

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**ESTUDIO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN Y  
PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO EN 22,9/13,2 kV  
PARA LAS LOCALIDADES DEL DISTRITO DE  
LIMABAMBA**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**EDWIN MORI LLANCA**

**PROMOCIÓN  
1997 - II**

**LIMA – PERÚ  
2006**

**ESTUDIO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN Y PEQUEÑO SISTEMA  
ELÉCTRICO EN 22,9/13,2 kV PARA LAS LOCALIDADES DEL DISTRITO  
DE LIMABAMBA**

*Dedico este trabajo a:  
Mis padres y hermanos especialmente a  
Sellenne y Armstrong que están allá arriba junto al Señor.*

## **SUMARIO**

El presente trabajo, pretende analizar los puntos más esenciales para la construcción de la Línea de Subtransmisión y Pequeño Sistema Eléctrico en 22,9/13,2 kV para beneficio de las localidades de Challuayaco, Nueva Luz, Chontapampa, Shocol, Loja, La Shallca y Limabamba, ubicadas en el distrito de Limabamba, provincia de Rodríguez de Mendoza, departamento de Amazonas.



# INDICE

## PROLOGO

## CAPITULO

### DESCRIPCIÓN GENERAL

1.1	Aspectos Generales	2
1.1.1	Descripción Geográfica	2
a)	Ubicación	2
b)	Condiciones Climatológicas	2
c)	Topografía-Altitud del Área del estudio	2
d)	Vías De Acceso	2
e)	Actividades Económicas Y Social	3
f)	Servicios A La Población	3
g)	Turismo	3
1.2	Mercado Eléctrico	3
1.2.1	Demanda De Potencia Y Energía	3
1.2.2	Oferta de potencia y energía	3
1.2.3	Instalaciones Eléctricas Existentes	4
a)	Generalidades E Información Existente	4
b)	Descripción De Instalaciones Eléctricas Existentes	4
1.3	Alcances del estudio	4
1.3.1	Selección De Las Rutas De La Línea	4
1.3.2	Alcances del estudio definitivo de ingeniería	5
a)	Líneas Primarias	5
b)	Redes Primarias	5
c)	Subestaciones de Distribución	5
d)	Puesta a tierra	6
1.3.3	Características Eléctricas del sistema	6
a)	Niveles de tensión	6
b)	Nivel de aislamiento	6
c)	Niveles de cortocircuito	6
1.3.4	Características del Equipamiento	6

a)	Postes y Crucetas	6
b)	Conductor	7
c)	Aisladores	7
d)	Retenidas y Anclajes	7
e)	Sistema de puesta a tierra	8
f)	Pararrayos de Oxido Metálico	8
g)	Material de Ferrería	8
1.3.5	Aspectos de Diseño Eléctrico	8
a)	Cálculo de Caída de Tensión	8
b)	Balance de Corrientes	8
1.3.6	Aspectos de Diseño Mecánico	8
a)	Cálculo Mecánico de Conductores	8
b)	Diseño Mecánico de las Estructuras	9
c)	Tipos de Estructuras	9
1.4	Servidumbre	10

## **CAPÍTULO II**

### **CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS**

2.1	Cálculos Eléctricos	11
2.1.1	Normas Aplicables	11
2.1.2	Características Eléctricas del Sistema	11
a)	Niveles de Tensión	11
b)	Distancias Mínimas de Seguridad	12
2.1.3	Cálculo de Parámetros de Conductores	14
a)	Parámetros de los conductores	14
b)	Parámetros de Secuencia Positiva, Negativa y Cero	14
2.1.4	Cálculo de Caída de Tensión	15
2.1.5	Calculo de Perdidas de Potencia y Energía por Efecto Joule	16
2.1.6	Cálculo de Cortocircuito y Coordinación de Protección	17
2.1.7	Estudio del Nivel de Aislamiento	18
a)	Criterios para la Selección del Nivel de Aislamiento	18
b)	Factor de Corrección	19
c)	Determinación del nivel de aislamiento	19
d)	Selección de Aisladores	21
e)	Aislamiento Ante Sobre tensiones de Origen Atmosférico	21
f)	Selección de Pararrayos	22

g)	Coordinación de aislamiento	24
2.1.8	Estudio de Resistividad y Cálculo de Puesta a Tierra	25
a)	Premisas de Diseño	24
b)	Medición de Resistividad	25
c)	Puesta a tierra de líneas y redes primarias	26
d)	Puesta a tierra de subestaciones de distribución	26
2.2	Cálculo Mecánico de Conductores	27
2.2.1	Consideraciones de Diseño	27
2.2.2	Formulación de Hipótesis de Cálculo	27
2.2.3	Características mecánicas de los conductores empleados	27
a)	Consideraciones para el cálculo	28
b)	Resultados	31
2.3	Cálculo Mecánico de Estructuras	31
2.3.1	Consideraciones de Diseño	31
2.3.2	Tipos de estructuras	32
2.3.3	Hipótesis de cálculo	33
2.3.4	Factores de seguridad	33
2.3.5	Cargas previstas	33
2.3.6	Características de los postes de madera	33
2.3.7	Consideraciones para el cálculo	34
2.4	Cálculo de Retenidas	36
2.4.1	Cálculo del bloque de Retenida	36
2.5	Prestaciones de Estructuras	36
2.5.1	Distribución de Estructuras	37
2.5.2	Calculo de Amortiguadores	37
2.6	Cálculo de Cimentaciones	39
2.6.1	Criterios de Diseño	39
2.6.2	Parámetros de cimentación	39
2.6.3	Resultados	39

### **CAPITULO III**

<b>METRADO BASE Y VALOR REFERENCIAL</b>	<b>40</b>
Valores Referencial	41
Metrado Base Línea Primaria 22,9/13,2 kV	42
Planilla de Estructuras Línea Primaria	45
Metrado Base Red Primaria 22,9/13,2 kV	49

Planilla de Distribución de Armados en Redes Primarias	50
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>58</b>
<b>ANEXOS</b>	
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	

## **PRÓLOGO**

El Plan de Electrificación Rural establece entre sus principales metas el incremento de la cobertura del servicio eléctrico a la población no atendida, y la mejora técnica y económica de sistemas eléctricos existentes que brindan deficiente servicio y no permiten el desarrollo de actividades productivas, en tal sentido la Municipalidad Distrital de Limabamba y la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas – DEP/MEM, dentro del Programa de Electrificación Nacional de Electrificación, vienen gestionando coordinadamente los trabajos y estudios previos con el objetivo de satisfacer las necesidades de la demanda eléctrica requerida por la población de 07 localidades que se encuentran en el sector del distrito de Limabamba, las cuales tendrán como fuente de suministro eléctrico el despacho de la Micro Central Hidroeléctrica Challuayaco, construida anticipadamente en forma conjunta entre el Ministerio de Energía y Minas y la Municipalidad Distrital de Limabamba.

El presente trabajo ESTUDIO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN Y PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO EN 22,9/13,2 kV PARA LAS LOCALIDADES DEL DISTRITO DE LIMABAMBA, forma parte de lo indicado líneas arriba y está conformado por los siguientes capítulos:

**CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN GENERAL**, se presenta la descripción de las instalaciones que comprende el proyecto, criterios de diseño y análisis efectuados.

**CAPÍTULO II: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS**, se presenta la descripción del reglamento y normas vigentes, así como también el análisis del sistema, cálculos de diseño eléctrico y mecánico.

**CAPÍTULO III: METRADOS Y VALOR REFERENCIAL**, se presentan los cuadros con los respectivos metrados y costos para el suministro de materiales, montaje electromecánico y transporte.

## **CAPÍTULO I DESCRIPCION GENERAL**

### **1.1 Aspectos Generales**

El presente trabajo, pretende analizar los puntos más esenciales para la construcción de la Línea de Subtransmisión y Pequeño Sistema Eléctrico en 22,9/13,2 kV para beneficio de la población no atendida de las localidades de Challuayaco, Nueva Luz, Chontapampa, Shocol, Loja, La Shallca y Limabamba.

#### **1.1.1 Descripción Geográfica**

##### **a) Ubicación**

Las localidades a ser beneficiadas con el suministro eléctrico, se encuentran ubicadas en el Distrito de Limabamba, Provincia de Rodríguez de Mendoza, Departamento de Amazonas.

##### **b) Condiciones Climatológicas**

Temperatura Máxima	35 °C
Temperatura Media Anual	15 °C
Temperatura Mínima	-5 °C
Velocidad Máxima del Viento	75 km/h
Velocidad Media del Viento	37,2 km/h

##### **c) Topografía - Altitud del Área del Estudio**

La ruta por la cual atravesará la línea, se caracteriza por ser relativamente accidentada presentando cerros, laderas, quebradas y una extensa llanura, la altitud varía entre 1640 y 1978 metros sobre el nivel del mar.

##### **d) Vías de Acceso**

Carretera Asfaltada Lima-Chiclayo-Pedro Ruiz Gallo, desde la ciudad de Lima por la Panamericana Norte hasta Chiclayo, desde ahí a través de la carretera asfaltada: Chiclayo-Corral Quemado-Bagua-Pedro Ruiz Gallo.

Carretera afirmada Pedro Ruiz Gallo-Chachapoyas-Rodríguez de Mendoza, que se encuentra en regular estado de conservación.

Carretera afirmada Rodríguez de Mendoza-Limabamba, que se encuentra en regular estado de conservación y por la que se accede a la localidad de Limabamba.

Camino de Herradura hacia las localidades de: Challuayaco, Nueva Luz, Chontapampa, Shocol, Loja, La Shallca y Nueva-Luz.

**e) Actividades Económicas y Social**

Las actividades económicas más importantes es la proveniente de la agricultura y en menor grado de la ganadería. Siendo la venta y comercialización de: café, té, maíz, caña de azúcar y frutales típicos (cítricos, plátano, guaba, palta), dicha actividad constituye la fuente principal de ingresos familiares.

- **Sector Ganadero**

La ganadería es una actividad sólo para autoconsumo, con la crianza del ganado vacuno, porcinos y animales domésticos menores.

- **Sector Comercial e Industrial**

En el caso del sector comercial, existen establecimientos pequeños que se dedican a la compra y venta de productos diversos.

La actividad industrial en las localidades beneficiadas es mínima, debido al estado de abandono en que se encuentra, por la falta de servicios básicos como: agua, desagüe, luz y carreteras.

**f) Servicios a la Población**

Existen centros educativos primarios y secundarios, los servicios de salud se ofrecen a través de postas médicas con equipamiento básico.

**g) Turismo**

Se destaca la Catarata Velo de Novia y los paisajes naturales propios de la Selva Alta.

**1.2 Mercado Eléctrico**

**1.2.1 Demanda de potencia y energía**

Las pequeñas localidades a electrificar se encuentran en una zona eminentemente rural, por lo que se ha estimado el consumo de potencia y energía eléctrica de acuerdo a las prospecciones de campo y gabinete para un horizonte de 20 años, de acuerdo a la metodología NRECA (Estrategia Integral de Electrificación Rural - 1999).

**1.2.2 Oferta de potencia y energía**

La fuente de suministro de energía y potencia eléctrica será la Central Hidroeléctrica Challuayaco de 115 kVA instalados actualmente. Posteriormente, el suministro será afianzado con la ampliación de su capacidad en 115 kVA adicionales, cuya infraestructura civil se encuentra construida y acondicionada para el montaje del generador adicional.

En el ANEXO A se presenta el resumen de la proyección estimada de la máxima demanda de potencia y energía eléctrica.

### **1.2.3 Instalaciones Eléctricas Existentes**

#### **a) Generalidades e Información Existente**

La evaluación realizada se apoya sobre la base de información recogida en la zona del estudio, como es la información proporcionada por la Municipalidad Distrital de Limabamba, propietaria de la infraestructura eléctrica existente en dicha localidad, así como también la información proporcionada por los representantes de cada una de las localidades a ser beneficiadas.

#### **b) Descripción de Instalaciones Eléctricas Existentes**

La localidad de Limabamba cuenta con un grupo electrógeno diesel cuyo generador tiene una potencia máxima de 25kW, el cual alimenta a dicha localidad a través de redes secundarias en 0,38/0,22kV, 3 $\phi$  y 0,22kV, 1 $\phi$ , con 02 horas de servicio diarias entre las 19 y las 21 horas, el resto de las localidades no cuenta con ningún tipo de servicio eléctrico.

### **1.3 Alcances del Estudio**

#### **1.3.1 Selección de la Rutas de la Línea**

El planeamiento y selección de la ruta de las líneas primarias se basó en el análisis de los siguientes criterios y normas, citadas en orden de importancia:

- Evitar el paso por zonas con vestigios arqueológicos.
- Evitar el paso por zonas protegidas por el estado (DS N° 010-90-AG).
- Evitar el paso por terrenos inundables, suelos hidromórficos, cauces naturales provocados por lluvias, terrenos con pendiente pronunciada en los que sean frecuentes las caídas de piedras y/o árboles y geológicamente inestables.
- Minimizar la afectación de terrenos de propiedad privada.
- Desarrollo del trazo de la ruta cercana a las carreteras, aprovechando accesos existentes como trochas comunales; y respetando los derechos de vía en las carreteras. Esto permitirá la reducción de los impactos al área de influencia del proyecto, que implica crear menos accesos para el transporte, construcción, operación y mantenimiento de la obra.
- Minimizar los fuertes ángulos de desvío, lo cual implica optimizar los suministros de materiales.



### 1.3.2 Alcances del Estudio Definitivo de Ingeniería

#### a) Líneas Primarias

La línea de sub transmisión tiene como fuente de suministro eléctrico y fijación de punto de diseño el lado primario de la subestación elevadora ubicada al costado de la casa de maquinas de la Central Hidroeléctrica Challuayaco y están diseñadas de la siguiente manera:

- Troncal LP 22,9 kV-3 $\phi$  CH Challuayaco - Limabamba 3x25mm<sup>2</sup>; AAAC; 14,20 km.
- Derivación LP 13,2 kV-MRT Challuayaco 1x25mm<sup>2</sup> AAAC; 4,0 km.
- Derivación LP 13,2 kV-MRT Nueva Luz 1x25mm<sup>2</sup> AAAC; 2,85 km.
- Derivación LP 13,2 kV-MRT Shocol 1x25mm<sup>2</sup> AAAC; 1,67 km.
- Derivación LP 13,2 kV-MRT Loja, La Shallca 1x25mm<sup>2</sup> AAAC; 2,76 km.
- Longitud total de Línea Primaria; 21,88 km.

#### b) Redes Primarias

Las redes primarias están diseñadas de la siguiente manera:

- RP 13,2 kV-MRT Challuayaco 1x25mm<sup>2</sup> AAAC; 0,04 km.
- RP 13,2 kV-MRT Nueva Luz 1x25mm<sup>2</sup> AAAC; 0,04 km.
- RP 13,2 kV-MRT Chontapampa 1x25mm<sup>2</sup> AAAC; 0,04 km.
- RP 13,2 kV-MRT Shocol 1x25mm<sup>2</sup> AAAC; 0,04 km.
- RP 13,2 kV-MRT Loja 1x25mm<sup>2</sup> AAAC; 0,04 km.
- RP 13,2 kV-MRT La Shallca 1x25mm<sup>2</sup> AAAC; 0,04 km.
- RP 13,2 kV-MRT Limabamba 1x25mm<sup>2</sup> AAAC; 0,79 km.
- RP 22,9 kV-3 $\phi$  Limabamba 3x25mm<sup>2</sup> AAAC; 0,38 km.
- Longitud total de Red Primaria; 1,41 km.

#### c) Subestaciones de Distribución

Las subestaciones de distribución serán distribuidas en las localidades de:

- Challuayaco; transformador 10 kVA, 1 $\phi$ , 13,2/0,46-0,23 kV.
- Nueva Luz; transformador 15 kVA, 1 $\phi$ , 13,2/0,46-0,23 kV.
- Chontapampa; transformador 05 kVA, 1 $\phi$ , 13,2/0,46-0,23 kV.
- Shocol; transformador 15 kVA, 1 $\phi$ , 13,2/0,46-0,23 kV.
- Loja; transformador 05 kVA, 1 $\phi$ , 13,2/0,46-0,23 kV.
- La Shallca; transformador 10 kVA, 1 $\phi$ , 13,2/0,46-0,23 kV.
- Limabamba; transformador N° 01 de 40 kVA, 3 $\phi$ , 22,9/0,46-0,23 kV.
- Limabamba; transformador N° 02 de 15 kVA, 1 $\phi$ , 13,2/0,46-0,23 kV.

Los tableros de distribución serán los adecuados y de acuerdo a la configuración y potencia de cada subestación, todos los tableros tendrán circuito de control y medición de alumbrado público.

**d) Puestas a tierra**

Para el sistema de puesta en las líneas primarias, redes primarias y subestaciones, se ha tenido en cuenta lo indicado en la Norma RD 018 2003 EMDGE.

**1.3.3 Características Eléctricas del Sistema**

**a) Niveles de Tensión**

El transformador de la subestación de salida de la C.H. Challuayaco 0,4/22,9-13,2 kV cuenta con el neutro efectivamente puesto a tierra en el lado de 22,9 kV, esta configuración permite la obtención del sistema de las líneas primarias los cuáles son compatibles con la magnitud y distribución de las cargas del estudio.

**b) Nivel de Aislamiento**

Las líneas primarias y subestaciones de distribución estarán ubicadas entre 1640 y 1978 msnm, por lo que el nivel de aislamiento mínimo de los equipos eléctricos está dado por los siguientes valores:

Tensión nominal del sistema	22,9 kV.
Tensión máxima de servicio	25,0 kV.
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50'	150,0 kV.
Tensión de sostenimiento a 60 Hz	50,0 kV.

**c) Niveles de Cortocircuito**

Todo el equipamiento propuesto será capaz de soportar los efectos térmicos y mecánicos de las corrientes de cortocircuito equivalente a 250 MVA, por un mínimo período de tiempo de 0,2 s.

**1.3.4 Características del Equipamiento**

**a) Postes y Crucetas**

Para la selección del material de las estructuras se han establecido las siguientes premisas:

Para electrificación rural los costos deben de ser los menores posibles, garantizando un grado de seguridad mínimo de acuerdo con las exigencias de las normas nacionales e internacionales que son aplicables.

Según la norma MEM/DEP-001 "Normalización para sistema de distribución eléctrica de localidades aisladas y rurales", podrán utilizarse postes de concreto y/o de madera, en este último caso podrán ser de procedencia nacional o importada, por tanto, considerando el difícil acceso a la zona a electrificar, se ha

previsto la utilización de postes de madera, que cumplan con las características mecánicas establecidas en las especificaciones técnicas del proyecto.

Las crucetas y ménsulas serán de Tornillo y tratadas bajo el método vacío-presión, con el preservante compuesto de sales CCA-tipo C - factor Oxido 70% y una concentración de 5 %, la retención del preservante CCA-C en la madera de las crucetas tipo Tornillo debe ser de 3 kg/m<sup>3</sup> como mínimo.

Los accesorios metálicos para postes y crucetas que se utilizarán en líneas y redes primarias son: Pernos maquinados, perno-ojo, tuerca-ojo, perno tipo doble armado, espaciador para espigas de cabeza de poste, tubo espaciador, brazo angular, braquete angular, perno con horquilla, tirafondo y arandelas

**b) Conductor**

El conductor a utilizar es de aleación de aluminio; y la sección del conductor ha sido definida tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Corrientes de cortocircuito

- Esfuerzos mecánicos

- Capacidad de corriente en régimen normal

- Caída de tensión

Los dos primeros factores han sido determinantes en la definición de la sección de 25 mm<sup>2</sup> del conductor.

Los accesorios de los conductores que se utilizan en las líneas y redes primarias son: grapa de ángulos, grapa de anclaje, grapa de doble vía, varilla de armar, manguito de empalme, manguito de reparación, pasta para aplicación de empalmes, amortiguadores de vibración y alambre de amarre

**c) Aisladores**

De acuerdo con los análisis de coordinación de aislamiento y sobre la base de los criterios normalizados por la DEP/MEM, se podrá utilizar aisladores de porcelana de los Tipo Pin ANSI 56-3 en estructuras de alineamiento y ángulos de desvío topográfico moderados y los aisladores de Suspensión Tipo 52-3 en estructuras terminales, ángulos de desvío importantes y retención.

**d) Retenidas y Anclajes**

Las retenidas y anclajes se instalarán en las estructuras de ángulo, terminal y retención con la finalidad de compensar las cargas mecánicas que las estructuras no puedan soportar, el ángulo que forma el cable de retenida con el eje del poste no deberá ser menor de 37°.

Los cálculos mecánicos de las estructuras y las retenidas se han efectuado considerando este ángulo mínimo, valores menores producirán mayores cargas en las retenidas y transmitirán mayor carga de compresión al poste.

Las retenidas estarán compuestas por los siguientes elementos: Cable de acero grado Siemens Martin de 10 mm de diámetro, varillas de anclaje con ojal-guardacabo, mordazas preformadas, perno con ojal-guardacabo para fijación al poste y bloque de concreto armado.

**e) Sistema de puesta a tierra**

Las puestas a tierra estarán conformadas por los siguientes elementos: Electrodo de acero recubierto de cobre, conductor de cobre recocido para la bajada a tierra, accesorios de conexión y fijación y tierra negra de cultivo.

**f) Pararrayos de Oxido Metálico**

Se han seleccionado las siguientes características nominales para los pararrayos a ser instalados: Tensión Nominal 21 kV, Corriente de Interrupción 10 kA, Clase (IEC) 1.

**g) Material de Ferretería**

Todos los elementos de hierro y acero, tales como pernos, abrazaderas y accesorios de aisladores, serán galvanizados en caliente a fin de protegerlos contra la corrosión, las características mecánicas de estos elementos han sido definidas sobre la base de las cargas a las que estarán sometidas.

**1.3.5 Aspectos de Diseño Eléctrico**

**a) Cálculo de Caída de Tensión**

El cálculo de la caída de tensión y las pérdidas de potencia y energía, se basan en los siguientes criterios:

La tensión de salida en 22,9 kV y 13,2 kV se define en 1,025 y 1,0 pu del valor nominal, el porcentaje de caída de tensión no deberá exceder 7,0 % de la tensión nominal del sistema para un horizonte de 20 años.

**b) Balance de Corrientes**

El balance de corrientes entre fases se ha efectuado tratando que el sistema eléctrico se aproxime a lo ideal, es decir a un sistema trifásico balanceado. El desbalance que se presenta en el estudio es del 10%.

**1.3.6 Aspectos de Diseño Mecánico**

**a) Cálculo Mecánico de Conductores**

Los cálculos mecánicos de conductores permiten determinar los esfuerzos máximos y mínimos para el conductor en las diferentes hipótesis planteadas, de manera que se pueda diseñar adecuadamente las estructuras de la línea.

Para definir las hipótesis de cálculo mecánico de conductores, se ha tomado información del SENAMHI de las estaciones meteorológica, INEI, Mapa Eólico del Perú y el CNE, entre otras.

**b) Diseño Mecánico de las Estructuras**

Para el cálculo mecánico de estructuras se han considerado las siguientes cargas:

Cargas Horizontales, carga debida al viento sobre los conductores y las estructuras y carga debido a la tracción del conductor en ángulos de desvío topográfico.

Cargas verticales, carga vertical debida al peso de los conductores, aisladores, crucetas, peso adicional de un hombre con herramientas y componente vertical transmitida por las retenidas en el caso que existieran, se ha determinado el vano peso en cada una de las estructuras y para cada una de las hipótesis de diseño, el cual definirá la utilización de una estructura de suspensión o de anclaje.

Cargas Longitudinales, cargas producidas por cada uno de los vanos a ambos lados de la estructura y para cada una de las zonas e hipótesis de diseño, los factores de seguridad para estructuras y crucetas serán las siguientes:

Postes de madera	2,2
Cruceta de madera en alineamiento	4,0
Cruceta de madera en terminal	5,0
Retenidas	2,0

**c) Tipos de Estructuras**

Las estructuras de las líneas primarias están conformadas por uno y dos postes, y tienen la configuración de acuerdo con los esfuerzos de trabajo a cumplir.

Los parámetros que definen la configuración de las estructuras y sus características mecánicas son:

- Distancia mínima al terreno en la condición de máxima temperatura
- Distancia mínima entre fases en la condición de máxima temperatura
- Angulo de desvío topográfico
- Vano – viento
- Vano – peso para las cuatro hipótesis de trabajo del conductor

Las estructuras apropiadas a ser utilizadas en las Líneas y Redes Primarias serán las normalizadas por la DEP/MEM.

#### **1.4 Servidumbre**

El ancho de la faja de servidumbre para las líneas primarias, por la cual se debe indemnizar a los propietarios de los terrenos afectados, es de 11,0 m (5,5 m a cada lado del eje de la línea), para lo cual previamente el Contratista de la Obra y con la participación de un equipo de profesionales especializados, deberá elaborar el Expediente Técnico para la Gestión de Servidumbre.

## **CAPÍTULO II**

### **CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS**

#### **2.1 Cálculos Eléctricos**

##### **2.1.1 Normas Aplicables**

El estudio de ingeniería de detalle se ha desarrollado, en conformidad a las prescripciones de las Normas Técnicas de la Dirección General de Electricidad para Electrificación Rural, Código Nacional de Electricidad Suministro 2001 y normas Internacionales:

RD 016-2003-EM: Especificaciones Técnicas de Montaje de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.

RD 018-2003-EM: Bases para el Diseño de Línea y Redes Primarias para Electrificación Rural.

RD 024-2003-EM: Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.

RD 026-2003-EM: Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.

RD 030-2003-EM: Especificaciones Técnicas para levantamientos Topográficos para Electrificación Rural.

Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Normas internacionales IEC, ANSI-IEEE, VDE, REA y DIN.

Normas Americanas (ASCE Transmisión Line Structural Loading, Publicaciones del Rural Utilities Service, Norma ANSI 05.1)

##### **2.1.2 Características Eléctricas del Sistema**

###### **a) Niveles de Tensión**

Para efectos del diseño eléctrico de líneas y redes primarias se ha considerado las siguientes características:

Tensión nominal de la red	22,9 kV
Tensión máxima de servicio	25,0 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Factor de Potencia	0,95 (atraso)

Conexión del sistema	estrella, neutro efectivamente puesto a tierra en la S.E.
Potencia de cortocircuito mínima	250 MVA.
Nivel isocerámico	60
Altitud	1640 a 1978 m.s.n.m.

Los cálculos eléctricos se han realizado con los valores que presentará el sistema en su etapa final, asegurándose así que la línea primaria cumplirá durante todo el período de estudio los requerimientos técnico establecido por las normas vigentes.

#### b) Distancias Mínimas de Seguridad

Sobre la base de las Normas indicadas anteriormente, se consideró como distancias mínimas de seguridad, tomando en cuenta las condiciones meteorológicas de la zona del Proyecto, lo siguiente:

Separación mínima horizontal o vertical entre conductores de un mismo circuito en los apoyos,  $D = 0,70$  m, esta distancia es válida tanto para la separación entre dos conductores de fase como entre un conductor de fase y uno neutro.

Distancia mínima entre los conductores y sus accesorios bajo tensión y elementos puestos a tierra,  $D = 0,20$  m

Distancia vertical mínima entre conductores de diferentes circuitos, esta distancia se determinará mediante la siguiente fórmula:

$$D = 1,20 + 0,0102(F_c)(kV_1 + kV_2 - 50) \quad (2.1)$$

Donde:

$kV_1$  = Máxima tensión entre fases del circuito de mayor tensión, en kV

$kV_2$  = Máxima tensión entre fases del circuito de menor tensión, en kV

Para líneas de 22,9/13,2 kV, esta tensión será 25 kV

$F_c$  = Factor de corrección por altitud

Distancia Vertical de conductores sobre el nivel del piso, camino, riel o superficie de agua (CNE Tabla N° 232-1)

Cuando los conductores recorren a lo largo y dentro de los límites de las carreteras u otras fajas de servidumbre de caminos pero que no sobresalen del camino:

- Carreteras y avenidas 6,5 m
- Caminos, calles o callejones 6,0 m
- Espacios y guías peatonales o áreas
- no transitables por vehículos 5,0 m
- Calles y caminos en zonas rurales 5,0 m



- Cuando los conductores cruzan o sobresalen
- Carreteras y avenidas sujetas al tráfico
- de camiones 7,0 m
- Caminos, calles y otras áreas sujetas al
- tráfico de camiones 6,5 m
- Calzadas, zonas de parqueo y callejones 6,5 m
- Otros terrenos recorridos por vehículos,  
tales como cultivos, pastos, bosques,
- huertos, etc. 6,5 m
- Espacios y vías peatonales o áreas no  
transitables por vehículos 5,0 m
- Calles y caminos en zonas rurales 6,5 m

Distancia Horizontal Mínima entre conductores de un mismo circuito a mitad de vano

$$D = 0,0076(U)(F_c) + 0,65\sqrt{f} \quad (2.2)$$

Donde:

U Tensión nominal entre fases, kV

F<sub>c</sub> Factor de corrección por altitud

f Flecha del conductor a la temperatura máxima prevista, m

Además de las distancias en estado de reposo, se deberá verificar, también, que bajo una diferencia del 40% entre las presiones dinámicas de viento sobre los conductores más cercanos, la distancia D no sea menor que 0,20 m.

