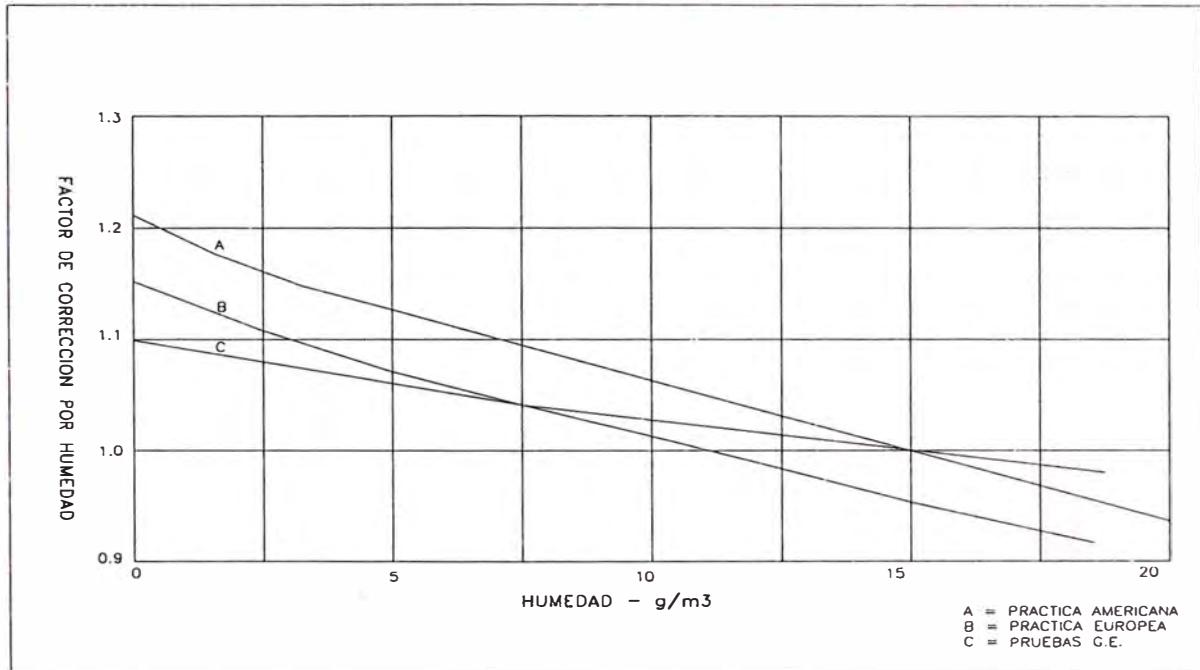
PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE ACTUALIZACIÓN AL 4 DE MAYO DE 2011

	TENSIÓN KV	PPM	PEMP	PEMF	PCSPT	CPSE	PPB	PEBP	PEBF	Potencia S/AKW-mes	Energía ctm. S/AKW.h	Promedio ctm. S/AKW.h
		S/AKW-mes	ctm. S/AKW.h	ctm. S/AKW.h	S/AKW-mes	ctm. S/AKW.h						
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL												
Zorritos	220	17.03	10.58	10.35	7.02		24.05	10.58	10.35	24.05	10.40	14.58
Talara	220	17.03	10.54	10.32	7.02		24.05	10.54	10.32	24.05	10.36	14.55
Piura Oeste	220	17.03	11.39	10.81	7.02		24.05	11.39	10.81	24.05	10.93	15.11
Chiclayo Oeste	220	17.03	11.06	10.53	7.02		24.05	11.06	10.53	24.05	10.64	14.82
Carhuaquero	220	17.03	10.89	10.41	7.02		24.05	10.89	10.41	24.05	10.51	14.69
Carhuaquero	138	17.03	10.89	10.41	7.02		24.05	10.89	10.41	24.05	10.51	14.69
Cúervo	138	17.03	10.89	10.41	7.02		24.05	10.89	10.41	24.05	10.51	14.69
Jaen	138	17.03	10.91	10.42	7.02		24.05	10.91	10.42	24.05	10.52	14.71
Guadalupe	220	17.03	10.89	10.39	7.02		24.05	10.89	10.39	24.05	10.49	14.68
Guadalupe	60	17.03	10.94	10.42	7.02		24.05	10.94	10.42	24.05	10.52	14.71
Cajamarca	220	17.03	10.59	10.14	7.02		24.05	10.59	10.14	24.05	10.23	14.42
Trujillo Norte	220	17.03	10.62	10.15	7.02		24.05	10.62	10.15	24.05	10.24	14.43
Chimbote 1	220	17.03	10.42	9.97	7.02		24.05	10.42	9.97	24.05	10.06	14.25
Chimbote 1	138	17.03	10.42	9.97	7.02		24.05	10.42	9.97	24.05	10.06	14.25
Paramonga Nueva	220	17.03	10.05	9.64	7.02		24.05	10.05	9.64	24.05	9.72	13.91
Paramonga Nueva	138	17.03	10.04	9.64	7.02		24.05	10.04	9.64	24.05	9.72	13.91
Paramonga Existente	138	17.03	10.03	9.64	7.02		24.05	10.03	9.64	24.05	9.72	13.91
Huacho	220	17.03	9.97	9.56	7.02		24.05	9.97	9.56	24.05	9.64	13.83
Zapallal	220	17.03	9.77	9.39	7.02		24.05	9.77	9.39	24.05	9.47	13.65
Ventanilla	220	17.03	9.83	9.38	7.02		24.05	9.83	9.38	24.05	9.47	13.66
Lima	220	17.03	9.80	9.39	7.02		24.05	9.80	9.39	24.05	9.47	13.66
Cariera	220	17.03	9.63	9.29	7.02		24.05	9.63	9.29	24.05	9.36	13.55
Chica	220	17.03	9.53	9.20	7.02		24.05	9.53	9.20	24.05	9.27	13.45
Independencia	220	17.03	9.71	9.38	7.02		24.05	9.71	9.38	24.05	9.45	13.63
Ica	220	17.03	9.78	9.45	7.02		24.05	9.78	9.45	24.05	9.52	13.70
Marcona	220	17.03	10.00	9.63	7.02		24.05	10.00	9.63	24.05	9.70	13.89
Manlaro	220	17.03	9.58	9.19	7.02		24.05	9.58	9.19	24.05	9.27	13.46
Huayucachi	220	17.03	9.65	9.26	7.02		24.05	9.65	9.26	24.05	9.34	13.53
Pachachaca	220	17.03	9.65	9.27	7.02		24.05	9.65	9.27	24.05	9.35	13.53
Huancaveica	220	17.03	9.62	9.26	7.02		24.05	9.62	9.26	24.05	9.33	13.52
Callahuanka	220	17.03	9.71	9.32	7.02		24.05	9.71	9.32	24.05	9.40	13.59
Cajamarquilla	220	17.03	9.80	9.40	7.02		24.05	9.80	9.40	24.05	9.48	13.67
Hualanca	138	17.03	10.10	9.70	7.02		24.05	10.10	9.70	24.05	9.78	13.97
Vizcarra	220	17.03	9.95	9.57	7.02		24.05	9.95	9.57	24.05	9.65	13.83
Tingo Maria	220	17.03	9.97	9.55	7.02		24.05	9.97	9.55	24.05	9.63	13.82
Aguaytia	220	17.03	9.85	9.51	7.02		24.05	9.85	9.51	24.05	9.58	13.77
Aguaytia	138	17.03	9.89	9.54	7.02		24.05	9.89	9.54	24.05	9.61	13.80
Aguaytia	22.9	17.03	9.87	9.52	7.02		24.05	9.87	9.52	24.05	9.59	13.78
Pucallpa	138	17.03	10.17	9.75	7.02		24.05	10.17	9.75	24.05	9.83	14.02
Pucallpa	60	17.03	10.19	9.76	7.02	1.61	24.05	11.60	11.37	24.05	11.45	15.64
Aucayacu	138	17.03	10.20	9.81	7.02		24.05	10.20	9.81	24.05	9.89	14.08
Tocache	138	17.03	10.51	10.00	7.02		24.05	10.51	10.00	24.05	10.10	14.29
Tingo Maria	138	17.03	10.07	9.72	7.02		24.05	10.07	9.72	24.05	9.79	13.98
Huánuco	138	17.03	9.91	9.58	7.02		24.05	9.91	9.58	24.05	9.65	13.93
Paragsha II	138	17.03	9.72	9.39	7.02		24.05	9.72	9.39	24.05	9.46	13.64
Paragsha	220	17.03	9.75	9.40	7.02		24.05	9.75	9.40	24.05	9.47	13.66
Yauli	138	17.03	9.61	9.26	7.02		24.05	9.61	9.26	24.05	9.33	13.52
Yuncay	138	17.03	9.61	9.26	7.02		24.05	9.61	9.26	24.05	9.33	13.52
Yuncay	220	17.03	9.85	9.29	7.02		24.05	9.85	9.29	24.05	9.36	13.55
Oroya Nueva	220	17.03	9.68	9.31	7.02		24.05	9.68	9.31	24.05	9.39	13.57
Oroya Nueva	138	17.03	9.84	9.47	7.02		24.05	9.84	9.47	24.05	9.54	13.73
Oroya Nueva	50	17.03	9.77	9.39	7.02		24.05	9.77	9.39	24.05	9.47	13.65
Carhuamay	138	17.03	9.85	9.39	7.02		24.05	9.85	9.39	24.05	9.48	13.67
Carhuamay Nueva	220	17.03	9.71	9.34	7.02		24.05	9.71	9.34	24.05	9.41	13.60
Caripa	138	17.03	9.90	9.55	7.02		24.05	9.90	9.55	24.05	9.62	13.81
Desierto	220	17.03	9.65	9.32	7.02		24.05	9.65	9.32	24.05	9.39	13.57
Condorocha	138	17.03	9.92	9.58	7.02		24.05	9.92	9.58	24.05	9.65	13.84
Condorocha	44	17.03	9.92	9.58	7.02		24.05	9.92	9.58	24.05	9.65	13.84
Machupicchu	138	17.03	10.59	9.63	7.02		24.05	10.58	9.63	24.05	9.82	14.01
Cachimayo	138	17.03	10.94	9.97	7.02		24.05	10.94	9.97	24.05	10.16	14.35
Cusco	138	17.03	10.96	9.98	7.02		24.05	10.96	9.98	24.05	10.18	14.36
Cumbapata	138	17.03	11.02	10.14	7.02		24.05	11.02	10.14	24.05	10.32	14.50
Tirilaya	138	17.03	11.08	10.33	7.02		24.05	11.08	10.33	24.05	10.48	14.87
Ayaviri	138	17.03	10.88	10.16	7.02		24.05	10.88	10.16	24.05	10.30	14.49
Azángaro	138	17.03	10.75	10.04	7.02		24.05	10.75	10.04	24.05	10.18	14.37
San Gaban	138	17.03	10.83	10.09	7.02		24.05	10.83	10.09	24.05	10.24	14.43
Mazuco	138	17.03	10.91	10.14	7.02		24.05	10.91	10.14	24.05	10.29	14.48
Puerto Maldonado	138	17.03	11.09	10.26	7.02		24.05	11.09	10.26	24.05	10.43	14.61
Jutaca	138	17.03	11.01	10.31	7.02		24.05	11.01	10.31	24.05	10.45	14.64
Puno	138	17.03	11.05	10.41	7.02		24.05	11.05	10.41	24.05	10.54	14.73
Puno	220	17.03	11.04	10.41	7.02		24.05	11.04	10.41	24.05	10.54	14.72
Callali	138	17.03	10.96	10.33	7.02		24.05	10.96	10.33	24.05	10.46	14.84
Santuario	138	17.03	10.82	10.25	7.02		24.05	10.82	10.25	24.05	10.36	14.55
Arequipa	138	17.03	10.87	10.29	7.02		24.05	10.87	10.29	24.05	10.41	14.59
Socabaya	220	17.03	10.86	10.29	7.02		24.05	10.86	10.29	24.05	10.40	14.59
Cerro Verde	138	17.03	10.90	10.32	7.02		24.05	10.90	10.32	24.05	10.44	14.62
Repartición	138	17.03	10.94	10.34	7.02		24.05	10.94	10.34	24.05	10.46	14.65
Mollendo	138	17.03	10.97	10.36	7.02		24.05	10.97	10.36	24.05	10.48	14.67
Montalvo	220	17.03	11.03	10.44	7.02		24.05	11.03	10.44	24.05	10.56	14.75
Montalvo	138	17.03	11.04	10.45	7.02		24.05	11.04	10.45	24.05	10.57	14.76
Jio ELP	138	17.03	10.99	10.60	7.02		24.05	10.99	10.60	24.05	10.68	14.87
Botifaca	138	17.03	11.09	10.51	7.02		24.05	11.09	10.51	24.05	10.63	14.81
Toquepala	138	17.03	11.11	10.56	7.02		24.05	11.11	10.56	24.05	10.67	14.86
Artola	138	17.03	11.03	10.98	7.02		24.05	11.03	10.53	24.05	10.63	14.82
Aricota	66	17.03	10.99	10.52	7.02	0.43	24.05	11.42	10.95	24.05	11.04	15.23
Tacna (Los Héroes)	220	17.03	11.11	10.48	7.02		24.05	11.11	10.48	24.05	10.61	14.79
Tacna (Los Héroes)	66	17.03	11.19	10.51	7.02	0.43	24.05	11.62	10.94	24.05	11.07	15.26
SISTEMAS AISLADOS												
Adinela	MT	17.75										

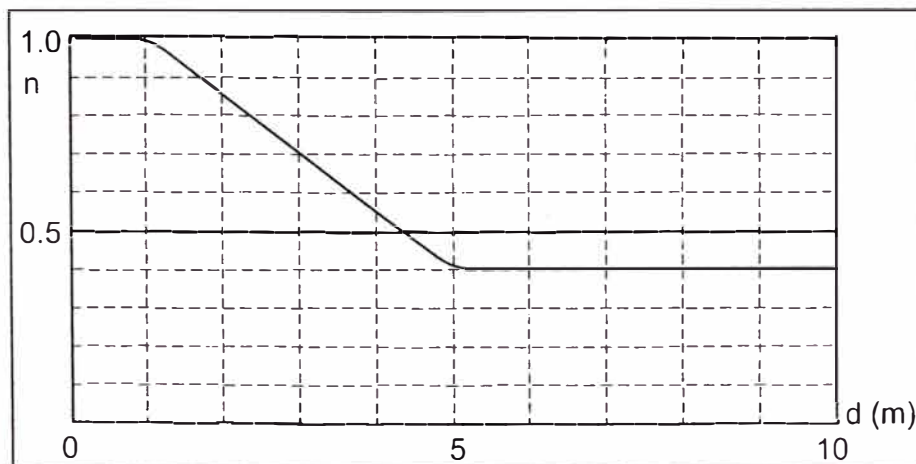
ANEXO 3 Humedad Absoluta – Humedad Relativa



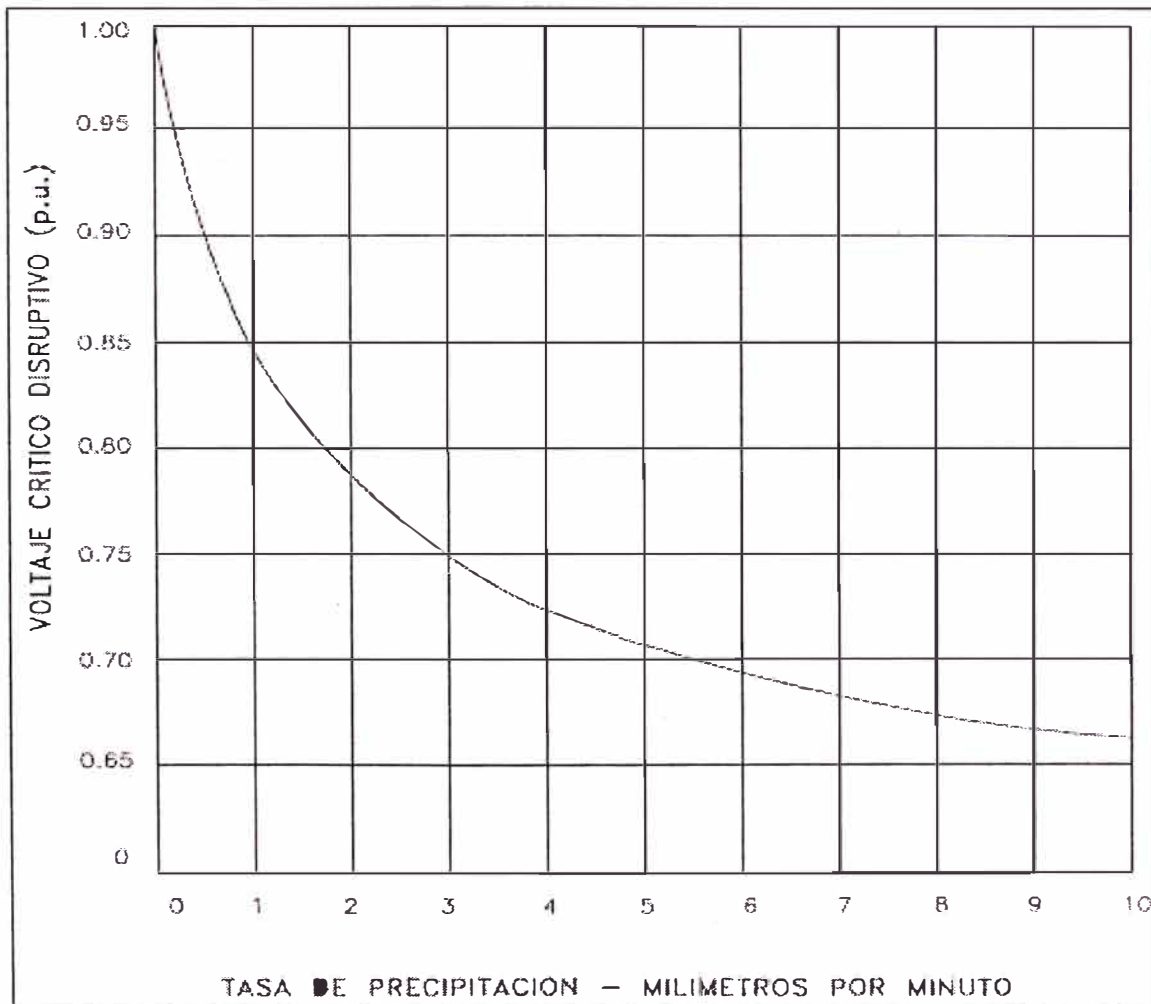
ANEXO 4 Factor de Corrección por Humedad



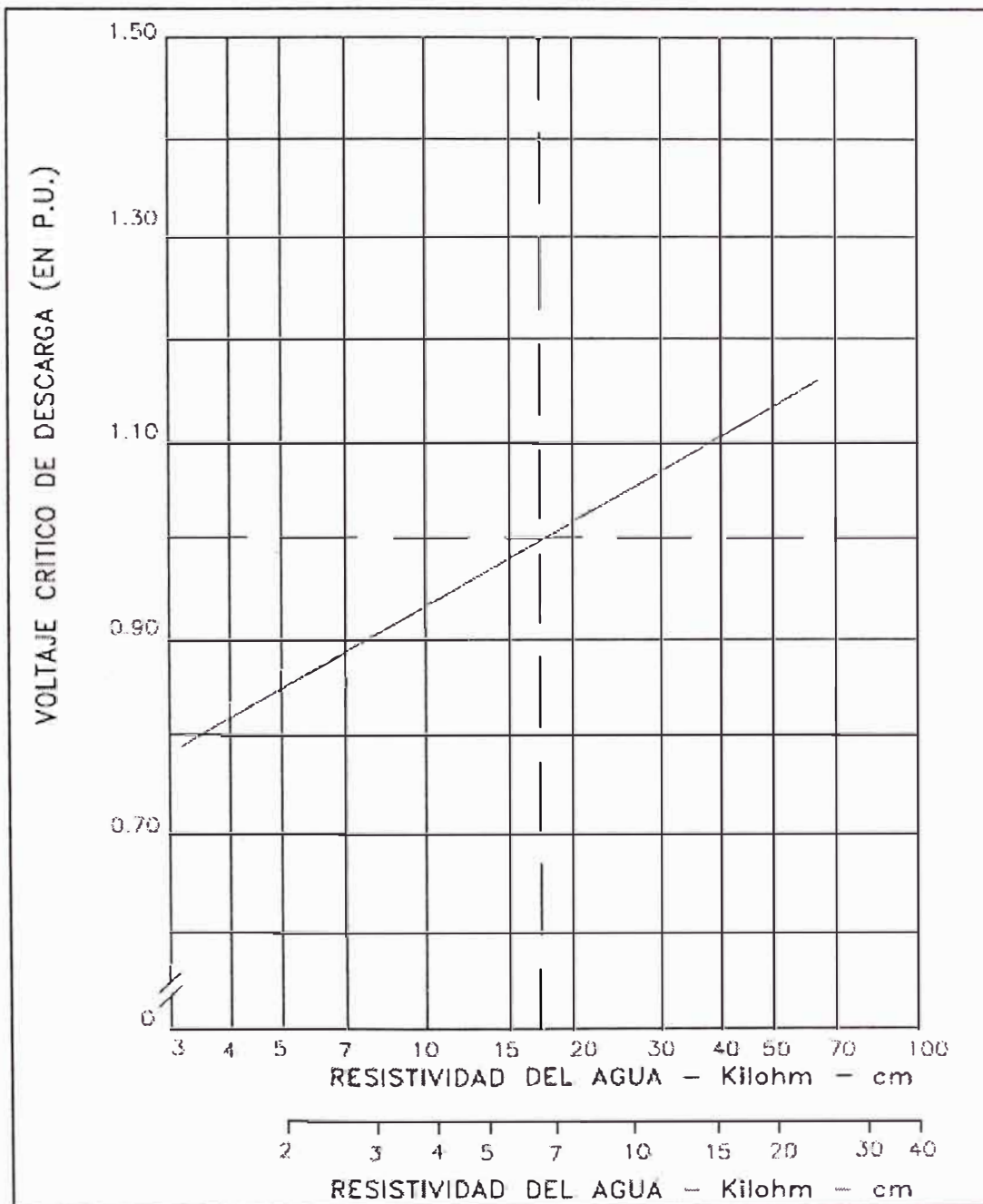
ANEXO 5 Factor de Corrección Exponencial



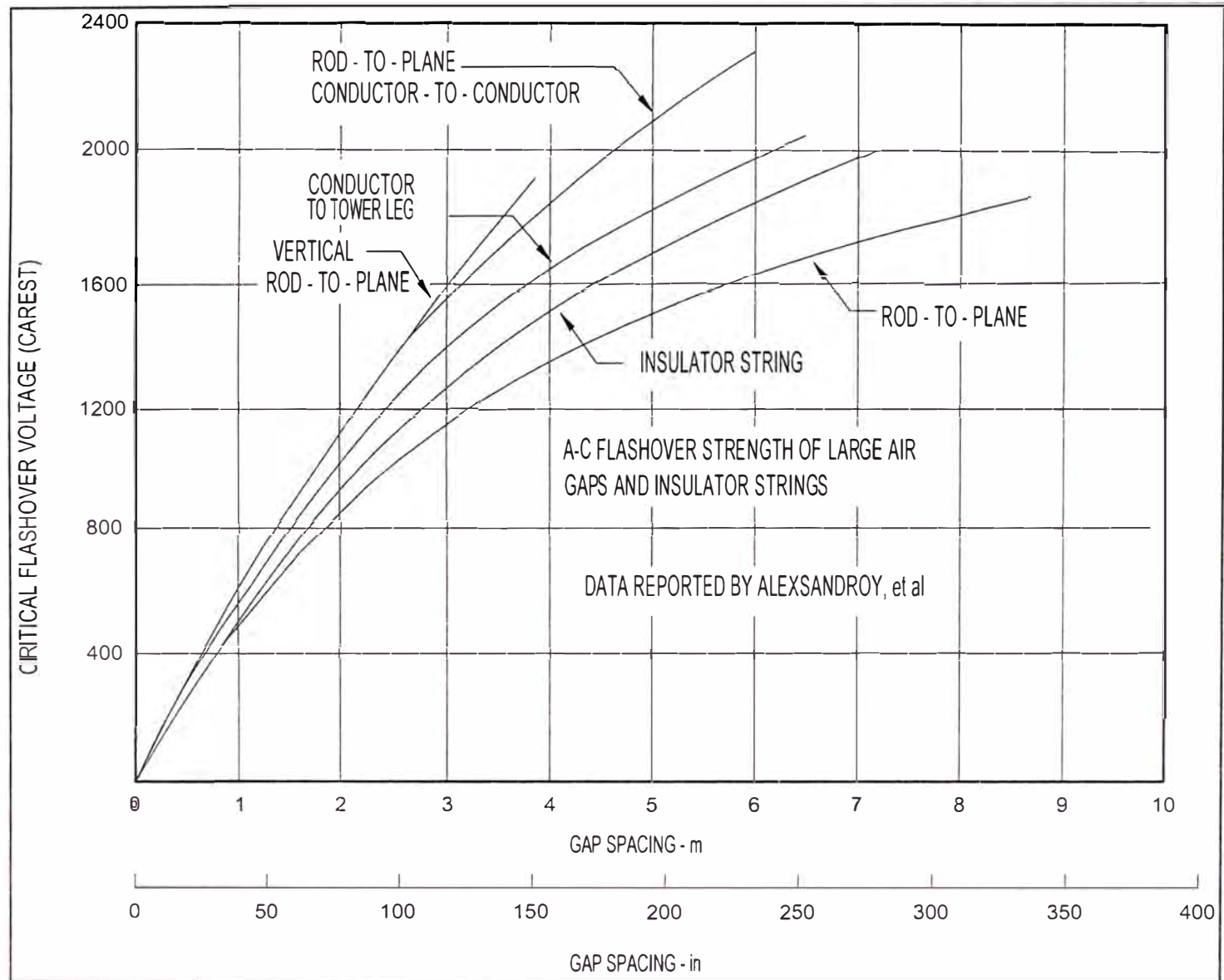
ANEXO 6 Factor de Corrección por Tasa de Precipitación



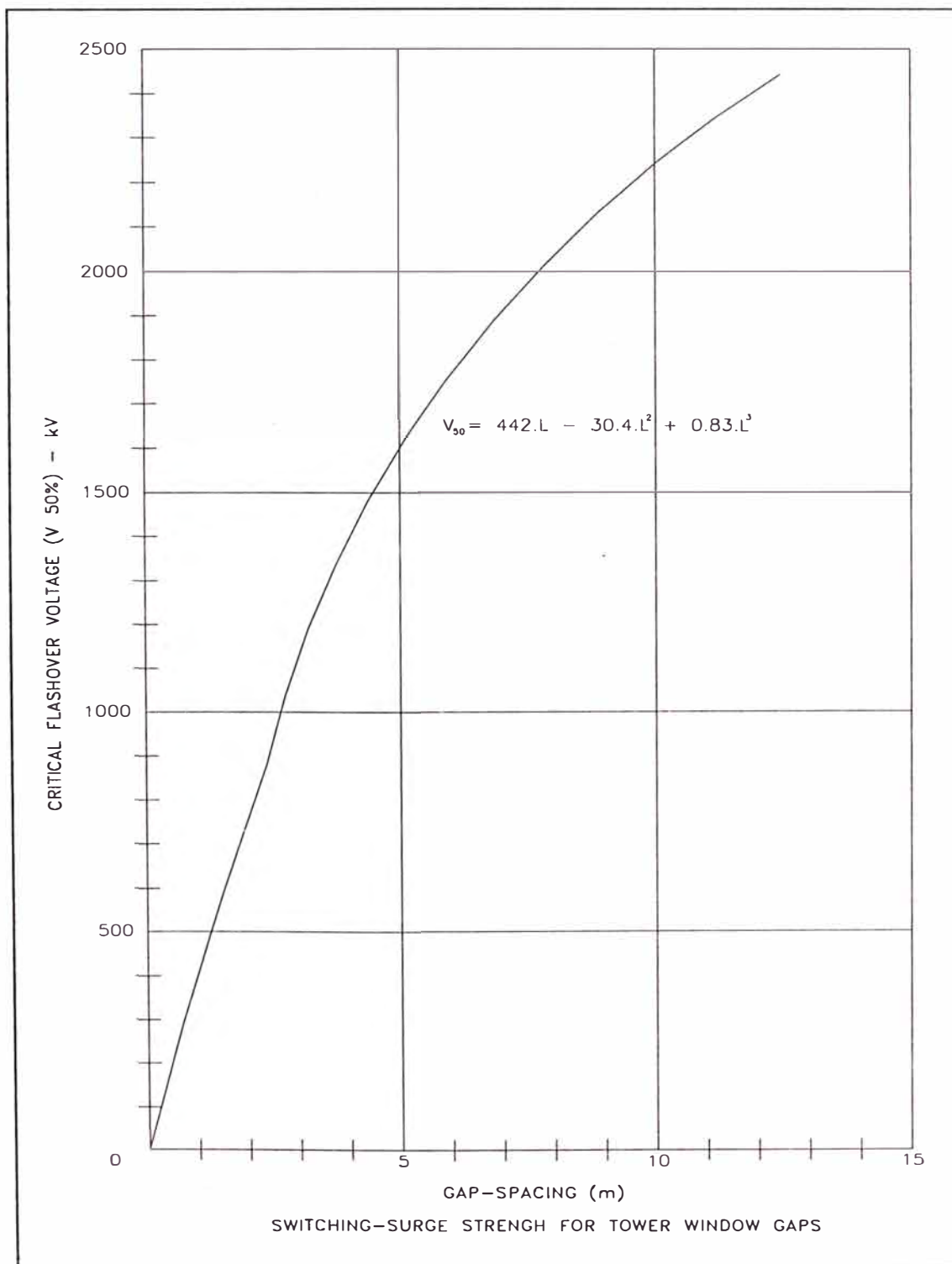
ANEXO 7 Factor de Corrección por Resistividad del Agua



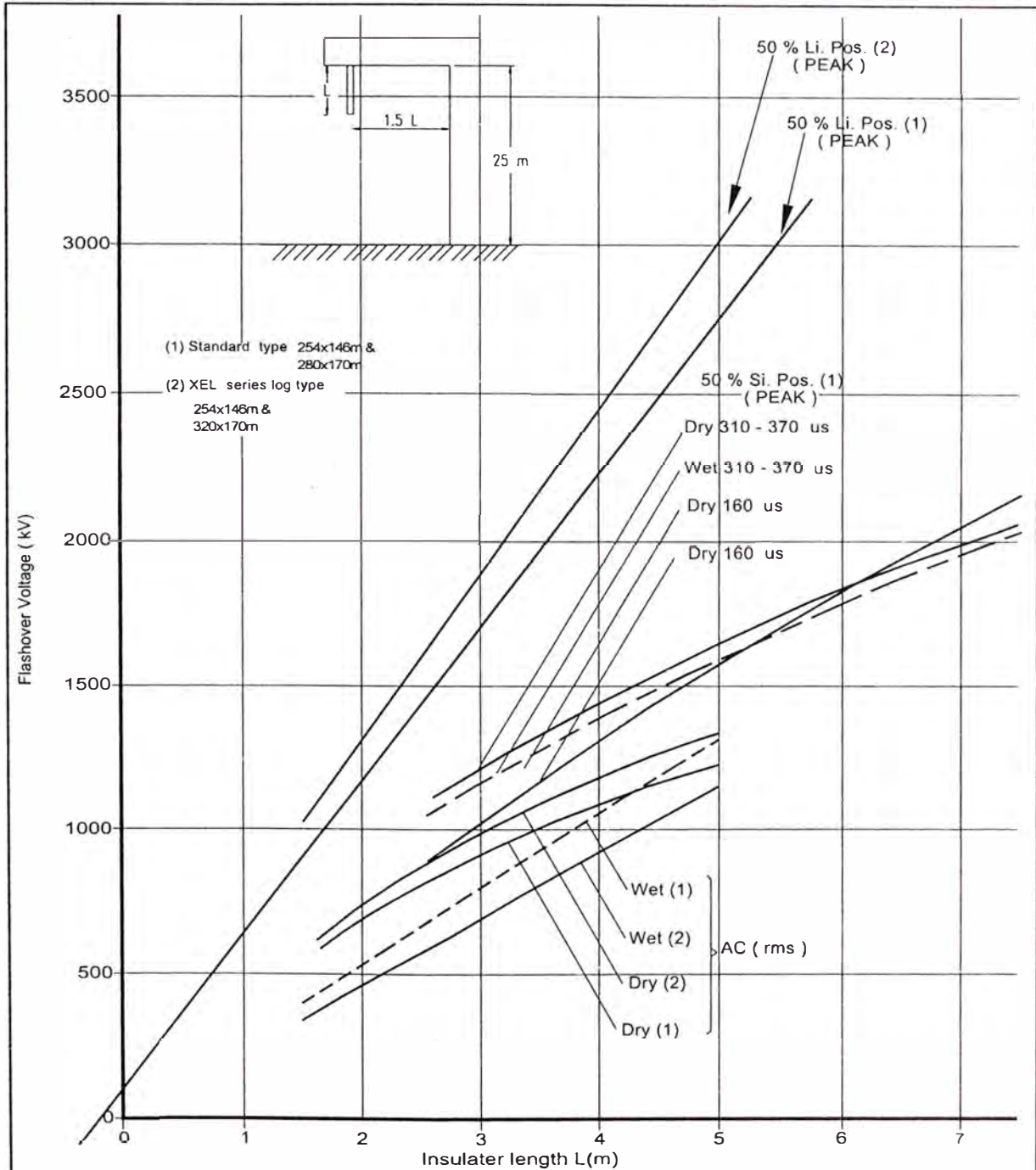
ANEXO 8 AC-Flashover Strength of large Air Gaps and Insulator Strings



ANEXO 9 AC-Flashover Strength of large Air Gaps and Insulator Strings



ANEXO 10 Flashover Characteristics of disc Insulator Strings



ANEXO 11 Cuadro de valores Aisladores

Flashover Characteristics

based on the test procedures of ANSI C29.1

SUSPENSION INSULATOR STRING WITHOUT ARCING HORN

Disc Dia. x Spacing	No. of Units	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
		6" x 5 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	60	120	175	225	275	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Wet/kV	30			55	80	105	130	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV		100	200	300	385	460	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	Negative/kV		100	180	275	355	435	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
7 1/2" x 5 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	65	130	190	245	295	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
		Wet/kV	35	65	95	130	165	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	115	225	310	390	465	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		Negative/kV	115	215	305	375	455	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
10" x 5"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	80	145	200	250	300	345	390	440	485	530	575	615	660	700	745	785	825	865	905	945	985	1,025	1,065	1,105	1,145
		Wet/kV	50	85	125	160	200	235	270	305	340	380	415	450	485	520	555	585	615	650	680	715	745	775	805	835	865
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	125	250	335	420	490	555	645	720	790	865	935	1,000	1,075	1,145	1,220	1,290	1,365	1,435	1,510	1,580	1,650	1,720	1,790	1,860	1,930
		Negative/kV	130	240	325	395	465	535	605	680	760	835	905	985	1,060	1,140	1,210	1,290	1,365	1,435	1,510	1,585	1,660	1,735	1,810	1,885	1,960
10" x 5 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	80	155	215	270	325	380	435	485	540	590	640	690	735	785	830	875	920	965	1,010	1,055	1,100	1,145	1,190	1,235	1,280
		Wet/kV	60	80	130	170	215	255	295	335	375	415	455	490	525	565	600	635	670	705	740	775	810	845	880	915	950
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	125	255	355	440	525	610	695	780	860	945	1,025	1,105	1,185	1,265	1,345	1,425	1,505	1,585	1,665	1,745	1,825	1,905	1,985	2,065	2,145
		Negative/kV	130	255	345	415	495	585	670	760	845	930	1,015	1,105	1,190	1,275	1,360	1,440	1,530	1,615	1,700	1,785	1,870	1,955	2,040	2,125	2,210
11" x 6 1/4"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	85	165	220	275	330	385	435	490	540	595	645	695	745	790	840	890	935	980	1,025	1,070	1,115	1,160	1,205	1,250	1,290
		Wet/kV	52	85	120	150	200	240	280	320	360	400	440	475	510	545	580	615	650	685	720	750	785	815	850	880	915
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	135	255	360	450	540	630	720	810	900	990	1,075	1,160	1,245	1,330	1,415	1,500	1,585	1,670	1,755	1,840	1,925	2,010	2,095	2,180	2,260
		Negative/kV	140	255	345	425	515	610	700	790	880	970	1,060	1,150	1,240	1,330	1,420	1,510	1,605	1,700	1,795	1,890	1,985	2,080	2,175	2,270	2,365
12 1/2" x 7 1/4"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	95	180	260	335	400	485	530	595	660	720	780	840	895	950	1,005	1,060	1,115	1,170	1,225	1,280	1,335	1,390	1,445	1,500	
		Wet/kV	65	100	145	180	235	280	325	370	415	460	510	555	595	635	675	720	760	800	840	880	920	960	995	1,030	1,065
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	145	270	400	495	590	685	775	870	965	1,060	1,155	1,250	1,350	1,445	1,530	1,630	1,725	1,820	1,915	2,010	2,100	2,190	2,280	2,370	2,460
		Negative/kV	150	255	380	465	560	650	740	840	935	1,030	1,130	1,230	1,330	1,430	1,530	1,630	1,730	1,830	1,930	2,030	2,125	2,220	2,315	2,410	2,500
10" x 5 1/2" FOG TYPE	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	100	180	220	275	335	390	440	490	540	590	635	680	730	775	820	865	910	955	1,000	1,040	1,080	1,125	1,165	1,185	1,220
		Wet/kV	60	95	130	185	200	235	270	305	335	385	395	425	455	480	505	530	565	590	605	625	645	665	685	705	720
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	150	270	380	475	570	665	760	835	920	1,005	1,090	1,175	1,260	1,345	1,430	1,515	1,600	1,685	1,770	1,850	1,930	2,010	2,090	2,170	2,250
		Negative/kV	160	260	355	435	520	605	690	775	860	950	1,040	1,130	1,220	1,310	1,400	1,490	1,585	1,670	1,755	1,840	1,925	2,010	2,095	2,180	2,265
11 1/2" x 6 1/4" FOG TYPE	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	100	170	240	300	360	420	475	530	585	640	690	740	780	840	885	930	975	1,020	1,065	1,110	1,155	1,195	1,235	1,270	1,305
		Wet/kV	60	105	145	185	225	265	305	345	380	415	450	485	520	555	590	620	650	680	705	730	750	770	785	800	815
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	160	280	405	500	605	710	810	905	1,000	1,095	1,185	1,275	1,365	1,455	1,545	1,635	1,725	1,815	1,905	1,995	2,085	2,175	2,265	2,355	2,445
		Negative/kV	170	280	380	480	580	675	760	855	950	1,045	1,140	1,235	1,330	1,425	1,520	1,615	1,710	1,805	1,900	1,995	2,090	2,185	2,280	2,370	2,460
12 1/2" x 7" FOG TYPE	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	110	175	240	300	360	420	475	535	595	650	695	745	795	845	895	940	990	1,040	1,090	1,135	1,175	1,220	1,260	1,305	1,345
		Wet/kV	65	125	180	195	235	275	310	345	385	420	455	495	535	570	605	635	665	695	725	755	780	805	830	850	870
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	160	280	390	490	595	710	820	930	1,040	1,140	1,235	1,330	1,425	1,515	1,610	1,725	1,825	1,930	2,030	2,130	2,230	2,330	2,430	2,530	2,630
		Negative/kV	170	245	355	465	580	690	800	910	1,020	1,130	1,225	1,315	1,410	1,500	1,600	1,705	1,815	1,925	2,025	2,130	2,240	2,340	2,440	2,540	2,640

ANEXO 12 Cálculo de diagrama de cargas de las Estructuras.

CARGAS DE ESTRUCTURA A35																				
HIPOTESIS		CABLES DE GUARDA						CONDUCTORES AAAC												DIRECCION DE VIENTO Y ESPESOR HIELO
Nº	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	V5	T5	L5	V	T	L	
A	VIENTO MAXIMO TRANSV. PV = 46,04 kg/m ²	572	2092	126	576	2301	187	1178	3351	-281	1178	3351	-281	1178	3351	-281	1178	3351	-281	Transversal PV = 46,04 kg/m ²
B	VIENTO MAXIMO TRANSV. PV = 46,04 kg/m ² . ARRANQUE	-98	2092	126	-99	2301	187	240	3351	-281	240	3351	-281	240	3351	-281	240	3351	-281	Transversal PV = 46,04 kg/m ²
C	CONDICION DE HIELO E = 12,5 mm	2902	2952	1254	3088	3025	1290	5056	3840	1510	5056	3840	1510	5056	3840	1510	5056	3840	1510	PV = 0,00 kg/m ² Manguito Hielo, E = 12,5 mm
D	CONDICION DE HIELO Y VIENTO MEDIO	1287	2336	768	1382	2442	827	2459	3204	963	2459	3204	963	2459	3204	963	2459	3204	963	PV = 11,15 kg/m ² Manguito Hielo, E = 12 mm
E	ROTURA CONDUCTOR FASE SUPERIOR	572	1322	192	576	1333	287	878	833	2772	1178	1667	0	1178	1667	0	1178	1667	0	PV = 0,00 kg/m ² Condición EDS Final
F	ROTURA DE CONDUCTOR FASE INTERMEDIA	572	1322	192	576	1333	287	1178	1667	0	878	833	2772	1178	1667	0	1178	1667	0	PV = 0,00 kg/m ² Condición EDS Final
G	ROTURA DE CONDUCTOR FASE INFERIOR	572	1322	192	576	1333	287	1178	1667	0	1178	1667	0	878	833	2772	1178	1667	0	PV = 0,00 kg/m ² Condición EDS Final
H	ROTURA DE CABLE DE GUARDA DE Ac.Co.	357	661	2198	576	1333	287	1178	1667	0	1178	1667	0	1178	1667	0	1178	1667	0	PV = 0,00 kg/m ² Condición EDS Final
I	ROTURA DE CABLE DE GUARDA OPGW	572	1322	192	360	667	2217	1178	1667	0	1178	1667	0	1178	1667	0	1178	1667	0	PV = 0,00 kg/m ² Condición EDS Final
J	MONTAJE DE CABLES DE GUARDA	1857	69	228	1824	67	222	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	PV = 0,00 kg/m ² Condición EDS Inicial
K	MONTAJE DE CONDUCTORES	572	1372	192	576	1333	287	2670	83	139	2670	83	139	2670	83	139	2670	83	139	PV = 0,00 kg/m ² Condición EDS Inicial

CARGAS DE ESTRUCTURA T90

HIPOTESIS		CABLES DE GUARDA						CONDUCTORES AAAC												DIRECCION DE VIENTO Y ESPESOR HELO	
N°	CONDICION	V1	T1	L1	V2	T2	L2	V3	T3	L3	V4	T4	L4	V5	T5	L5	V	T	L		
A	VIENTO MAXIMO TRANSV. PV = 46.04 kg/m²	393	2206	2758	396	2393	2928	928	3906	3832	928	3906	3832	928	3906	3832	928	3906	3832	Transversal PV = 46.04 kg/m²	
B	CONDICION DE HELO E = 15 mm	1947	7882	5573	2071	8080	5713	3513	10172	7193	3513	10172	7193	3513	10172	7193	3513	10172	7193	PV = 0.00 kg/m² Manguito Hielo, E = 15 mm	
C	CONDICION DE HELO Y VIENTO MEDIO	870	5223	3693	933	5423	3835	1900	7240	4941	1900	7240	4941	1900	7240	4941	1900	7240	4941	PV = 11.15 kg/m² Manguito Hielo, E = 8 mm	
D	CARGA LONGITUDINAL CONDS. Y C. DE G. TIRO UN SOLO LADO	250	1554	2198	252	1568	2217	728	1960	2772	728	1960	2772	728	1960	2772	728	1960	2772	PV = 0.00 kg/m² Condición EDS Final	
E	MONTAJE DE CABLES DE GUARDA	1304	161	2281	1278	157	2217	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	PV = 0.00 kg/m² Condición EDS Inicial	
F	MONTAJE DE CONDUCTORES	393	3225	0	396	3136	0	2483	98	2772	2483	98	2772	2483	98	2772	2483	98	2772	PV = 0.00 kg/m² Condición EDS Inicial	

CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES

CONDUCTOR DE FASE

Tipo	CONDUCTOR AAAC			
Sección	cm ²	3.04	mm ²	304
Diámetro	m	0.02263	mm	22.63
Peso unitario	daN/m	0.818	kg/m	0.834
Módulo de elasticidad inicial	daN/cm ²	558979.05	kg/mm ²	5700.00
Módulo de elasticidad final	daN/cm ²	612915.625	kg/mm ²	6250.00
Coefficiente de dilatación térmica	1/C ²	0.000023	1/C ²	0.000023
Tracción de ruptura	daN	9151.89	kg	9332.00

CABLES DE GUARDA

Tipo	ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm ²			
Sección	cm ²	0.7458	mm ²	74.58
Diámetro	m	0.01111	mm	11.11
Peso unitario	daN/m	0.6067	kg/m	0.595
Módulo de elasticidad	daN/cm ²	19368.3	kg/mm ²	18993.80
Coefficiente de dilatación térmica	1/C ²	0.0000115	1/C ²	0.0000115
Tracción de ruptura	daN	9460.00	kg	9277.09

Tipo	FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm ²			
Sección	cm ²	1.08	mm ²	108
Diámetro	m	0.014	mm	14.00
Peso unitario	daN/m	0.612	kg/m	0.600
Módulo de elasticidad inicial	daN/cm ²	12237	kg/mm ²	12000.00
Módulo de elasticidad final	daN/cm ²	12236.59	kg/mm ²	12000.00
Coefficiente de dilatación térmica	1/C ²	0.000016	1/C ²	0.000016
Tracción de ruptura	daN	9789.28	kg	9600.00