Distancia Vertical mínima entre conductores de un mismo circuito a mitad de vano:

- Para vanos hasta 100 m 0,70 m
- Para vanos entre 101 y 350 m 1,00 m
- Para vanos entre 350 y 600 m 1,20 m
- Para vanos mayores a 600 m 2,00 m

En estructuras con disposición triangular de conductores, donde dos de éstos estén ubicados en un plano horizontal, solo se tomará en cuenta la separación horizontal de conductores si es que el conductor superior central se encuentra a una distancia vertical de 1,00 m o 1,20 m (Según la longitud de los vanos) respecto a los otros 2 conductores:

### Distancias mínimas a carreteras

En áreas que no sean urbanas, las líneas primarias recorrerán fuera de la franja de servidumbre de las carreteras.

Las distancias mínimas del eje de la carretera al eje de la línea primaria serán las siguientes:

- En carreteras importantes : 25 m
- En carreteras no importantes : 15 m

## 2.1.3 Cálculo de Parámetros de Conductores

### a) Parámetros de los conductores

Resistencia de los conductores a la temperatura de operación

$$R_t = R_{20} [1 + 0,0036 (t - 20^\circ)] \quad (2.3)$$

$R_{20}$  : Resistencia del conductor en c.c. a 20 °C, en  $\Omega/\text{km}$

$t$  : Temperatura máxima de operación, en °C.

Reactancia inductiva para sistema trifásico equilibrado

$$X_1 = 377(0,5 + 4,6 \text{Log} \frac{DMG}{r}) \times 10^{-4} \quad (2.4)$$

$DMG$  : Distancia media geométrica, e igual a 1,20 m

$r$  : radio del conductor, en m

Reactancia inductiva equivalente para sistemas monofásicos con retorno total por tierra.

$$X_t = 0,1734 \log \frac{De}{Ds} \quad (2.5)$$

$$De = 85 \sqrt{\rho} \quad (2.6)$$

$De$  : Diámetro equivalente

$Ds$  : Radio equivalente del conductor, e igual a 2,117  $r'$  para conductor de 7 alambres.

$\rho$  : Resistividad eléctrica del terreno, se considera 250  $\Omega\text{-m}$

$r$  : Radio del alambre del conductor, en m

### b) Parámetros de Secuencia Positiva, Negativa y Cero

Para efectos del cálculo de las corrientes de cortocircuito, se han obtenido las resistencias y reactancias inductivas unitarias de la red primaria de secuencia positiva, negativa y cero, para el sistema existente los parámetros de secuencia positiva y negativa son los mismos que se han calculado en el acápite anterior, la resistencia homopolar  $R_0$  se ha calculado según la siguiente relación:

$$R_o = R_1 + \frac{3(\mu_o \times \omega)}{8} \quad (2.7)$$

$$\omega = 2\pi f \quad (2.8)$$

Donde:

- $R_o$  : Resistencia unitaria de secuencia cero en  $\Omega/\text{km}$ .  
 $R_1$  : Resistencia unitaria de secuencia positiva del conductor, a la temperatura de operación en  $\Omega/\text{km}$ .  
 $\mu_o$  : Constante de inducción magnética.  $\mu_o = 4 \pi \times 10^{-4} \text{ H/km}$   
 $\omega$  : Frecuencia angular  
 $f$  : Frecuencia del sistema 60 Hz

$$R_o = R_1 + 0,17765 \quad (2.9)$$

La reactancia inductiva de secuencia cero  $X_o$ , a su vez, a sido calculada mediante la ecuación siguiente:

$$X_o = \frac{\mu_o \times \omega}{2\pi} \left( 31n \left( \frac{\delta}{\sqrt[3]{RMG \times DMG^2}} \right) + \frac{\mu_L}{4n} \right) \quad (2.10)$$

$$\delta = \frac{1,85}{\sqrt{\left( \frac{\mu_o \times \omega}{\rho} \right)}} \quad (2.11)$$

$$RMG = 0,726 \times r \quad (2.12)$$

Donde:

- $X_o$  : Reactancia inductiva de secuencia cero, en  $\Omega/\text{km}$   
 $\delta$  : Índice de penetración en m.  
 $\rho$  : Resistividad eléctrica del terreno en  $\Omega \cdot \text{m}$   
 $\mu_L$  : Permeabilidad relativa del conductor. Usualmente igual a 1  
 $n$  : Número de conductores parciales. En este caso  $n = 1$   
 $RMG$  : Radio medio geométrico del conductor  
 $r$  : Radio del conductor en m.  
 $DMG$  : Distancia media geométrica en m.

#### 2.1.4 Cálculo de Caída de Tensión

El valor límite para la caída de tensión desde la salida del circuito troncal hasta los primarios de los transformadores de distribución, no debe exceder del 5 % de la tensión nominal y las fórmulas aproximadas empleadas (Norma DGE RD 018-2003-MEM) para el cálculo de caída de tensión son las siguientes:

Para sistemas trifásicos:

$$\Delta V\% = \frac{PL (r_1 + X_1 \operatorname{tg} \phi)}{10V_L^2} \quad (2.13)$$

$$K_1 = \frac{r_1 + X_1 \operatorname{tg} \phi}{10V_L^2} \quad (2.14)$$

$$\Delta V\% = K_1 PL \quad (2.15)$$

Para sistemas monofásicos con retorno total por tierra:

$$\Delta V\% = \frac{PL (r_1 + X_t \operatorname{tg} \phi)}{10V_L^2} \quad (2.16)$$

$$K_t = \frac{r_1 + X_t \operatorname{tg} \phi}{10V_f^2} \quad (2.17)$$

$$\Delta V\% = K_t PL \quad (2.18)$$

Donde:

- $\Delta V\%$  : Caída porcentual de tensión.
- P : Potencia, en kW.
- L : Longitud del tramo de línea, en km.
- L : Tensión entre fases, en kV.
- $V_f$  : Tensión de fase - neutro, en kV.
- $r_1$  : Resistencia del conductor, en  $\Omega / \text{km}$ .
- $X_1$  : Reactancia inductiva para sistemas trifásicos en  $\Omega/\text{km}$ .
- $X_t$  : Reactancia inductiva para sistema monofásicos con retorno total por tierra en  $\Omega/\text{km}$ .
- $\phi$  : Angulo de factor de potencia.
- $K_1$  : Factor de caída de tensión para sistema trifásico.
- $K_t$  : Factor de caída de tensión para sistema monofásico con retorno total por tierra.

### 2.1.5 Cálculo de Pérdidas de Potencia y Energía por Efecto Joule

Las fórmulas aproximadas empleadas para el cálculo de las pérdidas de potencia y energía (Norma DGE RD-018-2003-MEM) son las siguientes:

- Pérdidas de potencia en circuitos trifásicos:

$$P_J = \frac{P^2 (r_1) L}{1000 V_L^2 (\operatorname{Cos}^2 \phi)} \quad (2.19)$$

- Pérdidas de potencia en circuitos monofásicos con retorno total por tierra:

$$P_J = \frac{P^2 (r_1) L}{1000 V_f^2 (\cos^2 \phi)} \quad (2.20)$$

- Pérdidas anuales de energía activa:

$$E_j = 8760 \times P_j \times F_p \quad (2.21)$$

$$F_p = 0,15 \times F_C + 0,85 \times F_C^2 \quad (2.22)$$

Donde:

P	:	Demanda de potencia, en kW.
r <sub>1</sub>	:	Resistencia del conductor a la temperatura de operación, en Ω/km.
L	:	Longitud del circuito o tramo del circuito, en km.
V <sub>L</sub>	:	Tensión entre fase, en kV.
V <sub>f</sub>	:	Tensión fase - neutro, en kV.
φ	:	Angulo de factor de potencia
F <sub>p</sub>	:	Factor de pérdidas
F <sub>c</sub>	:	Factor de carga

En el ANEXO B y con el Plano Ge-04, se muestra los resultados obtenidos, tanto para el cálculo de caída de tensión como para el cálculo de pérdidas de energía.

### 2.1.6 Cálculo de Cortocircuito y Coordinación de Protección

Para el cálculo de cortocircuito se ha utilizado el software WinFdc 2.01, el cual está diseñado para realizar análisis de sistemas de potencia mediante el flujo de carga y análisis de cortocircuito.

Con el propósito de brindar seguridad a los diferentes equipos a ser instalados, se ha previsto limitar las corrientes de falla que pudieran suscitarse, mediante dispositivos de protección adecuadamente dimensionados y coordinados, con tal propósito se ha efectuado el cálculo de las corrientes de falla.

Para la representación del grupo de generación hidroeléctrica se han considerado los respectivos datos de placa, los parámetros eléctricos del transformador de potencia han considerado los respectivos datos de placa, para los de los transformadores de distribución lo valores típicos usuales y para los parámetros de las líneas de distribución primaria se han considerado los valores que se muestran en el ANEXO B.

Para la protección de las líneas de distribución con fusibles, se toma en cuenta la siguiente expresión:

$$\frac{I_{falla-1\phi}}{4} \geq I_{n\ fusible} \geq 1.5 \cdot I_{max\ ramal} \quad (2.23)$$

Donde:

$I_{falla-1\phi}$  Corriente de falla monofásica, en la línea en [A]

$I_{fusible}$  Corriente nominal del fusible en [A]

$I_{maxramal}$  Corriente máxima normal, en la línea en [A]

La coordinación entre Fusible – Fusible se logra cuando la curva característica “Tiempo-Corriente” (Tiempo mínimo de fusión - Melting) del fusible aguas abajo (eléctricamente más cercano a la fuente) se encuentra sobre la curva característica “Tiempo-Corriente” (Tiempo total de aclaramiento - Clearing) del fusible aguas arriba (eléctricamente más alejado de la fuente), teniendo un margen de tiempo de 0,1 a 0,18 segundos.

Teniendo en consideración el Plano Ge-05, en el ANEXO B se muestra el resumen de los cálculos efectuados las corrientes de cortocircuito trifásico, bifásico y monofásico en barras, considerando el protocolo estándar y red con carga, en régimen sub.-transitorio, también se muestran las curvas de coordinación de los fusibles y de los equipos de protección, y los niveles de cortocircuito que se pudieran presentar.

## 2.1.7 Estudio del Nivel de Aislamiento

### a) Criterios para la Selección del Nivel de Aislamiento

Para la determinación del nivel de aislamiento de las líneas y redes primarias se ha considerado los siguientes aspectos:

- Sobretensiones a frecuencia industrial en seco
- Sobretensiones atmosféricas
- Contaminación ambiental

Condiciones de Operación del Sistema:

- Tensión nominal del sistema 22,9/13,2 kV
- Tensión máxima del sistema 25/14,5 kV
- Contaminación ambiental del área del proyecto Muy Ligero
- Altitud máxima sobre el nivel del mar 1978 m.s.n.m.

Para determinar el nivel de aislamiento mínimo requerido para las líneas primarias, además de los criterios señalados, se ha considerado la capacidad

de aislamiento de la madera para determinar la tensión crítica disruptiva (CFO) total en las estructuras de la línea primaria, a fin de garantizar una adecuada protección contra sobre tensiones inducidas por descargas atmosféricas indirectas.

**b) Factor de Corrección**

Según normas vigentes, así como recomendaciones de la Norma IEC 71-1, para líneas ubicadas a más de 1000 m sobre el nivel del mar, el aislamiento se incrementará con los factores de corrección determinados mediante la relación siguiente:

$$F_c = 1 + \frac{1,25(h - 1\ 000)}{10\ 000} \quad (2.24)$$

Donde:

$F_c$	factor de corrección por altitud.
$h$	altitud en metros sobre el nivel del mar.
$h$	1 978 m.s.n.m.
$F_c$	1,12225.

**c) Determinación del nivel de aislamiento**

• **Sobretensiones a frecuencia industrial**

Según la Norma DGE rd018-2003-MEM la tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase-tierra, en condiciones estándar, para una línea de nivel de tensión 22,9/13,2 kV, es de 50 kV, que afectado por el factor de corrección por altura resulta 69 kV, equivalente a 70 kV.

• **Sobretensiones atmosféricas**

El nivel básico de aislamiento (BIL) en condiciones estándar para líneas y redes primarias, de acuerdo a la Norma DGE rd018-2003-MEM, es de 125 kVp, aplicando el factor de corrección, la tensión crítica disruptiva a la onda de impulso 1,2/50 ms, será de:

$$\text{BIL} = 170 \text{ kVp}$$

• **Contaminación ambiental**

El área del proyecto se caracteriza por ser una zona alejada del mar, expuesto a descargas atmosféricas y frecuentes lluvias, lo que contribuye a la limpieza periódica de los aisladores, la selección de la distancia de fuga de los aisladores ha sido tomada de la recomendación de la Norma IEC 815, para diferentes niveles de contaminación. La línea de fuga fase-tierra está dada por la siguiente expresión:

$$L_{fuga} = L_{f0} \times U_{MAX} \times f_{ch} \quad (2.25)$$

Donde:

- $L_{fuga}$  : Longitud de fuga fase-tierra requerida  
 $L_{f0}$  : Longitud de fuga unitaria en mm/kV $\phi$ - $\phi$   
 $U_{MAX}$  : Tensión Máxima de Servicio  
 $f_{ch}$  : Factor de corrección por altura

En ambientes limpios deberá considerarse, al menos, la contaminación correspondiente al grado ligero (light), el mismo que le corresponde una longitud de fuga unitaria de 16mm / kV $\phi$ - $\phi$

$$L_f = 25 \text{ kV} \times 1,2225 \times 16 \text{ mm/kV} = 448,9 \text{ mm.}$$

- **Nivel de aislamiento requerido**

El nivel de aislamiento exterior, calculado según las recomendaciones de la Norma IEC 71-1, para la línea y red primaria se muestra en la Tabla 2.1.:

TABLA N° 2.1: Nivel de Aislamiento Exterior

DESCRIPCION	Unidad	Valor
Tensión nominal del sistema	kV	22,9/13,2
Tensión máxima entre fases	kV	25/14,5
Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra	kVp	170
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase a tierra	kV	70
Línea de fuga total	mm	414

El nivel de aislamiento para los equipos, considerando la Norma IEC 71-1, se muestra en el Tabla 2.2.:

TABLA N° 2.2: Nivel para los equipos

DESCRIPCION	Unidad	Externo	Interno
Tensión nominal del sistema	kV	22,9/13,2	22,9/13,2
Tensión máxima entre fases	kV	25/14,5	25/14,5
Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra	kVp	150	125
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase a tierra	kV	70	50



**d) Selección de Aisladores**

• **Aislador para estructuras de alineamiento ó ángulo hasta 30°**

Teniendo en cuenta los criterios aplicados en los párrafos anteriores, se selecciona los aisladores cuyas características se presentan en LA TABLA siguiente:

**TABLA N° 2.3 Características de los Aisladores Tipo Pin  
(Norma ANSI C29.6)**

Clase : ANSI			56-3
Voltaje de Flameo Promedio	A frecuencia Industrial (kV RMS)	Seco	125
		Húmedo	80
	Al impulso (kV pico)	Positivo	192
Negativo		265	
Línea de fuga (mm)			533

• **Aislador para estructuras de anclaje y ángulos hasta 90°**

La naturaleza y función de estas estructuras exige la utilización de aisladores tipo suspensión. Las características principales del aislador de suspensión Clase ANSI, se muestra en la Tabla 2.4:

**TABLA N° 2.4: Características de los Aisladores de Suspensión  
(Norma ANSI C29.6)**

Clase : ANSI 52-3			Número Disco
Diámetro x Espaciamiento: (254mmx146mm)			2
Voltaje De Flameo Promedio	A frecuencia Industrial (kV RMS)	Seco	155
		Húmedo	90
	Al impulso (kV pico)	Positivo	245
Negativo		245	
Línea de fuga (mm)			584

Considerando el nivel de aislamiento requerido, las características de los aisladores, la capacidad de sostenimiento al impulso atmosférico del material de las estructuras, para la línea y red primaria, se determina el uso de los siguientes aisladores:

- Estructuras de alineamiento : Aislador PIN Clase ANSI 56-3.
- Estructuras de ángulo y anclaje : Cadena de 2 Aisladores de suspensión Estándar Clase ANSI 52-3.

**e) Aislamiento Ante Sobretensiones de Origen Atmosférico**

Las estructuras están compuestas por postes de madera, la madera es de probada capacidad de sostenimiento al impulso atmosférico, lo cual

incrementará el nivel de aislamiento de la línea, de datos obtenidos de la Norma ANSI C29 y la publicación IEEE std 1410-1997, se ha obtenido los siguientes valores de la tensión crítica disruptiva CFO:

TABLA N° 2.5: Aislamiento Principal (CFO1)

Aisladores	kV
Tipo PIN Clase ANSI 56-3	192
Suspensión de porcelana – 2 unidades ANSI 52-3	245
Aislamiento	kV/m
Aire	600
Poste de madera	330

TABLA N° 2.6: Añadido del Segundo Componente (CFO2)

Segundo componente	Con primer componente de	kV/m
Poste de madera	Aislador PIN	235
Poste de madera	Aislador de suspensión	90

TABLA N° 2.7: Añadido del Tercer Componente (CFO3)

Tercer componente	kV/m
Poste de madera	65

Los valores mostrados están referidos a condiciones bajo lluvia, por tanto, son recomendables para las estimaciones del CFO total.

De los cálculos aproximado la tensión crítica disruptiva (CFO) total, incluyendo la capacidad de aislamiento para líneas primarias con estructuras de madera y con aislador PIN el CFO total mínimo es de 334 kV, y para estructuras monofásicas de anclaje y terminales tendrán un CFO total de 316 kV, para este nivel de aislamiento, según la guía IEEE ST 1410-1997, la tasa de flameos por descargas indirectas es aproximadamente 0,06 flameos/100 km/año, lo cual garantiza que la línea prácticamente no tendrá flameos por descargas indirectas.

#### f) Selección de Pararrayos

Para seleccionar los pararrayos se ha considerado los siguientes criterios:

- **Equipo a proteger**

Los pararrayos a emplearse en el proyecto serán para proteger los transformadores de distribución y evitar los flameos de los aisladores en las líneas primarias, ante sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas indirectas, por tanto, se emplearán pararrayos auto-válvula de óxido metálico, clase distribución.

- **Factor de aterramiento**

Se determina la capacidad del pararrayo ante sobretensiones temporarias  $TOV_{PR}$ , considerando la amplitud de la tensión máxima que puede producirse en una fase sana ( $TOV_{SIST}$ ), ante una falla monofásica a tierra:

$$TOV_{SIST} = KxU_{max} \quad (2.26)$$

Donde :

$TOV_{SIST}$  : Amplitud de sobretensión en el punto de falla

K : Factor de sobretensión o factor de aterramiento

$U_{max}$  : Amplitud máxima de la tensión fase a tierra

El factor de aterramiento se determina mediante la siguiente relación:

$$K = \frac{0,5 \times 3 \times Z_0}{2 + \frac{Z_0}{Z_1}} + j 0,865 \quad (2.27)$$

Reemplazando los valores de  $Z_0$  y  $Z_1$  determinados en los puntos de falla, se tiene el valor del factor de aterramiento:

$$K = 0,88$$

$$TOV_{SIST} = 11,64 < 1,4 \times U_{max} = 18,53$$

Luego la  $TOV_{SIST}$  es menor del resultado de  $1,4 \times U_{max}$

- **Tensión máxima de operación continua del pararrayos**

La tensión máxima de operación continua del pararrayo (MCOV) deberá ser mayor a la tensión eficaz máxima fase - tierra del sistema ( $V_n$ ); por tanto:

$$MCOV_{PR} \geq \frac{V_n}{\sqrt{3}} \times 1,05 \quad (2.28)$$

$$MCOV_{PR} \geq 13,9 \text{ kV}$$

Para un pararrayos de 21 kV, el MCOV según normas IEC y ANSI/IEEE C62.11 es de 17 kV, lo cual resulta adecuado.

Para cada ubicación del pararrayos, el  $TOV_{PR}$  deber ser igual o mayor que el impuesto por el sistema.

$$TOV_{PR} = \sqrt{2} \times MCOV \quad (2.29)$$

$$TOV_{PR} = 24,04 \text{ kVp}$$

Lo cual es mayor a 22,2 kVp y por tanto se utilizan pararrayos tipo auto-válvula de óxido metálico, 21 kV de tensión nominal y MCVO de 17 kV.

### g) Coordinación de Aislamiento

La coordinación de aislamiento es el proceso de correlacionar los esfuerzos eléctricos a los que se someten los equipos al aplicarse las sobretensiones previstas, con los niveles de protección de los pararrayos.

El grado de protección de un aparato protegido por pararrayos es expresado por medio del índice ó margen de protección (MP), que es la relación entre el nivel de aislamiento al impulso 1,2/50 y el nivel de protección del pararrayos (Tensión de Descarga  $V_D$ ).

Según normas vigentes, para sobretensiones causadas por descargas atmosféricas, se recomienda un valor para el MP de 20% como mínimo.

El nivel de protección que ofrece el pararrayo de óxido de zinc de 21 kV, está determinado fundamentalmente por la tensión de descarga  $V_D$  para una onda de corriente 8/20  $\mu$ seg de 10 kA.

TABLA N° 2.8: Características de los Pararrayos auto válvula de óxido metálico

CARACTERISTICAS	10 kA
Tensión Nominal : $V_n$ (kV)	21
Tensión máxima de operación continua: MCOV (kV)	17
Tensión de Descarga : $V_D$ (kVp)	62,5

Para el pararrayos de 21 kV, el margen de protección MP1 a onda cortada y el correspondiente a onda plena MP2, considerando una distancia de conexión entre el pararrayos y el equipo a proteger de 1,5 m, será:

$$MP1 = \left[ \sqrt{\frac{BIL_{equipo}}{V_{FOC}}} - 1 \right] \times 100\% \quad (2.30)$$

$$MP1 = 100 \%$$

$$MP2 = \left[ \frac{BIL_{equipo}}{V_D + V_L} - 1 \right] \times 100\% \quad (2.31)$$

$$V_L = 5,2 \text{ kV/m} \times 1,5 \text{ m} = 7,8 \text{ kV}$$

$$MP2 = 81,38 \%$$

De los análisis se concluye que el equipamiento tendrá las siguientes características:

### Nivel de aislamiento de los equipos

	Externo	Interno
Nivel de aislamiento al impulso 1,2/50:	150 kVp	125 kVp
Nivel de aislamiento a 60 Hz	70 kVef	50 kVp

### Características del pararrayo

Tensión nominal	21 kV
Máxima tensión de operación continua (MCOV)	17 kV
Corriente nominal de descarga	10 kA
Tensión residual máxima a 10 kA	62,5 kV
Clase	1

## 2.1.8 Estudio de Resistividad y Cálculo de Puesta a Tierra

### a) Premisas de Diseño

Para el presente estudio, las puestas a tierra tendrán la finalidad de proteger a la primaria de las tensiones inducidas por efectos de descargas de rayos en las proximidades de la línea primaria, el conductor de puesta a tierra estará instalado en la misma posición del conductor neutro.

En las descargas directas de rayo a la línea, la protección será efectuada por el interruptor principal instalado en la celda de salida del alimentador.

Para subestaciones de distribución, el diseño de puesta a tierra se hará con el criterio de operación del sistema y protección al equipo, y se seleccionará entre diferentes configuraciones la que tenga menor resistencia y cumpla con las exigencias de la Norma DGE RD 018-2003-EM, las que están en función de la potencia del transformador. Asimismo garantizará las tensiones de toque y paso para seguridad de las personas y animales.

Los circuitos primario y secundario del transformador utilizarán un solo conductor de puesta a tierra, para ello, se efectuará una conexión directa entre el neutro del primario con el neutro del secundario y tendrán un sistema de puesta a tierra común, la sección mínima del conductor de puesta a tierra, será 16 mm<sup>2</sup> de cobre.

### b) Medición de Resistividad

Se realizó las mediciones en campo en los puntos de la ubicación de las subestación y puntos de seccionamiento, empleando el método Wenner tal como se muestra en la figura 2.1.

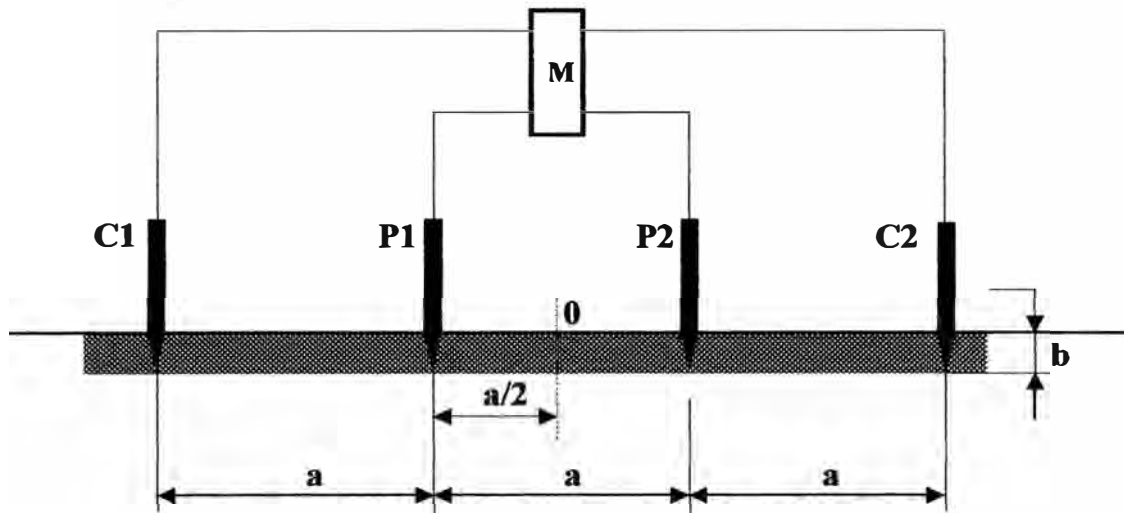


Figura 2.1: Configuración Wenner, para la medida de la resistividad

$$\rho = 2 \times \pi \times R \quad (2.32)$$

Donde:

- C1 y C2 : Electrodo de corriente.  
 P1 y P2 : Electrodo de potencial.  
 M : Instrumento de medida de resistencia de tierra.  
 a : Separación equidistante de electrodos en m.  
 b : Profundidad de clavado de los electrodos ( $b \leq a/20$ ) en m.  
 $\rho$  : Resistividad del terreno en Ohm-m.  
 R : Resistencia del terreno en Ohm.

Las separaciones entre los electrodos de medida se toma con variaciones de 2, 4, 8 y 16 metros.

**c) Puesta a tierra de líneas y redes primarias**

Basados en la Norma RD 018 2003 EMDGE, cada tres estructuras de las líneas primarias se contará con puestas a tierra tipo PAT-1 (con un electrodo), puede aceptarse sin ningún inconveniente valores hasta de  $500 \Omega$ , por lo que no es necesario medir la resistividad eléctrica del terreno, ni la resistencia de puesta a tierra luego de instalada y en caso de estructuras de seccionamiento con pararrayos se deberá obtener  $25 \Omega$  como máximo.

**d) Puesta a tierra de subestaciones de distribución**

En las subestaciones de distribución se contará con una sola puesta a tierra tipo PAT-3 (con tres electrodos), la cual enlazará los bornes neutros de BT y MT, la resistencia de las puestas a tierra de las subestaciones de distribución, sin tomar

en cuenta las de la red secundaria, y de acuerdo deben tener los siguientes valores máximos:

- En la subestación 3 $\phi$ , 40 kVA, 22,9/0,38-0,22 kV 25  $\Omega$ .
- En la subestación 1 $\phi$ , 25 kVA, 13,2/0,44-0,22 kV 15  $\Omega$ .
- En la subestación 1 $\phi$ , 15 kVA, 13,2/0,44-0,22 kV 20  $\Omega$ .
- En la subestación 1 $\phi$ , 15 kVA, 13,2/0,44-0,22 kV 25  $\Omega$ .
- En la subestación 1 $\phi$ , 05 kVA, 13,2/0,44-0,22 kV 25  $\Omega$ .

## 2.2 Cálculo Mecánico de Conductores

### 2.2.1 Consideraciones de Diseño

El cálculo mecánico de conductores permite determinar los esfuerzos máximos y mínimos a los que se someterá el conductor en las diferentes hipótesis planteadas, así como determinar las flechas máximas resultantes, dimensionar la estructura a utilizar y verificar la distribución en el perfil topográfico replanteado.

### 2.2.2 Formulación de Hipótesis de Cálculo

Las hipótesis de carga que rigen el cambio de estado del conductor, para las Líneas y Redes Primarias son las siguientes:

#### HIPÓTESIS 1 Templado

Temperatura	15 °C
Velocidad de viento	0 km/h
Espesor de hielo	0 mm
Esfuerzo % Tiro de Rot. (EDS)	Inicial=18%; final=17%

#### HIPÓTESIS 2 Viento máximo

Temperatura	0 °C
Velocidad de viento	75 km/h
Espesor de hielo	0 mm
Esfuerzo % Tiro de Rot.	40%

#### HIPÓTESIS 3 Máxima Carga de Hielo (NULA)

#### HIPÓTESIS 4 Máxima Temperatura

Temperatura	50 °C
Velocidad de viento	0 km/h
Espesor de hielo	0 mm
Esfuerzo % Tiro de Rot.	40%

**HIPÓTESIS 5      Mínima Temperatura**

- Temperatura : -5 °C
- Velocidad de viento : 0 km/h
- Espesor de hielo : 0 mm
- Esfuerzo % Tiro de Rotura : 40%

**2.2.3 Características mecánicas de los conductores empleados**

Los conductores usados para las líneas y redes primarias, serán de aleación de aluminio (AAAC), fabricados según las prescripciones de las normas ASTM B398, ASTM B99, IEC 1089, con las siguientes características:

TABLA N° 2.9: Características de los conductores (fabrica: CELSA)

Nombre	Material	Sección mm <sup>2</sup>	Diámetro mm	Coefficiente de dilatación 1/°C	Masa Unitaria kg/m	Tiro de rotura kN	Módulo elasticidad Inicial kN/mm <sup>2</sup>	Módulo de elasticidad Final kN/mm <sup>2</sup>	N° de hilos
AAAC 25 mm <sup>2</sup>	AAAC	25	6,3	0,000023	0,066	7,40	51,382	60,82	7

**a) Consideraciones para el cálculo**

El régimen de tensado de los conductores corresponde básicamente a las condiciones de EDS o tracción media de cada día, de temperatura mínima, esfuerzo máximo, formación de hielo y de flecha máxima.