RESULTADO DE LAS HIPÓTESIS

FACTORES DE SOBRECARGA (según CHE - Suministro)					
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Viento	Tensión del alambre	
Factor de sobrecarga vertical	1.50		En general		
Factor de sobrecarga longitudinal	1.10	1.65	En general	En amarres	
		Conductor	Acero Galv.	OPGW	
Porcentaje en EDS condición final (vanos hasta 400 m)	%	18	14.9	14.8	
Tiro EDS unitario condición final	kg/mm ²	5.526	17.882	12.442	
Tiro EDS condición final	kg	1678.76	1332.18	1343.76	
Porcentaje en EDS condición final, vano flojo	%	5	2	3	
Tiro EDS unitario condición final, vano flojo	kg/mm ²	1.535	2.488	2.867	
Tiro EDS condición final, vano flojo	kg	486.60	185.54	198.88	
TIRO MAXIMO VIENTO TRANSVERSAL TEMP. = 0° C; PV = 48 KG/M2 TENSADO EDS	kg	2085.44	1575.88	1631.88	Vano = 25 m
	kg	2106.72	1582.59	1642.68	Vano = 50 m
	kg	2137.12	1593.77	1659.96	Vano = 75 m
	kg	2173.60	1607.94	1681.56	Vano = 100 m
	kg	2213.12	1623.61	1704.24	Vano = 125 m
	kg	2249.60	1639.27	1728.00	Vano = 150 m
	kg	2286.08	1655.68	1751.76	Vano = 175 m
	kg	2322.56	1671.34	1774.44	Vano = 200 m
	kg	2352.96	1686.25	1797.12	Vano = 225 m
	kg	2383.36	1699.68	1817.64	Vano = 250 m
	kg	2410.72	1712.36	1837.08	Vano = 275 m
	kg	2432.00	1724.29	1855.44	Vano = 300 m
	kg	2453.28	1736.22	1872.72	Vano = 325 m
kg	2474.56	1745.17	1887.84	Vano = 350 m	
HIELO PV = 0.00 kg/m ² , TEMP. = -5 °C, E = 25 mm DE HIELO TENSADO EDS	kg	2410.72	1777.99	1842.48	Vano = 25 m
	kg	2693.44	2012.91	2075.76	Vano = 50 m
	kg	3003.52	2270.22	2333.88	Vano = 75 m
	kg	3310.56	2518.57	2584.44	Vano = 100 m
	kg	3599.36	2753.49	2823.12	Vano = 125 m
	kg	3869.92	2975.00	3048.84	Vano = 150 m
	kg	4122.24	3183.82	3261.60	Vano = 175 m
	kg	4359.36	3377.73	3462.48	Vano = 200 m
	kg	4578.24	3561.20	3651.48	Vano = 225 m
	kg	4784.96	3734.97	3830.76	Vano = 250 m
	kg	4979.52	3898.30	4000.32	Vano = 275 m
	kg	5161.92	4052.68	4161.24	Vano = 300 m
	kg	5332.16	4199.60	4313.52	Vano = 325 m
kg	5490.24	4338.32	4458.24	Vano = 350 m	
VIENTO + HIELO PV = 11.2 kg/m ² , TEMP. = -5 °C, E = 12 mm DE HIELO TENSADO EDS 20%	kg	2304.32	1684.76	1752.84	Vano = 25 m
	kg	2374.24	1740.70	1809.00	Vano = 50 m
	kg	2474.56	1817.51	1886.76	Vano = 75 m
	kg	2580.96	1903.28	1975.32	Vano = 100 m
	kg	2690.40	1991.29	2064.96	Vano = 125 m
	kg	2796.80	2077.05	2154.60	Vano = 150 m
	kg	2900.16	2159.84	2242.08	Vano = 175 m
	kg	2994.40	2238.15	2324.16	Vano = 200 m
	kg	3082.56	2311.98	2401.92	Vano = 225 m
	kg	3164.64	2380.59	2476.44	Vano = 250 m
	kg	3240.64	2445.48	2545.56	Vano = 275 m
	kg	3307.52	2505.14	2610.36	Vano = 300 m
	kg	3371.36	2561.08	2670.84	Vano = 325 m
kg	3429.12	2612.54	2727.00	Vano = 350 m	

CALCULO DE DIAGRAMA DE CARGAS - ESTRUCTURA A35

ESTRUCTURA A35

Vano medio (m)	400	400
Vano peso (m)	600	600
Vano máximo (m)	600	600
Angulo (°)	35	2
Vano peso negativo (m)	-150	-150

HIPOTESIS A
 VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL
 PRESION DE VIENTO: 46.04 kg/m²

PRESTACIONES

Vano medio (m)	400	400
Vano peso (m)	600	600
Vano máximo (m)	600	600
Angulo (°)	35	2
Vano peso negativo (m)	-150	-150

HIPOTESIS A
 VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL
 PRESION DE VIENTO: 46.04 kg/m²

CONDUCTOR AAAC		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento conductor	46.04	kg/m ²
Presión de viento aisladores	46.04	kg/m ²
Tiro máximo viento transversal (300m)	2249.60	kg
Tiro máximo viento transversal (400m)	2322.56	kg
Área de cadena de anclaje	0.6696	m ²
Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg
Peso de la cadena de orientación	67.00	kg

CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Debido al viento sobre el conductor	416.75	416.53
Debido al viento sobre cadena aisladores	30.83	30.83
Debido al ángulo topográfico	1352.94	81.07
Carga Total Incluyendo FS	3351.3	1252.4

CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Peso del conductor	580.16	508.16
Peso de cadena de aisladores anclaje	218.00	218.00
Peso de cadena de orientación	67.00	67.00
Carga Total Incluyendo FS	785.16	785.16

CARGAS LONGITUDINALES L		
	-280.90	-280.90

ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	46.04	kg/m ²
Tiro máximo viento transversal (300m)	1839.27	kg
Tiro máximo viento transversal (400m)	1671.34	kg
Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	12.00	kg

CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Debido al viento sobre el c. de guarda	185.18	204.54
Debido al ángulo topográfico	955.83	58.34
Carga Total Incluyendo FS	2091.9	607.6

CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Peso de cable de guarda	357.00	357.00
Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	24.00	24.00
Carga Total Incluyendo FS	381.00	381.00

CARGAS LONGITUDINALES L		
	125.52	125.52

FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	46.04	kg/m ²
Tiro máximo viento transversal (300m)	1728.00	kg
Tiro máximo viento transversal (400m)	1774.44	kg
Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	12.00	kg

CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Debido al viento sobre el c. de guarda	234.51	257.75
Debido al ángulo topográfico	1038.24	51.94
Carga Total Incluyendo FS	2301.0	745.6

CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Peso de cable de guarda	360.10	360.10
Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	24.00	24.00
Carga Total Incluyendo FS	384.10	384.10

CARGAS LONGITUDINALES L		
	187.11	187.11

HIPOTESIS B
 VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL
 PRESION DE VIENTO: 46.04 kg/m²
 CONDICION DE ARRANQUE

HIPOTESIS B		
VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL		
PRESION DE VIENTO: 46.04 kg/m ²		
CONDICION DE ARRANQUE		
CONDUCTOR AAAC		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento conductor	46.04	kg/m ²
Presión de viento aisladores	46.04	kg/m ²
Tiro máximo viento transversal (300m)	2249.60	kg
Tiro máximo viento transversal (400m)	2322.56	kg
Área de cadena de anclaje	0.6696	m ²
Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg
Peso de la cadena de orientación	67.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Debido al viento sobre el conductor	416.75	416.63
Debido al viento sobre cadena aisladores	30.83	30.83
Debido al ángulo topográfico	1352.94	61.07
Carga Total incluyendo FS	3351.3	1252.4
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Peso del conductor	-125.04	-125.04
Peso de cadena de aisladores anclaje	218.00	218.00
Peso de cadena de orientación	67.00	67.00
Carga Total incluyendo FS	239.9	239.9
CARGAS LONGITUDINALES L	-280.90	-280.90
HIPOTESIS C:		
CONDICION DE SOLO HIELO		
MANGUITO DE HIELO, E = 25 mm		
PV = 0.00 KG/M2		

ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	46.04	kg/m ²
Tiro máximo viento transversal (300m)	1639.27	kg
Tiro máximo viento transversal (400m)	1671.34	kg
Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	12.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Debido al viento sobre el c. de guarda	126.10	204.54
Debido al ángulo topográfico	985.88	56.34
Carga Total incluyendo FS	2091.9	607.6
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Peso de cable de guarda	-85.25	-85.25
Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	24.00	24.00
Carga Total incluyendo FS	-65.25	-65.25
CARGAS LONGITUDINALES L	125.52	125.52

FIBRA OPTICA OPGW - 106 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	46.04	kg/m ²
Tiro máximo viento transversal (300m)	1728.00	kg
Tiro máximo viento transversal (400m)	1774.44	kg
Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	12.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Debido al viento sobre el c. de guarda	234.51	257.75
Debido al ángulo topográfico	1039.24	61.94
Carga Total incluyendo FS	2301.0	746.6
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Peso de cable de guarda	-90.03	-90.03
Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	24.00	24.00
Carga Total incluyendo FS	-66.03	-66.03
CARGAS LONGITUDINALES L	167.11	167.11

HIPOTESIS C : CONDICION DE SOLO HIELO MANGUITO DE HIELO, E = 25 mm PV = 0,00 KG/M2	CONDUCTOR AAAC			ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm2			FIBRA OPTICA OPGW - 100 mm2		
	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
	Factor de sobrecarga vertical	1.50		Factor de sobrecarga vertical	1.50		Factor de sobrecarga vertical	1.50	
	Factor de sobrecarga longitudinal	1.65		Factor de sobrecarga longitudinal	1.65		Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
	Presión de viento conductor	0.00	kg/m ²	Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m ²	Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m ²
	Presión de viento aisladores	0.00	kg/m ²						
	Tiro condición de hielo e = 25 mm (300m)	3689.92	kg	Tiro condición de hielo e = 25 mm (300m)	2975.00	kg	Tiro condición de hielo e = 25 mm (300m)	3048.84	kg
	Tiro condición de hielo e = 25 mm (400m)	4359.36	kg	Tiro condición de hielo e = 25 mm (400m)	3277.73	kg	Tiro condición de hielo e = 25 mm (400m)	3462.48	kg
	Área de cadena de anclaje	0.6696	m ²	Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	12.00	kg	Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	12.00	kg
	Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg						
Espesor de manguito de hielo máximo	12.50	mm							
Peso de la cadena de orientación	67.00	kg							
CARGAS TRANSVERSALES T			CARGAS TRANSVERSALES T			CARGAS TRANSVERSALES T			
Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		
Ángulo topográfico	35	2	Ángulo topográfico	35	2	Ángulo topográfico	35	2	
Debido al viento sobre el conductor	0.00	0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00	
Debido al viento sobre cadena aisladores	0.00	0.00	Debido al ángulo topográfico	1789.20	117.90	Debido al ángulo topográfico	1833.61	120.86	
Debido al ángulo topográfico	2327.41	152.16							
Carga Total Incluyendo FS	3840.2	251.1	Carga Total Incluyendo FS	2952.2	194.5	Carga Total Incluyendo FS	3025.5	199.4	
CARGAS VERTICALES V			CARGAS VERTICALES V			CARGAS VERTICALES V			
Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		
Ángulo topográfico	35	2	Ángulo topográfico	35	2	Ángulo topográfico	35	2	
Peso del conductor	3085.91	3085.91	Peso de cable de guarda	1910.60	1910.60	Peso de cable de guarda	2034.94	2034.94	
Peso de cadena de aisladores anclaje	218.00	218.00	Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	24.00	24.00	Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	24.00	24.00	
Peso de cadena de orientación	67.00	67.00							
Carga Total Incluyendo FS	3370.91	3370.91	Carga Total Incluyendo FS	1934.60	1934.60	Carga Total Incluyendo FS	2058.94	2058.94	
	5056.4	5056.4		2901.9	2901.9		3088.4	3088.4	
CARGAS LONGITUDINALES L			CARGAS LONGITUDINALES L			CARGAS LONGITUDINALES L			
	1509.82	1509.82		1253.95	1253.95		1290.17	1290.17	

HIPOTESIS D:
CONDICION DE HIELO Y VIENTO MEDIO
MANGUITO DE HIELO, E = 12 mm
PV = 11,15 KG/M2

CONDICION DE HIELO Y VIENTO MEDIO		
MANGUITO DE HIELO, E = 8 mm		
PV = 11,15 kg/m ²		
CONDUCTOR AAAC		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento conductor	11.15	kg/m ²
Presión de viento aisladores	11.15	kg/m ²
Tiro condición de hielo e = 12 mm (300m)	2796.80	kg
Tiro condición de hielo e = 12 mm (400m)	2994.40	kg
Área de cadena de anclaje	0.6696	m ²
Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg
Espesor de manguito de hielo	8.00	mm
Peso de la cadena de orientación	67.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Debido al viento sobre el conductor	156.71	172.24
Debido al viento sobre cadena aisladores	14.93	14.93
Debido al ángulo topográfico	1662.03	104.52
Carga Total incluyendo FS	3204.5	640.4
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Peso del conductor	1254.15	1354.15
Peso de cadena de aisladores anclaje	218.00	218.00
Peso de cadena de orientación	67.00	67.00
Carga Total incluyendo FS	1639.15	1639.15
2456.7	2456.7	
CARGAS LONGITUDINALES L		
	963.07	963.07

CONDICION DE HIELO Y VIENTO MEDIO		
MANGUITO DE HIELO, E = 8 mm		
PV = 11,15 kg/m ²		
ACERO GALVAHIZADO EHS 70 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	11.15	kg/m ²
Tiro condición de hielo e = 12 mm (300m)	2077.05	kg
Tiro condición de hielo e = 12 mm (400m)	2238.15	kg
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Debido al viento sobre el c. de guarda	109.98	120.87
Debido al ángulo topográfico	1249.16	78.12
Carga Total incluyendo FS	2336.1	431.1
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Peso de cable de guarda	834.26	834.26
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	24.00	24.00
Carga Total incluyendo FS	858.26	858.26
1267.4	1267.4	
CARGAS LONGITUDINALES L		
	787.56	787.56

CONDICION DE HIELO Y VIENTO MEDIO		
MANGUITO DE HIELO, E = 8 mm		
PV = 11,15 kg/m ²		
FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	11.15	kg/m ²
Tiro condición de hielo e = 12 mm (300m)	2154.60	kg
Tiro condición de hielo e = 12 mm (400m)	2324.16	kg
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Debido al viento sobre el c. de guarda	121.70	133.76
Debido al ángulo topográfico	1295.80	81.12
Carga Total incluyendo FS	2442.3	468.3
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Peso de cable de guarda	897.04	897.04
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	24.00	24.00
Carga Total incluyendo FS	921.04	921.04
1381.6	1381.6	
CARGAS LONGITUDINALES L		
	826.85	826.85

HIPOTESIS E, F y G ROTURA DE CONDUCTOR DE LA FASE SUPERIOR, INFERIOR IZQUIERDA E INFERIOR DERECHA ALTERHADAMENTE (UNO POR VEZ) CONDICION EDS FINAL CONDUCTOR ROTO	HIPOTESIS E, F y G ROTURA DE CONDUCTOR DE LA FASE SUPERIOR, INFERIOR IZQUIERDA E INFERIOR DERECHA ALTERHADAMENTE (UNO POR VEZ) CONDICION EDS FINAL CONDUCTOR ROTO																																																																	
<p>HIPOTESIS E, F y G ROTURA DE CONDUCTOR DE LA FASE SUPERIOR, INFERIOR IZQUIERDA E INFERIOR DERECHA ALTERHADAMENTE (UNO POR VEZ) CONDICION EDS FINAL CONDUCTOR ROTO</p>	<p>CONDUCTOR AAAC</p> <table border="1"> <tr><td>Factor de sobrecarga transversal</td><td>2.50</td><td>1.65</td></tr> <tr><td>Factor de sobrecarga vertical</td><td>1.50</td><td></td></tr> <tr><td>Factor de sobrecarga longitudinal</td><td>1.65</td><td></td></tr> <tr><td>Presión de viento conductor</td><td>0.00</td><td>kg/m²</td></tr> <tr><td>Presión de viento aisladores</td><td>0.00</td><td>kg/m²</td></tr> <tr><td>Tiro condición EDS final</td><td>1679.76</td><td>kg</td></tr> <tr><td>Área de cadena de anclaje</td><td>0.6417</td><td>m²</td></tr> <tr><td>Peso de la cadena de anclaje</td><td>109.00</td><td>kg</td></tr> <tr><td>Peso de la cadena de orientación</td><td>67.00</td><td>kg</td></tr> </table>	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Factor de sobrecarga vertical	1.50		Factor de sobrecarga longitudinal	1.65		Presión de viento conductor	0.00	kg/m²	Presión de viento aisladores	0.00	kg/m²	Tiro condición EDS final	1679.76	kg	Área de cadena de anclaje	0.6417	m²	Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg	Peso de la cadena de orientación	67.00	kg	<p>ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm2</p> <table border="1"> <tr><td>Factor de sobrecarga transversal</td><td>2.50</td><td>1.65</td></tr> <tr><td>Factor de sobrecarga vertical</td><td>1.50</td><td></td></tr> <tr><td>Factor de sobrecarga longitudinal</td><td>1.65</td><td></td></tr> <tr><td>Presión de viento sobre c. de guarda</td><td>0.00</td><td>kg/m²</td></tr> <tr><td>Tiro condición EDS final</td><td>1332.18</td><td>kg</td></tr> <tr><td>Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.</td><td>12.00</td><td>kg</td></tr> </table>	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Factor de sobrecarga vertical	1.50		Factor de sobrecarga longitudinal	1.65		Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m²	Tiro condición EDS final	1332.18	kg	Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg	<p>FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm2</p> <table border="1"> <tr><td>Factor de sobrecarga transversal</td><td>2.50</td><td>1.65</td></tr> <tr><td>Factor de sobrecarga vertical</td><td>1.50</td><td></td></tr> <tr><td>Factor de sobrecarga longitudinal</td><td>1.65</td><td></td></tr> <tr><td>Presión de viento sobre c. de guarda</td><td>0.00</td><td>kg/m²</td></tr> <tr><td>Tiro condición EDS final</td><td>1343.75</td><td>kg</td></tr> <tr><td>Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.</td><td>12.00</td><td>kg</td></tr> </table>	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Factor de sobrecarga vertical	1.50		Factor de sobrecarga longitudinal	1.65		Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m²	Tiro condición EDS final	1343.75	kg	Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65																																																																
Factor de sobrecarga vertical	1.50																																																																	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65																																																																	
Presión de viento conductor	0.00	kg/m²																																																																
Presión de viento aisladores	0.00	kg/m²																																																																
Tiro condición EDS final	1679.76	kg																																																																
Área de cadena de anclaje	0.6417	m²																																																																
Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg																																																																
Peso de la cadena de orientación	67.00	kg																																																																
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65																																																																
Factor de sobrecarga vertical	1.50																																																																	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65																																																																	
Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m²																																																																
Tiro condición EDS final	1332.18	kg																																																																
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg																																																																
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65																																																																
Factor de sobrecarga vertical	1.50																																																																	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65																																																																	
Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m²																																																																
Tiro condición EDS final	1343.75	kg																																																																
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg																																																																
	<p>CARGAS TRANSVERSALES T</p> <table border="1"> <tr><td>Dirección del viento</td><td colspan="2">transversal</td></tr> <tr><td>Angulo topográfico</td><td>35</td><td>2</td></tr> <tr><td>Debido al viento sobre el conductor</td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> <tr><td>Debido al viento sobre cadena aisladores</td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> <tr><td>Debido al ángulo topográfico</td><td>505.11</td><td>29.32</td></tr> <tr><td>Carga Total Incluyendo FS</td><td>833.4</td><td>48.4</td></tr> </table>	Dirección del viento	transversal		Angulo topográfico	35	2	Debido al viento sobre el conductor	0.00	0.00	Debido al viento sobre cadena aisladores	0.00	0.00	Debido al ángulo topográfico	505.11	29.32	Carga Total Incluyendo FS	833.4	48.4	<p>CARGAS TRANSVERSALES T</p> <table border="1"> <tr><td>Dirección del viento</td><td colspan="2">transversal</td></tr> <tr><td>Angulo topográfico</td><td>35</td><td>2</td></tr> <tr><td>Debido al viento sobre el c. de guarda</td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> <tr><td>Debido al ángulo topográfico</td><td>801.19</td><td>46.50</td></tr> <tr><td>Carga Total Incluyendo FS</td><td>1322.0</td><td>76.7</td></tr> </table>	Dirección del viento	transversal		Angulo topográfico	35	2	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00	Debido al ángulo topográfico	801.19	46.50	Carga Total Incluyendo FS	1322.0	76.7	<p>CARGAS TRANSVERSALES T</p> <table border="1"> <tr><td>Dirección del viento</td><td colspan="2">transversal</td></tr> <tr><td>Angulo topográfico</td><td>35</td><td>2</td></tr> <tr><td>Debido al viento sobre el c. de guarda</td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> <tr><td>Debido al ángulo topográfico</td><td>808.15</td><td>46.90</td></tr> <tr><td>Carga Total Incluyendo FS</td><td>1333.4</td><td>77.4</td></tr> </table>	Dirección del viento	transversal		Angulo topográfico	35	2	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00	Debido al ángulo topográfico	808.15	46.90	Carga Total Incluyendo FS	1333.4	77.4															
Dirección del viento	transversal																																																																	
Angulo topográfico	35	2																																																																
Debido al viento sobre el conductor	0.00	0.00																																																																
Debido al viento sobre cadena aisladores	0.00	0.00																																																																
Debido al ángulo topográfico	505.11	29.32																																																																
Carga Total Incluyendo FS	833.4	48.4																																																																
Dirección del viento	transversal																																																																	
Angulo topográfico	35	2																																																																
Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00																																																																
Debido al ángulo topográfico	801.19	46.50																																																																
Carga Total Incluyendo FS	1322.0	76.7																																																																
Dirección del viento	transversal																																																																	
Angulo topográfico	35	2																																																																
Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00																																																																
Debido al ángulo topográfico	808.15	46.90																																																																
Carga Total Incluyendo FS	1333.4	77.4																																																																
	<p>CARGAS VERTICALES V</p> <table border="1"> <tr><td>Dirección del viento</td><td colspan="2">transversal</td></tr> <tr><td>Angulo topográfico</td><td>35</td><td>2</td></tr> <tr><td>Peso del conductor</td><td>300.10</td><td>300.10</td></tr> <tr><td>Peso de cadena de aisladores anclaje</td><td>216.00</td><td>216.00</td></tr> <tr><td>Peso de cadena de orientación</td><td>67.00</td><td>67.00</td></tr> <tr><td>Carga Total Incluyendo FS</td><td>585.10</td><td>585.10</td></tr> <tr><td></td><td>877.6</td><td>877.6</td></tr> </table>	Dirección del viento	transversal		Angulo topográfico	35	2	Peso del conductor	300.10	300.10	Peso de cadena de aisladores anclaje	216.00	216.00	Peso de cadena de orientación	67.00	67.00	Carga Total Incluyendo FS	585.10	585.10		877.6	877.6	<p>CARGAS VERTICALES V</p> <table border="1"> <tr><td>Dirección del viento</td><td colspan="2">transversal</td></tr> <tr><td>Angulo topográfico</td><td>35</td><td>2</td></tr> <tr><td>Peso de cable de guarda</td><td>357.00</td><td>357.00</td></tr> <tr><td>Peso de herrajes</td><td>24.00</td><td>24.00</td></tr> <tr><td>Carga Total Incluyendo FS</td><td>381.00</td><td>381.00</td></tr> <tr><td></td><td>571.5</td><td>571.5</td></tr> </table>	Dirección del viento	transversal		Angulo topográfico	35	2	Peso de cable de guarda	357.00	357.00	Peso de herrajes	24.00	24.00	Carga Total Incluyendo FS	381.00	381.00		571.5	571.5	<p>CARGAS VERTICALES V</p> <table border="1"> <tr><td>Dirección del viento</td><td colspan="2">transversal</td></tr> <tr><td>Angulo topográfico</td><td>35</td><td>2</td></tr> <tr><td>Peso de cable de guarda</td><td>360.10</td><td>360.10</td></tr> <tr><td>Peso de herrajes</td><td>24.00</td><td>24.00</td></tr> <tr><td>Carga Total Incluyendo FS</td><td>384.10</td><td>384.10</td></tr> <tr><td></td><td>575.2</td><td>575.2</td></tr> </table>	Dirección del viento	transversal		Angulo topográfico	35	2	Peso de cable de guarda	360.10	360.10	Peso de herrajes	24.00	24.00	Carga Total Incluyendo FS	384.10	384.10		575.2	575.2						
Dirección del viento	transversal																																																																	
Angulo topográfico	35	2																																																																
Peso del conductor	300.10	300.10																																																																
Peso de cadena de aisladores anclaje	216.00	216.00																																																																
Peso de cadena de orientación	67.00	67.00																																																																
Carga Total Incluyendo FS	585.10	585.10																																																																
	877.6	877.6																																																																
Dirección del viento	transversal																																																																	
Angulo topográfico	35	2																																																																
Peso de cable de guarda	357.00	357.00																																																																
Peso de herrajes	24.00	24.00																																																																
Carga Total Incluyendo FS	381.00	381.00																																																																
	571.5	571.5																																																																
Dirección del viento	transversal																																																																	
Angulo topográfico	35	2																																																																
Peso de cable de guarda	360.10	360.10																																																																
Peso de herrajes	24.00	24.00																																																																
Carga Total Incluyendo FS	384.10	384.10																																																																
	575.2	575.2																																																																
	<p>CARGAS LONGITUDINALES L 2771.60 2771.60</p>	<p>CARGAS LONGITUDINALES L 191.97 191.97</p>	<p>CARGAS LONGITUDINALES L 266.90 266.90</p>																																																															

HIPOTESIS E, F y G ROTURA DE CONDUCTOR DE LA FASE SUPERIOR, INFERIOR IZQUIERDA E INFERIOR DERECHA ALTERNADAMENTE (UNO POR VEZ) CONDICION EDS FINAL CONDUCTORES SANOS	HIPOTESIS E, F y G ROTURA DE CONDUCTOR DE LA FASE SUPERIOR, INFERIOR IZQUIERDA E INFERIOR DERECHA ALTERNADAMENTE (UNO POR VEZ) CONDICION EDS FINAL CONDUCTORES SANOS								
	CONDUCTOR AAAC			ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm2			FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm2		
	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
	Factor de sobrecarga vertical	1.50		Factor de sobrecarga vertical	1.50		Factor de sobrecarga vertical	1.50	
	Factor de sobrecarga longitudinal	1.65		Factor de sobrecarga longitudinal	1.65		Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
	Presión de viento conductor	0.00	kg/m²	Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m²	Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m²
	Presión de viento aisladores	0.00	kg/m²						
	Tiro condición EDS final	1879.76	kg	Tiro condición EDS final	1332.18	kg	Tiro condición EDS final	1343.75	kg
	Área de cadena de anclaje	0.6417	m²	Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	12.00	kg	Peso de conjunto de anclaje Ac.Go.	12.00	kg
	Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg						
Peso de la cadena de orientación	67.00	kg							
CARGAS TRANSVERSALES T			CARGAS TRANSVERSALES T			CARGAS TRANSVERSALES T			
Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		
Angulo topográfico	35	2	Angulo topográfico	35	2	Angulo topográfico	35	2	
Debido al viento sobre el conductor	0.00	0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00	
Debido al viento sobre cadena aisladores	0.00	0.00	Debido al ángulo topográfico	801.19	46.50	Debido al ángulo topográfico	808.15	46.90	
Debido al ángulo topográfico	1010.23	56.63							
Carga Total			Carga Total			Carga Total			
Incluyendo FS	1666.9	96.7	Incluyendo FS	1322.0	76.7	Incluyendo FS	1333.4	77.4	
CARGAS VERTICALES V			CARGAS VERTICALES V			CARGAS VERTICALES V			
Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		
Angulo topográfico	35	2	Angulo topográfico	35	2	Angulo topográfico	35	2	
Peso del conductor	500.16	500.16	Peso de cable de guarda	357.00	357.00	Peso de cable de guarda	360.10	360.10	
Peso de cadena de aisladores anclaje	218.00	218.00	Peso de herrajes	12.00	12.00	Peso de herrajes	24.00	24.00	
Peso de cadena de orientación	67.00	67.00							
Carga Total	785.16	785.16	Carga Total	369.00	369.00	Carga Total	384.10	384.10	
Incluyendo FS	1177.7	1177.7	Incluyendo FS	553.5	553.5	Incluyendo FS	576.2	576.2	
CARGAS LONGITUDINALES L			CARGAS LONGITUDINALES L			CARGAS LONGITUDINALES L			
	0.00	0.00		191.97	191.97		286.90	286.90	

HIPOTESIS H : ROTURA DE CABLE DE GUARDA Ao.Go. CONDICION EDS FINAL	HIPOTESIS H : ROTURA DE CABLE DE GUARDA Ao.Go. CONDICION EDS FINAL								
	CONDUCTOR AAAC			ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm2			FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm2		
	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
	Factor de sobrecarga vertical	1.50		Factor de sobrecarga vertical	1.50		Factor de sobrecarga vertical	1.50	
	Factor de sobrecarga longitudinal	1.65		Factor de sobrecarga longitudinal	1.65		Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
	Presión de viento conductor	0.00	kg/m ²	Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m ²	Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m ²
	Presión de viento aisladores	0.00	kg/m ²						
	Tiro condición EDS final	1679.76	kg	Tiro condición EDS final	1332.18	kg	Tiro condición EDS final	1343.75	kg
	Área de cadena de anclaje	0.6417	m ²	Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg	Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg
	Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg						
Peso de la cadena de orientación	67.00	kg							
CARGAS TRANSVERSALES T			CARGAS TRANSVERSALES T			CARGAS TRANSVERSALES T			
Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		
Ángulo topográfico	35	2	Ángulo topográfico	35	2	Ángulo topográfico	35	2	
Debido al viento sobre el conductor	0.00	0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00	
Debido al viento sobre cadena aisladores	0.00	0.00	Debido al ángulo topográfico	400.60	23.25	Debido al ángulo topográfico	808.15	46.90	
Debido al ángulo topográfico	1010.23	58.63							
Carga Total incluyendo FS	1666.9	96.7	Carga Total incluyendo FS	661.0	38.4	Carga Total incluyendo FS	1333.4	77.4	
CARGAS VERTICALES V			CARGAS VERTICALES V			CARGAS VERTICALES V			
Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		
Ángulo topográfico	35	2	Ángulo topográfico	35	2	Ángulo topográfico	35	2	
Peso del conductor	500.16	500.16	Peso de cable de guarda	214.20	214.20	Peso de cable de guarda	360.10	360.10	
Peso de cadena de aisladores anclaje	218.00	218.00	Peso de herrajes	24.00	24.00	Peso de herrajes	24.00	24.00	
Peso de cadena de orientación	67.00	67.00							
Carga Total incluyendo FS	765.16	785.16	Carga Total incluyendo FS	238.20	238.20	Carga Total incluyendo FS	384.10	384.10	
	1177.7	1177.7		357.3	357.3		576.2	576.2	
CARGAS LONGITUDINALES L			CARGAS LONGITUDINALES L			CARGAS LONGITUDINALES L			
	0.00	0.00		2198.10	2198.10		286.90	286.90	

HIPOTESIS I: ROTURA DE CABLE DE GUARDA OPGW CONDICION EDS FINAL	HIPOTESIS I: ROTURA DE CABLE DE GUARDA OPGW CONDICION EDS FINAL								
	CONDUCTOR AAAC			ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm2			FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm2		
	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
	Factor de sobrecarga vertical	1.50		Factor de sobrecarga vertical	1.50		Factor de sobrecarga vertical	1.50	
	Factor de sobrecarga longitudinal	1.65		Factor de sobrecarga longitudinal	1.65		Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
	Presión de viento conductor	0.00	kg/m²	Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m²	Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m²
	Presión de viento aisladores	0.00	kg/m²						
	Tiro condición EDS final	1679.76	kg	Tiro condición EDS final	1322.18	kg	Tiro condición EDS final	1343.75	kg
	Área de cadena de anclaje	0.6417	m²	Peso de conjunto de anclaje Ac.Co.	12.00	kg	Peso de conjunto de anclaje Ac.Co.	12.00	kg
	Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg						
Peso de la cadena de orientación	67.00	kg							
CARGAS TRANSVERSALES T			CARGAS TRANSVERSALES T			CARGAS TRANSVERSALES T			
Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		
Angulo topográfico	35	2	Angulo topográfico	35	2	Angulo topográfico	35	2	
Debido al viento sobre el conductor	0.00	0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00	
Debido al viento sobre cadena aisladores	0.00	0.00	Debido al ángulo topográfico	801.19	46.50	Debido al ángulo topográfico	404.07	23.45	
Debido al ángulo topográfico	1010.23	56.63							
Carga Total incluyendo FS	1666.9	96.7	Carga Total incluyendo FS	1322.0	76.7	Carga Total incluyendo FS	666.7	38.7	
CARGAS VERTICALES V			CARGAS VERTICALES V			CARGAS VERTICALES V			
Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		
Angulo topográfico	35	2	Angulo topográfico	35	2	Angulo topográfico	35	2	
Peso del conductor	500.16	500.16	Peso de cable de guarda	357.00	357.00	Peso de cable de guarda	216.06	216.06	
Peso de cadena de aisladores anclaje	218.00	218.00	Peso de herrajes	24.00	24.00	Peso de herrajes	24.00	24.00	
Peso de cadena de orientación	67.00	67.00							
Carga Total incluyendo FS	785.16	785.16	Carga Total incluyendo FS	381.00	381.00	Carga Total incluyendo FS	240.06	240.06	
	1177.7	1177.7		571.5	571.5		360.1	360.1	
CARGAS LONGITUDINALES L			CARGAS LONGITUDINALES L			CARGAS LONGITUDINALES L			
	0.00	0.00		191.97	191.97		2217.19	2217.19	

HIPOTESIS J :
MONTAJE DE CABLES DE GUARDA
PRESION DE VIENTO = 0.00 kg/mm²
TIRO EDS INICIAL

MONTAJE DE CABLES DE GUARDA		
PRESION DE VIENTO = 0.00 kg/mm²		
TIRO EDS INICIAL		
CONDUCTOR AAAC		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento conductor	0.00	kg/m²
Presión de viento aisladores	0.00	kg/m²
Tiro en condición EDS inicial	0.00	kg
Área de cadena de anclaje	0.6417	m²
Peso de la cadena de anclaje	0.00	kg
Peso de la cadena de orientación	0.00	kg
Peso de operarios + herramientas	0.00	kg
Angulo jalado de conductor con vertical	60.00	
Peso de cuello muerto - conectores	0.00	
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Debido al viento sobre el conductor	0.00	0.00
Debido al viento sobre cadena aisladores	0.00	0.00
Debido al ángulo topográfico	0.00	0.00
Carga Total		
Incluyendo FS	0.0	0.0
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Peso del conductor	0.00	0.00
Tiro hacia abajo en punto de montaje	0.00	0.00
Peso de aisladores	0.00	0.00
Peso de operarios + herramientas	0.00	0.00
Carga Total	0.00	0.00
Incluyendo FS	0.0	0.0
CARGAS LONGITUDINALES L		
	0.00	0.00

ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m²
Tiro en condición EDS inicial	1382.29	kg
Peso de conjunto de anclaje Ao Go.	12.00	kg
Peso de operarios + herramientas	250.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00
Debido al ángulo topográfico	831.32	48.25
Carga Total		
Incluyendo FS	68.6	4.0
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Peso de cable de guarda	273.03	273.03
Tiro hacia abajo en punto de montaje	691.14	691.14
Peso de conjunto de anclaje Ao Go.	24.00	24.00
Peso de operarios + herramientas	250.00	250.00
Carga Total	1238.17	1238.17
Incluyendo FS	1857.3	1857.3
CARGAS LONGITUDINALES L		
	228.08	228.08

FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m²
Tiro en condición EDS inicial	1343.75	kg
Peso de conjunto de anclaje Ao Go.	12.00	kg
Peso de operarios + herramientas	250.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00
Debido al ángulo topográfico	808.15	46.90
Carga Total		
Incluyendo FS	66.7	3.9
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	35	2
Peso de cable de guarda	270.08	270.08
Tiro hacia abajo en punto de montaje	671.88	671.88
Peso de conjunto de anclaje Ao Go.	24.00	24.00
Peso de operarios + herramientas	250.00	250.00
Carga Total	1215.95	1215.95
Incluyendo FS	1823.9	1823.9
CARGAS LONGITUDINALES L		
	221.72	221.72

HIPOTESIS K : MONTAJE DE CONDUCTORES PRESIÓN DE VIENTO = 0.00 kg/m² TIRO EDS INICIAL	HIPOTESIS K : MONTAJE DE CONDUCTORES PRESIÓN DE VIENTO = 0.00 kg/m² TIRO EDS INICIAL								
	CONDUCTOR AAAC			ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm²			FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm²		
	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65	Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
	Factor de sobrecarga vertical	1.50		Factor de sobrecarga vertical	1.50		Factor de sobrecarga vertical	1.50	
	Factor de sobrecarga longitudinal	1.65		Factor de sobrecarga longitudinal	1.65		Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
	Presión de viento conductor	0.00	kg/m ²	Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m ²	Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m ²
	Presión de viento aisladores	0.00	kg/m ²						
	Tiro en condición EDS inicial	1679.76	kg	Tiro en condición EDS inicial	1382.29	kg	Tiro en condición EDS inicial	1343.75	kg
	Área de cadena de anclaje	0.6417	m ²	Peso de conjunto de anclaje Ao Go.	12.00	kg	Peso de conjunto de anclaje Ao Go.	12.00	kg
	Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg						
Peso de la cadena de orientación	67.00	kg							
Peso de operarios + herramientas	250.00	kg							
Angulo jalado de conductor con vertical	60.00								
Peso de cuello muerto + conectores	30.22								
CARGAS TRANSVERSALES T			CARGAS TRANSVERSALES T			CARGAS TRANSVERSALES T			
Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		
Angulo topográfico	35	2	Angulo topográfico	35	2	Angulo topográfico	35	2	
Debido al viento sobre el conductor	0.00	0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	0.00	
Debido al viento sobre cadena aisladores	0.00	0.00	Debido al ángulo topográfico	831.22	48.25	Debido al ángulo topográfico	808.15	46.90	
Debido al ángulo topográfico	1010.23	58.63							
Carga Total			Carga Total			Carga Total			
Incluyendo FS	83.3	4.8	Incluyendo FS	1371.7	79.6	Incluyendo FS	1333.4	77.4	
CARGAS VERTICALES V			CARGAS VERTICALES V			CARGAS VERTICALES V			
Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		Dirección del viento	transversal		
Angulo topográfico	35	2	Angulo topográfico	35	2	Angulo topográfico	35	2	
Peso del conductor	375.12	375.12	Peso de cable de guarda	357.00	357.00	Peso de cable de guarda	360.10	360.10	
Tiro hacia abajo en punto de montaje	839.88	839.88	Peso de conjunto de anclaje Ao Go.	24.00	24.00	Peso de conjunto de anclaje Ao Go.	24.00	24.00	
Peso de aisladores	315.22	315.22							
Peso de operarios + herramientas	250.00	250.00							
Carga Total	1780.22	1780.22	Carga Total	381.00	381.00	Carga Total	384.10	384.10	
Incluyendo FS	2670.3	2670.3	Incluyendo FS	571.5	571.5	Incluyendo FS	576.2	576.2	
CARGAS LONGITUDINALES L			CARGAS LONGITUDINALES L			CARGAS LONGITUDINALES L			
	138.58	138.58		191.97	191.97		286.90	286.90	

CALCULO DE DIAGRAMA DE CARGAS - ESTRUCTURA T90

Vano medio (m)	400	
Vano peso (m)	600	
Angulo (°)	90	
Vano peso negativo (m)		

ESTRUCTURA RT

Vano medio (m)	400	
Vano peso (m)	400	
Angulo (°)	90	
Vano peso negativo (m)		

HIPOTESIS A
VIENTO MAXIMO TRANSVERSAL
PRESSION DE VIENTO: 46.04 kg/m²

CONDUCTOR AAAC		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento conductor	46.04	kg/m ²
Presión de viento aisladores	46.04	kg/m ²
Tiro máximo viento transversal (400m)	2322.56	kg
Área de cadena de anclaje	0.8696	m ²
Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg
Peso de la cadena de orientación	67.00	kg

CARGAS TRANSVERSALES T	
Dirección del viento	transversal
Angulo topográfico	90
Debido al viento sobre el conductor	416.75
Debido al viento sobre cadena aisladores	61.66
Debido al ángulo topográfico	1642.30
Carga Total	
Incluyendo FS	3905.8

CARGAS VERTICALES V	
Dirección del viento	transversal
Angulo topográfico	90
Peso del conductor	323.44
Peso de cadena de aisladores anclaje	218.00
Peso de la cadena de orientación	67.00
Carga Total	618.44
Incluyendo FS	927.7

CARGAS LONGITUDINALES L 3832.22

ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.85
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	46.04	kg/m ²
Tiro máximo viento transversal (400m)	1671.34	kg
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg

CARGAS TRANSVERSALES T	
Dirección del viento	transversal
Angulo topográfico	90
Debido al viento sobre el c. de guarda	102.30
Debido al ángulo topográfico	1181.81
Carga Total	
Incluyendo FS	2205.7

CARGAS VERTICALES V	
Dirección del viento	transversal
Angulo topográfico	90
Peso de cable de guarda	238.00
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	24.00
Carga Total	262.00
Incluyendo FS	393.0

CARGAS LONGITUDINALES L 2757.71

FIBRA OPTICA OPGW - 168 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	46.04	kg/m ²
Tiro máximo viento transversal (400m)	1774.44	kg
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg

CARGAS TRANSVERSALES T	
Dirección del viento	transversal
Angulo topográfico	90
Debido al viento sobre el c. de guarda	128.91
Debido al ángulo topográfico	1254.72
Carga Total	
Incluyendo FS	2392.6

CARGAS VERTICALES V	
Dirección del viento	transversal
Angulo topográfico	90
Peso de cable de guarda	240.07
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	24.00
Carga Total	264.07
Incluyendo FS	396.1

CARGAS LONGITUDINALES L 2927.83

HIPOTESIS B:
CONDICION DE HIELO
MANGUITO DE HIELO, E = 25 mm

HIPOTESIS B:
CONDICION DE HIELO
MANGUITO DE HIELO, E = 12.5 mm

CONDUCTOR AAAC		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento conductor	0.00	kg/m ²
Presión de viento aisladores	0.00	kg/m ²
Tiro condición de hielo e = 25 mm (400m)	4359.36	kg
Área de cadena de anclaje	0.6696	m ²
Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg
Espesor de manguito de hielo máximo	15.00	mm
Peso de la cadena de orientación	67.00	kg

CARGAS TRANSVERSALES T	
Dirección del viento	transversal
Angulo topográfico	90
Debido al viento sobre el conductor	0.00
Debido al viento sobre cadena aisladores	0.00
Debido al ángulo topográfico	6165.07
Carga Total Incluyendo FS	10172.4

CARGAS VERTICALES V	
Dirección del viento	transversal
Angulo topográfico	90
Peso del conductor	2057.27
Peso de cadena de aisladores anclaje	218.00
Peso de la cadena de orientación	67.00
Carga Total Incluyendo FS	2342.27 3513.4

CARGAS LONGITUDINALES L 7192.94

ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm ²		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m ²
Tiro condición de hielo e = 25 mm (400m)	3377.73	kg
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg

CARGAS TRANSVERSALES T	
Dirección del viento	transversal
Angulo topográfico	90
Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00
Debido al ángulo topográfico	4776.83
Carga Total Incluyendo FS	7881.8

CARGAS VERTICALES V	
Dirección del viento	transversal
Angulo topográfico	90
Peso de cable de guarda	1273.73
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	24.00
Carga Total Incluyendo FS	1297.73 1946.6

CARGAS LONGITUDINALES L 5573.25

FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm ²		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m ²
Tiro condición de hielo e = 25 mm (400m)	3462.48	kg
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg

CARGAS TRANSVERSALES T	
Dirección del viento	transversal
Angulo topográfico	90
Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00
Debido al ángulo topográfico	4896.69
Carga Total Incluyendo FS	8079.5

CARGAS VERTICALES V	
Dirección del viento	transversal
Angulo topográfico	90
Peso de cable de guarda	1356.63
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	24.00
Carga Total Incluyendo FS	1380.63 2070.9

CARGAS LONGITUDINALES L 5713.09

HIPOTESIS C :
CONDICION DE HIELO Y VIENTO MEDIO
MANGUITO DE HIELO, E = 12 mm
PV = 11,15 KG/M2

HIPOTESIS C : CONDICION DE HIELO Y VIENTO MEDIO MANGUITO DE HIELO, E = 8 mm PV = 11,15 KG/M2		
CONDUCTORA AAC		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento conductor	11.15	kg/m ²
Presión de viento aisladores	11.15	kg/m ²
Tiro condición de hielo e = 12 mm (400m)	2994.40	kg
Área de cadena de anclaje	0.6696	m ²
Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg
Espesor de manguito de hielo máximo	8.00	mm
Peso de la cadena de orientación	67.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	
Debido al viento sobre el conductor	86.14	
Debido al viento sobre cadena aisladores	14.93	
Debido al ángulo topográfico	4234.72	
Carga Total Incluyendo FS	7240.0	
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	
Peso del conductor	981.90	
Peso de cadena de aisladores anclaje	218.00	
Peso de la cadena de orientación	67.00	
Carga Total Incluyendo FS	1266.90 1900.3	
CARGAS LONGITUDINALES L	4940.76	

ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m ²
Tiro condición de hielo e = 12 mm (400m)	2236.15	kg
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	
Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	
Debido al ángulo topográfico	3165.22	
Carga Total Incluyendo FS	5222.6	
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	
Peso de cable de guarda	556.17	
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	24.00	
Carga Total Incluyendo FS	580.17 870.3	
CARGAS LONGITUDINALES L	3692.94	

FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m ²
Tiro condición de hielo e = 12 mm (400m)	2324.16	kg
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	
Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	
Debido al ángulo topográfico	3286.86	
Carga Total Incluyendo FS	5423.3	
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	
Peso de cable de guarda	598.03	
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	24.00	
Carga Total Incluyendo FS	622.03 933.0	
CARGAS LONGITUDINALES L	3834.86	

HIPOTESIS D
 CARGA LONGITUDINAL DE UN SOLO LADO
 CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA
 PRESION DE VIENTO: 0.00 kg/m²
 CONDICION EDS FINAL

CONDUCTOR AAAC		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento conductor	0.00	kg/m²
Presión de viento aisladores	0.00	kg/m²
Tiro condición EDS final	1879.76	kg
Área de cadena de anclaje	0.6696	m²
Peso de la cadena de anclaje	109.00	kg
Peso de la cadena de orientación	67.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	
Debido al viento sobre el conductor	0.00	
Debido al viento sobre cadena aisladores	0.00	
Debido al ángulo topográfico	1187.77	
Carga Total Incluyendo FS	1859.8	
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	
Peso del conductor	200.06	
Peso de cadena de aisladores anclaje	218.00	
Peso de la cadena de orientación	67.00	
Carga Total Incluyendo FS	485.06 727.6	
CARGAS LONGITUDINALES L	2771.60	

ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m²
Tiro condición EDS final	1332.18	kg
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	
Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	
Debido al ángulo topográfico	942.00	
Carga Total Incluyendo FS	1554.3	
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	
Peso de cable de guarda	142.80	
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	24.00	
Carga Total Incluyendo FS	166.80 250.2	
CARGAS LONGITUDINALES L	2198.10	

FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm2		
Factor de sobrecarga transversal	2.50	1.65
Factor de sobrecarga vertical	1.50	
Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	
Presión de viento sobre c. de guarda	0.00	kg/m²
Tiro condición EDS final	1343.75	kg
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00	kg
CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	
Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	
Debido al ángulo topográfico	950.18	
Carga Total Incluyendo FS	1567.8	
CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	
Peso de cable de guarda	144.04	
Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	24.00	
Carga Total Incluyendo FS	168.04 252.1	
CARGAS LONGITUDINALES L	2217.19	

HIPOTESIS E : MONTAJE DE CABLES DE GUARDA PRESION DE VIENTO = 0.00 kg/mm² TIRO EDS INICIAL	HIPOTESIS E : MONTAJE DE CABLES DE GUARDA PRESION DE VIENTO = 0.00 kg/mm² TIRO EDS INICIAL	HIPOTESIS E : MONTAJE DE CABLES DE GUARDA PRESION DE VIENTO = 0.00 kg/mm² TIRO EDS INICIAL	HIPOTESIS E : MONTAJE DE CABLES DE GUARDA PRESION DE VIENTO = 0.00 kg/mm² TIRO EDS INICIAL
	CONDUCTOR AAAC	ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm2	FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm2
	Factor de sobrecarga transversal 2.50 1.65	Factor de sobrecarga transversal 2.50 1.85	Factor de sobrecarga transversal 2.50 1.65
	Factor de sobrecarga vertical 1.50	Factor de sobrecarga vertical 1.50	Factor de sobrecarga vertical 1.50
	Factor de sobrecarga longitudinal 1.65	Factor de sobrecarga longitudinal 1.65	Factor de sobrecarga longitudinal 1.65
	Presión de viento conductor 0.00 kg/m²	Presión de viento sobre c. de guarda 0.00 kg/m²	Presión de viento sobre c. de guarda 0.00 kg/m²
	Presión de viento aisladores 0.00 kg/m²		
	Tiro en condición EDS inicial 0.00 kg	Tiro en condición EDS inicial 1382.29 kg	Tiro en condición EDS inicial 1343.75 kg
	Área de cadena de anclaje 0.0000 m²	Peso de conjunto de anclaje Ao.Go. 12.00 kg	Peso de conjunto de anclaje Ao.Go. 12.00 kg
	Peso de la cadena de anclaje 0.00 kg	Peso de operarios + herramientas 250.00 kg	Peso de operarios + herramientas 250.00 kg
Peso de la cadena de orientación 0.00 kg			
Peso de operarios + herramientas 0.00 kg			
Angulo jalado de conductor con vertical 60.00 °			
Peso de cuello muerto + conectores 0.00 kg			
CARGAS TRANSVERSALES T	CARGAS TRANSVERSALES T	CARGAS TRANSVERSALES T	
Dirección del viento transversal	Dirección del viento transversal	Dirección del viento transversal	
Angulo topográfico 90	Angulo topográfico 90	Angulo topográfico 90	
Debido al viento sobre el conductor 0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda 0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda 0.00	
Debido al viento sobre cadena aisladores 0.00	Debido al ángulo topográfico 1954.85	Debido al ángulo topográfico 1980.35	
Debido al ángulo topográfico 0.00			
Carga Total	Carga Total	Carga Total	
Incluyendo FS 0.0	Incluyendo FS 161.3	Incluyendo FS 156.8	
CARGAS VERTICALES V	CARGAS VERTICALES V	CARGAS VERTICALES V	
Dirección del viento transversal	Dirección del viento transversal	Dirección del viento transversal	
Angulo topográfico 90	Angulo topográfico 90	Angulo topográfico 90	
Peso del conductor 0.00	Peso de cable de guarda 178.50	Peso de cable de guarda 180.05	
Tiro hacia abajo en punto de montaje 0.00	Tiro hacia abajo en punto de montaje 691.14	Tiro hacia abajo en punto de montaje 671.88	
Peso de aisladores 0.00	Peso de conjunto de anclaje Ao.Go. 24.00	Peso de conjunto de anclaje Ao.Go. 24.00	
Peso de operarios + herramientas 0.00	Peso de operarios + herramientas 250.00	Peso de operarios + herramientas 250.00	
Carga Total 0.00	Carga Total 869.64	Carga Total 851.93	
Incluyendo FS 0.0	Incluyendo FS 1304.5	Incluyendo FS 1277.9	
CARGAS LONGITUDINALES L 0.00	CARGAS LONGITUDINALES L 2280.77	CARGAS LONGITUDINALES L 2217.19	

HIPOTESIS E : MONTAJE DE CONDUCTORES PRESION DE VIENTO = 0.00 kg/mm² TIRO EDS INICIAL	HIPOTESIS E : MONTAJE DE CONDUCTORES PRESION DE VIENTO = 0.00 kg/mm² TIRO EDS INICIAL		HIPOTESIS E : MONTAJE DE CONDUCTORES PRESION DE VIENTO = 0.00 kg/mm² TIRO EDS INICIAL		HIPOTESIS E : MONTAJE DE CONDUCTORES PRESION DE VIENTO = 0.00 kg/mm² TIRO EDS INICIAL	
	CONDUCTOR AAAC		ACERO GALVANIZADO EHS 70 mm2		FIBRA OPTICA OPGW - 108 mm2	
	Factor de sobrecarga transversal	2.50 1.65	Factor de sobrecarga transversal	2.50 1.65	Factor de sobrecarga transversal	2.50 1.65
	Factor de sobrecarga vertical	1.50	Factor de sobrecarga vertical	1.50	Factor de sobrecarga vertical	1.50
	Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	Factor de sobrecarga longitudinal	1.65	Factor de sobrecarga longitudinal	1.65
	Presión de viento conductor	0.00 kg/m ²	Presión de viento sobre c. de guarda	0.00 kg/m ²	Presión de viento sobre c. de guarda	0.00 kg/m ²
	Presión de viento aisladores	0.00 kg/m ²				
	Tiro en condición EDS inicial	1679.76 kg	Tiro en condición EDS inicial	1382.29 kg	Tiro en condición EDS inicial	1343.75 kg
	Área de cadena de anclaje	0.6696 m ²	Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00 kg	Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	12.00 kg
	Peso de la cadena de anclaje	109.00 kg				
Peso de la cadena de orientación	67.00 kg					
Peso de operarios + herramientas	250.00 kg					
Angulo jalado de conductor con vertical	60.00 °					
Peso de cuello muerto + conectores	30.22 kg					
CARGAS TRANSVERSALES T		CARGAS TRANSVERSALES T		CARGAS TRANSVERSALES T		
Dirección del viento	transversal	Dirección del viento	transversal	Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	Angulo topográfico	90	Angulo topográfico	90	
Debido al viento sobre el conductor	0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	Debido al viento sobre el c. de guarda	0.00	
Debido al viento sobre cadena aisladores	0.00	Debido al ángulo topográfico	1954.65	Debido al ángulo topográfico	1900.35	
Debido al ángulo topográfico	1187.77					
Carga Total		Carga Total		Carga Total		
Incluyendo FS	98.0	Incluyendo FS	3225.5	Incluyendo FS	3135.6	
CARGAS VERTICALES V		CARGAS VERTICALES V		CARGAS VERTICALES V		
Dirección del viento	transversal	Dirección del viento	transversal	Dirección del viento	transversal	
Angulo topográfico	90	Angulo topográfico	90	Angulo topográfico	90	
Peso del conductor	250.08	Peso de cable de guarda	238.00	Peso de cable de guarda	240.07	
Tiro hacia abajo en punto de montaje	839.88	Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	24.00	Peso de conjunto de anclaje Ao.Go.	24.00	
Peso de aisladores	315.22					
Peso de operarios + herramientas	250.00					
Carga Total	1655.18	Carga Total	262.00	Carga Total	264.07	
Incluyendo FS	2482.8	Incluyendo FS	393.0	Incluyendo FS	396.1	
CARGAS LONGITUDINALES L		CARGAS LONGITUDINALES L		CARGAS LONGITUDINALES L		
	2771.60		0.00		0.00	

ANEXO 13

COPIA DE LA TABLA 17 Y FIGURA DE ACLARACIÓN DE LA NORMA VDE 0210/12.85 PARA CALCULO DE FACTOR K

CALCULO DE FACTOR K

$$a = k \cdot \sqrt{F + lK}$$

Datos:

K : en metros.

F: Flecha del conductor a 40°C en metros.

l_K : Longitud de la cadena de aisladores oscilante, perpendicularmente a la dirección de la línea, en metros.

k : Factor obtenido de la tabla 17.

S_{AM} : Valor mínimo que depende de la tensión, obtenido de la tabla 16.

Tabla 16. Valor mínimo de la distancia en función de la tensión.

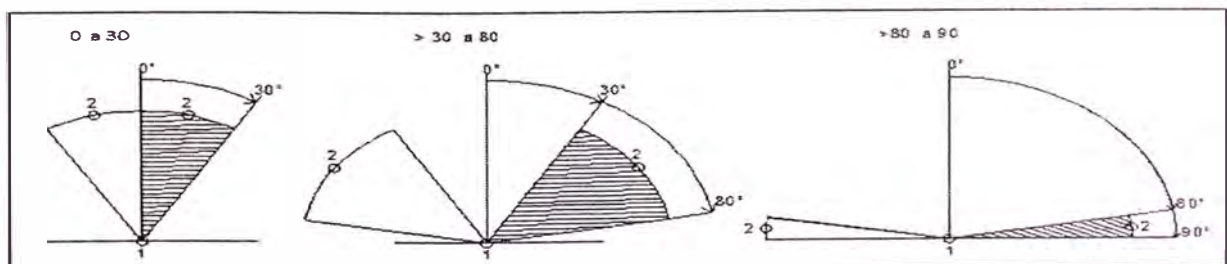
Máxima Tensión de Servicio U_m kV.	Tensión nominal U_n kV	Valor mínimo en Función de la tensión S_{AM} m.
12	10	0.10
24	20	0.15
36	30	0.25
72.5	60	0.40
123	110	0.75
2485	220	1.55
420	380	2.70

En circuitos paralelos sobre un mismo poste, con distintas tensiones de servicio se debe adoptar el valor más desfavorable.

Tabla 17. Valores del factor K:

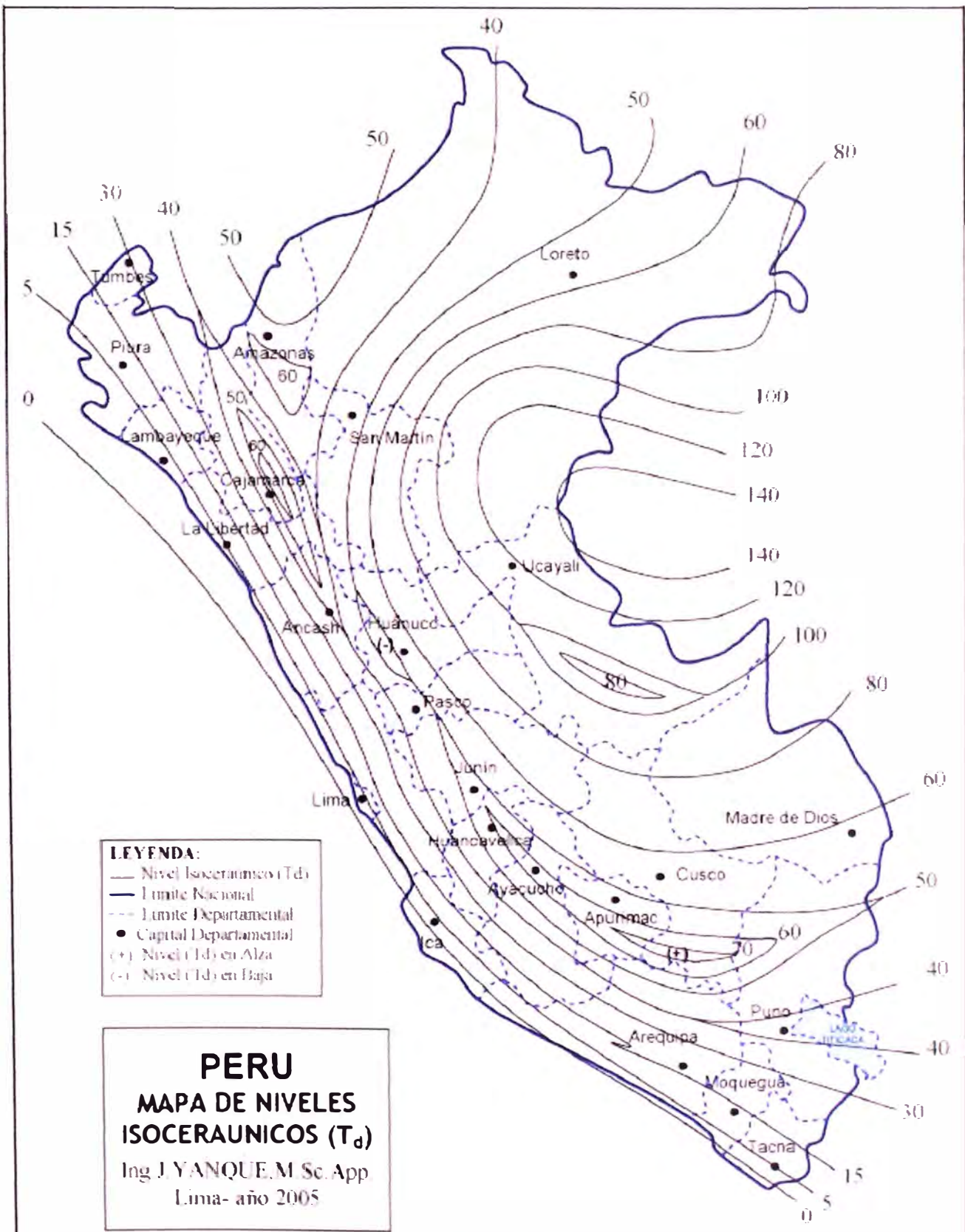
Angulo de Inclinacion grados (Φ)	Factor K Angulo respecto a la vertical			Ejemplos de cables Sección nominal en mm ²		
	0° a 30°	30° a 80°	80° a 90°	Al/Si E-AlMgSi/Si	Al E-AlMgSi	Cu Bz
≥ 65.1	0.95	0.75	0.7	35/6, 50/8 70/12	35, 50, 70 985, 120, 150	
55.1 a 65	0.85	0.7	0.65	44/32, 50/30 95/15, 120/20 125/30, 150/25	185, 240, 300	25, 35
40.1 a 55.0	0.75	0.55	0.62	95.55, 105/75 120/70, 170/40 185/30, 210/35 210/50, 230/30 240/40, 265/35 300/50, 305/40 340/30, 380/50 385/35, 435/55 450/40, 490/65 495/35, 510/45 560/50, 570/40		
≤ 40.0	0.7	0.02	0.6	550/70, 650/45 680/85, 1045/45	1000	120, 150 185, 240 300, 400 500

Los cables no mencionados aquí se deben considerar de acuerdo al ángulo de declinación Φ que resulta de la relación entre la carga de viento actuante sobre el conductor según el párrafo 8.1.2.1 y el peso propio del conductor.



Aclaración a la tabla 17. Ubicación de los conductores. Ubicación del conductor 2 respecto a la vertical a través del conductor 1.

ANEXO N° 14



ANEXO N° 15

COMPORTAMIENTO DEBIDO A RAYOS SOBRE LA LINEA 138 kV

CÁLCULO DE LA PROBABILIDAD DE FLAMEOS POR 100 km POR AÑO

El método utilizado es el analítico de la referencia LIGHTNING PERFORMANCE OF TRANSMISSION LINES by J.G. Anderson

Datos :

Nivel de Tensión	138 kV	
Nivel Ceraúnico (T)	60 dias/año	
Numero de Cable de Guarda	2	
Resistencia de Puesta a Tierra (RPTA)	25 ohms	
Longitud de la cadena de aislamiento (W)	2.2 m	
Altura del conductor de la fase B (h0)	17.3 m	
Flecha del cable de guarda (fg)	5.6 m	325m vano
Altura del cable de guarda (hg)	24.65 m	
Altura del cable de guarda a medio vano (hgm)	19.1 m	
Flecha del conductor para vano medio (fc)	6.6 m	325m vano
Altura del conductor superior (hc)	19.7 m	
Altura del cable de guarda a medio vano (hcm)	13.1 m	
Distancia entre cables de guarda (b)	6.6 m	
Factor de línea por HV (β)	1	
Distancia entre el c.g. y el primer conductor (f)	7.20 m	
Distancia horizontal al conductor (Xo)	3.75 m	
Distancia horizontal al cable de guarda (Xg)	3.31 m	
Posición vertical de los conductores		
	Vertical	Horizontal
fase A	19.7 m	3.75 m
fase B	17.3 m	3.75 m
fase C	15.0 m	4.75 m

1. Cálculo del número de incidencias a tierra por km² por año

$$N = 0,12 T = 7.2$$

2. Altura media del cable de guarda YG

$$YG = hg - 2/3 (hg - hgm) = 20.92 \text{ m}$$

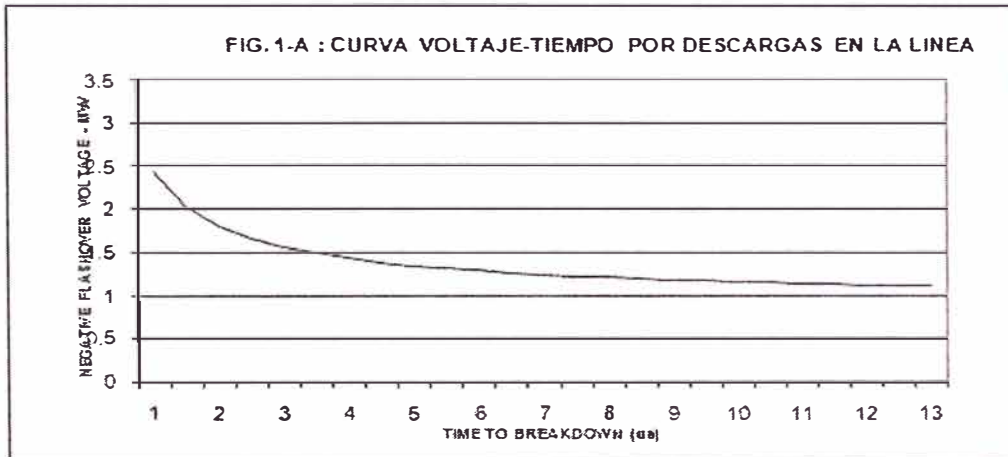
3 Altura media del conductor mas expuesto Yo

$$Yo = hc - 2/3 (hc - hcm) = 15.27 \text{ m}$$

4 Numero de rayos que inciden sobre la linea

$$NL = 0,012T (b+4 h^{1,09}) = 84$$

5 Cálculo de la tensión crítica V_c (kV)



Del Grafico N° 1-A :
Tenemos a 2 us:

$$V_c = 1809 \text{ kV}$$

6 Cálculo de la altura promedio del conductor del medio a medio vano

$$h_0 = h_m - 2/3f = 12.95 \text{ m}$$

7 Cálculo del radio corona del conductor

De la Figura 1 con $E_0 = 1500 \text{ kV}$

$$R \ln(2h/R) = V_c/E_0 = 0.568557$$

$$R = 0.383 \text{ m}$$

8 Usando el radio calculado en el paso 7 se calcula la impedancia (Z_0) de fase del conductor

$$Z_0 = 60 (\ln(2hc/rc) \cdot \ln(2hc/R))^{0.5} \quad \text{entonces :}$$

$$Z_0 = 369 \text{ ohms}$$

9 Cálculo de la corriente de rayo mínima

$$I_{min} (\text{kA}) = 2 V_c / Z_0$$

$$I_{min} (\text{kA}) = 9.8 \text{ kA}$$

10 Mínima distancia de descarga S_{min} (m)

$$S_{min} = 10 I_{min}^{0.65}$$

$$S_{min} = 44 \text{ m}$$

11 Cálculo de la ubicación del c.g. (X_g)

$$X_g = [S^2 - (\beta S - Y_c)^2]^{0.5} - [S^2 - (\beta S - Y_g)^2]^{0.5}$$

$$X_g = -4.149535 \text{ m}$$

12 Determinación del ángulo efectivo de apantallamiento

$$\alpha^\circ = 36.28$$

13 Determinación del ángulo de apantallamiento

$$\alpha = 4.99$$

14 Usando el paso 11 calcular la anchura en cada lado (X_s)

como : $\alpha > \alpha^\circ$ entonces:

donde X_s : $X_s = S [\cos \theta + \cos (\alpha_s - \omega)]$

$$\theta = \arccos \left(\frac{\beta S - hc}{S} \right)$$

$$\omega = \arccos (f / 2S)$$

$$\alpha = \arctan ((X_o - X_g) / (-Y_f - Y_g))$$

$$\theta = 33.685 \text{ grados}$$

$$\omega = 86 \text{ grados}$$

$$\alpha = 4.42 \text{ grados}$$

$$X_s = 43.4 \text{ m}$$

15 Cálculo de la máxima distancia de choque S_{max}

$$S_{MAX} \equiv Y_o \left(\frac{-B_s - \sqrt{(B_s^2 + A_s C_s)}}{A_s} \right)$$

Donde:

$$Y_m = (Y_o + Y_g) / 2$$

$$A_s = m^2 (1-b) - b^2$$

$$B_s = b (m^2 + 1)$$

$$C_s = (m^2 + 1)$$

$$m = \tan \alpha$$

$$Y_m = 18.1$$

$$A_s = -1$$

$$B_s = 1.006$$

$$C_s = 1.006$$

$$m = 0.077$$

$$S_{max} = 19.6 \text{ m}$$

16 Cálculo de la corriente de rayo máxima por flashover

$$I_{max} = 0.029 S_{max}^{1.54}$$

$$I_{max} = 2.885 \text{ kA}$$

17 Usando I_{min} se calcula la probabilidad de ocurrencia P_{min}

$$P_{min} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}}$$

$$P_{min} = 0.95$$

18 Usando I_{max} se calcula la probabilidad de ocurrencia P_{max}

$$P_{max} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}}$$

$$P_{max} = 1.00$$

19 Cálculo total de fallas en la línea por 100 km por año N_{sf}

$$N_{sf} = 0,006 T Xs (P_{min} - P_{max})$$

$$N_{sf} = 0.0000$$

20 Cálculamos en la línea por 100 km por año en back-flashover

Determinación del voltaje de descarga en el aislador $(V_l)_{2\mu s}$ a $2\mu s$ (kV)

$$V_{2\mu s} = 820 L_s$$

$$V_{2\mu} = 1804$$

21 Estimación del voltaje encima de la estructura y comun para todas las fases

$$1,8 * V_{2\mu} = 3247 \text{ kV}$$

22 Para $E_0 = 1500$ kV, calcular el diámetro corona del conductor

$$\text{De la figura 1 con } V/E_0 = 2.16$$

$$R \ln(2h/R) = V_c/E_0 \quad 0.928099$$

$$R = 0.736 \text{ m}$$

23 Calculando la impedancia (Z) del c.g.

Para un cable de guarda

$$Z_0 = 60 (\ln (2hg/rg).\ln (2h/R))^{0.5} \quad \text{entonces :}$$

$$Z_0 = 172 \quad \text{ohms}$$

Para dos cables de guarda

$$Z_{11} = 60 (\ln (2hg/rg).\ln (2h/R))^{0.5} = 172$$

$$Z_{12} = 60 . \ln ((hg^2+b^2)^{0.5}/b) = 121$$

$$Z_0 = (Z_{11}+Z_{12})/2 = 146.43$$

24 Cálculo de la impedancia de sobretensión Zs

$$Z_s = 146 \quad \text{ohms}$$

25 Cálculo del factor de acoplamiento por cada fase del conductor Kn

$$K_A = 0.78$$

$$K_B = 0.65$$

$$K_C = 0.53$$

FASE A

$$K_A = \frac{(Z_{1A} + Z_{2A})}{(Z_{11} + Z_{12})} = 0.78$$

$$Z_{1A} = 60 \cdot \ln \left(\frac{H_{1A}}{d_{1A}} \right) = 98.73$$

$$Z_{2A} = 60 \cdot \ln \left(\frac{H_{2A}}{d_{2A}} \right) = 130.67$$

$$d_{1A} = \sqrt{(h_g - h_A)^2 + \left(X_A + \frac{b}{2}\right)^2} = 8.65$$

$$d_{2A} = \sqrt{(h_g - h_A)^2 + \left(X_A - \frac{b}{2}\right)^2} = 5.02$$

$$H_{1A} = \sqrt{\left(X_A + \frac{b}{2}\right)^2 + (h_g + h_A)^2} = 44.86$$

$$H_{2A} = \sqrt{\left(X_A - \frac{b}{2}\right)^2 + (h_g + h_A)^2} = 44.30$$

FASE B

$$K_B = \frac{(Z_{1B} + Z_{2B})}{(Z_{11} + Z_{12})} = 0.65$$

$$Z_{1B} = 60 \cdot \ln\left(\frac{H_{1B}}{d_{1B}}\right) = 85.86$$

$$Z_{2B} = 60 \cdot \ln\left(\frac{H_{2B}}{d_{2B}}\right) = 104.64$$

$$d_{1B} = \sqrt{(h_g - h_B)^2 + \left(X_B + \frac{b}{2}\right)^2} = 10.18$$

$$d_{2B} = \sqrt{(h_g - h_B)^2 + \left(X_B - \frac{b}{2}\right)^2} = 7.34$$

$$H_{1B} = \sqrt{\left(X_B + \frac{b}{2}\right)^2 + (h_g + h_B)^2} = 42.57$$

$$H_{2B} = \sqrt{\left(X_B - \frac{b}{2}\right)^2 + (h_g + h_B)^2} = 41.98$$

FASE C

$$K_C = \frac{(Z_{1C} + Z_{2C})}{(Z_{11} + Z_{12})} = 0.53$$

$$Z_{1C} = 60 \cdot \ln\left(\frac{H_{1C}}{d_{1C}}\right) = 70.12$$

$$Z_{2C} = 60 \cdot \ln\left(\frac{H_{2C}}{d_{2C}}\right) = 84.17$$

$$d_{1C} = \sqrt{(h_g - h_C)^2 + \left(X_C + \frac{b}{2}\right)^2} = 12.58$$

$$d_{2C} = \sqrt{(h_g - h_C)^2 + \left(X_C - \frac{b}{2}\right)^2} = 9.76$$

$$H_{1C} = \sqrt{\left(X_C + \frac{b}{2}\right)^2 + (h_g + h_C)^2} = 40.46$$

$$H_{2C} = \sqrt{\left(X_C - \frac{b}{2}\right)^2 + (h_g + h_C)^2} = 39.68$$

26 Determinación de la impedancia de la torre Z_T (ohm)

$$Z_T \equiv 30LN \left(\frac{2(h^2 + r^2)}{r^2} \right)$$

Z_T = 143 ohm

27 Determinación del tiempo de viaje en la torre tt (us)

tt (us) = h / 300

tt (us) = 0.082

28 Cálculo del tiempo de viaje t_{pn} (us)

tpA = 0.0167 us

tpB = 0.0244 us

tpC = 0.0322 us

29 Selección de la puesta a tierra RPTA (ohm)

RPTA = 25 ohm

30 Cálculo de la impedancia intrínseca del circuito

$$Z_I \equiv \frac{Z_S Z_T}{Z_S + 2Z_T}$$

Z_I = 48 ohm

31 Cálculo de la impedancia de onda de la torre

$$Z_w \equiv \left[\frac{2Z_S^2 Z_T}{(Z_S + 2Z_T)^2} \right] \left[\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right]$$

Z_w = 23 ohm

32 Cálculo del factor de humedad de la torre

$$\psi \equiv \left(\frac{2Z_T - Z_S}{2Z_T + Z_S} \right) \left(\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right)$$

ψ = 0.2264

33 Cálculo del factor de refracción de la RPTA

$$\alpha_R \equiv \frac{2R}{Z_T + R}$$

α_R = 0.298

34 Cálculo de voltaje por encima de la torre a 2 us

$$V_T \equiv \left[ZI - \frac{Z_w}{1 - \Psi} \left(1 - \frac{\tau_c}{1 - \Psi} \right) \right] I$$

$$VT = 21.8 \text{ kV}$$

35 Cálculo del voltaje a través de la resistencia de puesta a tierra a 2us

$$V_R \equiv \left[\frac{\alpha_R Z_l}{1 - \Psi} \left(1 - \frac{\Psi \tau_c}{1 - \Psi} \right) \right] I$$

$$VR = 18.2 \text{ kV}$$

36 Cálculo del voltaje crossarm por fase

$$V_{pn} \equiv V_R + \frac{\tau_c - \tau_{pn}}{\tau_c} [V_T - V_R]$$

$V_{pA} =$	21.1	kV
$V_{pB} =$	20.7	kV
$V_{pC} =$	20.4	kV

37 Cálculo del voltaje del aislador por fase

$$V_{sn} \equiv V_{pn} - K_n V_T$$

$V_{sA} =$	4.0	kV
$V_{sB} =$	6.5	kV
$V_{sC} =$	8.9	kV

38 Cálculo de la corriente de choque inducida por el flashover a 2us por fase sobre cadena de aisladores

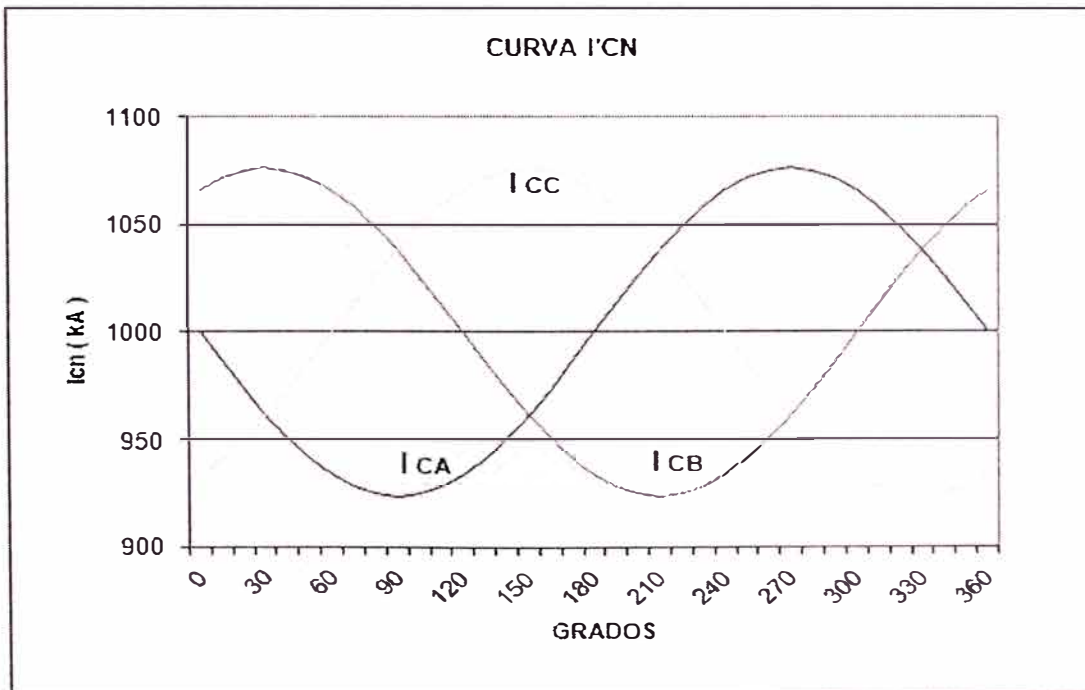
$$I_{cn} \equiv \frac{V_{2\mu}}{V_{sn}}$$

$I_{cA} =$	452.0	kA
$I_{cB} =$	275.6	kA
$I_{cC} =$	202.7	kA

39 Cálculo de la ecuación de la corriente crítica inducida por el flashover por fase

$$I'_{cn} \equiv \left[\frac{V_{2_{\omega}} - V_{on} \text{SIN}(\theta_n - \alpha_n)}{V_{sn}} \right]$$

$I'_{cA} = 434.74$
 $I'_{cB} = 257.35$
 $I'_{cC} = 187.17$



Del gráfico 1-B, se tiene que los porcentajes de dominancia son :

% fase A = 41.67 %
 % fase B = 33.33 %
 % fase C = 25.00 %

40 Cálculo de I'cn por fase

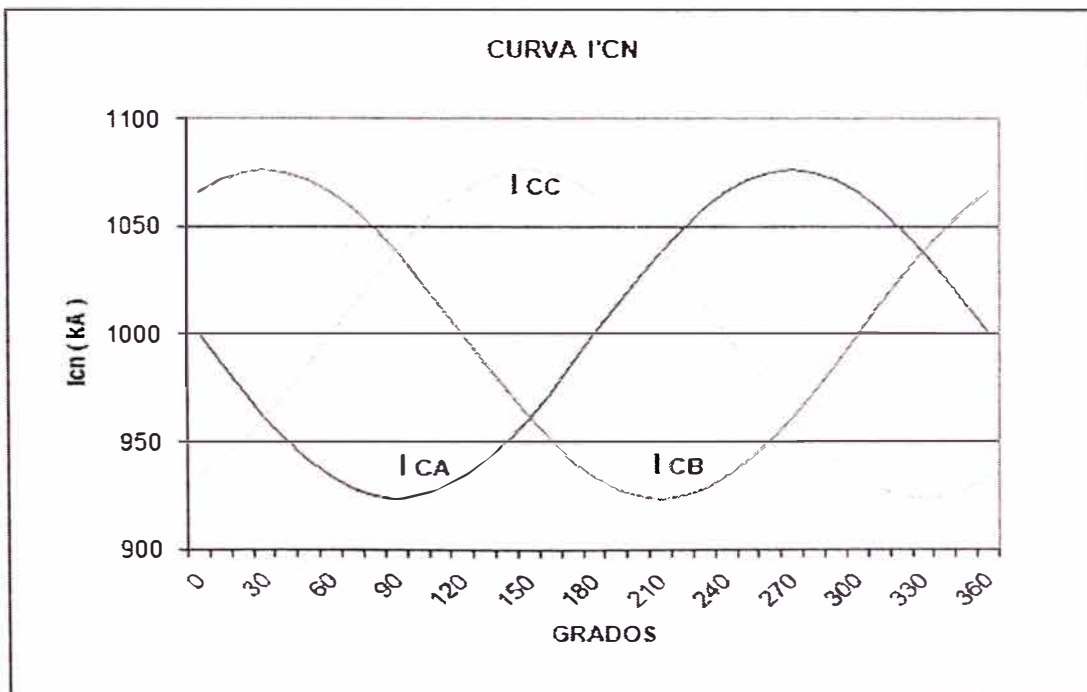
$$I'_{cn} \equiv I_{ck} \left[1 + \frac{V_{cn}}{V'_{cn}} \left(\frac{\cos(\theta_2 - \alpha_n) - \cos(\theta_1 - \alpha_n)}{\theta_2 - \theta_1} \right) \right]$$

$I'_{cA} = 434.33 \text{ kA}$
 $I'_{cB} = 257.07 \text{ kA}$
 $I'_{cC} = 187.09 \text{ kA}$

39 Cálculo de la ecuación de la corriente crítica inducida por el flashover por fase

$$I'_{cn} \equiv \left[\frac{V_{2_{\text{fase}}} - V_{on} \text{SIN}(\theta_n - \alpha_n)}{V_{sn}} \right]$$

$I'_{cA} = 289.85$
 $I'_{cB} = 212.35$
 $I'_{cC} = 170.63$



Del gráfico 1-B, se tiene que los porcentajes de dominancia son :

% fase A = 41.67 %
 % fase B = 33.33 %
 % fase C = 25.00 %

40 Cálculo de I'cn por fase

$$I'_{cn} \equiv I_{cn} \left[1 + \frac{V_{on}}{V_{cn}} \left(\frac{\cos(\theta_2 - \alpha_n) - \cos(\theta_1 - \alpha_n)}{\theta_2 - \theta_1} \right) \right]$$

$I'_{cA} = 289.57 \text{ kA}$
 $I'_{cB} = 212.11 \text{ kA}$
 $I'_{cC} = 170.56 \text{ kA}$

41 Cálculo de la probabilidad de salida de la línea

$$P = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}}$$

PA = 0.00104
 PB = 0.00407
 PC = 0.00925

42 Numero de rayos sobre la torre por fase en 100 km por año

NL fase A = 0,6*NL* %faseA = 21.0
 NL fase B = 0,6*NL* %faseB = 16.8
 NL fase C = 0,6*NL* %faseC = 12.6

43 Número derayos sobre la torre por fase que causara flashover

Nf -fase A = NL fase A * PA = 0.02
 Nf -fase B = NL fase B * PB = 0.07
 Nf -fase C = NL fase C * PC = 0.12

45 Cálculo del Número total de flameos inversos sobre la torre por 100 km por año

Ntotal = Nf fase A+Nf fase B+Nf fase C = 0.21 flameos

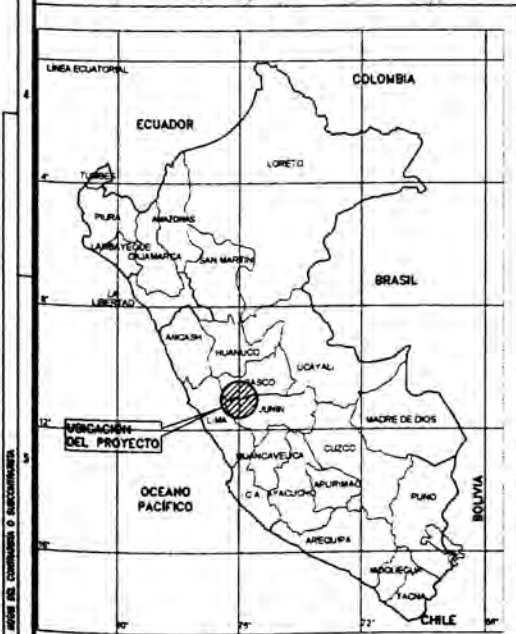
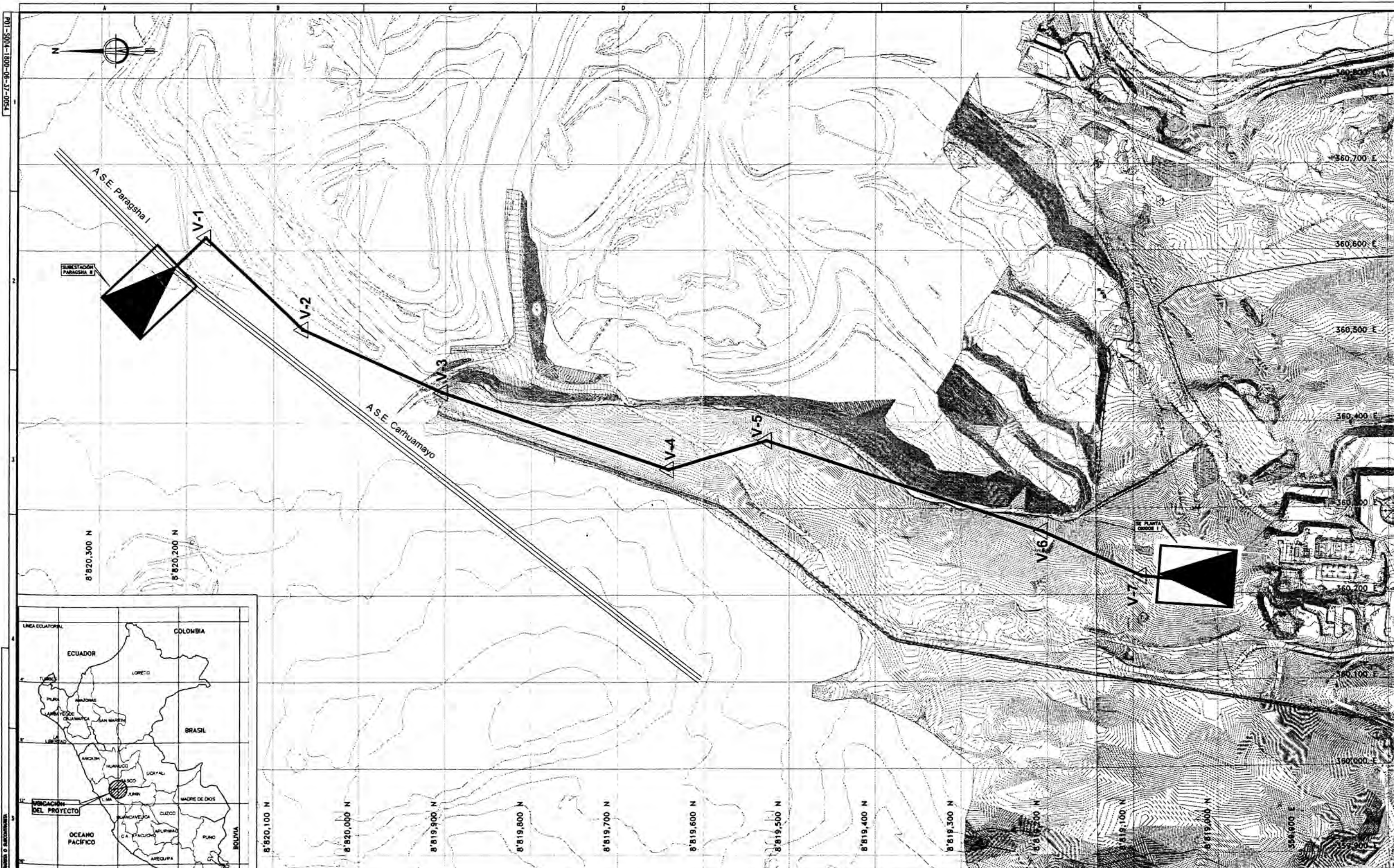
Numero total de salidas por fallas de apantall. y por flameos inversos :

NF = 0.207 100km por año

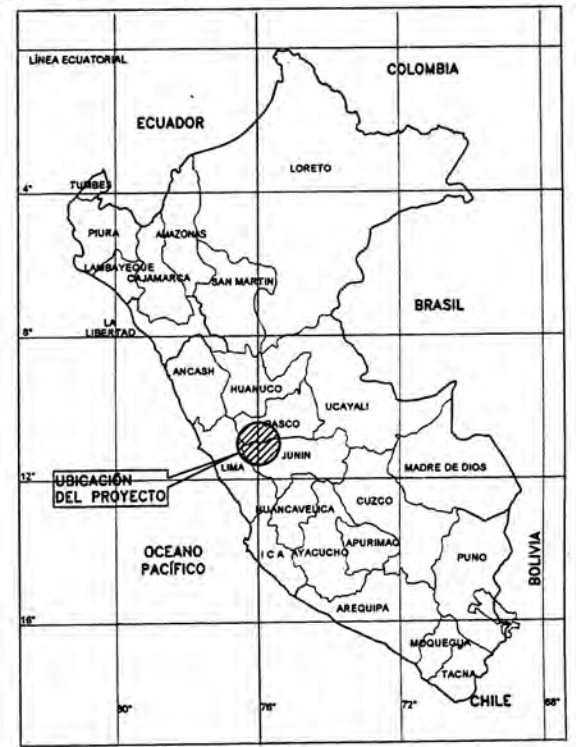
De la misma forma se procede a hacer el cálculo del número total de flameos por 100 km por año para diferentes resistencias de puestas a tierra.