- Condiciones de Esfuerzo Medio (EDS): Se considerará como esfuerzo inicial, para los conductores AAAC en condiciones de esfuerzo medio (EDS), el 18 % del esfuerzo de rotura.
- Condición de Flecha Mínima: Corresponde al esfuerzo que se da en las condiciones de mínima temperatura ambiente, sin presión de viento y sin carga de hielo.
- Condición de Máxima Carga de Hielo (esfuerzo máximo): Corresponde al esfuerzo que se da en las condiciones de mínima temperatura ambiente, con una presión de viento correspondiente al 50% de la velocidad máxima y con sobrecarga de hielo.
- Condición de Temperatura Mínima con Viento Máximo: En esta condición se considera la mínima temperatura ambiente y presión por viento máxima. Esta condición define usualmente el límite de las prestaciones mecánicas de



las estructuras seleccionadas; cuyos valores corresponden a las condiciones límites en que se dan los esfuerzos longitudinales producidos por los conductores, esto es hasta el 60 % de esfuerzo de rotura.

- Condición de Temperatura Máxima o Flecha Máxima: Esta condición corresponde a la máxima dilatación térmica que se prevé en los conductores, con la máxima temperatura y sin considerar sobrecarga de viento.

Carga unitaria resultante del conductor: ( $W_r$ )

$$W_r = \sqrt{\left[ W_c + 0.0029 \times (C^2 + \phi_c \times C) \right]^2 + \left[ \frac{P_v \times (\phi_c + 2 \times C)}{1000} \right]^2} \quad (2.33)$$

$$P_v = K \times V^2 \quad (2.34)$$

Donde:

- $W_c$  : Peso propio del conductor  
 $V$  : Velocidad del viento  
 $\phi_c$  : Diámetro exterior del conductor  
 $C$  : Espesor de hielo sobre el conductor  
 $P_v$  : Carga adicional debido a la presión del viento  
 $K$  : Constante de los Conductores de Superficie Cilíndrico (0,041)

Ecuación de Cambio de Estado:

$$T_{02}^3 - \left( T_{01} - \frac{d^2 E W_{r1}^2}{24 S^2 T_{01}^2} - \alpha E (t_2 - t_1) \right) T_{02}^2 = \frac{d^2 E W_{r2}^2}{24 S^2} \quad (2.35)$$

Donde:

- $T_{01}$  : Esfuerzo horizontal en el conductor para la condición 1  
 $T_{02}$  : Esfuerzo horizontal en el conductor para la condición 2  
 $d$  : Longitud del vano  
 $E$  : Módulo de Elasticidad del conductor.  
 $S$  : Sección del conductor  
 $W_{r1}$  : Carga resultante del conductor en la condición 1  
 $W_{r2}$  : Carga resultante del conductor en la condición 2  
 $t_1$  : Temperatura del conductor en la condición 1  
 $t_2$  : Temperatura del conductor en la condición 2  
 $\alpha$  : Coeficiente de expansión térmica, en  $1/^\circ\text{C}$

Esfuerzo del conductor en el extremo superior derecho: ( $T_D$ )

$$T_D = T_0 \times \text{Cosh}\left(\frac{X_D}{p}\right) \quad (2.36)$$

$$p = \frac{T_0 \times S}{W_r} \quad (2.37)$$

Donde:

$W_r$  : Carga resultante del conductor

$X_D$  : Distancia del punto mas bajo de la catenaria al apoyo derecho

$S$  : Sección del conductor

Esfuerzo del conductor en el extremo superior izquierdo: ( $T_i$ )

$$T_D = T_0 \times \text{Cosh}\left(\frac{X_i}{p}\right) \quad (2.38)$$

Angulo del conductor respecto a la línea horizontal en el apoyo derecho: ( $\theta_D$ )

$$\theta_D = \text{Cos}^{-1}\left(\frac{T_0}{T_D}\right) \quad (2.39)$$

Angulo del conductor respecto a la línea horizontal en el apoyo izquierdo: ( $\theta_i$ )

$$\theta_i = \text{Cos}^{-1}\left(\frac{T_0}{T_i}\right) \quad (2.40)$$

Distancia del punto mas bajo de la catenaria al apoyo izquierdo: ( $X_i$ )

$$X_i = -p \left[ \text{Senh}^{-1}\left(\frac{\frac{h}{d}}{\sqrt{\text{Senh}^2\left(\frac{d}{p}\right) - \left(\text{Cosh}\left(\frac{d}{p}\right) - 1\right)^2}}\right) \right] - \text{tgh}^{-1}\left(\frac{\left[\text{Cosh}\left(\frac{d}{p}\right) - 1\right]}{\text{Senh}\left(\frac{d}{p}\right)}\right) \quad (2.41)$$

Donde:

$W_r$  : Carga resultante del conductor.

$S$  : Sección del conductor.

$T$  : Esfuerzo en la hipótesis considerada.

$d$  : Vano.

$p$  : Parámetro de la catenaria.

$h$  : Desnivel del vano.

Distancia del punto mas bajo de la catenaria al apoyo izquierdo: ( $X_D$ )

$$X_D = d - X_i \quad (2.42)$$

Longitud del conductor: ( $L$ )

$$L = \sqrt{\left[2 \times p \times \text{Senh}\left(\frac{d}{2p}\right)\right]^2 + h^2} \quad (2.43)$$

Flecha del conductor: (f)

$$f = p \left[ \text{Cosh}\left(\frac{x_1}{p}\right) - \frac{\text{Cosh}\left(\frac{d}{2} - X_1\right)}{p} \right] + \frac{h}{2} \quad (2.44)$$

Saeta del conductor: (s)

$$s = p \left[ \text{Cosh}\left(\frac{x_1}{p}\right) - 1 \right] \quad (2.45)$$

Vano - Peso: (Vp)

$$Vp = X_D(i) + X_I(i+1) \quad (2.46)$$

Vano - Medio: (VM)

$$V_M = \frac{d(i) + d(i+1)}{2} \quad (2.47)$$

Cálculo del vano básico (V<sub>b</sub>)

El vano básico o equivalente será igual a cada vano real (L<sub>i</sub>) para estructuras con aisladores rígidos tipo PIN, en estructuras con cadena de aisladores tipo Suspensión, el vano equivalente será único para los tramos comprendidos entre estructuras de anclaje, a este vano equivalente le corresponde un esfuerzo horizontal constante.

La fórmula empleada es la siguiente:

$$V_b = \sqrt{\frac{\sum (L_i^3 \text{Cos } \psi)}{\sum \left( \frac{L_i}{\text{Cos } \psi} \right)}} \quad (2.48)$$

## b) Resultados

Con las consideraciones de diseño descritas, se ha realizado el cálculo mecánico de conductores empleando un programa de cómputo, cuyos resultados se muestra en el ANEXO B.

### 2.3 Cálculo Mecánico de Estructuras

#### 2.3.1 Consideraciones de Diseño

Estos cálculos tienen por objeto determinar las cargas mecánicas en postes, cables de retenida y sus accesorios, de manera que en las condiciones más críticas, no se supere los esfuerzos máximos previstos en las normas indicadas en el ítem 1 y demás normas vigentes.

Para el cálculo mecánico de estructuras se ha considerado las siguientes cargas:

- **Cargas Horizontales.**- Carga debida al viento sobre los conductores y las estructuras y carga debido a la tracción del conductor en ángulos de desvío topográfico, con un coeficiente de seguridad de 2,2. Solamente para condiciones normales (Hipótesis 1) y la de máxima carga de hielo (Hipótesis 3)

- **Cargas Verticales.-** Carga vertical debida al peso de los conductores, aisladores, crucetas, peso adicional de un hombre con herramientas y componente vertical transmitida por las retenidas en el caso que existieran. Se determinará el vano peso en cada una de las estructuras y para cada una de las hipótesis de diseño (1, 2, 3, 4 y 5), el cual definirá la utilización de una estructura de suspensión o de anclaje.
- **Cargas Longitudinales.-** Cargas producidas por cada uno de los vanos a ambos lados de la estructura y para cada una de las hipótesis de diseño (1, 2, 3, 4 y 5).
- **Deflexión del poste.-** Se calcula para todas las estructuras con postes de madera verificando no superar la deflexión máxima de 4% de la longitud libre del poste en la hipótesis EDS.

### 2.3.2 Tipos de estructuras

Las estructuras de las líneas primarias están conformadas por uno, dos y tres postes, y tienen la configuración de acuerdo con la función que van a cumplir.

Los parámetros que definen la configuración de las estructuras y sus características mecánicas son:

- Distancia mínima al terreno en la condición de hipótesis de mayor flecha
- Angulo de desvío topográfico
- Vano – viento
- Vano – peso.

Según la función de la línea, las estructuras serán seleccionadas como sigue:

- **Estructuras de alineamiento:** Se usarán fundamentalmente para sostén de la línea en alineaciones rectas. También se considera estructuras de alineamiento a una estructura situada entre dos alineaciones distintas que forman un ángulo de desviación de hasta 5°.
- **Estructuras angulares:** Se usarán para sostén de la línea en los vértices de los ángulos que forman dos alineaciones distintas cuyo ángulo de desviación excede de 5°.
- **Estructuras terminales:** Se utilizará para resistir en sentido de la línea el tiro máximo de todos los conductores de un mismo lado de la estructura.
- **Estructuras especiales:** Serán aquellas que tienen una función diferente a las estructuras definidas anteriormente, entre ellas se tiene las estructuras de derivación utilizada para derivar la línea en dirección transversal a su recorrido principal.

### 2.3.3 Hipótesis de cálculo

En el presente proyecto, tratándose de líneas y redes primarias de electrificación rural, se considera para los cálculos de las estructuras, solo las condiciones normales; por tanto, no se considerará hipótesis de rotura de conductor, de acuerdo a la Norma DGE RD 018-2003-EM.

### 2.3.4 Factores de seguridad

Los factores de seguridad para estructuras y crucetas serán las siguientes:

Postes de madera	2,2
Cruceta de madera en alineamiento	4,0
Cruceta de madera en terminal	5,0
Retenidas	2,0

### 2.3.5 Cargas previstas

Para el cálculo de las prestaciones mecánicas de estructuras, de acuerdo al tipo de estructura, se ha previsto las siguientes cargas:

- Estructuras de alineamiento
  - Conductor sano
  - Viento máximo perpendicular al eje de la línea
- Estructuras de ángulo
  - Conductor sano
  - Resultante angular del tiro máximo
  - Carga del viento correspondiente al estado de tiro máximo en la dirección de la resultante.

### 2.3.6 Características de los postes de madera

La estructura de soporte de la línea y red primaria de poste de madera, tendrá las siguientes características:

Tipo de poste	Madera tratada
Longitud de poste (m)	12
Clase	6
Diámetro en la punta (cm)	12,1
Diámetro en la en la línea de empotramiento (cm):	22,6
Carga de rotura en la cabeza (kN)	6,7
Esfuerzo máximo a la flexión (MPa)	40
Longitud de empotramiento (m)	1,80
Altura de aplicación de la carga de rotura (m)	0,61

### 2.3.7 Consideraciones para el cálculo

Momento debido a la carga del viento sobre los conductores:

$$MVC = P_v \times d \times \phi_c \times \sum h_i \times \text{Cos}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (2.49)$$

Momento debido a la carga de los conductores en estructuras de alineamiento y ángulo:

$$MTC = 2 \times T_c \times \sum h_i \times \text{Sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (2.50)$$

Momento debido a la carga de los conductores en estructuras terminales:

$$MTC = T_c \times \sum h_i \quad (2.51)$$

Momento debido a la carga del viento sobre la estructura:

$$MVP = \left[ \frac{P_v \times h l^2 \times (D_m + 2D_o)}{600} \right] \quad (2.52)$$

Momento debido al desequilibrio de cargas verticales:

$$MCW = B_c [W_c \times d \times K_r + WCA + WAD] \quad (2.53)$$

Momento total para hipótesis de condiciones normales en estructuras de alineamiento y ángulo sin retenidas:

$$MRN = MVC + MTC + MCW + MVP \quad (2.54)$$

Momento total en estructuras terminales:

$$MRN = MTC + MVP \quad (2.55)$$

Esfuerzo del poste de madera en la línea de empotramiento en hipótesis de condiciones normales:

$$R_H = \frac{MRN}{3,13 \times 10^{-5} \times C^3} \quad (2.56)$$

Carga crítica en el poste de madera debida a cargas de compresión:

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 \times E \times I}{(k l)^2} \quad (2.57)$$

Deflexión máxima del poste de madera:

$$\delta = \frac{F_{eq} \times h l^3}{3 \times E \times I} \quad (2.58)$$

$$I = \frac{\pi \times D_m \times D_o}{64} \quad (2.59)$$

Esfuerzo de flexión en crucetas de madera:

$$R_c = \frac{M_a}{W_s} \quad (2.60)$$

$$M_a = \frac{b (hc)^2}{6} \quad (2.61)$$

$$M_a = (\Sigma Q_v) \times (B_c) \quad (2.62)$$

Donde:

- P<sub>v</sub>** : Presión de viento sobre superficies cilíndricas en Pa.
- d** : Longitud del vano viento en m.
- T<sub>c</sub>** : Carga del conductor en N.
- Ø<sub>c</sub>** : Diámetro del conductor en m.
- α** : Angulo de desvío topográfico.
- D<sub>o</sub>** : Diámetro del poste en la punta en cm.
- D<sub>m</sub>** : Diámetro del poste en la línea de empotramiento en cm.
- h<sub>l</sub>** : Altura libre del poste en m.
- h<sub>i</sub>** : Altura de la carga i en la estructura con respecto al terreno en m.
- B<sub>c</sub>** : Brazo de la cruceta en m.
- K<sub>r</sub>** : Relación entre el vano peso y vano viento.
- R<sub>c</sub>** : Peso del conductor en N/m.
- WCA** : Peso de la cruceta, aisladores y accesorios en N.
- WAD** : Peso de un hombre con herramientas igual a 1 000 N.
- C** : Circunferencia del poste en la línea de empotramiento en cm.
- E** : Módulo de elasticidad del poste en N/cm<sup>2</sup>.
- I** : Momento de inercia del poste en cm<sup>4</sup>
- k** : Factor que depende de la forma de fijación de los extremos del poste.
- l** : Altura respecto al suelo del punto de aplicación de la retenida en m.
- hc** : Lado de la cruceta paralelo a la carga en cm.
- b** : Lado de la cruceta perpendicular a la carga en cm.
- ΣQ<sub>v</sub>** : Sumatoria de cargas verticales en N.

Con las premisas y consideraciones de cálculo establecidas, se efectuó el cálculo mecánico de de estructuras y retenidas, cuyos resultados se presentan en el ANEXO C.

## 2.4 Cálculo de Retenidas

Para compensar los esfuerzos mayores al esfuerzo de rotura del poste de madera para la línea y red primaria se usarán retenidas, cuyas características han sido definidas en las especificaciones de materiales.

Las retenidas serán de cables de acero Siemens Martin de 50 mm<sup>2</sup> de sección y 10 mm de diámetro, con un tiro de rotura de 30,92 kN.

Una retenida en disposición longitudinal:

$$F_r \times \text{Sen}\phi \times H_r = F_p \times H_e \quad (2.63)$$

$$F_r = \frac{MRN}{H_r \times \text{Sen}\phi} \quad (2.64)$$

Donde:

$F_r$	:	Tiro de trabajo de la retenida
$H_r$	:	Altura de la retenida
$H_e$	:	Altura de aplicación de la fuerza equivalente
$F_p$	:	Fuerza equivalente en la punta
$\phi$	:	Angulo de la retenida
MRN	:	Momento total resultante.

### 2.4.1 Cálculo del bloque de Retenida

En todo diseño del bloque de anclaje, las variables son la carga máxima en el cable de la retenida, el ángulo que hace el cable de la retenida con la horizontal y el tipo de suelos.

Obtenidas estas variables, se procede al cálculo siguiente:

$F = 6\,500$  N (la máxima carga que transmitirá la retenida al anclaje)

$\gamma = 16,6$  k N/m<sup>3</sup> (densidad del suelo)

$\mu = 0,3$  (coeficiente de fricción)

## 2.5 Prestaciones de Estructuras

La prestación de cada tipo de estructura se ha definido teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Resistencia mecánica del conductor (resultados de los cálculos mecánicos)
- Poste, longitud, clase y características de las crucetas (12 m, CL 6)
- Distancia mínima al terreno en la condición de máxima temperatura



Angulo de desvío topográfico

Vano – viento

Vano – peso

Deflexión máxima del poste igual a 4 % de la longitud útil del poste

Requerimiento del uso de amortiguadores, según la recomendación del fabricante

Independiente de la resistencia mecánica del conductor, se tendrán en cuenta los vanos máximos a utilizarse en la distribución de estructuras, los que serán limitados por espaciamiento eléctrico a mitad de vano, especialmente en los cambios de configuración de armados, en el AANEXO C se presenta el resultado de las prestaciones de estructuras.

### **2.5.1 Distribución de Estructuras**

Definida la prestación de estructuras y definidos los vanos laterales, vanos vientos y vanos pesos, se efectuó la distribución de estructuras, considerando el EDS final calculado de 17%, con el programa DLT CAD ver 2.5. Con los reportes de resultados del programa se comprobará la óptima distribución y se verificarán los esfuerzos máximos, comprobando los factores de seguridad para cada componente de la línea.

Todos los armados utilizados corresponden a los armados normalizados según norma DGE rd024-2003-EM.

Se comprobó los esfuerzos resultantes hacia arriba, especialmente en aisladores tipo PIN.

Se comprobó que el ángulo vertical de la línea (Tiro Vertical / Tiro Horizontal) no sea superior a 25 °.

Se verificó la deflexión máxima permitida en los postes, resultando todos los valores por debajo del 4 %.

El resultado de la distribución de estructuras se presenta en el ANEXO D.

### **2.5.2 Calculo de Amortiguadores**

La vibración de los conductores en líneas aéreas, bajo la acción del viento conocida como “vibración eólica” puede causar fallas por fatiga de los conductores en los puntos de soporte.

De los diferentes tipos de vibraciones eólicas, la más común es la resonante, la vibración resonante ocurre en los cables de las líneas aéreas sin cambio apreciable de su longitud de modo que los puntos de apoyo permanecen casi estacionarios, estas vibraciones son ondas estacionarias de baja amplitud y alta frecuencia. Las vibraciones producidas por el viento generan frecuencias de

peligro según estudios dentro del rango de  $120/D < f < 1\ 000/D$ , donde  $f$  es la frecuencia en ciclos/segundo y  $D$  es el diámetro del conductor en mm.

El esfuerzo que estas vibraciones producen en los puntos de apoyo, combinado con la tracción estática en el cable, que se traduce en roce en los alambres de cable y el roce con los accesorios de soporte, puede producir una falla por fatiga en los alambres del cable después de un cierto tiempo.

Las vibraciones resonantes se producen por vientos constantes de baja velocidad a través de los conductores, normalmente vientos menores a 3 km/h no producen vibraciones resonantes y los mayores de 24 km/h tienden a producir ráfagas. Los vientos turbulentos producen diferentes frecuencias en los conductores y las vibraciones no se mantienen por interferencia de las diferentes frecuencias.

Para evitar fatiga en los conductores, es necesario reducir las vibraciones resonantes, esto se logra reduciendo la amplitud de la vibración y aumentando el amortiguamiento del sistema vibrante. Esto puede lograrse con varillas o amortiguadores de la siguiente manera:

**Varillas de armar:** Con este refuerzo se reduce la amplitud de las vibraciones debido al aumento del diámetro del conductor. Registros comparativos indican que reduce la amplitud de las vibraciones de 10% a 20%.

**Amortiguadores:** La utilización de los amortiguadores está basada en aplicaciones prácticas y recomendaciones que da el fabricante. El uso de amortiguadores está relacionado con la longitud de los vanos, características del conductor y la tensión final.

Para el caso del presente estudio para evitar fatiga en los conductores, se ha previsto reducir la amplitud de la vibración eólica considerando la recomendación de la Norma VDE 0201, la cual establece que para conductores con reducido porcentaje de acero como los de aleación de aluminio, considerar como esfuerzo EDS final  $44\text{ N/cm}^2$ , lo que equivale al 14,67% del esfuerzo de rotura del conductor. Con este esfuerzo se evitará el uso de amortiguadores para vanos que no alcancen este porcentaje. Del cálculo mecánico de conductores se establece un vano máximo sin uso de amortiguador de hasta 350 m.

Por otro lado, se ha verificado el requerimiento del número de amortiguadores, a fin de poder reducir la vibración resonante que pudiera ocurrir durante la vida útil del conductor.

En la siguiente Tabla se muestra los resultados de cálculo, la protección está en función de la longitud del vano, la finalidad es reducir los efectos vibratorios producidos por la velocidad del viento.

TABLA N° 2.10: Protección Contra Vibración de Conductores

SECCION	CON 1 AMORTIGUADOR	CON 2 AMORTIGUADORES
CONDUCTOR	VANO (m)	VANO (m)
Conductor AAAC 25 mm <sup>2</sup>	De 350 a 450	De 451 a 550

## 2.6 Cálculo de Cimentaciones

### 2.6.1 Criterios de Diseño

En el presente proyecto se utilizarán como estructuras de soporte los postes de madera.

En el diseño de cimentaciones se ha considerado las condiciones reales del terreno, las cargas críticas por tipo de soporte y conductor; y para el cálculo de las cimentaciones se ha utilizado el método de cálculo de Sulzberger, los cuales permiten determinar las dimensiones de la excavación y verificar las presiones laterales y verticales según corresponda.

Para el diseño de cimentaciones de los postes sin retenida se verifica la presión lateral que ejerce la estructura sobre el terreno, la cual se compara con la presión del terreno natural.

En el caso de los postes con retenida se verifica la presión vertical que ejerce la retenida y fuerzas verticales del poste sobre el terreno.

El tipo de cimentación de los postes es simplemente enterrada en tierra apisonada, sin embargo cuando la presión lateral que ejerce la estructura sobre el terreno sea mayor que la presión del terreno natural, la tierra con la que se va apisonar debe ser mejorada con grava arcillosa incluyendo además 25% de piedra mediana para obtener una mayor resistencia lateral.

### 2.6.2 Parámetros de cimentación

Para el cálculo de cimentación se ha tenido en cuenta el tipo de suelo según la clasificación SUCS, así como las propiedades del suelo y parámetros de cimentación, para cada una de las unidades geotécnicas.

### 2.6.3 Resultados

De lo anterior las excavaciones de los hoyos de los postes, serán de forma circular de 0,80m de diámetro por 1,80m de profundidad para terreno normal, 1,40m de profundidad para terreno semi rocoso y 1,40m de profundidad para terreno rocoso.

### **CAPÍTULO III**

#### **METRADO BASE Y VALOR REFERENCIAL**

Dentro del presente capítulo se efectúa el metrado base, así como también se determina el valor referencial del proyecto, los metrados están referenciado a las planillas de estructuras para las Líneas Primarias y Redes Primarias, para el calculo de costos se han considerados costos promedio de mercado.

3.1. VALOR REFERENCIAL

ESTUDIO DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION Y PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO EN 22,9/13,2 Kv PARA LAS LOCALIDADES DEL DISTRITO DE LIMABAMBA

TABLA N° 3.1. SUMINISTRO y MONTAJE DE LINEAS PRIMARIAS, REDES PRIMARIAS, REDES SECUNDARIAS Y CONEXIONES DOMICILIARIAS

ITEM	DESCRIPCION	LINEAS PRIMARIAS (*)	REDES PRIMARIAS	TOTAL SOLES ( S / . )
A	SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES	170 237,16	86 527,11	256 764,26
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO	133 218,93	17 836,60	161 055,53
C	TRANSPORTE (7%A)	11 916,60	6 066,90	17 973,50
D	COSTO DIRECTO ( A+B+C)	315 372,68	110 420,61	425 793,29
E	GASTOS GENERALES (10%D)	31 537,27	11 042,06	42 579,33
F	UTILIDADES (6%D)	15 768,63	5 521,03	21 289,66
G	SUB-TOTAL (D+E+F)	362 678,58	126 983,70	489 662,28
H	I.G.V.(19 %G)	68 908,93	24 126,90	93 035,83
COSTO TOTAL S/.		431 587,51	151 110,60	582 698,11

TABLA N° 3.3. PLANILLA DE ESTRUCTURAS LINEA PRIMARIA

Proyecto : Pequeño Sistema Eléctrico Limabamba      Sección : LINEA PRIMARIA 22,9/13,2 kV      Conductor  
 Distrito : Limabamba      Tramo : LP TRONCAL C.H. CHALLUAYACO - LIMABAMBA      Tipo : AAAC  
 Provincia : Rodríguez de Mendoza      N° Fases : 3      Fase : 25 mm2  
 Departamento : Amazonas

N° de Est.	Ubic. de Estructura		Vano real Adelante [m]	Vano Peso [m]	Vano Viento [m]	Parámetro Catenaria [m]	Angulo de Línea		Estructuras				Amortiguador de Línea	Retenidas Simple		Puesta a Tierra		Observaciones
	Progresiva [m]	Cota [m]					Vert.	Angulo	Tipo de Armado		Poste			Fase	Cant.	Tipo	Cant.	
									Princ.	Aux.	Cant.	Long/Clase						
0	0,00	1927,52	20,05	-385,37	12,66	515,94				PS1-3	0	12/C-6	-					Portico de Salida
1	20,05	1943,64	90,99	81,14	61,43	982,18			PSEC-3P		1	12/C-6	-	1	RI	1	PAT-3	
2	111,04	1978,51	281,48	823,34	191,46	1584,67	V1	-105°	P3A2-3		3	12/C-6	-	6	RI			
3	392,52	1933,76	178,82	129,94	232,73	1353,10			PSH-3		2	12/C-6	-					
4	571,34	1913,94	327,89	418,33	257,11	1654,08			PS1-3L		1	12/C-6	6					
5	899,23	1852,22	471,01	501,86	409,09	1795,14	V2	-46°	P3A1-3		3	12/C-6	12	6	RI			
6	1370,24	1746,63	233,82	23,30	359,16	1497,26			PSH-3		2	12/C-6	-					
7	1604,06	1735,97	175,64	154,97	205,04	1346,75			PS1-3L		1	12/C-6	-					
8	1779,70	1733,52	180,30	221,03	178,20	1360,22			PS1-3L		1	12/C-6	-			1	PAT-1	
9	1960,00	1725,36	214,82	280,37	198,34	1451,14			PS1-3L		1	12/C-6	-					Derv. LP Challuayaco
10	2174,82	1704,13	185,25	93,45	200,76	1375,03			PS1-3L		1	12/C-6	-					
11	2360,08	1699,24	207,10	237,52	196,52	1433,65			PS1-3L		1	12/C-6	-					Derv. LP Nueva Luz
12	2567,18	1690,00	176,78	133,29	192,25	1350,20	V3	45°	PA2-3		1	12/C-6	-	3	RI			
13	2743,96	1685,67	178,84	106,30	178,01	1356,01			PS1-3L		1	12/C-6	-					
14	2922,79	1692,69	167,82	82,94	174,02	1319,36			PS1-3L		1	12/C-6	-			1	PAT-1	
15	3090,61	1711,53	59,64	279,62	114,30	836,77			PR3-3L		1	12/C-6	-					
16	3150,26	1709,54	183,50	244,94	122,16	1367,24			PS1-3L		1	12/C-6	-					
17	3333,76	1690,28	189,94	119,66	187,51	1387,74			PS1-3L		1	12/C-6	-			1	PAT-1	
18	3523,70	1679,91	191,55	132,29	191,04	1392,98			PS1-3L		1	12/C-6	-					
19	3715,25	1677,57	194,77	200,09	193,34	1401,81			PS1-3L		1	12/C-6	-					
20	3910,02	1674,25	186,72	188,06	190,92	1379,37			PS1-3L		1	12/C-6	-			1	PAT-1	
21	4096,74	1671,42	212,48	220,29	199,82	1447,69			PS1-3L		1	12/C-6	-					
22	4309,22	1665,34	170,78	192,23	191,87	1331,58			PS1-3L		1	12/C-6	-					
23	4480,00	1661,90	155,18	121,99	163,13	1280,92	V4	38°	PA2-3		1	12/C-6	-	3	RI			
24	4635,18	1659,90	87,26	39,31	121,43	992,91			PS1-3L		1	12/C-6	-					
25	4722,45	1667,05	187,21	251,02	137,49	1380,68			PS1-3L		1	12/C-6	-					
26	4909,66	1662,70	204,67	173,21	196,13	1428,15			PS1-3L		1	12/C-6	-			1	PAT-1	
27	5114,32	1661,39	188,80	211,63	196,91	1385,24			PS1-3L		1	12/C-6	-					
28	5303,12	1658,13	204,67	170,28	196,91	1428,16			PS1-3L		1	12/C-6	-					
29	5507,79	1658,52	242,74	178,24	223,98	1516,77			PS1-3L		1	12/C-6	-			1	PAT-1	
30	5750,53	1666,26	169,47	168,50	206,53	1326,60			PS1-3L		1	12/C-6	-					
31	5920,00	1677,80	181,35	369,41	175,99	1362,22	V5	-22°	PR3-3L		1	12/C-6	-	2	RI			
32	6101,35	1663,09	196,69	51,12	189,47	1406,96			PS1-3L		1	12/C-6	-					
33	6298,04	1667,48	128,82	205,71	162,89	1183,54			PS1-3L		1	12/C-6	-			1	PAT-1	





TABLA N° 3.4. PLANILLA DE ESTRUCTURAS LINEA PRIMARIA

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS / DIRECCION EJECUTIVA DE PROYECTOS

MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE LIMABAMBA - AMAZONAS

Proyecto : Pequeño Sistema Eléctrico Limabamba  
 Distrito : Limabamba  
 Provincia : Rodriguez de Mendoza  
 Departamento : Amazonas

Sección : LINEA PRIMARIA 13,2 kV  
 Tramo : LP DERIVACION CHALLUAYACO  
 N° Fases : 1

Conductor : AAAC  
 Tipo : AAAC  
 Fase : 25 mm2

N° de Est.	Ubic. de Estructura		Vano real Adelante [m]	Vano Peso [m]	Vano Viento [m]	Parámetro Catenaria [m]	Angulo de Línea		Estructuras				Amortiguador de Línea Fase	Retenidas Simple		Puesta a Tierra		Observaciones
	Progresiva [m]	Cota [m]					Vert.	Angulo	Tipo de Armado		Poste			Cant.	Tipo	Cant.	Tipo	
									Princ.	Aux.	Cant.	Long/Clase						
0	0,00	1729,36	40,00	49,32	20,01	960,77							-					E-9 De la LP Troncal
1	40,00	1728,41	160,00	68,90	100,05	1404,06			TS-0		1	12/C-6		-	1	RI		
2	200,00	1728,00	200,00	237,32	180,19	1494,04			PS1-0		1	12/C-6		-			1	PAT-1
3	400,00	1721,23	0,00	44,86	100,14	0,00			TS-0		1	12/C-6		-	1	RI		Iniccion de RP Challuayaco
	<b>400,00</b>		<b>400,00</b>								<b>3</b>			<b>0</b>	<b>2</b>		<b>1</b>	



TABLA N° 3.5. PLANILLA DE ESTRUCTURAS LINEA PRIMARIA

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS / DIRECCION EJECUTIVA DE PROYECTOS

MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE LIMABAMBA - AMAZONAS

Proyecto : Pequeño Sistema Eléctrico Limabamba  
 Distrito : Limabamba  
 Provincia : Rodriguez de Mendoza  
 Departamento : Amazonas

Sección : LINEA PRIMARIA 13,2 kV  
 Tramo : LP DERIVACION NUEVA LUZ  
 N° Fases : 1

Conductor : AAAC  
 Tipo : AAAC  
 Fase : 25 mm2

N° de Est.	Ubic. de Estructura		Vano real Adelante [m]	Vano Peso [m]	Vano Viento [m]	Parámetro Catenaria [m]	Angulo de Linea		Estructuras				Amortiguador de Línea		Retenidas Simple		Puesta a Tierra		Observaciones
	Progresiva [m]	Cota [m]					Vert.	Angulo	Tipo de Armado		Poste Long/Clase	Fase	Cant.	Tipo	Cant.	Tipo	Cant.	Tipo	
									Princ.	Aux.									
0	0,00	1692,24	120,00	60,99	60,02	1288,14					DT-0		-	1	RI				E-11 De la LP Troncal
1	120,00	1690,92	200,00	156,36	160,10	1494,31					PSEC-OP		1	12/C-6	-		1	PAT-3	
2	320,00	1690,67	240,00	211,53	220,20	1564,82					PS1-0		1	12/C-6	-				
3	560,00	1692,42	240,00	261,47	240,24	1564,82					PS1-0		1	12/C-6	-				
4	800,00	1690,92	280,00	236,00	260,30	1620,28					PS1-0		1	12/C-6	-		1	PAT-1	
5	1080,00	1693,42	240,00	260,11	260,30	1564,81					PS1-0		1	12/C-6	-				
6	1320,00	1695,67	240,00	240,25	240,25	1564,81					PS1-0		1	12/C-6	-				
7	1560,00	1697,92	240,00	244,29	240,24	1564,82					PS1-0		1	12/C-6	-		1	PAT-1	
8	1800,00	1700,17	200,00	233,69	220,20	1494,31	V1	-55°			PA3-0		1	12/C-6	-	2	RI		
9	2000,00	1699,17	240,00	227,15	220,19	1564,82					PS1-0		1	12/C-6	-				
10	2240,00	1697,67	200,00	216,01	220,20	1494,31					PS1-0		1	12/C-6	-		1	PAT-1	
11	2440,00	1696,92	200,00	196,41	200,15	1494,32					PS1-0		1	12/C-6	-				
12	2640,00	1696,67	210,00	211,38	205,16	1513,58					PS1-0		1	12/C-6	-		1	PAT-1	
13	2850,00	1696,17	0,00	97,00	105,09	0,00					TS-0		1	12/C-6	-	1	RI		Iniccion de RP Nueva Luz
	<b>0,00</b>		<b>2850,00</b>										<b>13</b>		<b>0</b>	<b>4</b>		<b>5</b>	



TABLA N° 3.7. PLANILLA DE ESTRUCTURAS LINEA PRIMARIA

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS / DIRECCION EJECUTIVA DE PROYECTOS

MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE LIMABAMBA - AMAZONAS

Proyecto : Pequeño Sistema Eléctrico Limabamba  
 Distrito : Limabamba  
 Provincia : Rodríguez de Mendoza  
 Departamento : Amazonas

Sección : LINEA PRIMARIA 13,2 kV  
 Tramo : LP DERIVACION LOJA LA SHALLCA  
 N° Fases : 1

Conductor : AAAC  
 Tipo : AAAC  
 Fase : 25 mm2

N° de Est.	Ubic. de Estructura		Vano real Adelante [m]	Vano Peso [m]	Vano Viento [m]	Parámetro Catenaria [m]	Angulo de Línea		Estructuras				Amortiguador de Línea	Retenidas Simple		Puesta a Tierra		Observaciones	
	Progresiva [m]	Cota [m]					Vert.	Angulo	Tipo de Armado		Poste			Fase	Cant.	Tipo	Cant.		Tipo
									Princ.	Aux.	Cant.	Long/Clase							
0	0,00	1665,00	120,00	46,81	60,02	1288,12					DT-0		-	1	RI			E-72 De la LP Troncal	
1	120,00	1665,00	200,00	153,72	160,11	1494,28					PSEC-OP		1	12/C-6	-		1	PAT-3	
2	320,00	1667,00	160,00	161,99	180,16	1403,92					PS1-0		1	12/C-6	-				
3	480,00	1671,30	200,00	227,65	180,15	1494,31					PS1-0		1	12/C-6	-				
4	680,00	1670,00	240,00	203,94	220,20	1564,83					PS1-0		1	12/C-6	-		1	PAT-1	
5	920,00	1671,00	240,00	248,08	240,24	1564,83					PS1-0		1	12/C-6	-				
6	1160,00	1670,80	220,00	231,00	230,21	1531,72					PS1-0		1	12/C-6	-		1	PAT-1	Iniccion de RP Loja
7	1380,00	1670,50	220,00	218,10	220,19	1531,72	V1	17°			PA1-0		1	12/C-6	-	1	RI		
8	1600,00	1670,50	280,00	216,65	250,30	1620,22					PS1-0		1	12/C-6	-		1	PAT-1	
9	1880,00	1676,30	200,00	217,88	240,35	1494,04					PS1-0		1	12/C-6	-				
10	2080,00	1683,80	160,00	287,29	180,24	1403,80					PS1-0		1	12/C-6	-				
11	2240,00	1678,00	200,00	134,47	180,17	1494,31					PS1-0		1	12/C-6	-		1	PAT-1	
12	2440,00	1677,30	200,00	194,91	200,15	1494,32					PS1-0		1	12/C-6	-				
13	2640,00	1677,30	121,00	231,36	160,69	1290,81					PS1-0		1	12/C-6	-		1	PAT-1	
14	2761,00	1671,30	0,00	-10,06	60,61	0,00					TS-0		1	12/C-6	-	1	RI		Iniccion de RP Shallca
	<b>2761,00</b>		<b>2761,00</b>										<b>14</b>		<b>0</b>	<b>3</b>		<b>6</b>	

**TABLA N° 3.9. PLANILLA DE DISTRIBUCION DE ARMADOS EN REDES PRIMARIAS**

PROYECTO : P.S.E. LIMABAMBA  
 PROVINCIA : RODRIGUEZ DE MENDOZA  
 DEPARTAMENTO : AMAZONAS  
 LOCALIDAD : TODAS LAS LOCALIDADES

LOCALIDAD	LOCALIDAD	POSTE		CONDUCTOR		RETENIDAS		PAT		TRANSFORMADORES			
		Cant.	Long/Clase	1Ø	3Ø	Cant.	INCLINADA	PAT-1	PAT-3	MONOFASICO (KVA)			TRIFA.
				25mm2	25mm2					5 KVA	10 KVA	15 KVA	40 KVA
1	CHALLUAYACO	1	12/C-6	40				1		1			
2	NUEVA LUZ	1	12/C-6	40				1			1		
3	CHONTAPAMPA	1	12/C-6	40				1	1				
4	SHOCOL	1	12/C-6	40				1			1		
5	LOJA	1	12/C-6	40				1	1				
6	LA SHALLCA	1	12/C-6	40				1		1			
7	LIMABAMBA	17	12/C-6	789	370	3		6	2			1	1
<b>TOTAL</b>		<b>23</b>		<b>1029,0</b>	<b>370</b>	<b>3</b>		<b>6</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>1</b>

**TABLA N° 3.10. PLANILLA DE DISTRIBUCION DE ARMADOS EN REDES PRIMARIAS**

**PROYECTO** : P.S.E. LIMABAMBA  
**PROVINCIA** : RODRIGUEZ DE MENDOZA  
**DEPARTAMENTO** : AMAZONAS  
**LOCALIDAD** : CHALLUAYACO

N° ESTR.	ARMADO	ARMADO AUXILIAR	POSTE		CONDUCTOR		RETENIDAS		PAT		TRANSFORMADORES				OBS.
			Cant.	Long/Clase	1Ø	3Ø	Cant.	INCLINADA	PAT-1	PAT-3	MONOFASICO (KVA)			TRIFA.	
					25mm2	25mm2					5 KVA	10 KVA	15 KVA	40 KVA	
0					40										E-03 LP DERIV.
1	SMM-2P	PS1-0	1	12/C-6	-	-				1		1			SE Monofasica
<b>TOTAL</b>			<b>1</b>		<b>40,0</b>					<b>1</b>		<b>1</b>			

**TABLA N° 3.11. PLANILLA DE DISTRIBUCION DE ARMADOS EN REDES PRIMARIAS**

**PROYECTO** : P.S.E. LIMABAMBA  
**PROVINCIA** : RODRIGUEZ DE MENDOZA  
**DEPARTAMENTO** : AMAZONAS  
**LOCALIDAD** : NUEVA LUZ

**PLANILLA DE DISTRIBUCION DE ARMADOS EN REDES PRIMARIAS**

N° ESTR.	ARMADO	ARMADO AUXILIAR	POSTE		CONDUCTOR		RETENIDAS		PAT		TRANSFORMADORES				OBS.
			Cant.	Long/Clase	1Ø	3Ø	Cant.	INCLINADA	PAT-1	PAT-3	MONOFASICO (KVA)			TRIFA.	
					25mm2	25mm2					5 KVA	10 KVA	15 KVA	40 KVA	
0					40										E-13 LP DERIV.
1	SMM-2P	PS1-0	1	12/C-6	-	-				1				1	SE Monofasica
<b>TOTAL</b>			<b>1</b>		<b>40,0</b>					<b>1</b>				<b>1</b>	



**TABLA N° 3.12. PLANILLA DE DISTRIBUCION DE ARMADOS EN REDES PRIMARIAS**

**PROYECTO** : P.S.E. LIMABAMBA  
**PROVINCIA** : RODRIGUEZ DE MENDOZA  
**DEPARTAMENTO** : AMAZONAS  
**LOCALIDAD** : CHONTAPAMPA

N° ESTR.	ARMADO	ARMADO AUXILIAR	POSTE		CONDUCTOR		RETENIDAS		PAT		TRANSFORMADORES				OBS.
			Cant.	Long/Clase	1Ø	3Ø	Cant.	INCLINADA	PAT-1	PAT-3	MONOFASICO (KVA)			TRIFA.	
					25mm2	25mm2					5 KVA	10 KVA	15 KVA	40 KVA	
0					40										E-40 LP TRONCAL
1	SMM-2P	PS1-0	1	12/C-6	-	-				1		1			SE Monofasica
<b>TOTAL</b>			<b>1</b>		<b>40,0</b>					<b>1</b>		<b>1</b>			

**TABLA N° 3.13. PLANILLA DE DISTRIBUCION DE ARMADOS EN REDES PRIMARIAS**

**PROYECTO** : P.S.E. LIMABAMBA  
**PROVINCIA** : RODRIGUEZ DE MENDOZA  
**DEPARTAMENTO** : AMAZONAS  
**LOCALIDAD** : SHOCOL

N° ESTR.	ARMADO	ARMADO AUXILIAR	POSTE		CONDUCTOR		RETENIDAS		PAT		TRANSFORMADORES				OBS.
			Cant.	Long/Clase	1Ø	3Ø	Cant.	INCLINADA	PAT-1	PAT-3	MONOFASICO (KVA)			TRIFA.	
					25mm2	25mm2					5 KVA	10 KVA	15 KVA	40 KVA	
0					40									E-47 LP DERIV.	
1	SMM-2P	PS1-0	1	12/C-6	-	-				1			1	SE Monofasica	
<b>TOTAL</b>			<b>1</b>		<b>40,0</b>				<b>1</b>				<b>1</b>		



**TABLA N° 3.14. PLANILLA DE DISTRIBUCION DE ARMADOS EN REDES PRIMARIAS**

PROYECTO : P.S.E. LIMABAMBA  
 PROVINCIA : RODRIGUEZ DE MENDOZA  
 DEPARTAMENTO : AMAZONAS  
 LOCALIDAD : LOJA

N° ESTR.	ARMADO	ARMADO AUXILIAR	POSTE		CONDUCTOR		RETENIDAS		PAT		TRANSFORMADORES				OBS.
			Cant.	Long/Clase	1Ø	3Ø	Cant.	INCLINADA	PAT-1	PAT-3	MONOFASICO (KVA)			TRIFA.	
					25mm2	25mm2					5 KVA	10 KVA	15 KVA	40 KVA	
0					40									E-6 LP DERIV.	
1	SMM-2P	PS1-0	1	12/C-6	-	-				1	1			SE Monofasica	
<b>TOTAL</b>			<b>1</b>		<b>40,0</b>				<b>1</b>	<b>1</b>					

**TABLA N° 3.15. PLANILLA DE DISTRIBUCION DE ARMADOS EN REDES PRIMARIAS**

**PROYECTO** : P.S.E. LIMABAMBA  
**PROVINCIA** : RODRIGUEZ DE MENDOZA  
**DEPARTAMENTO** : AMAZONAS  
**LOCALIDAD** : LA SHALLCA

N° ESTR.	ARMADO	ARMADO AUXILIAR	POSTE		CONDUCTOR		RETENIDAS		PAT		TRANSFORMADORES				OBS.
			Cant.	Long/Clase	1Ø	3Ø	Cant.	INCLINADA	PAT-1	PAT-3	MONOFASICO (KVA)			TRIFA.	
					25mm2	25mm2					5 KVA	10 KVA	15 KVA	40 KVA	
0					40										E-14 LP DERIV.
1	SMM-2P	PS1-0	1	12/C-6	-	-				1		1			SE Monofasica
<b>TOTAL</b>			<b>1</b>		<b>40,0</b>					<b>1</b>		<b>1</b>			

**TABLA N° 3.16. PLANILLA DE DISTRIBUCION DE ARMADOS EN REDES PRIMARIAS**

PROYECTO : P.S.E. LIMABAMBA  
 PROVINCIA : RODRIGUEZ DE MENDOZA  
 DEPARTAMENTO : AMAZONAS  
 LOCALIDAD : LIMABAMBA

N° ESTR.	ARMADO	ARMADO AUXILIAR	POSTE		CONDUCTOR		RETENIDAS		PAT		TRANSFORMADORES				OBS.
			Cant.	Long/Clase	1Ø	3Ø	Cant.	INCLINADA	PAT-1	PAT-3	MONOFASICO (KVA)			TRIFA.	
					25mm2	25mm2					5 KVA	10 KVA	15 KVA	40 KVA	
0						80									E-56 LP Troncal
1	PSV1-3		1	12/C-6		80									
2	PSV1-3		1	12/C-6		80			1						
3	PSV1-3		1	12/C-6		80			1						
4	PSV1-3	PTV-3	1	12/C-6		50	1	RI		1					
5	STB		2	12/C-6	17									1	SE Trifasica
6	TS-0		1	12/C-6	80		1	RI							
7	PS1-0		1	12/C-6	80				1						
8	PS1-0		1	12/C-6	80										
9	PS1-0		1	12/C-6	80										
10	PS1-0		1	12/C-6	80				1						
11	PS1-0		1	12/C-6	76										
12	PS1-0		1	12/C-6	71										
13	PS1-0		1	12/C-6	77				1						
14	PS1-0		1	12/C-6	83										
15	PS1-0		1	12/C-6	65				1						
16	SMM-1P	PTV-0	1	12/C-6	-	-	1	RI		1			1		SE Monofasica
<b>TOTAL</b>			<b>17</b>		<b>789,0</b>	<b>370</b>	<b>3</b>		<b>6</b>	<b>2</b>			<b>1</b>	<b>1</b>	

## CONCLUSIONES

1. El proyecto hará posible mejorar la calidad de vida de los pobladores de siete localidades del distrito de Limabamba ubicado en la región Amazonas, ya que podrán acceder al servicio de energía eléctrica durante las 24 horas del día en forma confiable y permanente.
2. El diseño de la Línea y Red Primaria se desarrolló bajo el criterio de la ingeniería básica, buscando siempre el mínimo costo de inversión para la ejecución del estudio - Sistema Económicamente Adaptado.
3. El terreno sobre el cual atraviesa la Línea Primaria en su mayor parte es llano ya que se encuentra en una zona de ceja de selva, por lo que el vano promedio resultante es de 200 m.
4. El monto total para la ejecución del presente proyecto asciende a la suma de S/. 582 698,51 (Quinientos ochenta y dos mil seiscientos noventa y ocho y 11/100 Nuevos soles), por lo que se hace necesario la participación del estado para su financiamiento, ya que la población a ser beneficiada no cuenta con los recursos económicos necesarios.
5. Las acciones a llevarse a cabo durante la operación y mantenimiento de la Línea y Red Primaria originará alteraciones no relevantes en el medio físico, biológico, de interés humano, de salud, del paisaje natural, de servicios, de infraestructura y del tipo socio económico, por lo que será necesario realizar el monitoreo ambiental y arqueológico, así como también realizar el saneamiento de la faja de servidumbre de la línea.
6. Los programas computacionales referidos al estudio gozan de gran aceptación; debido a que realizan la parte operativa con exactitud y precisión por lo que constituye herramientas que necesariamente se tiene que utilizar, pero no se debe dejar de lado el criterio de ingeniería que constituye la esencia del estudio y que garantizará la calidad del trabajo resultante.

## **ANEXO A**

- **Resumen de la máxima demanda de potencia.**
- **Análisis de la oferta y demanda de potencia y energía.**

RESUMEN DE LA MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA (kW)						
Nº	LOCALIDADES	LOTES DE VIVIENDA	LOTES ESPECIALES	TOTAL	AP Nº PI	MD kW AÑO 2006
1	CHALLUAYACO	25	2	27	3	6,44
2	NUEVA LUZ	40	4	44	4	10,73
3	CHONTAMPAMPA	12	0	12	1	2,48
4	SHOCOL	43	3	46	5	10,81
5	LOJA	9	0	9	1	1,88
6	SHALLCA	32	2	34	3	7,84
7	LIMABAMBA	185	8	193	20	45,23
<b>TOTAL</b>		<b>346</b>	<b>19</b>	<b>365</b>	<b>37</b>	<b>85,41</b>

**NOTA.-** Se ha tomado en cuenta la siguiente normatividad:

- Calificación eléctrica (según RD 031 2003 EMDGE y dato de campo)
  - Calificación eléctrica 400W/Cargas Domesticas, 600W/Cargas Especiales.
  - Factor de Potencia: 1,0 para cargas Domicliarias y cargas Especiales y 0,9 para cargas de Alumbrado Público
  - Factor de Simultaneidad: 0,5 para cargas Domicliarias y 1.0 para cargas Especiales y de Alumbrado Público
- PI número de puntos de iluminación con lámparas de 70W de Na (según RD 017 2003 EMDGE)



## **ANEXO B**

- **Parámetros eléctricos del conductor.**
- **Cálculo de caída de tensión, pérdida de potencia, pérdida de potencia y energía en M.T.**
- **Reporte de corto circuito trifásico**
- **Reporte de coto circuito Monofásico**
- **Reporte de coto circuito Monofásico con retorno por tierra**
- **Coordinación de protección tramos B02, B12, B14 y B15**
- **Coordinación de protección tramos B07, B11 y B12**



**PARAMETROS ELECTRICOS DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA, CERO Y FACTORES DE CAIDA DE TENSION**

Tipo Conductor	Sección (mm²)	N° de Hilos	Diámetro Total Ext. (mm)	Diámetro de c/hilo (mm)	Resistencia a 20°C (Ω/km)	Resistencia a 40°C (Ω/km)	Reactancia Inductiva				Factor de Caída de Tensión			
							X <sub>1</sub> (Ω/km)	X <sub>2</sub> (Ω/km)	X <sub>3</sub> (Ω/km)	X <sub>t</sub> (Ω/km)	K <sub>1</sub> (x0,0001)	K <sub>2</sub> (x0,0001)	K <sub>3</sub> (x0,0001)	K <sub>t</sub> (x0,0001)
25	AAAC	7	6,30	2,10	1,370	1,4969	0,047	0,051	0,470	1,004	3,231	3,268	9,726	11,197

- R** : Resistencia del conductor Ω/km.
- X<sub>1</sub>** : Reactancia Inductiva Unitaria Sistema Trifásico Ω/km.
- X<sub>2</sub>** : Reactancia Inductiva Unitaria Sistema Monofásico Fase-Fase Ω/km.
- X<sub>3</sub>** : Reactancia Inductiva Unitaria Sistema Monofásico Fase-Neutro Ω/km.
- X<sub>t</sub>** : Reactancia Inductiva Unitaria Sistema Monofásico con Retorno por Tierra Fase-Tierra Ω/km.
- K<sub>1</sub>** : Factor de caída de tensión para Trifásico Fase-Fase
- K<sub>2</sub>** : Factor de caída de tensión para Sistema Monofásico Fase-Fase
- K<sub>3</sub>** : Factor de caída de tensión para Sistema Monofásico Fase-Neutro
- K<sub>t</sub>** : Factor de caída de tensión para Sistema Monofásico Fase-Tierra

**CALCULO DE CAIDA DE TENSION, PERDIDA DE POTENCIA Y DE ENERGIA EN MT - SISTEMA ELECTRICO LIMABAMBA - AÑO 20**

**TRAMO DE LA CH CHALLUAYACO A LIMAAMBA**

Nodo	Descripción	Potencia (kW)	Σ Potencia (kW)	Longitud (km)	Sección (mm²)	N° de Fases	R <sub>o</sub> a 40°C Ω/km	Factor de Caída de Tensión (kV)	Factor de Carga	Factor de Pérdida	Δ V (%)	Σ Δ V (%)	Pérdidas Potencia (Kw)	Pérdidas de Energía Activa Anual (Kwh)	Energía Activa Anual Generada (Kwh)
2	Barra de envío	0,00	105,06	0,01	25-AI	3	1,671	3,231	0,22	0,074	0,000%	0,000%	0,0007034	0,4568430	
3	Derivación a Challuayaco	8,20	105,06	2,00	25-AI	3	1,671	3,231	0,22	0,074	0,068%	0,068%	0,1406826	91,3685972	
4	Derivación a Nueva Luz	13,67	96,86	0,40	25-AI	3	1,671	3,231	0,22	0,074	0,013%	0,081%	0,0239158	15,5324902	
5	Derivación a Chontapampa	2,48	83,19	7,92	25-AI	3	1,671	3,231	0,22	0,074	0,213%	0,294%	0,3493035	226,8608730	
6	Derivación a Shocol	10,81	80,71	1,92	25-AI	3	1,671	3,231	0,22	0,074	0,050%	0,344%	0,0797061	51,7664153	
7	Derivación a Loja y Shallca	12,30	69,90	1,80	25-AI	3	1,671	3,231	0,22	0,074	0,041%	0,384%	0,0560483	36,4014787	
9	Derivación a Limabamba 1	42,43	57,60	0,58	25-AI	3	1,671	3,231	0,22	0,074	0,011%	0,355%	0,0122845	7,9783534	
10	Derivación a Limabamba 2	15,17	15,17	0,79	25-AI	1	1,671	9,726	0,22	0,074	0,012%	0,366%	0,0017435	1,1323574	

**TRAMO DERIVACIÓN A CHALLUAYACO**

3	Derivación a Challuayaco											0,068%			
14	Challuayaco	8,20	8,20	0,44	25-AI	1	1,671	9,726	0,22	0,074	0,004%	0,072%	0,0002837	0,1842747	

**TRAMO DERIVACIÓN A NUEVA LUZ**

4	Derivación a Nueva Luz											0,081%			
13	Nueva Luz	13,67	13,67	2,77	25-AI	1	1,671	9,726	0,22	0,074	0,037%	0,118%	0,0049642	3,2240523	

**TRAMO DERIVACIÓN A CHONTAPAMPA**

4	Derivación a Chontapampa											0,294%			
13	Chontapampa	3,15	3,15	0,04	25-AI	1	1,671	9,726	0,22	0,074	0,000%	0,294%	0,0000038	0,0024721	

**TRAMO DERIVACIÓN A SHOCOL**

4	Derivación a Shocol											0,344%			
13	Shocol	13,77	13,77	1,60	25-AI	1	1,671	9,726	0,22	0,074	0,021%	0,365%	0,0029004	1,8837091	

**DERIVACION LOJA LA SHALLCA**

7	Derivación a Loja y La Shallca											0,384%			
11	Derivación a Loja	2,39	12,38	1,04	25-AI	1	1,671	9,726	0,22	0,074	0,013%	0,397%	0,0010158	0,6597309	
12	Derivación a Shallca	9,99	9,99	1,64	25-AI	1	1,671	9,726	0,22	0,074	0,016%	0,413%	0,0010437	0,6778471	

**TRAMO DERIVACIÓN A LOJA**

11	Derivación a Loja											0,397%			
	Loja	2,39	2,39	0,04	25-AI	1	1,671	9,726	0,22	0,074	0,000%	0,397%	0,0000022	0,0014231	

**DERIVACION A LIMABAMBA**

7	Derivación a Limabamba											0,384%			
9	Limabamba 1	42,43	57,60	0,581	25-AI	3	1,671	3,231	0,22	0,074	0,011%	0,395%	0,0122845	7,9783534	
10	Limabamba 2	15,17	15,17	0,79	25-AI	1	1,671	9,726	0,22	0,074	0,012%	0,407%	0,0011586	0,7524721	

<b>TOTAL</b>	446,86	202.471,63
--------------	--------	------------

<b>% DE PERDIDAS Joule en LP RP</b>	0,22%
---	-------

Ver Plano Ge-04

**CONCLUSIÓN:**

- 1.- La caída de tensión en los puntos mas alejados de los circuitos de MT, en ningún caso superan el 7,0% establecido por norma. (para el año 20).
- 2.- El nivel de pérdidas de energía en la Línea y Red Primaria está dentro de los límites establecidos. (2% según norma)
- 3.- Por tanto el calibre del conductor AAAC 25mm<sup>2</sup> elegido es el adecuado.