Resistencia de Puesta a Tierra	NT
10	0.033
15	0.076
20	0.014
25	0.207
30	0.288
40	0.472

PLANOS



CESEL INGENIEROS EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO S.A.C. - VOLCAN		VOLCAN EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO S.A.C. - VOLCAN	
PROYECTO: INGENIERIA BASICA Y DEFINITIVA S.E. PARAGSHA II, S.E. PLANTA OXIDOS I Y LINEA DE TRANSMISION EN 138 KV.		UBICACION DEL AREA DEL PROYECTO LINEA DE TRANSMISION 138 KV	
ESCALA: 1/7000		# PLANO: P01-S004-1800-06-37-0054	
# PLANO OBRAS: P01-S004-1800-06-37-0054		LAMINA # 001	
ESTADO:		FECHA:	
POR: LAL		FECHA: DE-2012	
EJECUTADO: G.G.O.		FECHA: DE-2012	
REVISADO: A.B.A.		FECHA: DE-2012	
APROBADO: F.A.B.		FECHA: DE-2012	
ENTIDAD PARA EXPEDIENTE FINAL: 21.01.12		L.A.L. G.G.O. A.O.A. F.O.D.	
ENTIDAD PARA REVISION DEL CLIENTE: 02.01.12		L.A.L. G.G.O. A.O.A. F.O.D.	
ENTIDAD PARA REVISION INTERNA: 13.12.11		L.A.L. G.G.O. A.O.A. F.O.D.	
FECHA:		POR:	
ELEC:		REV:	
APROB:		CUENTE:	



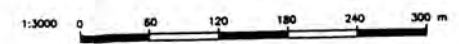
UBICACION
ESCALA

COORDENADAS UTM PSAD-56						
HITO	NORTE	ESTE	COTA m.s.n.m.	PARCIAL (m)	ACUMULADA (m)	ANGULO
P0	8820205.71	360589.36	4371.37		0	0°
V-01	8820178.37	360614.93	4369.63	43.43	43.43	86°34'08"
V-02	8820065.85	360508.19	4376.52	155.09	198.52	-19°15'20"
V-03	8819903.36	360435.04	4380.72	178.20	376.72	-5°19'58"
V-04	8819641.31	360345.32	4380.10	276.98	653.70	-35°00'00"
V-05	8819526.23	360378.91	4374.86	119.87	773.57	34°28'33"
V-06	8819205.75	360273.50	4362.00	337.84	1111.21	6°27'18"
V-07	8819069.84	360221.17	4349.57	126.05	1238.16	-18°1'4"
P1	8819049.27	360216.60	4355.51	41.04	1279.20	0°

LEYENDA

- SUBSTACION
- VERTECE
- LINEA DE TRANSMISION PROYECTADA

NOTAS :
1.- LA ESCALA GRAFICA MOSTRADA ES PARA EL FORMATO A-1, PARA A-3 CONSIDERAR EL DOBLE



POR: R.C.R. EJECUTADO: L.A.L. REVISADO: R.D.F. APROBADO: F.A.B.	FECHA: DE-2012 DE-2012 DE-2012 DE-2012	PROYECTO: ING. BASICA Y DEFINITIVA S.E. PARAGSHA II, S.E. PLANTA OXIDOS I Y LINEA DE TRANSMISION EN 138 KV.	
ESCALA: 1:3000 # PLANO:		CONTENIDO: TRAZO DE RUTA LINEA DE TRANSMISION EN 138 KV	
P01-5004-1800-06-37-0055		LAMINA # 002	

NOTA DEL CONTRATISTA O SUBCONTRATISTA

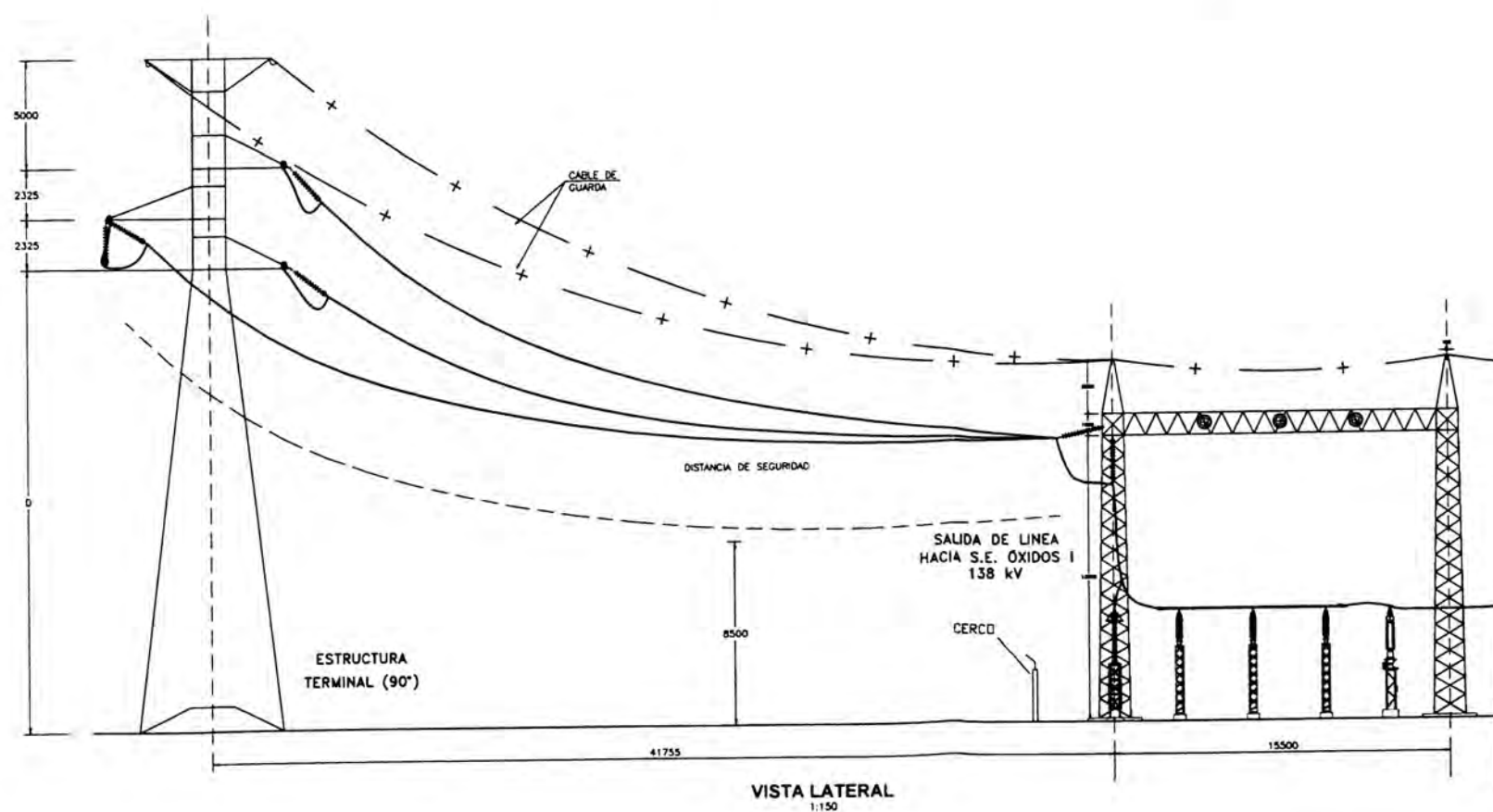
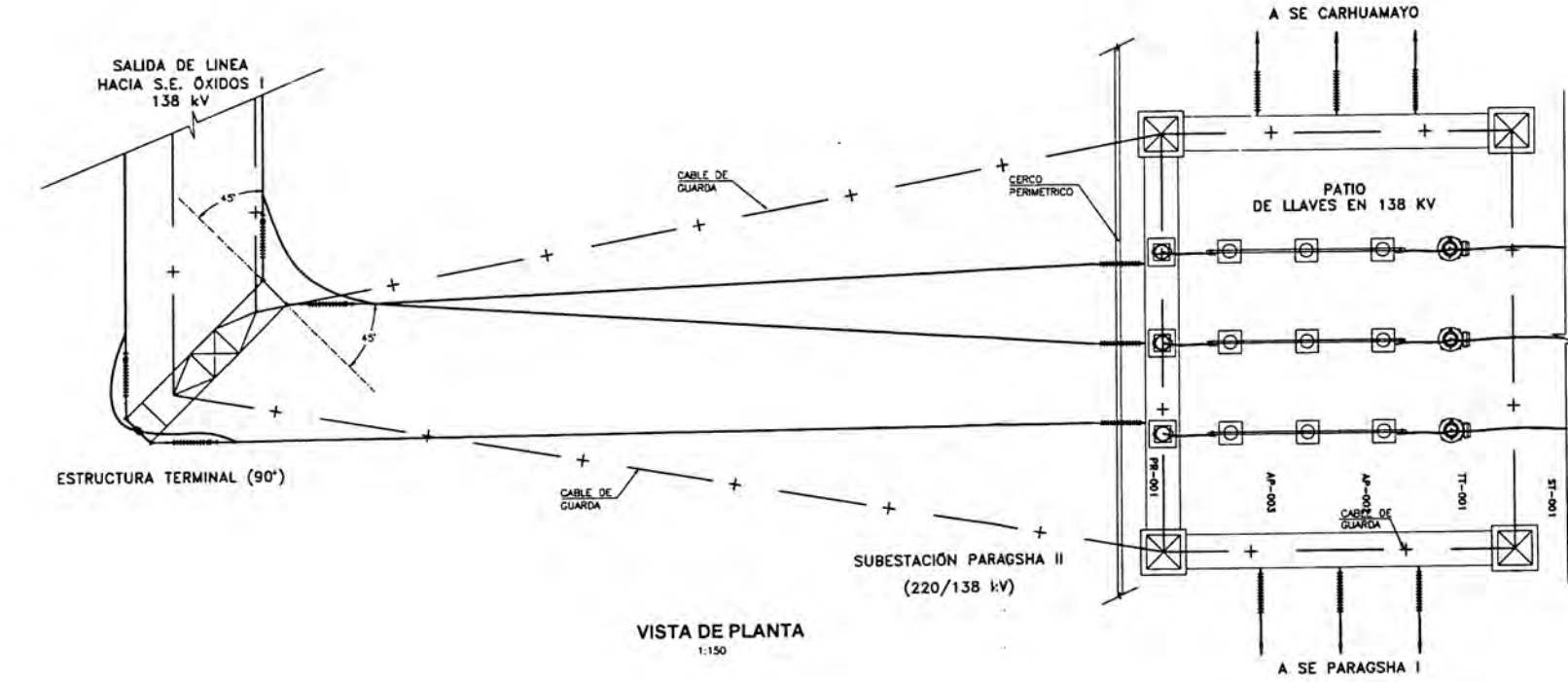
# PLANO REF.	NOMBRE PLANO DE REFERENCIA
P01-5004-1800-01-37-0171	PLANO DE LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO
P01-5004-1800-06-37-0054	UBICACION DEL AREA DEL PROYECTO
	NOMBRE PLANO DE REFERENCIA

REV.	DESCRIPCION	FECHA	POR	E.E.C.	REV.	APROB.	CLIENTE
1	DENTRO PARA EXPEDICION FINAL	02.01.2012	R.C.R.	L.A.L.	R.D.F.	F.A.B.	
2	DENTRO PARA REVISION DEL CLIENTE	13.12.2011	R.C.R.	L.A.L.	R.D.F.	F.A.B.	
3	DENTRO PARA REVISION DEL CLIENTE	03.10.2011	R.C.R.	L.A.L.	R.D.F.	F.A.B.	
4	DENTRO PARA REVISION INTERNA	26.08.2011	R.C.R.	L.A.L.	R.D.F.	F.A.B.	

REV.	DESCRIPCION	FECHA	POR	E.E.C.	REV.	APROB.	CLIENTE
1	DENTRO PARA EXPEDICION FINAL	02.01.2012	R.C.R.	L.A.L.	R.D.F.	F.A.B.	
2	DENTRO PARA REVISION DEL CLIENTE	13.12.2011	R.C.R.	L.A.L.	R.D.F.	F.A.B.	
3	DENTRO PARA REVISION DEL CLIENTE	03.10.2011	R.C.R.	L.A.L.	R.D.F.	F.A.B.	
4	DENTRO PARA REVISION INTERNA	26.08.2011	R.C.R.	L.A.L.	R.D.F.	F.A.B.	

FORMATO: S0 EXPAND A3 (297.00 X 420)ESCALA: FOTOCOPIA: 3-PARRON VER 00.C10

P01-5004-1800-06-37-0056



LEYENDA	
	CONDUCTOR AAC 304 mm ²
	CABLE OPCW 108 mm ²

Distancia D
De 15000 a 21000 mm

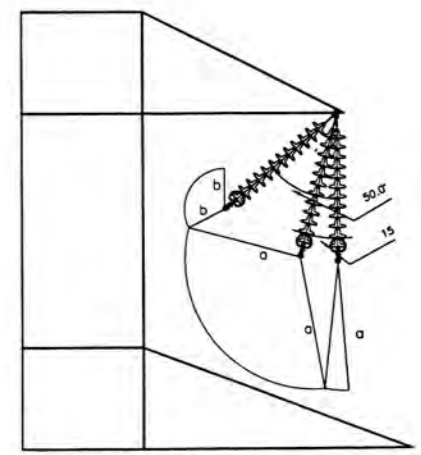
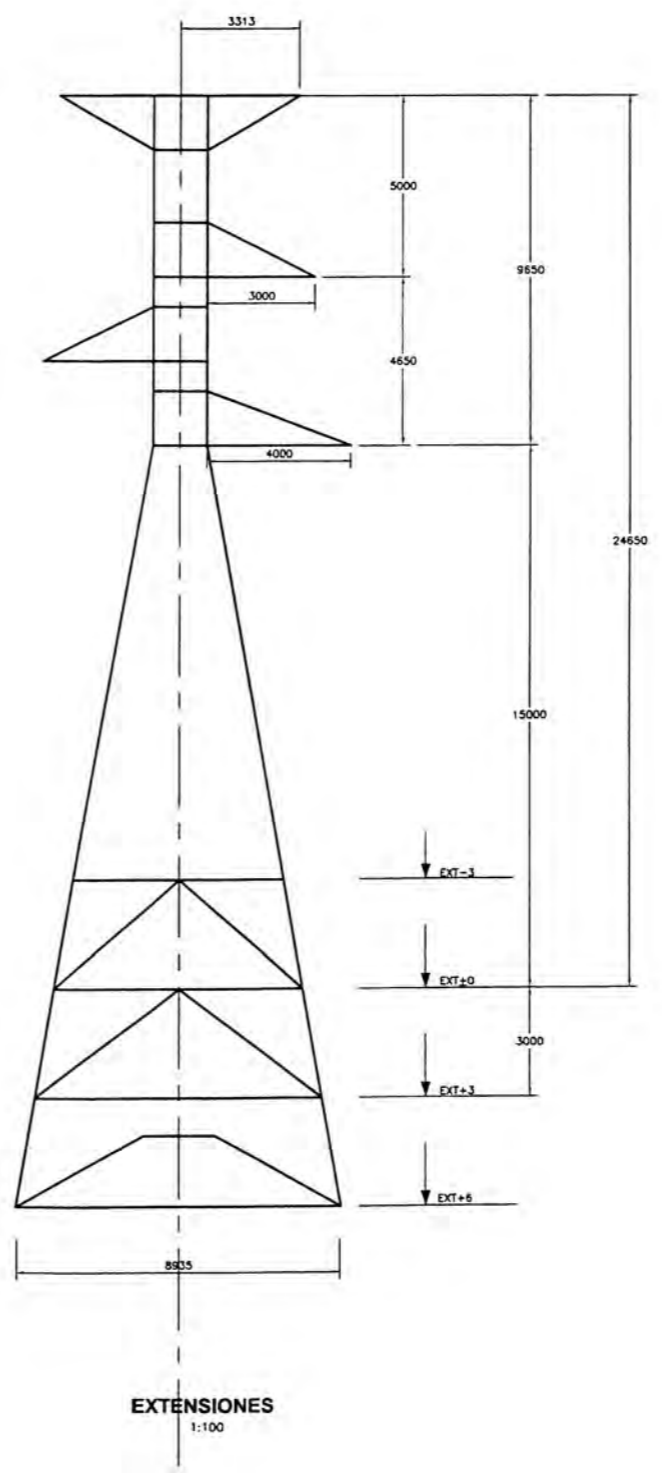
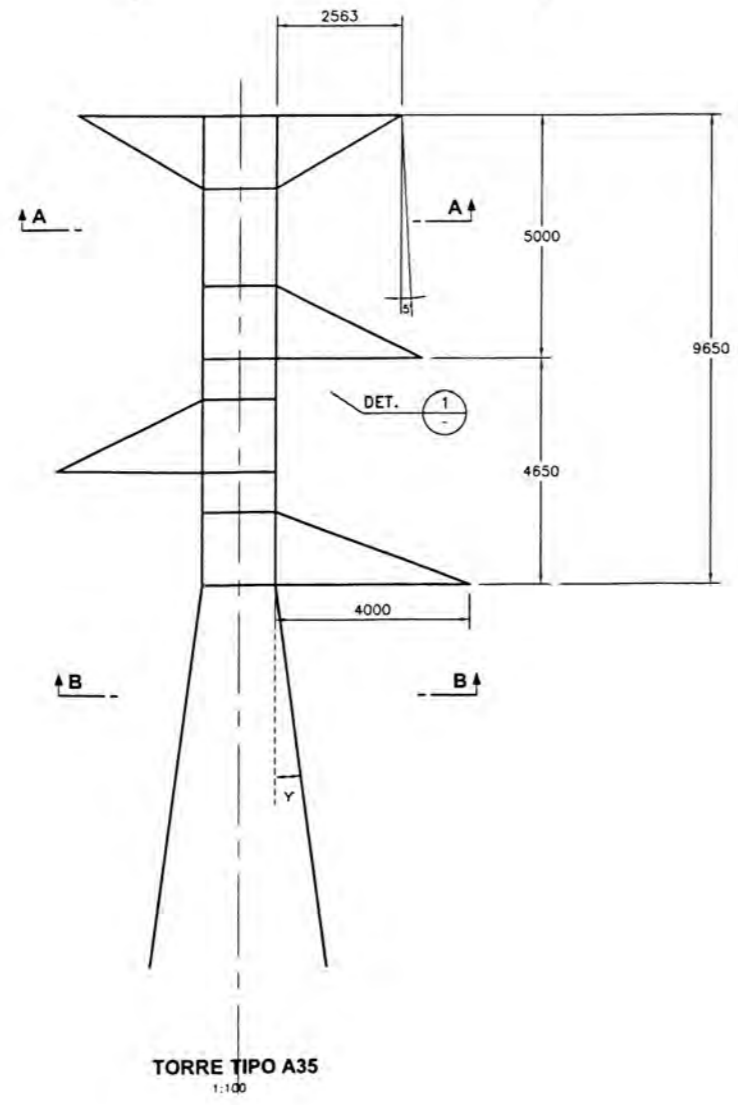
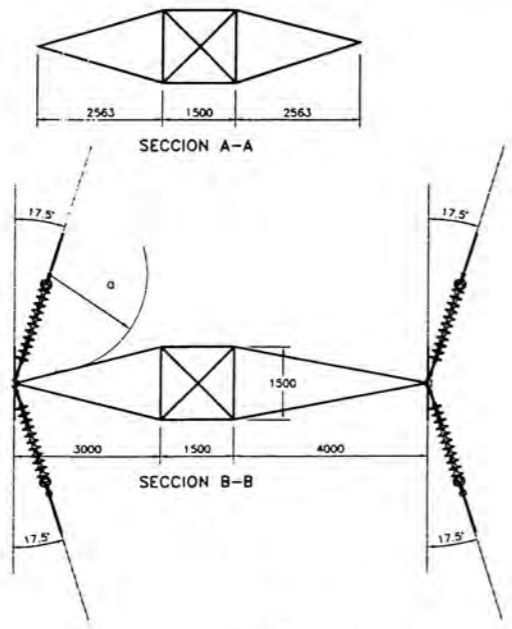
- NOTAS :**
- 1.- LA ESCALA GRAFICA MOSTRADA ES PARA EL FORMATO A-1, PARA A-3 CONSIDERAR EL DOBLE
 - 2.- DIMENSIONES EN MILIMETROS Y NIVELES EN METROS, SALVO INDIADO.
 - 3.- USAR SOLO DIMENSIONES INDICADAS EN LOS PLANOS.



REVISIONES	FECHA	POR	EJEC.	REV.	APROB.	CLIENTE
1	02.01.2012	LAL	H.C.M.	R.O.F.	F.O.B.	
2	13.12.2011	LAL	H.C.M.	R.O.F.	F.O.B.	
3	07.10.2011	LAL	H.C.M.	R.O.F.	F.O.B.	
4	26.09.2011	LAL	H.C.M.	R.O.F.	F.O.B.	

 CESEL INGENIEROS	 EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO S.A.C. - VOLCAN	
	PROYECTO: ING. BASICA Y DEFINITIVA S.E. PARAGSHA II, S.E. PLANTA OXIDOS I Y LINEA DE TRANSMISION EN 138 KV.	
CONTENIDO: DETALLE DE SALIDA DE PARAGSHA II LINEA DE TRANSMISION EN 138 KV	CLIENTE: P01-5004-1800-06-37-0056	
POR: LAL EJECUTADO: H.C.M. REVISADO: R.O.F. APROBADO: F.O.B.	ESCALA: 1:300	
No. PLANO REF.	No. PLANO DE REFERENCIA	No. PLANO REF.

NOMBRE COMFAC. DE PLOTO. A-3-PATRÓN VER. 00.010
 FORMATO ISO ESPANO A3 (297,00 X 420,00)MM PLOTO: 0.73735681.1



DETALLE 1
1:20

a	b
15'	50'
1900	600

CARACTERISTICAS DE LAS TORRES

DESCRIPCION	A35
VANO MEDIO	400m (0') 400m (35')
VANO GRAVANTE	600 m
ANGULO MAXIMO	35'
VANO MAXIMO	600 m

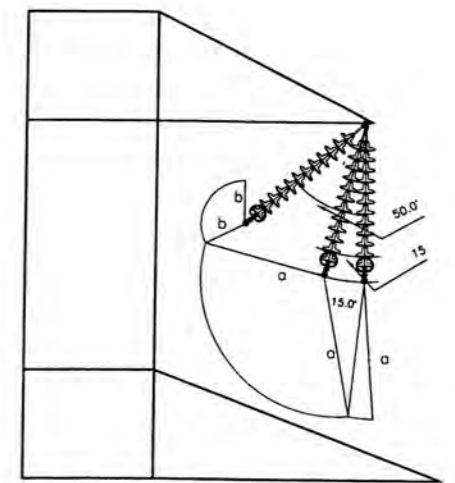
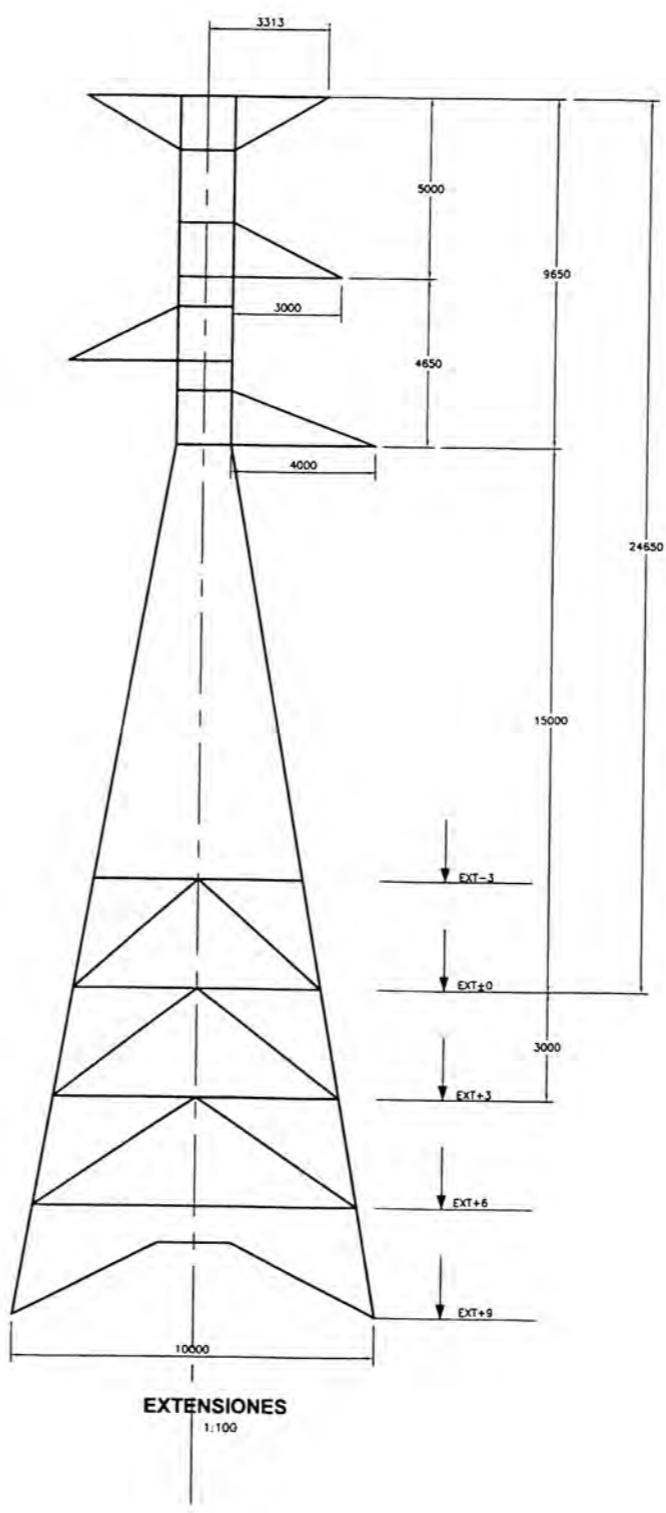
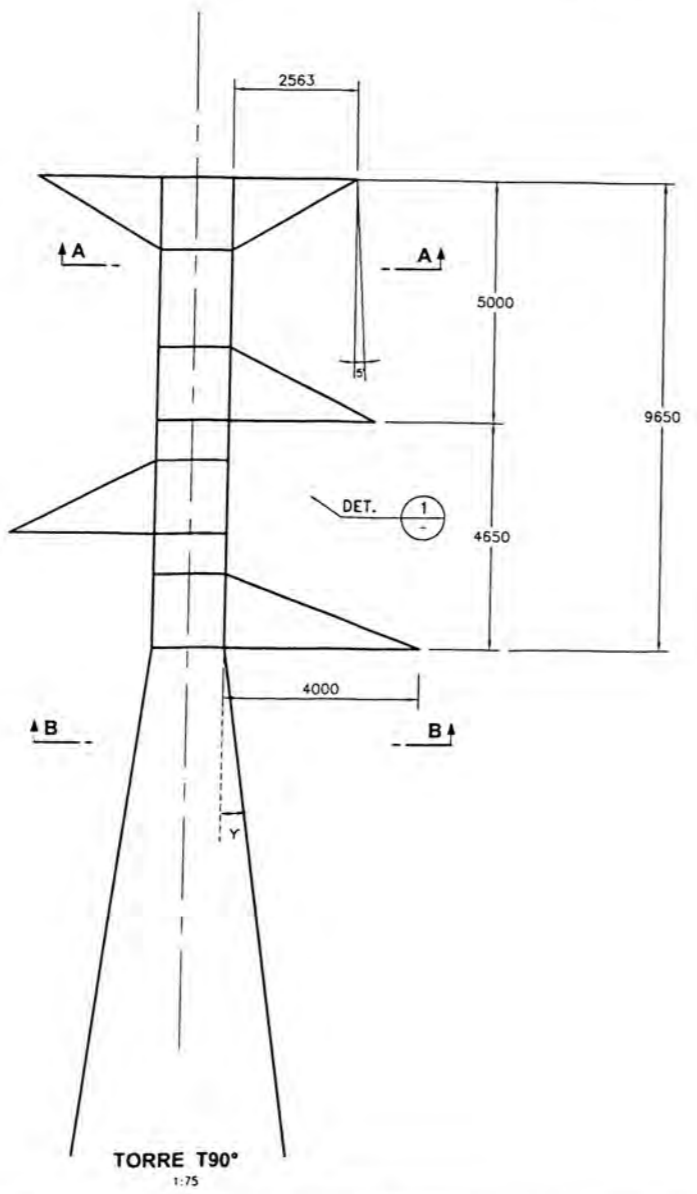
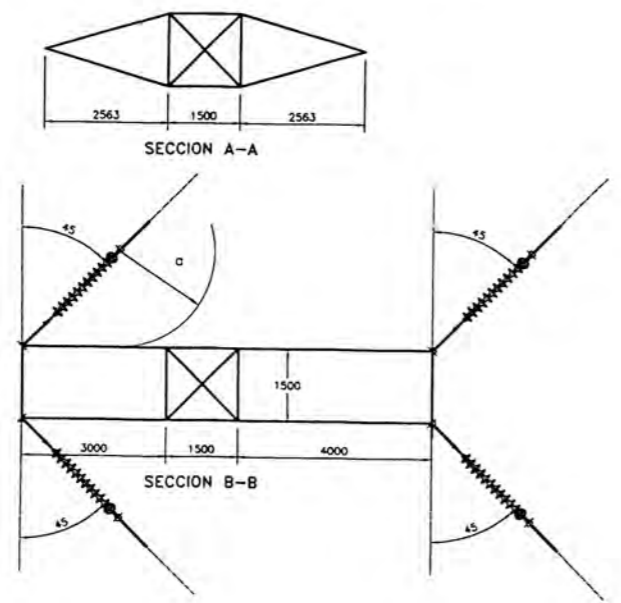
NOTAS

- 1.- LONGITUD DEL CUELLO MUERTO 3800 mm
- 2.- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN EN MILIMETROS SALVO LO INDICADO
- 3.- EL ANGULO "Y" DIFERENCIA DEL CUERPO RECTO NO MAYOR A 10'

EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO S.A.C. - VOLCAN			PROYECTO: ING. BASICA Y DETALLE S.E. PARAGSHA II, S.E. PLANTA OXIDOS I Y LINEA DE TRANSMISION EN 138 kV.		
POR:	R.C.M.	FECHA:	DEC-2011		
EJECUTADO:	L.A.L.	FECHA:	DEC-2011		
REVISADO:	R.O.F.	FECHA:	DEC-2011		
APROBADO:	F.Q.D.	FECHA:	DEC-2011		
ESCALA: 1:300			CONTENIDO: ARREGLO DE ESTRUCTURA ANGULAR LINEA DE TRANSMISION EN 138 kV		
N° PLANO: P01-S004-1800-06-37-0060			N° PLANO CLIENTE: P01-S004-1800-06-37-0060		REV. 008

No. PLANO REF.	NOMBRE PLANO DE REFERENCIA	No. PLANO REF.	NOMBRE PLANO DE REFERENCIA

NOMBRE CONSIG. DE PLOTEO: A-3-PATROM VER 00.CTB ESC. DE PLOTEO: 0.49:1



a	b
15°	50°
1900	600

CARACTERISTICAS DE LAS TORRES

DESCRIPCION	T90°
VARO MEDIO	400 (0°) 400 (90°)
VARO GRAVANTE	600 m
ANGULO MAXIMO	90°
VARO MAXIMO	600 m

NOTAS

- 1.- LONGTUD DEL CUELLO MUERTO 3600 mm
- 2.- EN LA TORRE SIT SE UTILIZARA CRUCETAS CUADRADAS
- 3.- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN EN MILIMETROS SALVO LO INDICADO
- 4.- EL ANGULO "Y" DIFERENCIA DEL CUERPO RECTO NO MAYOR A 10°

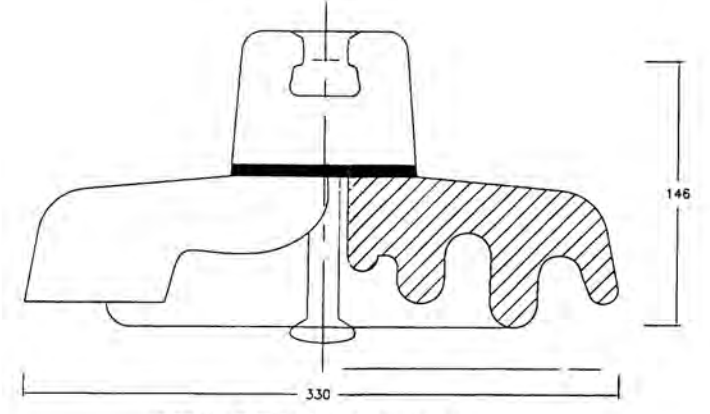
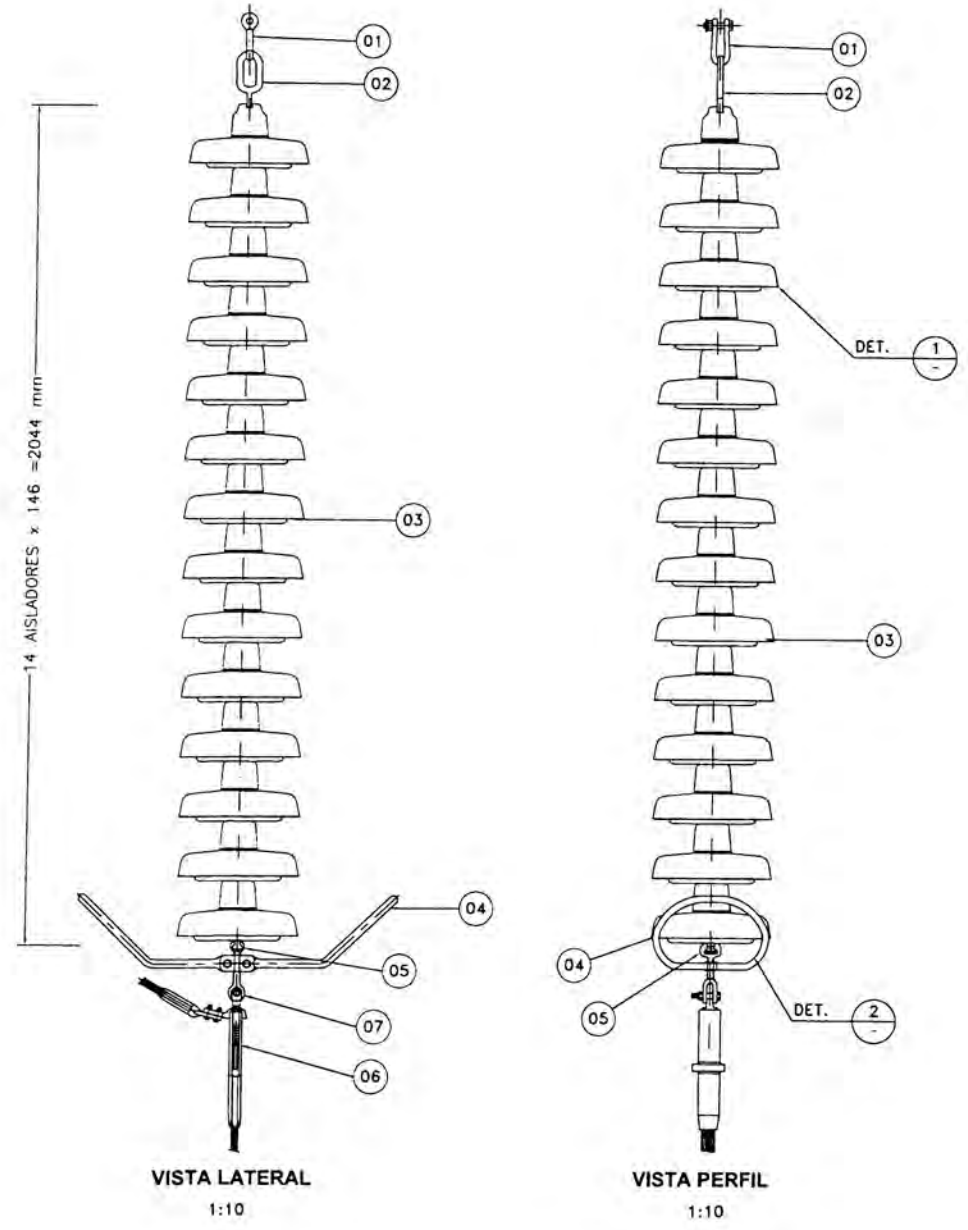
CESEL INGENIEROS			EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO S.A.C. - VOLCAN		
POR: H.C.M. EJECUTADO: L.A.L. REVISADO: R.D.F. APROBADO: F.Q.D.	FIRMA FIRMA FIRMA FIRMA	FECHA DEC-2011 DEC-2011 DEC-2011 DEC-2011	PROYECTO: ING. BASICA Y DETALLE S.E. PARAGSHA II, S.E. PLANTA OXIDOS I Y LINEA DE TRANSMISION EN 138 KV.		
ESCALA: 1:300			CONTENIDO: ARREGLO DE ESTRUCTURA TERMINAL LINEA DE TRANSMISION EN 138 KV		
N° PLANO: P01-S004-1800-06-37-0061			N° PLANO CLIENTE: P01-S004-1800-06-37-0061		
LAMINA N° 009			REV.		

REV.	DESCRIPCION	FECHA	POR	EJEC.	REV.	APROB.	CLIENTE
1	EMITIDO PARA EXPEDIENTE FINAL	13.12.2011	L.A.L.	H.C.M.	R.D.F.	F.Q.D.	
2	EMITIDO PARA REVISOR DEL CLIENTE	04.10.2011	L.A.L.	H.C.M.	R.D.F.	F.Q.D.	
3	EMITIDO PARA REVISOR INTERNA	26.09.2011	L.A.L.	H.C.M.	R.D.F.	F.Q.D.	

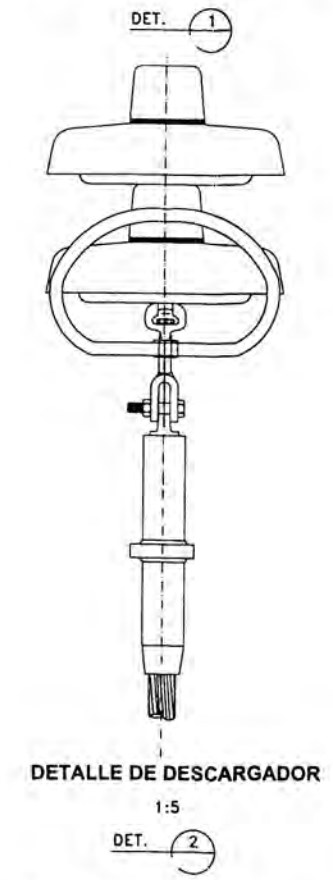
P01-S004-1800-06-37-0062

CADENA DE ANCLAJE DE AISLADORES TIPO FOG (160 kN)

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	CARGA DE ROTURA
1	GRILLETE RECTO	1	160 kN
2	ADAPTADOR ANILLO BOLA CON BASE PARA ALOJAR DESCARGADOR	1	160 kN
3	AISLADOR ESTANDAR MDRIO	14	160 kN
4	DESCARGADOR DOBLE TIPO RAQUETA	2	-
5	ADAPTADOR LARGO ROTULA-OJO CON BASE PARA ALOJAR DESCARGADOR	1	160 kN
6	GRAPA DE ANCLAJE TIPO COMPRESION	1	160 kN
7	ADAPTADOR HORQUILLA-BOLA	1	160 kN



DETALLE DE AISLADOR 160 kN 1:2



DETALLE DE DESCARGADOR 1:5

- LA ESCALA GRAFICA MOSTRADA ES PARA EL FORMATO A-1. PARA A-3 CONSIDERAR EL DOBLE.
- DIMENSIONES EN MILIMETROS Y NIVELES EN METROS, SALVO INDICADO.
- USAR SOLO DIMENSIONES INDICADAS EN LOS PLANOS.

1:2	0	40	80	120	160	200mm
1:5	0	100	200	300	400	500mm
1:10	0	200	400	600	800	1000mm

NOBLE DEL DISEÑADOR O SUBCONTRATISTA

FORMA 0.3 NOMBRE CONF. DE PLIEGO A-3-PATRON VEP 00.CTB ESC. DE PLIEGO 0.49.1

REFERENCIAS	REFERENCIAS	REVISIONES	FECHA	POR	EJEC.	REV.	APROB.	CLIENTE
		ENTRADA PARA EXPEDIENTE FINAL	13.12.2011	LAL	H.C.M.	R.O.F.	F.O.D.	
		ENTRADA PARA REVISION DEL CLIENTE	12.10.2011	LAL	H.C.M.	R.O.F.	F.O.D.	
		ENTRADA PARA REVISION INTERNA	26.09.2011	LAL	H.C.M.	R.O.F.	F.O.D.	

CESEL INGENIEROS			EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO S.A.C. - VOLCAN		
POR: LAL EJECUTADO: H.C.M. REVISADO: R.O.F. APROBADO: F.O.D.	FIRMA FECHA DEC-2011 DEC-2011 DEC-2011 DEC-2011	PROYECTO: ING. BASICA Y DETALLE S.E. PARAGSHA II, S.E. PLANTA OXIDOS I Y LINEA DE TRANSMISION EN 138 kV.	CONTENIDO: DETALLE DE CADENA DE ANCLAJE CON AISLADORES TIPO FOG L.L.T.T EN 138 kV		
ESCALA: 1:500 N° PLANO: P01-S004-1800-06-37-0062		N° PLANO CLIENTE: P01-S004-1800-06-37-0062 (2de2)			LAMINA N° 011

**LINEA DE TRANSMISION 138 kV, S.E. PARAGSHA II - S.E. PLANTA DE OXIDOS
PLANILLA DE ESTRUCTURAS**

TORRE N°	UBICACION DE ESTRUCTURAS		COORDENADAS		VANO REAL ADELANTE (m)	VANO MEDIO (m)	VANO PESO CALIENTE (m)	ANGULO TOPOGRAFICO	NUMERO DE VERTICE	TIPO DE ESTRUCTURA	AISLADORES			AMORTIGUADORES AAAC POR VANO	AMORTIGUADORES CABLE DE GUARDA		N° DE TRAMO	VANO REGULADOR (m)	PARAMETRO CATENARIA (m)	TIPO DE PUESTA A TIERRA	OBSERVACIONES
	ESTACION (m)	COTA (m)	ESTE (X) (m)	NORTE (Y) (m)							ANCLAJE		ORIENTACION		EHS POR VANO	OPGW POR VANO					
											NORMAL	INVERTIDA									
	0.00	4371.37	360589.37	8820205.71	37.43	19	18	0°0'0"	PORT	PORT	3	-	-	-	-	-	1	36.04	368	A	INICIO DE LINEA DE 138 kV S.E. PARAGSHA
1	37.43	4369.63	360614.93	8820178.37	155.09	96	80	86°34'12"	V-1	T90	6	-	-	3	1	1	2	154.22	889	2	UBICADO EN AREA CONCESION VOLCAN
2	192.52	4376.53	360508.20	8820065.86	178.20	167	125	-19°15'36"	V-2	A35-3	6	-	-	3	1	1	3	178.13	944	1	UBICADO EN AREA CONCESION VOLCAN
3	370.72	4388.73	360435.05	8819903.36	276.99	228	465	-05°19'48"	V-3	A35-3	6	-	-	6	1	1	4	277.48	1135	2	UBICADO EN AREA CONCESION VOLCAN
4	647.71	4380.11	360345.32	8819641.31	119.88	199	310	-35°00'00"	V-4	A35	6	-	-	3	1	1	5	119.60	796	1	UBICADO EN AREA CONCESION VOLCAN
5	767.58	4374.86	360378.91	8819526.24	337.37	229	261	34°28'48"	V-5	A35-3	6	-	-	6	1	1	6	336.57	1220	1	UBICADO EN AREA CONCESION VOLCAN
6	1104.96	4362.00	360273.50	8819205.75	127.17	232	182	06°54'00"	V-6	A35-3	6	-	-	6	1	1	7	127.34	818	1	UBICADO EN AREA CONCESION VOLCAN
7	1232.13	4359.80	360211.17	8819089.85	41.03	84	105	17°59'24"	V-7	T90	6	-	-	3	-	-	8	41.10	383	1	UBICADO EN AREA CONCESION VOLCAN
	1273.16	4357.12	360216.66	8819049.06	0.00	21	-98	00°00'00"	PORT	PORT	3	-	-	-	-	-	9	0.00	0.00	A	LLEGADA A S.E. PLANTA DE OXIDOS

REFERENCIAS

No. PLANO REF.	NOMBRE PLANO DE REFERENCIA
P01-S004-1800-06-37-0063	DETALLE DE PUESTA A TIERRA
P01-S004-1800-06-37-0066	PLANILLA DE ESTRUCTURAS
P01-S004-1800-06-37-0055	TRAZO DE RUTA
P01-S004-1800-06-37-0061	ARREGLO DE ESTRUCTURA TERMINAL
P01-S004-1800-06-37-0060	ARREGLO DE ESTRUCTURA ANGULAR

REVISIONES

REV.	DESCRIPCION	FECHA	POR	EJEC.	REV.	APROB.	CLIENTE
1	EMITIDO PARA DEPONER FINAL	03.01.2012	AJM	AJM	R.O.F.	F.O.B.	
2	EMITIDO PARA REVISION DEL CLIENTE	14.10.2011	AJM	AJM	R.O.F.	F.O.B.	
3	EMITIDO PARA REVISION INTERNA	26.09.2011	L.A.L	R.C.M	R.O.F.	F.O.B.	

REVISIONES

EMPRESA ADMINISTRADORA CERRO S.A.C. - VOLCAN			PROYECTO:		
POR:			ING. BASICA Y DEFINITIVA		
EJECUTADO:			S.E. PARAGSHA II, S.E. PLANTA OXIDOS I		
REVISADO:			Y LINEA DE TRANSMISION EN 138 kV.		
APROBADO:			CONTIENE:		
ESCALA: S/E			PLANILLA DE ESTRUCTURAS		
N° PLANO:			LINEA DE TRANSMISION EN 138 kV		
P01-S004-1800-06-37-0066			N° PLANO CLIENTE:		
P01-S004-1800-06-37-0066			LAMINA N°		
015			REV.		