REPORTE DE CORTOCIRCUITO TRIFASICO

Potencia base : 10.00 MVA  
 Frecuencia : 60.00 Hz  
 Protocolo : Estandar  
 Regimen : Flujo de carga  
 Impedancias : Subtransitorias

\*\*\*\*\*

Barra: B01 Prefalla: 0.400 kV 1.0002 pu 0.06 deg  
 Impedancias Thevenin: Z1 = 1.43072 + j 12.95301 pu  
 Z2 = 1.43072 + j 12.95301 pu  
 Z0 = 0.00000 + j100000.00000 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 1.108 kA 0.0767 pu -83.64 deg 0.8 MVA  
 I1: 1.108 kA 0.0767 pu -83.64 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0304	B03	B04						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0405	B04	B05						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0506	B05	B06						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0607	B06	B07						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0708	B07	B08						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0809	B08	B09						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
Trafo	B02	B01						
	Envio - Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00

Corrientes de generadores

Generador	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
GRUPO	B01						
	Sec. -->	1.108	-83.64	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	1.108	-83.64	1.108	156.36	1.108	36.36

\*\*\*\*\*

Barra: B02 Prefalla: 22.590 kV 0.9864 pu -1.51 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 2.16453 + j 15.66061 pu  
 Z2 = 2.16453 + j 15.66061 pu  
 Z0 = 0.00000 + j 3.20000 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 0.016 kA 0.0624 pu -83.64 deg 0.6 MVA  
 I1: 0.016 kA 0.0624 pu -83.64 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0304	B03	B04						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0405	B04	B05						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0506	B05	B06						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0607	B06	B07						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00

L0708	B07	B08	Sec. -->	0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
			Fase -->	0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0809	B08	B09	Sec. -->	0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
			Fase -->	0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
Trafo	B02	B01						
	Envio - Sec. -->		0.016	96.36	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->		0.016	96.36	0.016	-23.64	0.016	-143.64
	Recep.- Sec. -->		0.901	-53.64	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->		0.901	-53.64	0.901	-173.64	0.901	66.36

Corrientes de generadores

Generador	Barra		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
			kA	deg	kA	deg	kA	deg
GRUPO	B01							
	Sec. -->		0.901	126.36	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.901	126.36	0.901	6.36	0.901	-113.64

\*\*\*\*\*  
 Barra: B03 Prefalla: 22.577 kV 0.9859 pu -1.51 deg  
 Impedancias Thevenin: Z1 = 2.21453 + j 15.66130 pu  
 Z2 = 2.21453 + j 15.66130 pu  
 Z0 = 0.06152 + j 3.27587 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 0.016 kA 0.0623 pu -83.46 deg 0.6 MVA  
 I1: 0.016 kA 0.0623 pu -83.46 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03						
	Sec. -->		0.016	-83.46	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-83.46	0.016	156.54	0.016	36.54
L0304	B03	B04						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0405	B04	B05						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0506	B05	B06						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0607	B06	B07						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0708	B07	B08						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0809	B08	B09						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
Trafo	B02	B01						
	Envio - Sec. -->		0.016	96.54	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->		0.016	96.54	0.016	-23.46	0.016	-143.46
	Recep.- Sec. -->		0.900	-53.46	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->		0.900	-53.46	0.900	-173.46	0.900	66.54

Corrientes de generadores

Generador	Barra		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
			kA	deg	kA	deg	kA	deg
GRUPO	B01							
	Sec. -->		0.900	126.54	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.900	126.54	0.900	6.54	0.900	-113.46

\*\*\*\*\*  
 Barra: B04 Prefalla: 22.575 kV 0.9858 pu -1.51 deg  
 Impedancias Thevenin: Z1 = 2.22480 + j 15.66169 pu  
 Z2 = 2.22480 + j 15.66169 pu  
 Z0 = 0.07408 + j 3.29136 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 0.016 kA 0.0623 pu -83.42 deg 0.6 MVA  
 I1: 0.016 kA 0.0623 pu -83.42 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg

Corrientes en los transformadores								
Trafo	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03						
	Sec. -->		0.016	-83.42	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-83.42	0.016	156.58	0.016	36.58
L0304	B03	B04						
	Sec. -->		0.016	-83.42	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-83.42	0.016	156.58	0.016	36.58
L0405	B04	B05						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0506	B05	B06						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0607	B06	B07						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0708	B07	B08						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0809	B08	B09						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00

Corrientes de generadores								
Generador	Barra		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
Trafo	B02	B01						
	Envio - Sec. -->		0.016	96.58	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->		0.016	96.58	0.016	-23.42	0.016	-143.42
	Recep.- Sec. -->		0.899	-53.42	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->		0.899	-53.42	0.899	-173.42	0.899	66.58

Barra: B05 Prefalla: 22.535 kV 0.9841 pu -1.49 deg  
 Impedancias Thevenin: Z1 = 2.43009 + j 15.67820 pu  
 Z2 = 2.43009 + j 15.67820 pu  
 Z0 = 0.32267 + j 3.59794 pu

Corrientes de falla:  
 LLL Ia: 0.016 kA 0.0620 pu -82.68 deg 0.6 MVA  
 I1: 0.016 kA 0.0620 pu -82.68 deg

Corrientes en las lineas								
Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03						
	Sec. -->		0.016	-82.68	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.68	0.016	157.32	0.016	37.32
L0304	B03	B04						
	Sec. -->		0.016	-82.68	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.68	0.016	157.32	0.016	37.32
L0405	B04	B05						
	Sec. -->		0.016	-82.68	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.68	0.016	157.32	0.016	37.32
L0506	B05	B06						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0607	B06	B07						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0708	B07	B08						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0809	B08	B09						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00

Corrientes de generadores								
Generador	Barra		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
Trafo	B02	B01						
	Envio - Sec. -->		0.016	97.32	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->		0.016	97.32	0.016	-22.68	0.016	-142.68
	Recep.- Sec. -->		0.896	-52.68	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->		0.896	-52.68	0.896	-172.68	0.896	67.32

Corrientes en los transformadores								
Generador	Barra		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
GRUPO	B01							

Sec. --> 0.896 127.32 0.000 0.00 0.000 0.00  
 Fase --> 0.896 127.32 0.896 7.32 0.896 -112.68

\*\*\*\*\*  
 Barra: B06 Prefalla: 22.525 kV 0.9836 pu -1.49 deg  
 Impedancias Thevenin: Z1 = 2.47987 + j 15.68259 pu  
 Z2 = 2.47987 + j 15.68259 pu  
 Z0 = 0.38293 + j 3.67227 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 0.016 kA 0.0620 pu -82.50 deg 0.6 MVA  
 Il: 0.016 kA 0.0620 pu -82.50 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03						
	Sec. -->		0.016	-82.51	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.51	0.016	157.49	0.016	37.50
L0304	B03	B04						
	Sec. -->		0.016	-82.50	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.50	0.016	157.50	0.016	37.50
L0405	B04	B05						
	Sec. -->		0.016	-82.50	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.50	0.016	157.50	0.016	37.50
L0506	B05	B06						
	Sec. -->		0.016	-82.50	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.50	0.016	157.50	0.016	37.50
L0607	B06	B07						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0708	B07	B08						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0809	B08	B09						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
Trafo	B02	B01						
	Envio - Sec. -->		0.016	97.49	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->		0.016	97.49	0.016	-22.51	0.016	-142.50
	Recep. - Sec. -->		0.895	-52.51	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep. - Fase -->		0.895	-52.51	0.895	-172.51	0.895	67.50

Corrientes de generadores

Generador	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
GRUPO	B01						
	Sec. -->	0.895	127.49	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.895	127.49	0.895	7.49	0.895	-112.50

\*\*\*\*\*  
 Barra: B07 Prefalla: 22.518 kV 0.9833 pu -1.48 deg  
 Impedancias Thevenin: Z1 = 2.52707 + j 15.68873 pu  
 Z2 = 2.52707 + j 15.68873 pu  
 Z0 = 0.43943 + j 3.74194 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 0.016 kA 0.0619 pu -82.33 deg 0.6 MVA  
 Il: 0.016 kA 0.0619 pu -82.33 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03						
	Sec. -->		0.016	-82.34	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.34	0.016	157.66	0.016	37.66
L0304	B03	B04						
	Sec. -->		0.016	-82.34	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.34	0.016	157.66	0.016	37.66
L0405	B04	B05						
	Sec. -->		0.016	-82.33	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.33	0.016	157.67	0.016	37.67
L0506	B05	B06						
	Sec. -->		0.016	-82.33	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.33	0.016	157.67	0.016	37.67
L0607	B06	B07						
	Sec. -->		0.016	-82.33	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.33	0.016	157.67	0.016	37.67
L0708	B07	B08						
	Sec. -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
L0809	B08	B09						

Sec. --> 0.000 0.00 0.000 0.00 0.000 0.00  
 Fase --> 0.000 0.00 0.000 0.00 0.000 0.00

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
Trafo	B02	B01					
	Envio - Sec. -->	0.016	97.66	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	0.016	97.66	0.016	-22.34	0.016	-142.34
	Recep.- Sec. -->	0.894	-52.34	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	0.894	-52.34	0.894	-172.34	0.894	67.66

Corrientes de generadores

Generador	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
GRUPO	B01						
	Sec. -->	0.894	127.66	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.894	127.66	0.894	7.66	0.894	-112.34

\*\*\*\*\*

Barra: B08 Prefalla: 22.517 kV 0.9833 pu -1.48 deg  
 Impedancias Thevenin: Z1 = 2.53246 + j 15.68961 pu  
 Z2 = 2.53246 + j 15.68961 pu  
 Z0 = 0.44580 + j 3.74980 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 0.016 kA 0.0619 pu -82.31 deg 0.6 MVA  
 I1: 0.016 kA 0.0619 pu -82.31 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03					
	Sec. -->	0.016	-82.32	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.016	-82.32	0.016	157.68	0.016	37.68
L0304	B03	B04					
	Sec. -->	0.016	-82.32	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.016	-82.32	0.016	157.68	0.016	37.68
L0405	B04	B05					
	Sec. -->	0.016	-82.32	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.016	-82.32	0.016	157.68	0.016	37.69
L0506	B05	B06					
	Sec. -->	0.016	-82.31	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.016	-82.31	0.016	157.69	0.016	37.69
L0607	B06	B07					
	Sec. -->	0.016	-82.31	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.016	-82.31	0.016	157.69	0.016	37.69
L0708	B07	B08					
	Sec. -->	0.016	-82.31	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.016	-82.31	0.016	157.69	0.016	37.69
L0809	B08	B09					
	Sec. -->	0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
Trafo	B02	B01					
	Envio - Sec. -->	0.016	97.68	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->	0.016	97.68	0.016	-22.32	0.016	-142.32
	Recep.- Sec. -->	0.894	-52.32	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->	0.894	-52.32	0.894	-172.32	0.894	67.68

Corrientes de generadores

Generador	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
GRUPO	B01						
	Sec. -->	0.894	127.68	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.894	127.68	0.894	7.68	0.894	-112.32

\*\*\*\*\*

Barra: B09 Prefalla: 22.516 kV 0.9832 pu -1.48 deg

Impedancias Thevenin: Z1 = 2.54250 + j 15.69125 pu  
 Z2 = 2.54250 + j 15.69125 pu  
 Z0 = 0.45766 + j 3.76443 pu

Corrientes de falla:

LLL Ia: 0.016 kA 0.0619 pu -82.28 deg 0.6 MVA  
 I1: 0.016 kA 0.0619 pu -82.28 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03					
	Sec. -->	0.016	-82.29	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->	0.016	-82.29	0.016	157.71	0.016	37.71

L0304	B03	B04						
	Sec. -->		0.016	-82.28	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.28	0.016	157.72	0.016	37.72
L0405	B04	B05						
	Sec. -->		0.016	-82.28	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.28	0.016	157.72	0.016	37.72
L0506	B05	B06						
	Sec. -->		0.016	-82.28	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.28	0.016	157.72	0.016	37.72
L0607	B06	B07						
	Sec. -->		0.016	-82.28	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.28	0.016	157.72	0.016	37.72
L0708	B07	B08						
	Sec. -->		0.016	-82.28	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.28	0.016	157.72	0.016	37.72
L0809	B08	B09						
	Sec. -->		0.016	-82.28	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.016	-82.28	0.016	157.72	0.016	37.72

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras Envio/Recep.	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic		
		kA	deg	kA	deg	kA	deg	
+++++								
Trafo	B02	B01						
	Envio - Sec. -->		0.016	97.71	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->		0.016	97.71	0.016	-22.29	0.016	-142.29
	Recep.- Sec. -->		0.894	-52.29	0.000	0.00	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->		0.894	-52.29	0.894	-172.29	0.894	67.71

Corrientes de generadores

Generador	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic		
		kA	deg	kA	deg	kA	deg	
+++++								
GRUPO	B01							
	Sec. -->		0.894	127.71	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.894	127.71	0.894	7.71	0.894	-112.29

\*\*\*\*\*



REPORTE DE CORTOCIRCUITO MONOFASICO

Potencia base : 10.00 MVA  
 Frecuencia : 60.00 Hz  
 Protocolo : Estandar  
 Regimen : Flujo de carga  
 Impedancias : Subtransitorias

\*\*\*\*\*

Barra: B01 Prefalla: 0.400 kV 1.0002 pu 0.06 deg  
 Impedancias Thevenin: Z1 = 1.43072 + j 12.95301 pu  
 Z2 = 1.43072 + j 12.95301 pu  
 Z0 = 0.00000 + j100000.00000 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 0.000 kA 0.0000 pu -89.94 deg 0.0 MVA  
 I1: 0.000 kA 0.0000 pu 0.00 deg  
 I2: 0.000 kA 0.0000 pu 0.00 deg  
 I0: 0.000 kA 0.0000 pu 0.00 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03						
	Sec. -->		0.002	122.50	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.002	122.49	0.002	2.50	0.002	-117.50
L0304	B03	B04						
	Sec. -->		0.002	122.54	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.002	122.53	0.002	2.55	0.002	-117.46
L0405	B04	B05						
	Sec. -->		0.002	122.30	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.002	122.29	0.002	2.30	0.002	-117.70
L0506	B05	B06						
	Sec. -->		0.002	122.31	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.002	122.30	0.002	2.31	0.002	-117.69
L0607	B06	B07						
	Sec. -->		0.002	121.95	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.002	121.95	0.002	1.96	0.002	-118.05
L0708	B07	B08						
	Sec. -->		0.001	122.47	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.001	122.46	0.001	2.47	0.001	-117.54
L0809	B08	B09						
	Sec. -->		0.001	122.47	0.000	0.00	0.000	0.00
	Fase -->		0.001	122.46	0.001	2.47	0.001	-117.54

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
Trafo	B02	B01						
	Envio - Sec. -->		0.002	-57.50	0.000	0.00	0.000	0.00
	Envio - Fase -->		0.002	-57.51	0.002	-177.50	0.002	62.50
	Recep. - Sec. -->		0.137	152.50	0.000	-33.80	0.000	0.00
	Recep. - Fase -->		0.137	152.50	0.137	32.50	0.137	-87.51

Corrientes de generadores

Generador	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
GRUPO	B01						
	Sec. -->	0.137	-27.56	0.000	-96.25	0.000	0.00
	Fase -->	0.137	-27.61	0.137	-147.55	0.137	92.49

\*\*\*\*\*

Barra: B02 Prefalla: 22.590 kV 0.9864 pu -1.51 deg  
 Impedancias Thevenin: Z1 = 2.16453 + j 15.66061 pu  
 Z2 = 2.16453 + j 15.66061 pu  
 Z0 = 0.00000 + j 3.20000 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 0.021 kA 0.0851 pu -84.36 deg 0.8 MVA  
 I1: 0.007 kA 0.0284 pu -84.36 deg  
 I2: 0.007 kA 0.0284 pu -84.36 deg  
 I0: 0.007 kA 0.0284 pu -84.36 deg

Corrientes en las lineas

Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03						
	Sec. -->		0.001	-26.90	0.001	151.77	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-20.36	0.002	-120.50	0.002	65.53
L0304	B03	B04						
	Sec. -->		0.001	-26.86	0.001	151.82	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-20.31	0.002	-120.46	0.002	65.58
L0405	B04	B05						
	Sec. -->		0.001	-27.10	0.001	151.57	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-20.56	0.002	-120.70	0.002	65.33
L0506	B05	B06						
	Sec. -->		0.001	-27.09	0.001	151.58	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-20.55	0.002	-120.69	0.002	65.34
L0607	B06	B07						
	Sec. -->		0.001	-27.45	0.001	151.23	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-20.90	0.001	-121.04	0.001	64.99

L0708	B07	B08					
	Sec. -->		0.001	-26.93	0.001	151.74	0.000 0.00
	Fase -->		0.000	-20.39	0.001	-120.53	0.001 65.50
L0809	B08	B09					
	Sec. -->		0.001	-26.93	0.001	151.74	0.000 0.00
	Fase -->		0.000	-20.39	0.001	-120.53	0.001 65.50

Corrientes en los transformadores

Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
Trafo	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
Trafo	B02	B01					
	Envio - Sec. -->		0.008	103.63	0.007	87.77	0.007 95.64
	Envio - Fase -->		0.022	96.16	0.002	59.50	0.002 -114.47
	Recep.- Sec. -->		0.454	-46.37	0.378	-122.23	0.000 0.00
	Recep.- Fase -->		0.658	-80.24	0.137	-117.50	0.772 93.58

Corrientes de generadores

Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
Generador	Barra	kA	deg	kA	deg	kA	deg
GRUPO	B01						
	Sec. -->		0.454	133.63	0.378	57.77	0.000 0.00
	Fase -->		0.658	99.76	0.137	62.50	0.772 -86.42

\*\*\*\*\*

Barra: B03 Prefalla: 22.577 kV 0.9859 pu -1.51 deg  
 Impedancias Thevenin: Z1 = 2.21453 + j 15.66130 pu  
 Z2 = 2.21453 + j 15.66130 pu  
 Z0 = 0.06152 + j 3.27587 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 0.021 kA 0.0848 pu -84.11 deg 0.8 MVA  
 I1: 0.007 kA 0.0283 pu -84.11 deg  
 I2: 0.007 kA 0.0283 pu -84.11 deg  
 I0: 0.007 kA 0.0283 pu -84.11 deg

Corrientes en las lineas

Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
Linea	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03					
	Sec. -->		0.008	-76.12	0.007	-91.98	0.007 -84.11
	Fase -->		0.021	-83.58	0.002	-120.57	0.002 65.60
L0304	B03	B04					
	Sec. -->		0.001	-26.92	0.001	151.89	0.000 0.00
	Fase -->		0.000	-21.14	0.002	-120.53	0.002 65.64
L0405	B04	B05					
	Sec. -->		0.001	-27.16	0.001	151.64	0.000 0.00
	Fase -->		0.000	-21.39	0.002	-120.77	0.002 65.40
L0506	B05	B06					
	Sec. -->		0.001	-27.15	0.001	151.65	0.000 0.00
	Fase -->		0.000	-21.37	0.002	-120.76	0.002 65.41
L0607	B06	B07					
	Sec. -->		0.001	-27.51	0.001	151.30	0.000 0.00
	Fase -->		0.000	-21.73	0.001	-121.11	0.001 65.06
L0708	B07	B08					
	Sec. -->		0.001	-26.99	0.001	151.81	0.000 0.00
	Fase -->		0.000	-21.22	0.001	-120.60	0.001 65.57
L0809	B08	B09					
	Sec. -->		0.001	-26.99	0.001	151.81	0.000 0.00
	Fase -->		0.000	-21.22	0.001	-120.60	0.001 65.57

Corrientes en los transformadores

Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
Trafo	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
Trafo	B02	B01					
	Envio - Sec. -->		0.008	103.88	0.007	88.02	0.007 95.89
	Envio - Fase -->		0.021	96.42	0.002	59.43	0.002 -114.40
	Recep.- Sec. -->		0.453	-46.12	0.377	-121.98	0.000 0.00
	Recep.- Fase -->		0.656	-79.94	0.137	-117.50	0.769 93.82

Corrientes de generadores

Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
Generador	Barra	kA	deg	kA	deg	kA	deg
GRUPO	B01						
	Sec. -->		0.453	133.88	0.377	58.02	0.000 0.00
	Fase -->		0.656	100.06	0.137	62.50	0.769 -86.18

\*\*\*\*\*

Barra: B04 Prefalla: 22.575 kV 0.9858 pu -1.51 deg  
 Impedancias Thevenin: Z1 = 2.22480 + j 15.66169 pu  
 Z2 = 2.22480 + j 15.66169 pu  
 Z0 = 0.07408 + j 3.29136 pu

Corrientes de falla:

L-G Ia: 0.021 kA 0.0847 pu -84.06 deg 0.8 MVA  
 I1: 0.007 kA 0.0282 pu -84.06 deg  
 I2: 0.007 kA 0.0282 pu -84.06 deg  
 I0: 0.007 kA 0.0282 pu -84.06 deg

Corrientes en las lineas								
Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03						
	Sec. -->		0.008	-76.06	0.007	-91.92	0.007	-84.06
	Fase -->		0.021	-83.52	0.002	-120.58	0.002	65.61
L0304	B03	B04						
	Sec. -->		0.008	-76.58	0.007	-91.32	0.007	-84.06
	Fase -->		0.021	-83.56	0.002	-120.54	0.002	65.66
L0405	B04	B05						
	Sec. -->		0.001	-27.17	0.001	151.66	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-21.55	0.002	-120.78	0.002	65.41
L0506	B05	B06						
	Sec. -->		0.001	-27.16	0.001	151.67	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-21.54	0.002	-120.77	0.002	65.42
L0607	B06	B07						
	Sec. -->		0.001	-27.52	0.001	151.31	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-21.89	0.001	-121.13	0.001	65.07
L0708	B07	B08						
	Sec. -->		0.001	-27.01	0.001	151.82	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-21.38	0.001	-120.62	0.001	65.58
L0809	B08	B09						
	Sec. -->		0.001	-27.01	0.001	151.82	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-21.38	0.001	-120.62	0.001	65.58

Corrientes en los transformadores								
Trafo	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
Trafo	B02	B01						
	Envio - Sec. -->		0.008	103.94	0.007	88.08	0.007	95.94
	Envio - Fase -->		0.021	96.48	0.002	59.42	0.002	-114.39
	Recep.- Sec. -->		0.453	-46.06	0.376	-121.92	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->		0.656	-79.88	0.137	-117.50	0.769	93.86

Corrientes de generadores							
Generador	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
GRUPO	B01						
	Sec. -->	0.453	133.94	0.376	58.08	0.000	0.00
	Fase -->	0.656	100.12	0.137	62.50	0.769	-86.14

\*\*\*\*\*  
 Barra: B05 Prefalla: 22.535 kV 0.9841 pu -1.49 deg  
 Impedancias Thevenin: Z1 = 2.43009 + j 15.67820 pu  
 Z2 = 2.43009 + j 15.67820 pu  
 Z0 = 0.32267 + j 3.59794 pu

Corrientes de falla:							
L-G	Ia:	0.021 kA	0.0835 pu	-83.06 deg	0.8 MVA		
	I1:	0.007 kA	0.0278 pu	-83.06 deg			
	I2:	0.007 kA	0.0278 pu	-83.06 deg			
	I0:	0.007 kA	0.0278 pu	-83.06 deg			

Corrientes en las lineas								
Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
L0203	B02	B03						
	Sec. -->		0.008	-75.05	0.006	-90.90	0.007	-83.06
	Fase -->		0.021	-82.49	0.002	-120.91	0.002	65.92
L0304	B03	B04						
	Sec. -->		0.008	-75.56	0.007	-90.30	0.007	-83.06
	Fase -->		0.021	-82.53	0.002	-120.85	0.002	65.95
L0405	B04	B05						
	Sec. -->		0.008	-76.53	0.007	-89.21	0.007	-83.06
	Fase -->		0.021	-82.60	0.002	-121.06	0.002	65.68
L0506	B05	B06						
	Sec. -->		0.001	-27.39	0.001	151.93	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-24.38	0.002	-121.05	0.002	65.69
L0607	B06	B07						
	Sec. -->		0.001	-27.74	0.001	151.58	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-24.74	0.001	-121.41	0.001	65.34
L0708	B07	B08						
	Sec. -->		0.001	-27.23	0.001	152.09	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-24.23	0.001	-120.90	0.001	65.85
L0809	B08	B09						
	Sec. -->		0.001	-27.23	0.001	152.09	0.000	0.00
	Fase -->		0.000	-24.23	0.001	-120.90	0.001	65.85

Corrientes en los transformadores								
Trafo	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg
Trafo	B02	B01						
	Envio - Sec. -->		0.008	104.95	0.006	89.10	0.007	96.94
	Envio - Fase -->		0.021	97.51	0.002	59.09	0.002	-114.08
	Recep.- Sec. -->		0.449	-45.05	0.370	-120.90	0.000	0.00
	Recep.- Fase -->		0.648	-78.71	0.137	-117.50	0.760	94.80

Corrientes de generadores

Generador	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
GRUPO	B01						
	Sec. -->	0.449	134.95	0.370	59.10	0.000	0.00
	Fase -->	0.648	101.29	0.137	62.50	0.760	-85.20
*****							
Barra: B06	Prefalla:	22.525 kV	0.9836 pu	-1.49 deg			
Impedancias Thevenin:	Z1 =	2.47987 + j	15.68259 pu				
	Z2 =	2.47987 + j	15.68259 pu				
	Z0 =	0.38293 + j	3.67227 pu				
Corrientes de falla:							
L-G	Ia:	0.021 kA	0.0833 pu	-82.82 deg	0.8 MVA		
	I1:	0.007 kA	0.0278 pu	-82.82 deg			
	I2:	0.007 kA	0.0278 pu	-82.82 deg			
	I0:	0.007 kA	0.0278 pu	-82.82 deg			
Corrientes en las lineas							
Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L0203	B02 B03						
	Sec. -->	0.008	-74.81	0.006	-90.66	0.007	-82.82
	Fase -->	0.021	-82.25	0.002	-120.99	0.002	65.99
L0304	B03 B04						
	Sec. -->	0.008	-75.31	0.006	-90.06	0.007	-82.82
	Fase -->	0.021	-82.28	0.002	-120.93	0.002	66.02
L0405	B04 B05						
	Sec. -->	0.008	-76.28	0.007	-88.97	0.007	-82.82
	Fase -->	0.021	-82.36	0.002	-121.13	0.002	65.74
L0506	B05 B06						
	Sec. -->	0.008	-76.46	0.007	-88.78	0.007	-82.82
	Fase -->	0.021	-82.37	0.002	-121.12	0.002	65.75
L0607	B06 B07						
	Sec. -->	0.001	-27.79	0.001	151.64	0.000	0.00
	Fase -->	0.000	-25.33	0.001	-121.48	0.001	65.40
L0708	B07 B08						
	Sec. -->	0.001	-27.28	0.001	152.15	0.000	0.00
	Fase -->	0.000	-24.82	0.001	-120.96	0.001	65.91
L0809	B08 B09						
	Sec. -->	0.001	-27.28	0.001	152.15	0.000	0.00
	Fase -->	0.000	-24.82	0.001	-120.96	0.001	65.91
Corrientes en los transformadores							
Trafo	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
Trafo	B02 B01						
	Envio - Sec. -->	0.008	105.19	0.006	89.34	0.007	97.18
	Envio - Fase -->	0.021	97.75	0.002	59.01	0.002	-114.01
	Recep. - Sec. -->	0.448	-44.81	0.369	-120.66	0.000	0.00
	Recep. - Fase -->	0.646	-78.43	0.137	-117.50	0.758	95.02
Corrientes de generadores							
Generador	Barra	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
		kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
GRUPO	B01						
	Sec. -->	0.448	135.19	0.369	59.34	0.000	0.00
	Fase -->	0.646	101.57	0.137	62.50	0.758	-84.98
*****							
Barra: B07	Prefalla:	22.518 kV	0.9833 pu	-1.48 deg			
Impedancias Thevenin:	.Z1 =	2.52707 + j	15.68873 pu				
	Z2 =	2.52707 + j	15.68873 pu				
	Z0 =	0.43943 + j	3.74194 pu				
Corrientes de falla:							
L-G	Ia:	0.021 kA	0.0830 pu	-82.59 deg	0.8 MVA		
	I1:	0.007 kA	0.0277 pu	-82.59 deg			
	I2:	0.007 kA	0.0277 pu	-82.59 deg			
	I0:	0.007 kA	0.0277 pu	-82.59 deg			
Corrientes en las lineas							
Linea	Barras	I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.	kA	deg	kA	deg	kA	deg
+++++							
L0203	B02 B03						
	Sec. -->	0.008	-74.58	0.006	-90.44	0.007	-82.59
	Fase -->	0.021	-82.02	0.002	-121.07	0.002	66.06
L0304	B03 B04						
	Sec. -->	0.008	-75.09	0.006	-89.83	0.007	-82.59
	Fase -->	0.021	-82.06	0.002	-121.01	0.002	66.09
L0405	B04 B05						
	Sec. -->	0.008	-76.06	0.007	-88.75	0.007	-82.59
	Fase -->	0.021	-82.13	0.002	-121.21	0.002	65.81
L0506	B05 B06						
	Sec. -->	0.008	-76.23	0.007	-88.55	0.007	-82.59
	Fase -->	0.021	-82.14	0.002	-121.19	0.002	65.82
L0607	B06 B07						
	Sec. -->	0.008	-77.24	0.007	-87.48	0.007	-82.59
	Fase -->	0.021	-82.22	0.001	-121.54	0.001	65.46

L0708	B07	B08	Sec. -->	0.001	-27.33	0.001	152.20	0.000	0.00
			Fase -->	0.000	-25.34	0.001	-121.03	0.001	65.97
L0809	B08	B09	Sec. -->	0.001	-27.33	0.001	152.20	0.000	0.00
			Fase -->	0.000	-25.34	0.001	-121.03	0.001	65.97

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic		
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg	
Trafo	B02	B01	Envio - Sec. -->	0.008	105.42	0.006	89.56	0.007	97.41
			Envio - Fase -->	0.021	97.98	0.002	58.93	0.002	-113.94
			Recep.- Sec. -->	0.447	-44.58	0.368	-120.44	0.000	0.00
			Recep.- Fase -->	0.645	-78.16	0.137	-117.50	0.756	95.23

Corrientes de generadores

Generador	Barra		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
			kA	deg	kA	deg	kA	deg
GRUPO	B01	Sec. -->	0.447	135.42	0.368	59.56	0.000	0.00
		Fase -->	0.645	101.84	0.137	62.50	0.756	-84.77

\*\*\*\*\*

Barra: B08	Prefalla:	22.517 kV	0.9833 pu	-1.48 deg
Impedancias Thevenin:	Z1 =	2.53246 + j	15.68961 pu	
	Z2 =	2.53246 + j	15.68961 pu	
	Z0 =	0.44580 + j	3.74980 pu	

Corrientes de falla:

L-G	Ia:	0.021 kA	0.0830 pu	-82.57 deg	0.8 MVA
	I1:	0.007 kA	0.0277 pu	-82.57 deg	
	I2:	0.007 kA	0.0277 pu	-82.57 deg	
	I0:	0.007 kA	0.0277 pu	-82.57 deg	

Corrientes en las lineas

Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic		
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg	
L0203	B02	B03	Sec. -->	0.008	-74.56	0.006	-90.41	0.007	-82.57
			Fase -->	0.021	-81.99	0.002	-121.08	0.002	66.07
L0304	B03	B04	Sec. -->	0.008	-75.06	0.006	-89.81	0.007	-82.57
			Fase -->	0.021	-82.03	0.002	-121.02	0.002	66.10
L0405	B04	B05	Sec. -->	0.008	-76.03	0.007	-88.72	0.007	-82.57
			Fase -->	0.021	-82.10	0.002	-121.22	0.002	65.82
L0506	B05	B06	Sec. -->	0.008	-76.21	0.007	-88.52	0.007	-82.57
			Fase -->	0.021	-82.12	0.002	-121.20	0.002	65.83
L0607	B06	B07	Sec. -->	0.007	-77.22	0.007	-87.46	0.007	-82.57
			Fase -->	0.021	-82.19	0.001	-121.55	0.001	65.47
L0708	B07	B08	Sec. -->	0.007	-78.04	0.007	-86.61	0.007	-82.57
			Fase -->	0.021	-82.25	0.001	-121.03	0.001	65.98
L0809	B08	B09	Sec. -->	0.001	-27.33	0.001	152.21	0.000	0.00
			Fase -->	0.000	-25.40	0.001	-121.03	0.001	65.98

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic		
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg	
Trafo	B02	B01	Envio - Sec. -->	0.008	105.44	0.006	89.59	0.007	97.43
			Envio - Fase -->	0.021	98.01	0.002	58.92	0.002	-113.93
			Recep.- Sec. -->	0.447	-44.56	0.368	-120.41	0.000	0.00
			Recep.- Fase -->	0.644	-78.13	0.137	-117.50	0.755	95.25

Corrientes de generadores

Generador	Barra		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
			kA	deg	kA	deg	kA	deg
GRUPO	B01	Sec. -->	0.447	135.44	0.368	59.59	0.000	0.00
		Fase -->	0.644	101.87	0.137	62.50	0.755	-84.75

\*\*\*\*\*

Barra: B09	Prefalla:	22.516 kV	0.9832 pu	-1.48 deg
Impedancias Thevenin:	Z1 =	2.54250 + j	15.69125 pu	
	Z2 =	2.54250 + j	15.69125 pu	
	Z0 =	0.45766 + j	3.76443 pu	

Corrientes de falla:

L-G	Ia:	0.021 kA	0.0829 pu	-82.52 deg	0.8 MVA
	I1:	0.007 kA	0.0276 pu	-82.52 deg	
	I2:	0.007 kA	0.0276 pu	-82.52 deg	
	I0:	0.007 kA	0.0276 pu	-82.52 deg	

Corrientes en las lineas

Linea	Barras		I1/Ia		I2/Ib		I0/Ic	
	Envio/Recep.		kA	deg	kA	deg	kA	deg

```

+++++
L0203      B02      B03
           Sec. --> 0.008 -74.51    0.006 -90.36    0.007 -82.52
           Fase --> 0.021 -81.94    0.002 -121.10  0.002  66.09
L0304      B03      B04
           Sec. --> 0.008 -75.02    0.006 -89.76    0.007 -82.52
           Fase --> 0.021 -81.98    0.002 -121.03  0.002  66.12
L0405      B04      B05
           Sec. --> 0.008 -75.98    0.007 -88.67    0.007 -82.52
           Fase --> 0.021 -82.06    0.002 -121.23  0.002  65.84
L0506      B05      B06
           Sec. --> 0.008 -76.16    0.007 -88.48    0.007 -82.52
           Fase --> 0.021 -82.07    0.002 -121.22  0.002  65.84
L0607      B06      B07
           Sec. --> 0.007 -77.17    0.007 -87.41    0.007 -82.52
           Fase --> 0.021 -82.15    0.001 -121.56  0.001  65.48
L0708      B07      B08
           Sec. --> 0.007 -78.00    0.007 -86.56    0.007 -82.52
           Fase --> 0.021 -82.21    0.001 -121.05  0.001  65.99
L0809      B08      B09
           Sec. --> 0.007 -78.00    0.007 -86.56    0.007 -82.52
           Fase --> 0.021 -82.21    0.001 -121.05  0.001  65.99

Corrientes en los transformadores
Barras
Trafo      Envio/Recep.    kA      deg      I1/Ia      I2/Ib      I0/Ic
+++++
Trafo      B02      B01
           Envio - Sec. --> 0.008 105.49    0.006  89.64    0.007  97.48
           Envio - Fase --> 0.021  98.06    0.002  58.90    0.002 -113.91
           Recep.- Sec. --> 0.447 -44.51    0.367 -120.36  0.000   0.00
           Recep.- Fase --> 0.644 -78.08    0.137 -117.50  0.755  95.29

Corrientes de generadores
Barras
Generador  Barra      kA      deg      I1/Ia      I2/Ib      I0/Ic
+++++
GRUPO      B01
           Sec. --> 0.447 135.49    0.367  59.64    0.000   0.00
           Fase --> 0.644 101.92    0.137  62.50    0.755 -84.71

```

REPORTE DE CORTOCIRCUITO MONOFASICO CON RETORNO POR TIERRA

Potencia base : 10.00 MVA  
 Frecuencia : 60.00 Hz  
 Protocolo : Estandar  
 Regimen : Flujo de carga  
 Impedancias : Subtransitorias

\*\*\*\*\*

Barra: B14 - CHALLUAYACO

Corrientes de falla:

L-G Ia: 0.021 kA 0.0844 pu -84.08 deg 0.8 MVA  
 I1: 0.007 kA 0.0281 pu -84.08 deg  
 I2: 0.007 kA 0.0281 pu -84.08 deg  
 I0: 0.007 kA 0.0281 pu -84.08 deg

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras	Envio/Recep.	I1/Ia	I2/Ib	I0/Ic
			kA deg	kA deg	kA deg
Trafo	B02	B01			
	Envio - Sec. -->		0.008 103.97	0.007 88.05	0.007 95.92
	Envio - Fase -->		0.021 96.47	0.002 59.29	0.002 -114.26
	Recep.- Sec. -->		0.451 -46.03	0.375 -121.95	0.000 0.00
	Recep.- Fase -->		0.653 -79.86	0.137 -117.50	0.766 93.86

Corrientes de generadores

Generador	Barra	I1/Ia	I2/Ib	I0/Ic
		kA deg	kA deg	kA deg
GRUPO	B01			
	Sec. -->	0.451 133.97	0.375 58.05	0.000 0.00
	Fase -->	0.653 100.14	0.137 62.50	0.766 -86.14

\*\*\*\*\*

Barra: B13 - NUEVA LUZ

Corrientes de falla:

L-G Ia: 0.021 kA 0.0842 pu -83.70 deg 0.8 MVA  
 I1: 0.007 kA 0.0281 pu -83.70 deg  
 I2: 0.007 kA 0.0281 pu -83.70 deg  
 I0: 0.007 kA 0.0281 pu -83.70 deg

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras	Envio/Recep.	I1/Ia	I2/Ib	I0/Ic
			kA deg	kA deg	kA deg
Trafo	B02	B01			
	Envio - Sec. -->		0.008 104.30	0.007 88.43	0.007 96.30
	Envio - Fase -->		0.021 96.84	0.002 59.24	0.002 -114.23
	Recep.- Sec. -->		0.451 -45.70	0.374 -121.57	0.000 0.00
	Recep.- Fase -->		0.653 -79.47	0.137 -117.50	0.766 94.19

Corrientes de generadores

Generador	Barra	I1/Ia	I2/Ib	I0/Ic
		kA deg	kA deg	kA deg
GRUPO	B01			
	Sec. -->	0.451 134.30	0.374 58.43	0.000 0.00
	Fase -->	0.653 100.53	0.137 62.50	0.766 -85.81

\*\*\*\*\*

Barra: B15 - SHOCOL

Corrientes de falla:

L-G Ia: 0.021 kA 0.0830 pu -82.63 deg 0.8 MVA  
 I1: 0.007 kA 0.0277 pu -82.63 deg  
 I2: 0.007 kA 0.0277 pu -82.63 deg  
 I0: 0.007 kA 0.0277 pu -82.63 deg

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras	Envio/Recep.	I1/Ia	I2/Ib	I0/Ic
			kA deg	kA deg	kA deg
Trafo	B02	B01			
	Envio - Sec. -->		0.008 105.39	0.006 89.53	0.007 97.37
	Envio - Fase -->		0.021 97.95	0.002 58.91	0.002 -113.92
	Recep.- Sec. -->		0.447 -44.61	0.368 -120.47	0.000 0.00
	Recep.- Fase -->		0.645 -78.20	0.137 -117.50	0.756 95.20

Corrientes de generadores

Generador	Barra	I1/Ia	I2/Ib	I0/Ic
		kA deg	kA deg	kA deg
GRUPO	B01			
	Sec. -->	0.447 135.39	0.368 59.53	0.000 0.00
	Fase -->	0.645 101.80	0.137 62.50	0.756 -84.80

\*\*\*\*\*

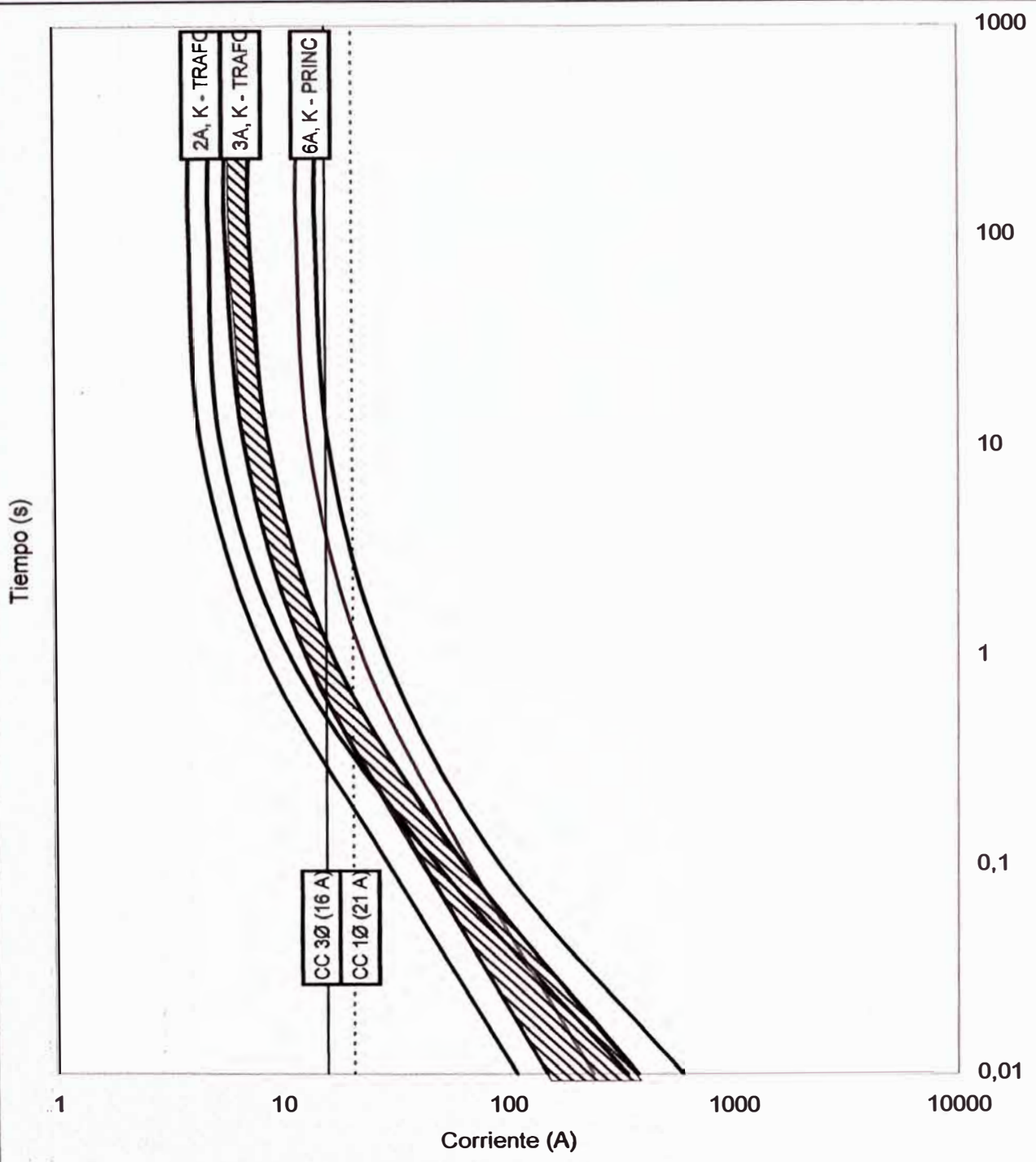
Barra: B11 - LOJA

Corrientes de falla:

L-G Ia: 0.021 kA 0.0828 pu -82.47 deg 0.8 MVA  
 I1: 0.007 kA 0.0276 pu -82.47 deg  
 I2: 0.007 kA 0.0276 pu -82.47 deg  
 I0: 0.007 kA 0.0276 pu -82.47 deg

Corrientes en los transformadores

Trafo	Barras	Envio/Recep.	I1/Ia	I2/Ib	I0/Ic
			kA deg	kA deg	kA deg
Trafo	B02	B01			



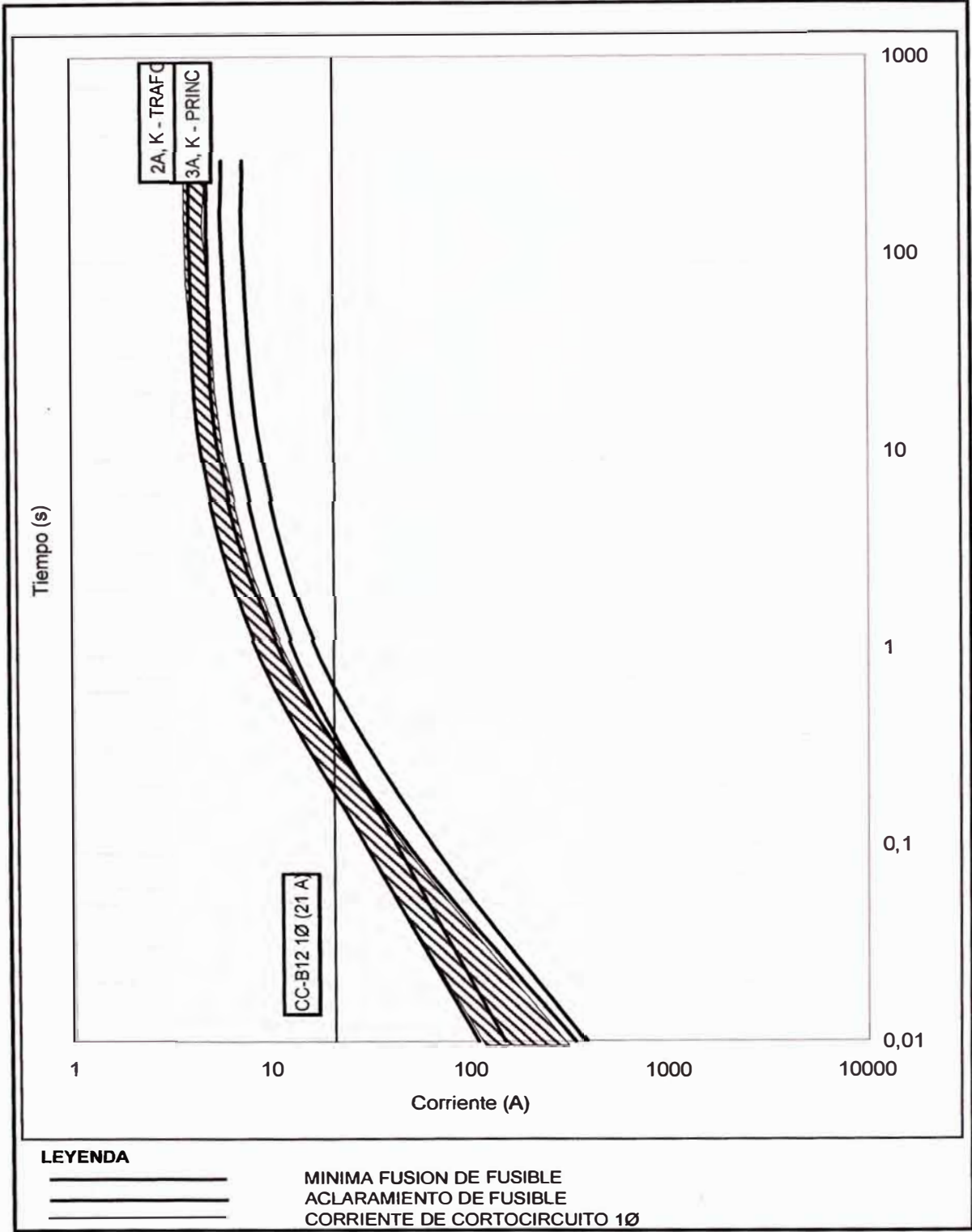
**LEYENDA**

- 
- 
- 

MINIMA FUSION DE FUSIBLE  
 ACLARAMIENTO DE FUSIBLE  
 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 3Ø  
 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 1Ø

Coordinación de protección tramo B02-B12-B13-B14-B15





Coordinación de protección tramo B07-B11-B12

## **ANEXO C**

- Cálculo mecánico de conductores.
- Cálculo mecánico de estructuras, retenidas y crucetas.
- Distancia mínima de seguridad entre conductores.

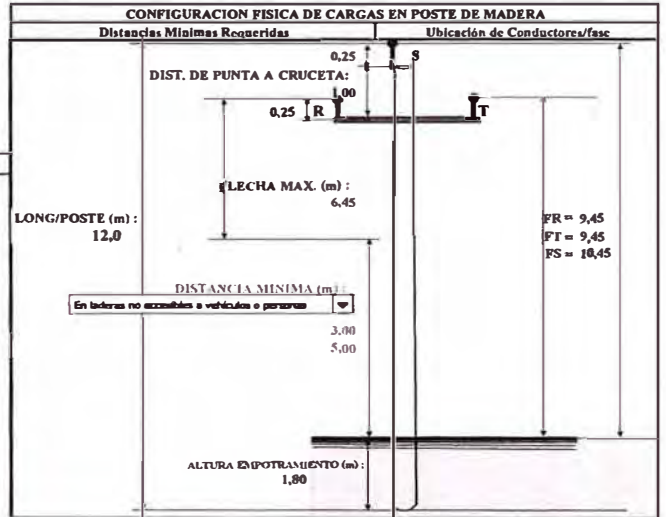
**CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES PARA LINEA PRIMARIA 22,9-13,2 kV.**  
**PROYECTO: P.S.E. LIMABAMBA 22,9/13,2 kV**

SELECCION DE DATOS DEL CONDUCTOR				
CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR	VARIABLE	CANTIDAD	UNID.	OBSERVACIONES
Tipo de Conductor	:	AAAC		
Sección Del Conductor	:	S 25	[mm <sup>2</sup> ]	←
Diámetro Del Conductor	:	F11 6,300	[mm]	
Peso unitario del Conductor	:	Wc 0,067	[kg/m]	
Módulo de Elasticidad	:	E 6193,680	[kg/mm <sup>2</sup> ]	
Coef. de dilatación del Conductor	:	ALFA 0,000023	[1/°C]	
Carga de Ruptura	:	753,823	[kg]	
Tensión de Cada Día	:	8%	[%]	
Esfuerzo Unitario Inicial	:	σ <sub>1</sub> 2,412	[kg/mm <sup>2</sup> ]	
Esfuerzo Unitario Final Máximo	:	σ <sub>2</sub> 12,061	[kg/mm <sup>2</sup> ]	
Carga de Ruptura Unitario	:	30,153	[kg/mm <sup>2</sup> ]	

HIPOTESIS	UNIDAD	HIPOTESIS 1	HIPOTESIS 2	HIPOTESIS 3	HIPOTESIS 4	HIPOTESIS 5
CONDICIONES AMBIENTALES		EDS	Máx. Temp. Máx. Veloc. Viento	Máx. Hielo	Máx. Temperatura	Máx. Temperatura
Diámetro Del Conductor	[mm]	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30
Temperatura Ambiente	[°C]	15,00	0,00	0,00	50,00	-5,00
Velocidad del Viento	[Km/h]	0,00	75,00	0,00	0,00	0,00
Espesor del Hielo	[mm]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tiro Máximo Admisible	[%]	8,00%	40%	0%	+40%	40%
vano INICIAL (m.) *		20,00				

VARIACION DEL VANO	
VANO INICIAL:	20
PASO:	10
VANO FINAL:	310,0

← Escribir nuevamente el vano inicial



CALCULOS EN UNA LINEA PRIMARIA													
<b>HIPOTESIS 1 COND. INICIALES</b>	<table border="1"> <tr><td>Pvc1 (Kg/m<sup>2</sup>)</td><td>0,0000</td><td>Presión del viento sobre el conductor</td></tr> <tr><td>Fvc1 (Kg/m)</td><td>0,0000</td><td>Fuerza de viento sobre el conductor y hielo</td></tr> <tr><td>Wh1 (Kg/m)</td><td>0,0000</td><td>Peso del hielo sobre el Conductor.</td></tr> <tr><td>Wr1 (Kg/m)</td><td>0,0670</td><td>Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)</td></tr> </table>	Pvc1 (Kg/m <sup>2</sup> )	0,0000	Presión del viento sobre el conductor	Fvc1 (Kg/m)	0,0000	Fuerza de viento sobre el conductor y hielo	Wh1 (Kg/m)	0,0000	Peso del hielo sobre el Conductor.	Wr1 (Kg/m)	0,0670	Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)
Pvc1 (Kg/m <sup>2</sup> )	0,0000	Presión del viento sobre el conductor											
Fvc1 (Kg/m)	0,0000	Fuerza de viento sobre el conductor y hielo											
Wh1 (Kg/m)	0,0000	Peso del hielo sobre el Conductor.											
Wr1 (Kg/m)	0,0670	Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)											
<b>HIPOTESIS 2 COND. FINALES</b>	<table border="1"> <tr><td>Pvc2 (Kg/m<sup>2</sup>)</td><td>23,6250</td><td>Presión del viento sobre el conductor</td></tr> <tr><td>Fvc2 (Kg/m)</td><td>0,1488</td><td>Fuerza de viento sobre el conductor y hielo</td></tr> <tr><td>Wh2 (Kg/m)</td><td>0,0000</td><td>Peso del hielo sobre el Conductor.</td></tr> <tr><td>Wr2 (Kg/m)</td><td>0,1632</td><td>Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)</td></tr> </table>	Pvc2 (Kg/m <sup>2</sup> )	23,6250	Presión del viento sobre el conductor	Fvc2 (Kg/m)	0,1488	Fuerza de viento sobre el conductor y hielo	Wh2 (Kg/m)	0,0000	Peso del hielo sobre el Conductor.	Wr2 (Kg/m)	0,1632	Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)
Pvc2 (Kg/m <sup>2</sup> )	23,6250	Presión del viento sobre el conductor											
Fvc2 (Kg/m)	0,1488	Fuerza de viento sobre el conductor y hielo											
Wh2 (Kg/m)	0,0000	Peso del hielo sobre el Conductor.											
Wr2 (Kg/m)	0,1632	Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)											
<b>HIPOTESIS 3 COND. FINALES</b>	<table border="1"> <tr><td>Pvc3 (Kg/m<sup>2</sup>)</td><td>0,0000</td><td>Presión del viento sobre el conductor</td></tr> <tr><td>Fvc3 (Kg/m)</td><td>0,0000</td><td>Fuerza de viento sobre el conductor y hielo</td></tr> <tr><td>Wh3 (Kg/m)</td><td>0,0000</td><td>Peso del hielo sobre el Conductor.</td></tr> <tr><td>Wr3 (Kg/m)</td><td>0,0670</td><td>Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)</td></tr> </table>	Pvc3 (Kg/m <sup>2</sup> )	0,0000	Presión del viento sobre el conductor	Fvc3 (Kg/m)	0,0000	Fuerza de viento sobre el conductor y hielo	Wh3 (Kg/m)	0,0000	Peso del hielo sobre el Conductor.	Wr3 (Kg/m)	0,0670	Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)
Pvc3 (Kg/m <sup>2</sup> )	0,0000	Presión del viento sobre el conductor											
Fvc3 (Kg/m)	0,0000	Fuerza de viento sobre el conductor y hielo											
Wh3 (Kg/m)	0,0000	Peso del hielo sobre el Conductor.											
Wr3 (Kg/m)	0,0670	Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)											
<b>HIPOTESIS 4 COND. FINALES</b>	<table border="1"> <tr><td>Pvc4 (Kg/m<sup>2</sup>)</td><td>0,0000</td><td>Presión del viento sobre el conductor</td></tr> <tr><td>Fvc4 (Kg/m)</td><td>0,0000</td><td>Fuerza de viento sobre el conductor y hielo</td></tr> <tr><td>Wh4 (Kg/m)</td><td>0,0000</td><td>Peso del hielo sobre el Conductor.</td></tr> <tr><td>Wr4 (Kg/m)</td><td>0,0670</td><td>Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)</td></tr> </table>	Pvc4 (Kg/m <sup>2</sup> )	0,0000	Presión del viento sobre el conductor	Fvc4 (Kg/m)	0,0000	Fuerza de viento sobre el conductor y hielo	Wh4 (Kg/m)	0,0000	Peso del hielo sobre el Conductor.	Wr4 (Kg/m)	0,0670	Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)
Pvc4 (Kg/m <sup>2</sup> )	0,0000	Presión del viento sobre el conductor											
Fvc4 (Kg/m)	0,0000	Fuerza de viento sobre el conductor y hielo											
Wh4 (Kg/m)	0,0000	Peso del hielo sobre el Conductor.											
Wr4 (Kg/m)	0,0670	Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)											
<b>HIPOTESIS 5 COND. FINALES</b>	<table border="1"> <tr><td>Pvc5 (Kg/m<sup>2</sup>)</td><td>0,0000</td><td>Presión del viento sobre el conductor</td></tr> <tr><td>Fvc5 (Kg/m)</td><td>0,0000</td><td>Fuerza de viento sobre el conductor y hielo</td></tr> <tr><td>Wh5 (Kg/m)</td><td>0,0000</td><td>Peso del hielo sobre el Conductor.</td></tr> <tr><td>Wr5 (Kg/m)</td><td>0,0670</td><td>Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)</td></tr> </table>	Pvc5 (Kg/m <sup>2</sup> )	0,0000	Presión del viento sobre el conductor	Fvc5 (Kg/m)	0,0000	Fuerza de viento sobre el conductor y hielo	Wh5 (Kg/m)	0,0000	Peso del hielo sobre el Conductor.	Wr5 (Kg/m)	0,0670	Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)
Pvc5 (Kg/m <sup>2</sup> )	0,0000	Presión del viento sobre el conductor											
Fvc5 (Kg/m)	0,0000	Fuerza de viento sobre el conductor y hielo											
Wh5 (Kg/m)	0,0000	Peso del hielo sobre el Conductor.											
Wr5 (Kg/m)	0,0670	Peso resultante (Pvc+Wh+Wc)											

CALCULOS DE COEFICIENTES DE LA ECUACION					
SOLUCION DE ECUACION : X <sup>3</sup> + aX <sup>2</sup> + bX + c = 0					
	HIPOTESIS				
PARAMETROS	2	3	4	5	
a	-4,4	-4,4	2,7	-5,1	
b	0,0	0,0	0,0	0,0	
c	-4,4	-0,7	-0,7	-0,7	
d	2,2	2,2	0,8	2,9	
q	5,4	3,6	-0,4	5,4	
q <sup>2</sup> -p <sup>3</sup>	19	3	0	4	
u	0,0	0,0	2,1	0,0	
SOLUCION	4,627	4,459	0,483	5,162	
CONDICIONES DE TEMPLADO					
RANGO TEMPERATURAS:	8,00	10,00	12,00	14,00	16,00
PARAMETROS	8	10	12	14	16
a	-3	-3	-3	-2	-2
b	0	0	0	0	0
c	-1	-1	-1	-1	-1
d	1	1	1	1	1
e	2	1	1	1	1
f	1	1	1	1	0
g <sup>2</sup> -p <sup>3</sup>	0	0	0	0	0
SOLUCION	3,3	3,1	2,8	2,5	2,3

PROYECTO :P.S.E. LIMABAMBA 22,9/13,2 kV

CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES PARA LINEA PRIMARIA 22,9-13,2 kV.

**CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR :**

Tipo de Conductor	: AAAC
Sección Del Conductor	: 25[mm <sup>2</sup> ]
Diámetro Del Conductor	: 6,3[mm]
Peso unitario del Conductor	: 0,067[kg/m]
Módulo de Elasticidad	: 6193,68[kg/mm <sup>2</sup> ]
Coef. de dilatación del Conductor	: 0,000023[1/°C]
Carga de Ruptura	: 753,82[kn]
Tensión de Cada Día - EDS	: 8[%]

CONDICIONES AMBIENTALES	ESTADO EDS	HIPOTESIS 2	HIPOTESIS 3	HIPOTESIS 4	HIPOTESIS 5
		Mín. Temp. Máx. Viento	Máx. Viento	Máx. Temperatura	Mín. Temperatura
Temperatura Ambiente : [°C]	15,00	0,00	0,00	50,00	-5,00
Espesor del Hielo : [mm]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Velocidad del Viento : [Km/Hr]	0,00	75,00	0,00	0,00	0,00
Presión del Viento : [Kg/m <sup>2</sup> ]	0,00	23,63	0,00	0,00	0,00
Tiro Máximo Admisible : [%]	8%	40%	0%	40%	40%

VANO [ m ]	HIPOTESIS 2				HIPOTESIS 3				HIPOTESIS 4				HIPOTESIS 5			
	ESFUERZO [kg/mm <sup>2</sup> ]	TIRO [kg]	FLECHA [ m ]	PARAM. C [ m ]	ESFUERZO [kg/mm <sup>2</sup> ]	TIRO [kg]	FLECHA [ m ]	PARAM. C [ m ]	ESFUERZO [kg/mm <sup>2</sup> ]	TIRO [kg]	FLECHA [ m ]	PARAM. C [ m ]	ESFUERZO [kg/mm <sup>2</sup> ]	TIRO [kg]	FLECHA [ m ]	PARAM. C [ m ]
20,00	4,63	115,68	0,071	1726,55	4,46	111,47	0,030	1663,78	0,48	12,06	0,278	180,07	5,16	129,04	0,026	1926,02
30,00	4,71	117,72	0,156	1757,04	4,35	108,76	0,069	1623,32	0,69	17,15	0,440	255,92	5,04	126,01	0,060	1880,71
40,00	4,80	120,06	0,272	1791,98	4,21	105,17	0,127	1569,76	0,87	21,66	0,619	323,32	4,88	121,91	0,110	1819,54
50,00	4,90	122,47	0,416	1827,88	4,04	100,93	0,207	1506,35	1,03	25,67	0,816	383,07	4,68	116,92	0,179	1745,08
60,00	4,99	124,79	0,589	1862,57	3,85	96,30	0,313	1437,32	1,17	29,21	1,032	435,93	4,45	111,28	0,271	1660,95
70,00	5,08	126,96	0,787	1894,90	3,66	91,61	0,448	1367,36	1,29	32,34	1,269	482,66	4,21	105,31	0,390	1571,77
80,00	5,16	128,93	1,013	1924,38	3,49	87,16	0,615	1300,88	1,40	35,10	1,527	523,94	3,97	99,35	0,540	1482,78
90,00	5,23	130,71	1,264	1950,90	3,33	83,15	0,816	1241,06	1,50	37,55	1,807	560,42	3,75	93,73	0,724	1398,96
100,00	5,29	132,30	1,542	1974,58	3,19	79,69	1,051	1189,45	1,59	39,71	2,109	592,65	3,55	88,70	0,944	1323,95
110,00	5,35	133,71	1,846	1995,61	3,07	76,79	1,320	1146,16	1,66	41,62	2,435	621,17	3,38	84,39	1,201	1259,49
120,00	5,40	134,95	2,177	2014,24	2,98	74,40	1,621	1110,42	1,73	43,31	2,785	646,43	3,23	80,78	1,493	1205,61
130,00	5,44	136,06	2,534	2030,73	2,90	72,43	1,954	1081,09	1,79	44,81	3,158	668,84	3,11	77,80	1,819	1161,25
140,00	5,48	137,04	2,918	2045,33	2,83	70,82	2,318	1057,02	1,85	46,15	3,557	688,74	3,01	75,37	2,178	1124,94
150,00	5,52	137,90	3,329	2058,28	2,78	69,49	2,712	1037,17	1,89	47,33	3,981	706,47	2,94	73,38	2,568	1095,19
160,00	5,55	138,67	3,766	2069,77	2,74	68,39	3,135	1020,71	1,94	48,39	4,430	722,27	2,87	71,74	2,989	1070,70
170,00	5,57	139,36	4,231	2079,98	2,70	67,47	3,588	1006,96	1,97	49,34	4,906	736,40	2,82	70,38	3,439	1050,40
180,00	5,60	139,97	4,723	2089,09	2,67	66,69	4,069	995,37	2,01	50,19	5,407	749,06	2,77	69,24	3,919	1033,44
190,00	5,62	140,51	5,242	2097,22	2,64	66,03	4,579	985,54	2,04	50,95	5,934	760,43	2,73	68,28	4,428	1019,15
200,00	5,64	141,00	5,788	2104,50	2,62	65,47	5,117	977,14	2,07	51,63	6,488	770,66	2,70	67,47	4,965	1007,03
210,00	5,66	141,44	6,361	2111,04	2,60	64,98	5,684	969,91	2,09	52,25	7,068	779,89	2,67	66,78	5,531	996,65
220,00	5,67	141,83	6,962	2116,92	2,58	64,56	6,278	963,64	2,11	52,81	7,675	788,23	2,65	66,18	6,125	987,71
230,00	5,69	142,19	7,591	2122,23	2,57	64,20	6,901	958,17	2,13	53,32	8,309	795,79	2,63	65,66	6,748	979,96
240,00	5,70	142,51	8,246	2127,03	2,56	63,88	7,552	953,38	2,15	53,78	8,970	802,65	2,61	65,20	7,398	973,20
250,00	5,71	142,80	8,930	2131,38	2,54	63,59	8,231	949,16	2,17	54,20	9,658	808,90	2,59	64,81	8,077	967,26
260,00	5,72	143,07	9,640	2135,33	2,53	63,34	8,938	945,41	2,18	54,58	10,373	814,60	2,58	64,45	8,784	962,01
270,00	5,73	143,31	10,379	2138,93	2,52	63,12	9,673	942,08	2,20	54,93	11,115	819,81	2,57	64,14	9,518	957,37
280,00	5,74	143,53	11,145	2142,22	2,52	62,92	10,435	939,11	2,21	55,25	11,885	824,57	2,55	63,87	10,281	953,22
290,00	5,75	143,73	11,938	2145,23	2,51	62,74	11,226	936,44	2,22	55,54	12,682	828,95	2,54	63,62	11,071	949,52
300,00	5,76	143,91	12,759	2147,98	2,50	62,58	12,045	934,03	2,23	55,81	13,506	832,97	2,54	63,39	11,890	946,19
310,00	5,76	144,08	13,608	2150,51	2,50	62,43	12,891	931,86	2,24	56,06	14,357	836,68	2,53	63,19	12,736	943,18

**CONCLUSIONES :**

Longitud Máxima de Vano Determinado x Esfuerzo Mecánico de Conductores :	310,00 m
Longitud Máxima de Vano Determinado x Flecha Máxima del Conductor :	190,00 m

NOTA : VF = VANO FLOJO Para los vanos flojos VF, se considera una distancia mínima de seguridad al terreno de 3 m.



PROYECTO :P.S.E. LIMABAMBA 22,9/13,2 kV

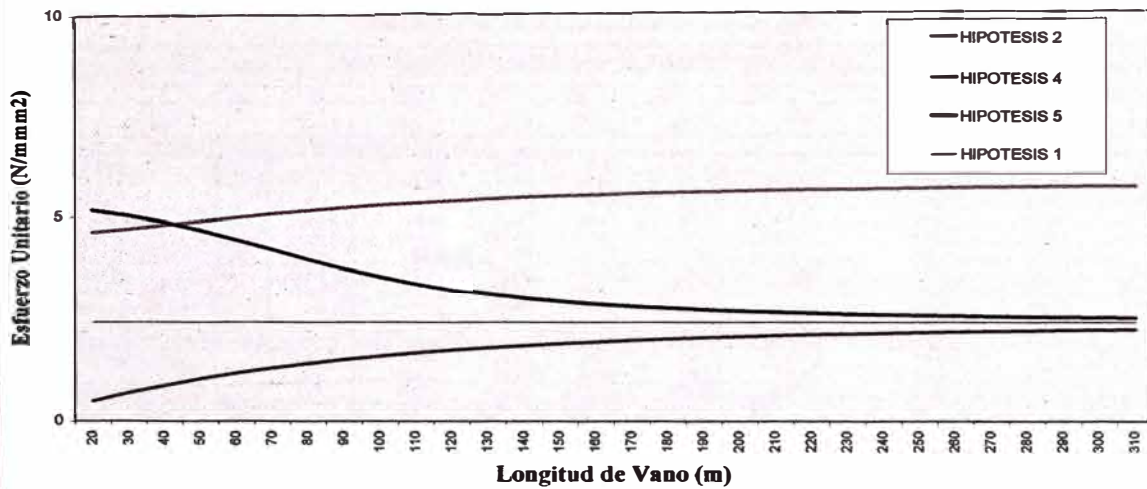
CUADRO N° 14  
CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES PARA LINEA PRIMARIA 22.9-13.2 kV.

**CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR :**

Tipo de Conductor	AAAC
Sección Del Conductor	25[mm <sup>2</sup> ]
Diámetro Del Conductor	6,3[mm]
Peso unitario del Conductor	0,967[kg/m]
Módulo de Elasticidad	6193,68[kn/mm <sup>2</sup> ]
Coef. de dilatación del Conductor	0,0000231/°C
Carga de Ruptura	753,82[kg]
Tensión de Cada Día - EDS	8[%]

CONDICIONES AMBIENTALES	ESTADO EDS	HIPOTESIS 2 M. Temp. Máx. Veloc. Vio	HIPOTESIS 3 Máximo Hielo	HIPOTESIS 4 Máx. Temperatura	HIPOTESIS 5 Mín. Temperatura
Temperatura Ambiente : [°C]	15,00	0,00	0,00	50,00	-5,00
Espesor del Hielo : [mm]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Velocidad del Viento : [Km/Hr]	0,00	75,00	0,00	0,00	0,00
Presión del Viento : [Kg/m <sup>2</sup> ]	0,00	23,63	0,00	0,00	0,00
Tiro Máximo Admisible : [%]	8%	40%	0%	40%	40%

CUADRO N° 01



Carga de Ruptura 753,82[kg]

TEMPERATURAS VANO (m.)	8 °C		10 °C		12 °C		14 °C		16 °C	
	TIRO (Kg)	FLECHA (m.)	TIRO (Kg)	FLECHA (m.)	TIRO (Kg)	FLECHA (m.)	TIRO (Kg)	FLECHA (m.)	TIRO (Kg)	FLECHA (m.)
20,0	83,7	0,040	76,9	0,044	70,2	0,048	63,6	0,053	57,1	0,059
30,0	81,9	0,092	75,5	0,100	69,3	0,109	62,2	0,119	57,5	0,131
40,0	79,8	0,168	73,9	0,181	68,2	0,196	62,9	0,213	57,8	0,232
50,0	77,4	0,270	72,1	0,290	67,1	0,312	62,5	0,335	58,2	0,360
60,0	75,1	0,402	70,5	0,428	66,1	0,456	62,2	0,485	58,5	0,515
70,0	72,9	0,563	68,9	0,595	65,3	0,629	61,9	0,663	58,8	0,698
80,0	71,0	0,755	67,6	0,792	64,5	0,831	61,7	0,869	59,0	0,908
90,0	69,4	0,977	66,6	1,019	63,9	1,061	61,5	1,104	59,2	1,146
100,0	68,1	1,230	65,7	1,276	63,4	1,321	61,3	1,366	59,3	1,411
110,0	67,0	1,513	64,9	1,561	63,0	1,609	61,2	1,657	59,5	1,704
120,0	66,1	1,825	64,3	1,876	62,6	1,926	61,1	1,975	59,6	2,024
130,0	65,3	2,166	63,8	2,219	62,3	2,270	61,0	2,322	59,7	2,372
140,0	64,7	2,537	63,4	2,590	62,1	2,643	60,9	2,696	59,7	2,748
150,0	64,2	2,935	63,0	2,990	61,9	3,044	60,8	3,098	59,8	3,151
160,0	63,8	3,363	62,7	3,418	61,7	3,473	60,8	3,528	59,9	3,582
170,0	63,4	3,818	62,5	3,875	61,6	3,931	60,7	3,986	59,9	4,041
180,0	63,1	4,302	62,2	4,359	61,5	4,416	60,7	4,472	59,9	4,527
190,0	62,8	4,814	62,1	4,871	61,3	4,929	60,6	4,985	60,0	5,041
200,0	62,6	5,354	61,9	5,412	61,2	5,469	60,6	5,527	60,0	5,583
210,0	62,4	5,922	61,8	5,980	61,2	6,038	60,6	6,096	60,0	6,153
220,0	62,2	6,518	61,6	6,576	61,1	6,635	60,6	6,693	60,0	6,750
230,0	62,0	7,141	61,5	7,200	61,0	7,259	60,5	7,317	60,1	7,375
240,0	61,9	7,793	61,4	7,852	61,0	7,911	60,5	7,970	60,1	8,028
250,0	61,8	8,473	61,3	8,532	60,9	8,592	60,5	8,650	60,1	8,709
260,0	61,7	9,180	61,3	9,240	60,9	9,299	60,5	9,359	60,1	9,417



PROYECTO :P.S.E. LIMABAMBA 22,9/13,2 kV

CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS, RETENIDAS Y CRUCETAS

SOPORTE DE SUSPENSION DE 0° - 5°, TRIFASICO - ARMADO :

PSI-3L

SELECCIÓN DE POSTE Y CABLE DE RETENIDA		CONDICIONES AMBIENTALES		ESTADO	HIPOTESIS 2	HIPOTESIS 3	HIPOTESIS 4	HIPOTESIS 5
LONGITUD : CLASE DEL POSTE : $12,00 \text{ m} / 6$		Temperatura Ambiente : [°C]		EDS	Mín. Tríp. Mín. Vdco. Viento	Máximo Hielo	Más. Temperatura	Más. Empujes
TIPO DEL CABLE DE RETENIDA : A70-SIEBENS MARTIN-3/8" Dia. mm		Espesor del Hielo : [mm]		15,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TIPO DE LA CRUCETA : CRUCETA DE MADERA DE 90 x 115 x 2400 mm		V. velocidad viento [Km/Hr]		0,00	75,00	0,00	0,00	0,00
		Presión del V. viento : [Kg/m²]		0,00	23,63	0,00	0,00	0,00

INFORMACION REQUERIDO PARA EL PROCESO DE CALCULO

CARACTERISTICAS DEL POSTE		CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR		1996	CARACTERISTICAS DE LAS CRUCETAS		
Clase del Poste	6,00	Tipo de Conductor	A70		Peso Medio	Wcr [kg]	
Longitud Total del Poste	12,00	Sección Del Conductor	[mm²]	25,000	Módulo de Rotura	[kg/cm²]	
Longitud Libre del Poste	10,20	Carga de Ruptura	[kN]	753,823	Bruto de Cruzeta	[kg]	
Longitud de Empotramiento	1,80	Peso unitario del Conductor	[kg/m]	0,067	An. Cruzeta	b [mm]	
Diametro En La Punta	127,00	Diametro Del Conductor	[mm]	6,300	Alt. Cruzeta	hc [mm]	
Diametro En El Empotramiento	235,00	Distancia V. conductor R	H <sub>FAOR</sub> [m]	9,450	Coefficiente de Seguridad en C. Normal	[Cte.]	
Long. de Circunf. del Empotramiento	73,83	Distancia V. conductor T	H <sub>FACT</sub> [m]	9,450	Módulo de Elasticidad de la cruzeta	[kg/cm²]	
Carga de Rotura del Poste	679,92	Distancia V. conductor S	H <sub>FACT</sub> [m]	10,450	Número de Cruzetas en el Armado	[Cte.]	
Dist. Aplic. Calc. Respecto a la Punta	60,00	Distancia V. conductor Roto	H <sub>ROTO</sub> [m]	9,450	CONDICIONES AMBIENTALES		
Sección en el Empotramiento del Poste	433,74	CARACTERISTICAS FISICAS DE LAS RETENIDAS			V. velocidad viento	V [km/Hr]	75,00
Módulo De Elasticidad De La Madera	103975,54	Denominación Del Cable	A70-SIEBENS MARTIN-3/8" Dia. mm		Presión Del Viento	[kg/m²]	23,63
Máximo Esfuerzo de Flexión del Poste	438,33	Sección Nominal Del Cable	[mm²]	50,00	Fuerza Del Viento Sobre el Poste	F <sub>WIND</sub>	43,62
Peso del Poste	480,00	Carga De Rotura Del Cable	[kN]	3152,000	Altura de Aplicación del V. al poste	Z [m]	4,593
F.S. Según CNE en C. Normal	3,00	Diametro Nominal Del Cable	[mm]	10,00	CALCULO DE LA SECCION Y LA CARGA CRITICA		
CARGA DEL OPERADOR Y LOS AISLADORES		Coefficiente de Seguridad	[Cte.]	2,00	Carga Crítica Del Poste por la Compresión	Per [kg]	14766,31
Peso Del Operador	102,00	Distancia Anlic. Retenida Superior	DisRS [m]	8,950	Diametro en la sección Crítica del Poste	Dcr [cm]	23,500
Peso De Ferrería (P.N.)	4,08	Distancia Aplic. Retenida Intermedio	DisRM [m]	0,000	Momento de Inercia del Poste	I [cm⁴]	14970,674
		Distancia Anlic. Retenida Inferior	DisRI [m]	0,000			

A. ANALISIS DEL ESFUERZO DE TRABAJO DEL POSTE

ANGULO DE DESVIO DE LINEA	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
VANO VIENTO	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
VANO PESO : [VPESO]	75,00	150,00	225,00	300,00	375,00					
TIRO HORIZONTAL MAXIMO : [TMAX]	2098,85	2231,47	2384,44	2532,65	2667,72					
I. CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS EN CONDICIONES NORMALES										
Fuerza del V. Sobre el Conductor : [F <sub>VEL</sub> ]	7,43	14,87	22,30	29,74	37,17					
Fuerza Del Tirol del Conductor : [F <sub>TR</sub> ]	183,10	194,67	208,02	220,95	232,73					
Cargas V. crúbalbas el Poste : [W <sub>V</sub> ]	164,31	179,38	194,46	209,53	224,61					
Momento del V. o ambos Conductores : [M <sub>VEL</sub> ]	218,21	436,42	654,63	872,84	1091,06					
Momento Transversal del Conductor : [M <sub>VEL</sub> ]	5374,02	5713,59	6105,26	6484,74	6830,59					
Momento Transversal de Desequilibrio V. crúbalbas : [M <sub>VEL</sub> ]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
Momento del V. sobre el Poste : [M <sub>VEL</sub> ]	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32					
Momento Resultante en Condición Normal : [M <sub>RES</sub> ]	5792,55	6350,33	6960,21	7557,91	8121,96					
Esfuerzo Resultante en Condición Normal : [R <sub>RES</sub> ]	459,91	504,20	552,62	600,07	644,86					
Factor de Seguridad del Poste Calculado : [FS <sub>POST</sub> ]	1,48	1,35	1,23	1,13	1,05					
I.1. VERIFICACION DE CARGA DE ROTURA APLICADA EN EL POSTE										
Fuerza Resultante en punta de Poste : [F <sub>R</sub> ]	603,39	661,49	725,02	787,28	846,04					
Deflexion total del Poste : [d]	137,12	150,33	164,76	178,91	192,26					
Deflexion Porcentual del Poste : [d (%)]	13,44%	14,74%	16,15%	17,54%	18,85%					
I.2. VERIFICACION DE LA DEFLEXION MAXIMA [4%]										
Número de Retenidas : [N <sub>RET</sub> ]	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00					
Angulo de Retenidas : [°]	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00					
Tiro del Cable de las Retenidas : [N]	0,00	0,00	0,00	1403,19	1507,91					
Factor de Seguridad de Retenidas Calculado : [FS <sub>RET</sub> ]	0,00	0,00	0,00	2,25	2,09					
VERIFICACION DEL USO DEL N° DE RETENIDAS										
Carga V. sobre el Poste : [F <sub>VEL</sub> ]	0,00	0,00	0,00	1120,64	1204,27					
Carga V. sobre el Poste por Pánel : [F <sub>VEL</sub> ]	644,31	659,38	674,46	1810,17	1908,88					
Factor de Seg. del Poste por Pánel : [FS <sub>ALC</sub> ]	22,92	22,39	21,89	8,16	7,74					
I.3. VERIFICACION DEL PANDEO DEL POSTE X CARGAS VERTICALES										
Momento Resultante : [M <sub>RES</sub> ]	5792,55	6350,33	6960,21	7557,91	8121,96					
Esfuerzo de Flexión x V. del Conductor : [R <sub>FL</sub> ]	459,91	504,20	552,62	600,07	644,86					
Esfuerzo de Compresión x Cargas Verticales : [R <sub>C</sub> ]	21,39	21,89	22,39	60,08	63,36					
Esfuerzo de Falla Total Sobre el Poste : [R <sub>TOT</sub> ]	481,30	526,08	575,01	60,08	63,36					
Factor de Seguridad del Poste Calculado : [FS <sub>POST</sub> ]	0,91	0,83	0,76	7,30	6,92					
I.4. VERIFICACION DEL ESFUERZO DE FLEXION MAX. DEL POSTE										
	Cambio/Clase	Cambio/Clase	Cambio/Clase	Cambio/Clase	Cambio/Clase					
	OK	OK	OK	OK	OK					

II CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS EN CONDICIONES DE ROTURA DEL CONDUCTOR

Momento Torsor x Rotura del Conductor : [M <sub>T</sub> ]	1153,27	1226,14	1310,19	1391,63	1465,85					
Momento Flexor x Rotura del Conductor : [M <sub>F</sub> ]	9907,63	10533,66	11255,76	11955,38	12592,98					
Momento Total Equivalente por Rot. de Conductor : [MTE]	9941,08	10569,22	11293,75	11995,74	12635,49					
Momento Total para Hipotesis de Rot. de Conductor : [MRT]	15733,63	16919,55	18253,97	19553,65	20757,46					
Fuerza de Flexión en Hipotesis de Rotura de Cond. : [R <sub>FL</sub> ]	1184,85	1274,15	1374,64	1472,52	1563,17					
Factor de Seguridad del Poste Calculado : [FS <sub>POST</sub> ]	0,57	0,53	0,49	0,46	0,43					
I.1. VERIFICACION DE CARGA DE ROTURA APLICADA EN EL POSTE										
	Use/Retenida	Use/Retenida	Use/Retenida	Use/Retenida	Use/Retenida					
	OK	OK	OK	OK	OK					

B. ANALISIS DE ESFUERZOS EN LA CRUCETA

I. CALCULO EN CONDICIONES NORMALES										
Momento Flexionante de Cargas Verticales : [M <sub>F</sub> ]	122,21	127,74	133,27	138,80	144,32					
Módulo de seccion para cargas verticales : [W <sub>sv</sub> ]	198,38	198,38	198,38	198,38	198,38					
Momento Flexionante x Cargas longitudinales : [M <sub>F</sub> ]	58,59	64,43	70,82	77,09	83,00					
Módulo de seccion para cargas Longitudinales : [W <sub>sv</sub> ]	155,25	155,25	155,25	155,25	155,25					
Esfuerzo Total en la Cruzeta : [R <sub>TOT</sub> ]	99,35	105,90	112,80	119,62	126,21					
Factor de Seguridad del Poste Calculado : [FS <sub>POST</sub> ]	5,13	4,81	4,52	4,26	4,04					
I.1. VERIFICACION DE LA CRUCETA										
	OK	OK	OK	OK	OK					
II CALCULO EN CONDICIONES DE ROTURA DE CONDUCTOR										
Momento Flexionante de Cargas Verticales : [M <sub>F</sub> ]	122,21	127,74	133,27	138,80	144,32					
Módulo de seccion para cargas verticales : [W <sub>sv</sub> ]	198,38	198,38	198,38	198,38	198,38					
Momento Flexionante de Cargas longitudinales : [M <sub>F</sub> ]	647,07	690,10	739,38	787,19	830,97					
Módulo de seccion para cargas Longitudinales : [W <sub>sv</sub> ]	155,25	155,25	155,25	155,25	155,25					
Esfuerzo Total en la Cruzeta : [R <sub>TOT</sub> ]	478,40	508,90	543,43	577,01	608,00					
Factor de Seguridad del Poste Calculado : [FS <sub>POST</sub> ]	1,07	1,00	0,94	0,88	0,84					
I.2. VERIFICACION AL ESFUERZO ADMISIBLE DE LA CRUCETA										
	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE					
	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE					

C. ESFUERZOS EN LA ESPIGA DE PUNTA DE POSTE : 13000,00 N.

I. CALCULO EN CONDICIONES NORMALES										
Esfuerzo Transversal en la Espiga : [F <sub>T</sub> ]	190,54	209,54	230,32	250,68	269,90					
Esfuerzo Longitudinal en la Espiga : [F <sub>L</sub> ]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
Factor de Seguridad del Poste Calculado : [FS <sub>POST</sub> ]	68,23	62,04	56,44	51,86	48,17					
I.1. VERIFICACION DE LA ESPIGA DE CRUCETA										
	OK	OK	OK	OK	OK					
II CALCULO EN CONDICIONES DE ROTURA DE CONDUCTOR										
Esfuerzo Longitudinal en la Espiga : [F <sub>L</sub> ]	1055,86	1129,54	1213,39	1294,86	1369,76					
Módulo de seccion para cargas verticales : [W <sub>sv</sub> ]	198,38	198,38	198,38	198,38	198,38					
Momento Flexionante x Cargas longitudinales : [M <sub>F</sub> ]	5,69	5,69	5,69	6,38	6,33					
Módulo de seccion para cargas Longitudinales : [W <sub>sv</sub> ]	155,25	155,25	155,25	155,25	155,25					
Esfuerzo en la Cruzeta : [R <sub>TOT</sub> ]	535,92	573,06	615,33	656,84	694,57					
Factor de Seguridad del Poste Calculado : [FS <sub>POST</sub> ]	12,31	11,51	10,71	10,04	9,49					
I.2. VERIFICACION AL ESFUERZO ADMISIBLE DE LA CRUCETA										
	OK	OK	OK	OK	OK					
	OK	OK	OK	OK	OK					



PROYECTO :P.S.E. LIMABAMBA 22,9/13,2 kV

CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS, RETENIDAS Y CRUCETAS

SOPORTE DE ANGULO DE 30° - 60°, TRIFASICO - ARMADO :

PA2-3

SELECCIÓN DE POSTE Y CABLE DE RETENIDA	CONDICIONES AMBIENTALES	ESTADO EDS	HIPOTESIS 2		HIPOTESIS 3	HIPOTESIS 4	HIPOTESIS 5
			Má. Temp.	Máx. Veloc. Viento	Máximo Viento	Máx. Temperatura	Máx. Temperatura
LONGITUD Y CLASE DEL POSTE : 12 m / 6	Temperatura Ambiente : [°C]	15,00	0,00	0,00	50,00	-5,00	
TIPO DEL CABLE DE RETENIDA : A*G-SIEMENS MARTIN-3/8/Diam	Espesor del Hielo : [mm]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Velocidad del Viento : [Km/Hr]	0,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Presión del Viento : [Kg/m²]	0,00	23,63	0,00	0,00	0,00	0,00

INFORMACION REQUERIDO PARA EL PROCESO DE CALCULO										
CARACTERISTICAS DEL POSTE		CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR			CARACTERISTICAS FISICAS DE LAS RETENIDAS					
Clase del Poste	6,00	Tipo de Conductor	AAAC	19%	Denominación Del Cable	A*G-SIEMENS MARTIN-3/8/Diam				
Longitud Total del Poste	L [m] 12,00	Sección Del Conductor	[mm²] 25,000		Sección Nominal Del Cable	[mm²] 50,00				
Longitud Libre del Poste	L1 [m] 10,20	Carga de Ruptura	[kg] 753,823		Carga De Rótura Del Cable	[kg] 3152,00				
Longitud De Empotramiento	He [m] 1,80	Peso unitario del Conductor	[kg/m] 0,067		Diámetro Nominal Del Cable	[mm] 10,00				
Diámetro En La Punta	dp [mm] 127,00	Diámetro Del Conductor	[mm] 6,360		Coefficiente de Seguridad	[Cte.] 2,00				
Diámetro En El Empotramiento	de [mm] 235,00	Distancia Vertical del Conductor R	H <sub>vm</sub> [m] 9,975		Distancia Aplic. Retenida Superior	DisRS [m] 9,525				
Long. de Circunf. del Empotramiento	Ce [cm] 73,83	Distancia Vertical del Conductor T	H <sub>vt</sub> [m] 8,775		Distancia Aplic. Retenida Intermedio	DisRM [m] 8,325				
Carga de Rotura del Poste	Qrup [kg] 679,92	Distancia Vertical del Conductor S	H <sub>vs</sub> [m] 7,575		Distancia Aplic. Retenida Inferior	DisRI [m] 7,125				
Dist. Aplic. Calc. Respecto a la Punta	[cm] 60,00	Distancia Vertical del Conductor Roto	H <sub>vm</sub> [m] 9,975		<b>CONDICIONES AMBIENTALES</b>					
Sección en el Empotramiento del Poste	[cm²] 433,74	<b>CALCULO DE LA SECCION Y LA CARGA CRITICA</b>			Velocidad Del Viento	Vv [km/Hr]	75,00			
Módulo De Elasticidad De La Madera	[kg/cm²] 103975,54	Carga Crítica Del Poste x Compresión	Per [kg] 14766,31		Presión Del Viento	[kg/m²] 23,63				
Máximo Esfuerzo de Flexión del Poste	[kg/cm²] 438,33	Diámetro en la sección Crítica de Poste	Dcr [cm] 23,500		Fuerza Del Viento Sobre el Poste	Fvp [kg] 43,62				
Peso del Poste	Wp [kg] 480,00	Momento de Inercia del Poste	I [cm⁴] 14970,674		Altura de Aplicación del Viento en Poste	Z [m] 4,593				
F.S. Según CNE en C. Normal	[Cte.] 3,00	<b>CARGA DEL OPERADOR Y LOS AISLADORES</b>			Momento debido al Viento en el Poste	Mvp [kg-m]	200,32			
		Peso Del Operador :	Wop [kg] 102,00							
		Peso De Ferrería (SUSPENSION) :	Wfe [kg] 10,19							

I. ANALISIS DEL ESFUERZO DE TRABAJO DEL POSTE											
ANGULO DE DESVIO DE LINEA	[°]	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
VAÑO PESO	[m]	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600
TIRO HORIZONTAL MAXIMO	[m]	225,00	300,00	375,00	450,00	525,00	600,00	675,00	750,00	825,00	900,00
	[kg]	2384,44	2532,65	2667,72	2787,98	2894,14	2987,72	3070,40	3143,79	3209,33	3268,25

I-A) CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS EN CONDICIONES NORMALES											
Fuerza del Viento Sobre el Conductor	[F <sub>ve</sub> ] [kg]	19,33	25,78	32,22	38,67	45,11	51,56	58,00	64,45	70,89	77,34
Fuerza del Tiro del Conductor	[F <sub>vt</sub> ] [kg]	2384,44	2532,65	2667,72	2787,98	2894,14	2987,72	3070,40	3143,79	3209,33	3268,25
Cargas Verticales Sobre el Poste	[W <sub>v</sub> ] [kg]	177,81	192,88	207,96	223,03	238,11	253,18	268,26	283,33	298,41	313,48
Momento del Viento en los Conductores	[M <sub>ve</sub> ] [kg-m]	508,98	678,64	848,30	1017,96	1187,63	1357,29	1526,95	1696,61	1866,27	2035,93
Momento por el Tiro de los Conductores	[M <sub>vt</sub> ] [kg-m]	62770,38	66672,01	70227,73	73393,57	76188,24	78651,73	80828,28	82760,27	84485,61	86036,68
Momento debido al Desequilibrio Vertical	[M <sub>dv</sub> ] [kg-m]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Momento del Viento sobre el poste	[M <sub>vp</sub> ] [kg-m]	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32
Momento Resultante en Condición Normal	[M <sub>nt</sub> ] [kg-m]	63479,69	67550,98	71276,36	74611,86	77576,18	80209,34	82555,55	84657,20	86552,20	88272,93
Esfuerzo Resultante en Condición Normal	[R <sub>nt</sub> ] [kg]	5040,08	5363,32	5659,11	5923,94	6159,29	6368,36	6554,64	6721,50	6871,96	7008,58
Factor de Seguridad del Poste Calculado	[F <sub>S<sub>calc</sub></sub> ] [Cte.]	0,13	0,13	0,12	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10
<b>VERIFICACION DE CARGA DE ROTURA APLICADA EN EL POSTE</b>											
Fuerza Resultante en punta de Poste	[F <sub>ra</sub> ] [kg]	6612,47	7036,56	7424,62	7772,07	8080,85	8355,14	8599,54	8818,46	9015,85	9195,10
Deflexión total del Poste	[d] [cm]	1502,69	1599,07	1687,26	1766,21	1836,39	1898,72	1954,26	2004,01	2048,87	2089,60
Deflexión Porcentual del Poste	[d (%)] [%]	147,32%	156,77%	165,42%	173,16%	180,04%	186,15%	191,59%	196,17%	200,87%	204,86%
<b>VERIFICACION DE LA DEFLEXION MAXIMA [4%]</b>											
Número de Retenidas	[N <sub>ret</sub> ] [Cte.]	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Angulo de Retenidas	[° <sub>ret</sub> ] [°]	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00
Tiro del Cable de la Retenidas	[T <sub>ret</sub> ] [N]	11074,06	11784,30	12434,19	13016,07	13521,50	14066,61	14685,02	15286,66	15927,07	16587,25
Factor de Seguridad de Retenidas Calculado	[F <sub>S<sub>ret</sub></sub> ] [Cte.]	0,28	0,27	0,25	0,24	0,44	0,42	0,41	0,40	0,39	0,38
<b>VERIFICACION DEL USO DEL N° DE RETENIDAS</b>											
Carga Vertical de la Retenida	[T <sub>vret</sub> ] [kg]	8844,14	9411,36	9930,39	10395,10	11534,69	11926,21	12275,06	12587,55	12869,32	13125,17
Carga Vertical Actual sobre Poste	[W <sub>vret</sub> ] [kg]	9501,94	10084,24	10618,34	11098,13	12252,79	12659,39	13023,32	13350,88	13647,72	13918,65
Factor de Seg. del Poste por Pandeo	[F <sub>S<sub>pandeo</sub></sub> ] [Cte.]	1,55	1,46	1,39	1,33	1,21	1,17	1,13	1,11	1,08	1,06
<b>VERIFICACION DEL PANDEO DEL POSTE X CARGAS VERTICALES NO CUMPLE</b>											
Momento Transversal Resultante	[M <sub>rt</sub> ] [kg-m]	63479,69	67550,98	71276,36	74611,86	77576,18	80209,34	82555,55	84657,20	86552,20	88272,93
Esfuerzo de Flexión x Viento y Tiro del Conductor	[R <sub>ft</sub> ] [kg/cm²]	5040,08	5363,32	5659,11	5923,94	6159,29	6368,36	6554,64	6721,50	6871,96	7008,58
Esfuerzo de Compresión x Cargas Verticales	[R <sub>cv</sub> ] [kg/cm²]	550,18	583,90	614,83	642,61	709,46	733,01	754,08	773,05	790,23	805,92
Esfuerzo de Falla Total Sobre el Poste	[R <sub>tot</sub> ] [kg/cm²]	550,18	583,90	614,83	642,61	709,46	733,01	754,08	773,05	790,23	805,92
Factor de Seguridad del Poste Calculado	[F <sub>S<sub>calc</sub></sub> ] [Cte.]	0,80	0,75	0,71	0,68	0,62	0,60	0,58	0,57	0,55	0,54
<b>VERIFICACION DEL ESFUERZO DE FLEXION MAX. ADM. DEL POSTE NO CUMPLE</b>											

I-B) CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS EN CONDICIONES DE ROTURA DEL CONDUCTOR											
Momento Torax x Rotura del Conductor	[M <sub>rt</sub> ] [kg-m]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Momento Flexor x Rotura del Conductor	[M <sub>ft</sub> ] [kg-m]	10299,12	10939,28	11522,69	12042,13	12500,66	12904,86	13261,98	13578,98	13862,06	14116,56
Momento Total Equivalente por Rot. de Conductor	[M <sub>TE</sub> ] [kg-m]	10299,12	10939,28	11522,69	12042,13	12500,66	12904,86	13261,98	13578,98	13862,06	14116,56
Momento Total para Hipotesis de Rot. de Conductor	[M <sub>TR</sub> ] [kg-m]	11038,42	11818,24	12571,31	13260,41	13888,61	14462,47	14989,25	15475,91	15928,66	16352,81
Fuerza de Flexión en Hipotesis de Rotura de Cond.	[R <sub>FR</sub> ] [kg]	874,03	938,33	998,12	1052,83	1102,71	1148,27	1190,10	1228,74	1264,68	1298,36
Factor de Seguridad del Poste Calculado	[F <sub>S<sub>calc</sub></sub> ] [Cte.]	0,78	0,72	0,68	0,65	0,62	0,59	0,57	0,55	0,54	0,52
<b>VERIFICACION DE CARGA DE ROTURA APLICADA EN EL POSTE NO CUMPLE</b>											







PROYECTO :P.S.E. LIMABAMBA 22,9/13,2 kV

CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS, RETENIDAS Y CRUCETAS

SOPORTE DE ANGULO DE 30°-60°, TRIFASICO, TRIPLE POSTE-ARMADO P3A1-3

SELECCIÓN DE POSTE Y CABLE DE RETENIDA	CONDICIONES AMBIENTALES	ESTADO EDS	HIPOTESIS 2	HIPOTESIS 3	HIPOTESIS 4	HIPOTESIS 5
	Temperatura Ambiente : [°C]	15,00	n. Temp. Más. Veloc. Vic	Máximo Hielo	Más. Temperatura	Más. Temperatura
LONGITUD Y CLASE DEL POSTE : 12 m / 6	Espesor del Hielo : [mm]	0,00	0,00	0,00	0,00	-5,00
TIPO DEL CABLE DE RETENIDA : A*G°-SIEMENS MARTIN-3/8"Diám.	Velocidad del Viento : [Km/Hr]	0,00	75,00	0,00	0,00	0,00
	Presion del Viento : [Kg/m²]	0,00	23,63	0,00	0,00	0,00

INFORMACION REQUERIDO PARA EL PROCESO DE CALCULO

CARACTERISTICAS DEL POSTE	CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR	19%	CARACTERISTICAS FISICAS DE LAS RETENIDAS	
Clase del Poste : 6,00	Tipo de Conductor : AAC		Denominación Del Cable : A*G°-SIEMENS MARTIN-3/8"Diám.	
Longitud Total del Poste : L [m] : 12,00	Sección Del Conductor : [mm²] : 25,000		Sección Nominal Del Cable : [mm²] : 50,00	
Longitud Libre del Poste : L1 [m] : 10,20	Carga de Ruptura : [kg] : 753,823		Carga De Rotura Del Cable : [kg] : 3152,00	
Longitud De Empotramiento : Hc [m] : 1,80	Peso unitario del Conductor : [kg/m] : 0,067		Diámetro Nominal Del Cable : [mm] : 10,00	
Diámetro En La Punta : do [mm] : 127,00	Diámetro Del Conductor : [mm] : 6,300		Cociente de Seguridad : [Cte.] : 2,00	
Diámetro En El Empotramiento : de [mm] : 235,00	Distancia Vertical del Conductor R : H <sub>FmaxR</sub> [m] : 9,975		Distancia Aplic. Retenida Superior : DisRS [m] : 9,525	
Long. de Circun. del Empotramiento : Cc [cm] : 73,83	Distancia Vertical del Conductor Roto : H <sub>base</sub> [m] : 9,975		<b>CONDICIONES AMBIENTALES</b>	
Carga de Rotura del Poste : Q <sub>rup</sub> [kg] : 679,92	<b>CALCULO DE LA SECCION Y LA CARGA CRITICA</b>		Velocidad Del Viento : Vv [km/Hr] : 75,00	
Dist. Aplic. Calc. Respecto a la Punta : [cm] : 60,00	Carga Crítica Del Poste x Compresión : Pcr [kg] : 14766,31		Presion Del Viento : [kg/m²] : 23,63	
Sección en el Empotramiento del Poste : [cm²] : 433,74	Diámetro en la sección Crítica de Poste : Dcr [cm] : 23,500		Fuerza Del Viento Sobre el Poste : Fvp [kg] : 43,62	
Módulo De Elasticidad De La Madera : [kg/cm²] : 103975,54	Sección en el Empotramiento del Poste : Asc [cm²] : 433,74		Altura de Aplicación del Viento en Poste : Z [m] : 4,593	
Máximo Esfuerzo de Flexión del Poste : [kg/cm²] : 438,33	Momento de Inercia del Poste : I [cm⁴] : 14970,674		Momento debido al Viento en el Poste : Mvp [kg-m] : 200,32	
Peso del Poste : Wp [kg] : 480,00			<b>CARGA DEL OPERADOR Y LOS AISLADORES</b>	
F.S. Según CNE en C. Normal : [Cte.] : 3,00			Peso Del Operador : Wop [kg] : 102,00	
Momento de Inercia del Empotramiento : I [cm⁴] : 14970,674			Peso De Ferrería (SUSPENSION) : Wfc [kg] : 10,19	

I. ANALISIS DEL ESFUERZO DE TRABAJO DEL POSTE

ANGULO DE DESVIO DE LINEA	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
VANO VIENTO	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150
VANO PESO : [VPESO] [m]	1050,00	1125,00	1200,00	1275,00	1350,00	1425,00	1500,00	1575,00	1650,00	1725,00
TIRO HORIZONTAL TIRO MAX : [TMAX] [kg]	3370,39	3415,27	3456,94	3495,93	3532,69	3567,61	3601,01	3633,16	3664,30	3694,61

I-A) CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS EN CONDICIONES NORMALES

Fuerza del Viento Sobre el Conductor : [F <sub>vc</sub> ] [kg]	90,23	96,67	103,12	109,56	116,01	122,45	128,90	135,34	141,79	148,23
Fuerza del Tiro del Conductor : [F <sub>tc</sub> ] [kg]	3370,39	3415,27	3456,94	3495,93	3532,69	3567,61	3601,01	3633,16	3664,30	3694,61
Cargas Verticales Sobre el Poste : [W <sub>v</sub> ] [kg]	182,54	187,57	192,59	197,62	202,64	207,67	212,69	217,72	222,74	227,77
Momento del Viento en los Conductores : [M <sub>vc</sub> ] [kg-m]	900,02	964,31	1028,60	1092,89	1157,17	1221,46	1285,75	1350,04	1414,32	1478,61
Momento Transversal del Conductor : [M <sub>tc</sub> ] [kg-m]	33619,64	34067,32	34482,98	34871,90	35238,58	35586,91	35920,07	36240,77	36551,39	36853,73
Momento debido al Desequilibrio Vertical : [M <sub>dv</sub> ] [kg-m]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Momento del Viento sobre el poste : [M <sub>vp</sub> ] [kg-m]	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32	200,32
Momento Total de Flexión : [M <sub>fn</sub> ] [kg-m]	34719,99	35231,95	35711,90	36165,11	36596,08	37008,69	37406,15	37791,13	38166,04	38532,67
Fuerza en la punta en C/Poste : [F <sub>pm</sub> ] [kg]	2756,65	2797,30	2835,41	2871,39	2905,61	2938,37	2969,92	3000,49	3030,26	3059,37
Factor de Seguridad del Poste Calculado : [FS <sub>calc</sub> ] [Cte.]	0,25	0,24	0,24	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23	0,22	0,22
<b>VERIFICACION DE CARGA DE ROTURA APLICADA EN EL POSTE</b>										
Fuerza Resultante en pmita de Poste : [F <sub>R</sub> ] [kg]	Use Retenida	Use Retenida	Use Retenida	Use Retenida	Use Retenida	Use Retenida	Use Retenida	Use Retenida	Use Retenida	Use Retenida
Deflexión total del Poste : [d] [cm]	821,89	834,01	845,37	856,10	866,30	876,07	885,48	894,59	903,47	912,15
Deflexión Porcentual del Poste : [d (%)] [%]	80,58%	81,77%	82,88%	83,93%	84,93%	85,89%	86,81%	87,71%	88,58%	89,43%
<b>VERIFICACION DE LA DEFLEXION MAXIMA [4%]</b>										
Número de Retenidas : [N <sub>RET</sub> ] [Cte.]	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Angulo de Retenidas : [ <sub>RET</sub> ] [°]	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00
Tiro del Cable de la Retenidas : [T <sub>RC</sub> ] [N]	6056,92	6146,23	6229,96	6309,02	6384,20	6456,18	6525,52	6592,68	6658,08	6722,04
Factor de Seguridad de Retenidas Calculado : [FS <sub>calc</sub> ] [Cte.]	0,52	0,51	0,51	0,50	0,49	0,49	0,48	0,48	0,47	0,47
<b>VERIFICACION DEL USO DEL N DE RETENIDAS</b>										
Carga Vertical de la Retenida : [T <sub>VERT</sub> ] [kg]	Use + Retenidas	+ Retenidas	+ Retenidas	+ Retenidas	+ Retenidas	+ Retenidas	+ Retenidas	+ Retenidas	+ Retenidas	+ Retenidas
Carga Vertical Actante Sobre Poste : [W <sub>VERT</sub> ] [kg]	4837,27	4908,60	4975,46	5038,61	5098,65	5156,14	5211,51	5265,15	5317,38	5368,46
Factor de Seg. del Poste por Pandeo : [FS <sub>calc</sub> ] [Cte.]	2,68	2,65	2,61	2,58	2,55	2,53	2,50	2,48	2,45	2,43
<b>VERIFICACION DEL PANDEO DEL POSTE X CARGAS VERTICAL NO CUMPLE</b>										
Momento Transversal Resultante : [M <sub>TR</sub> ] [kg-m]	34719,99	35231,95	35711,90	36165,11	36596,08	37008,69	37406,15	37791,13	38166,04	38532,67
Esfuerzo de Flexión x Viento y Tiro del Conductor : [R <sub>FL</sub> ] [kg/cm²]	2756,65	2797,30	2835,41	2871,39	2905,61	2938,37	2969,92	3000,49	3030,26	3059,37
Esfuerzo de Compresión x Cargas Verticales : [R <sub>C</sub> ] [kg/cm²]	318,45	322,87	327,04	330,98	334,75	338,37	341,87	345,26	348,58	351,83
Esfuerzo de Palla Total Sobre el Poste : [R <sub>PT</sub> ] [kg/cm²]	318,45	322,87	327,04	330,98	334,75	338,37	341,87	345,26	348,58	351,83
Factor de Seguridad del Poste Calculado : [FS <sub>calc</sub> ] [Cte.]	1,38	1,36	1,34	1,32	1,31	1,30	1,28	1,27	1,26	1,25
<b>VERIFICACION DEL ESFUERZO DE FLEXION MAX. ADM. DEL POSTE NO CUMPLE</b>										

I-B) CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS EN CONDICIONES DE ROTURA DEL CONDUCTOR

Momento Torsor x Rotura del Conductor : [MT] [kg-m]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Momento Flector x Rotura del Conductor : [MF] [kg-m]	14557,73	14751,58	14931,57	15099,98	15258,75	15409,58	15553,85	15692,71	15827,22	15958,14
Momento Total Equivalente por Rot. de Conductor : [MTE] [kg-m]	14557,73	14751,58	14931,57	15099,98	15258,75	15409,58	15553,85	15692,71	15827,22	15958,14
Momento Total para Hipotesis de Rot. de Conductor : [MRT] [kg-m]	15658,08	15916,22	16160,49	16393,18	16616,25	16831,37	17039,92	17243,07	17441,86	17637,07
Fuerza de Flexión en Hipotesis de Rotura de Cond. : [FRH] [kg]	1243,20	1263,69	1283,09	1301,56	1319,28	1336,36	1352,91	1369,04	1384,83	1400,33
Factor de Seguridad del Poste Calculado : [FS <sub>calc</sub> ] [Cte.]	0,55	0,54	0,53	0,52	0,52	0,51	0,50	0,50	0,49	0,49
<b>VERIFICACION DE CARGA DE ROTURA APLICADA EN EL POSTE NO CUMPLE</b>										























**PROYECTO : P.S.E. LIMABAMBA 22.9/13.2 kV**  
**CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES PARA LINEA PRIMARIA 22.9-13.2 kV.**

**DISTANCIA MINIMA DE SEGURIDAD ENTRE CONDUCTORES**

Por prescripciones de las Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias del MEM/DEP la  
 Distancia Mínima entre fases a medio vano están dados por:

$$D_{min} = 0.0076 \cdot U^{1.4} + 0.65 \cdot (f_{max})^{1/2}$$

25,00 mm2 AAAC  
 22,9 = 13,2 kV.

SECCION DEL CONDUCTOR :  
 TENSION NOMINAL DEL SISTEMA :

**ELEGIR EL ARMADO / SEPARACION MINIMA REQUERIDA**

3xPR3-0      8,00 metros

VANO [m]	FLECHA MAXIMA [m]	TIPO DE ARMADO	ALTITUDES EN [ m.s.n.m. ]													
			3080	3100	3200	3300	3400	3500	3600	3700	3800	3900	4000	4100	4200	4300
20.00	0.10		0.42	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.44	0.44	0.44	0.44	0.45	0.45	0.45	0.45
30.00	0.20		0.51	0.51	0.51	0.51	0.52	0.52	0.52	0.52	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.54
40.00	0.31		0.58	0.58	0.58	0.59	0.59	0.59	0.59	0.60	0.60	0.60	0.60	0.61	0.61	0.61
50.00	0.44		0.65	0.65	0.65	0.66	0.66	0.66	0.66	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.68	0.68
60.00	0.59		0.72	0.72	0.72	0.72	0.73	0.73	0.73	0.73	0.74	0.74	0.74	0.74	0.75	0.75
70.00	0.74		0.78	0.78	0.78	0.78	0.79	0.79	0.79	0.79	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
80.00	0.91		0.84	0.84	0.84	0.84	0.85	0.85	0.85	0.85	0.86	0.86	0.86	0.86	0.87	0.87
90.00	1.10		0.90	0.90	0.90	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.92	0.92	0.92	0.92	0.93	0.93
100.00	1.29		0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
110.00	1.50		1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.04	1.04	1.04	1.04
120.00	1.72	PS1-J	1.07	1.07	1.07	1.08	1.08	1.08	1.08	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.10	1.10
130.00	1.96		1.13	1.13	1.13	1.13	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.15	1.15	1.15	1.15	1.16
140.00	2.20		1.18	1.18	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.20	1.20	1.20	1.20	1.21	1.21	1.21
150.00	2.46		1.24	1.24	1.24	1.24	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.26	1.26	1.26	1.26	1.27
160.00	2.74		1.29	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.31	1.31	1.31	1.31	1.32	1.32	1.32	1.32
170.00	3.02		1.35	1.35	1.35	1.35	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.37	1.37	1.37	1.37	1.38
180.00	3.32		1.40	1.40	1.41	1.41	1.41	1.41	1.41	1.42	1.42	1.42	1.42	1.43	1.43	1.43
190.00	3.63		1.46	1.46	1.46	1.46	1.46	1.47	1.47	1.47	1.47	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48
200.00	3.96		1.51	1.51	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.53	1.53	1.53	1.53	1.54	1.54	1.54
210.00	4.29		1.56	1.57	1.57	1.57	1.57	1.57	1.58	1.58	1.58	1.58	1.59	1.59	1.59	1.59
220.00	4.65		1.62	1.62	1.62	1.63	1.63	1.63	1.63	1.64	1.64	1.64	1.64	1.65	1.65	1.65
230.00	5.01		1.67	1.67	1.68	1.68	1.68	1.68	1.69	1.69	1.69	1.69	1.70	1.70	1.70	1.70
240.00	5.39		1.73	1.73	1.73	1.73	1.74	1.74	1.74	1.74	1.74	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75
250.00	5.78		1.78	1.78	1.78	1.79	1.79	1.79	1.79	1.80	1.80	1.80	1.80	1.81	1.81	1.81
260.00	6.19		1.83	1.84	1.84	1.84	1.84	1.85	1.85	1.85	1.85	1.85	1.86	1.86	1.86	1.86
270.00	6.61		1.89	1.89	1.89	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.92
280.00	7.05		1.94	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.96	1.96	1.96	1.96	1.97	1.97	1.97	1.97
290.00	7.50		2.00	2.00	2.00	2.00	2.01	2.01	2.01	2.01	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.03
300.00	7.96	PH3-JL PTH-JL PH2-JL PTH-JL	2.05	2.05	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.07	2.07	2.07	2.07	2.07	2.08	2.08
310.00	8.44		2.11	2.11	2.11	2.11	2.11	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.13	2.13	2.13	2.13
320.00	8.93	PS1-JL PA1-JL PS1-JL PA1-JL	2.16	2.16	2.16	2.17	2.17	2.17	2.17	2.18	2.18	2.18	2.18	2.18	2.19	2.19
330.00	9.43		2.21	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22	2.23	2.23	2.23	2.23	2.24	2.24	2.24	2.24
340.00	9.95		2.27	2.27	2.27	2.27	2.28	2.28	2.28	2.28	2.29	2.29	2.29	2.29	2.29	2.30
350.00	10.50		2.32	2.33	2.33	2.33	2.33	2.33	2.34	2.34	2.34	2.34	2.35	2.35	2.35	2.35
360.00	11.05		2.38	2.38	2.38	2.38	2.39	2.39	2.39	2.39	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.41
370.00	11.63		2.43	2.44	2.44	2.44	2.44	2.45	2.45	2.45	2.45	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
380.00	12.21		2.49	2.49	2.49	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.51	2.51	2.51	2.51	2.52	2.52
390.00	12.81		2.54	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.56	2.56	2.56	2.56	2.57	2.57	2.57	2.57
400.00	13.43		2.60	2.60	2.60	2.61	2.61	2.61	2.61	2.62	2.62	2.62	2.62	2.63	2.63	2.63
410.00	14.06		2.65	2.66	2.66	2.66	2.66	2.67	2.67	2.67	2.67	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68
420.00	14.70		2.71	2.71	2.71	2.72	2.72	2.72	2.72	2.72	2.73	2.73	2.73	2.74	2.74	2.74
430.00	15.36		2.77	2.77	2.77	2.77	2.77	2.78	2.78	2.78	2.78	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79
440.00	16.04		2.82	2.82	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.84	2.84	2.84	2.84	2.85	2.85	2.85
450.00	16.73		2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.89	2.89	2.89	2.89	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90
460.00	17.43	PA1-J P3A2-J 3xPR3-0 3xPS1-0	2.93	2.93	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.95	2.95	2.95	2.95	2.96	2.96	2.96
470.00	18.15	(Separacion entre postes 3 metros)	2.99	2.99	2.99	2.99	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.01	3.01	3.01	3.01	3.02
480.00	18.88		3.04	3.04	3.05	3.05	3.05	3.05	3.06	3.06	3.06	3.06	3.07	3.07	3.07	3.07
490.00	19.63		3.10	3.10	3.10	3.10	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.12	3.12	3.12	3.12	3.13
500.00	20.39		3.15	3.15	3.16	3.16	3.16	3.16	3.17	3.17	3.17	3.17	3.18	3.18	3.18	3.18
510.00	21.16		3.21	3.21	3.21	3.21	3.22	3.22	3.22	3.22	3.22	3.23	3.23	3.23	3.23	3.24
520.00	21.96		3.26	3.27	3.27	3.27	3.27	3.27	3.28	3.28	3.28	3.28	3.29	3.29	3.29	3.29
530.00	22.76		3.32	3.32	3.32	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.34	3.34	3.34	3.34	3.35	3.35
540.00	23.58		3.37	3.38	3.38	3.38	3.38	3.38	3.39	3.39	3.39	3.39	3.40	3.40	3.40	3.40
550.00	24.42		3.43	3.43	3.43	3.44	3.44	3.44	3.44	3.44	3.45	3.45	3.45	3.46	3.46	3.46
560.00	25.27		3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.50	3.50	3.50	3.50	3.51	3.51	3.51	3.51	3.51
570.00	26.14		3.54	3.54	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.56	3.56	3.56	3.56	3.57	3.57	3.57
580.00	27.02		3.60	3.60	3.60	3.60	3.61	3.61	3.61	3.61	3.62	3.62	3.62	3.62	3.62	3.62
590.00	27.91		3.65	3.65	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.67	3.67	3.67	3.67	3.68	3.68	3.68
600.00	28.82		3.71	3.71	3.71	3.71	3.72	3.72	3.72	3.72	3.72	3.73	3.73	3.73	3.73	3.74
610.00	29.75		3.76	3.77	3.77	3.77	3.77	3.77	3.78	3.78	3.78	3.78	3.79	3.79	3.79	3.79
620.00	30.69		3.82	3.82	3.82	3.82	3.83	3.83	3.83	3.83	3.84	3.84	3.84	3.84	3.85	3.85
630.00	31.65		3.87	3.88	3.88	3.88	3.88	3.89	3.89	3.89	3.89	3.90	3.90	3.90	3.90	3.90
640.00	32.62	PS1-L PTH-L PA1-L PA1-L	3.93	3.93	3.93	3.94	3.94	3.94	3.94	3.94	3.95	3.95	3.95	3.95	3.96	3.96
650.00	33.61	PA1-L PA2-L 3xPR3-0 3xPS1-0	3.99	3.99	3.99	3.99	3.99	3.99	4.00	4.00	4.00	4.00	4.01	4.01	4.01	4.01
660.00	34.61	(Separacion entre postes 4 metros)	4.04	4.04	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.06	4.06	4.06	4.06	4.07	4.07	4.07
670.00	35.62		4.10	4.10	4.10	4.10	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.12	4.12	4.12	4.12	4.13
680.00	36.66		4.15	4.16	4.16	4.16	4.16	4.16	4.17	4.17	4.17	4.17	4.18	4.18	4.18	4.18
690.00	37.70		4.21	4.21	4.21	4.22	4.22	4.22	4.22	4.22	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23	4.24
700.00	38.76		4.26	4.27	4.27	4.27	4.27	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.29	4.29	4.29	4.29
710.00	39.84		4.32	4.32	4.32	4.33	4.33	4.33	4.33	4.34	4.34	4.34	4.34	4.35	4.35	4.35
720.00	40.93		4.38	4.38	4.38	4.38	4.38	4.39	4.39	4.39	4.39	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40
730.00	42.04		4.43	4.43	4.44											

## **ANEXO D**

- Cronograma de ejecución de obra.
- Plano de ubicación general.
- Trazo de la línea y red primaria.
- Distribución de estructuras.
- Diagrama unifilar
- .Diagrama Unificar para cortocircuito y flujo de potencia.



## **BIBLIOGRAFIA**

1. NRECA Internacional, Ltd. SETA, "Estrategia Integral de Electrificación Rural".  
Lima – Perú, 1999.
2. Ernesto R. Fontaine, "Evaluación Social de Proyectos",  
12° Edición, México Alfaomega Santiago, 1999.
3. María Checa Luis, "Líneas de Transporte de Energía",  
Marcombo Boixareu Editores – 2ª Edición, 1986.
4. Justo Yanque Montufar, "Técnicas de Alta Tensión",  
Lima – Perú, 2005.
5. Ministerio de Energía y Minas, "Norma Técnica de la Dirección General de Electricidad para la Electrificación Rural",  
Lima – Perú, 2003.
6. Ministerio de Energía y Minas, "Código Nacional de Electricidad - Suministros",  
Lima – Perú, 2001.
7. Viqueira Landa Jacinto, "Redes Eléctricas Representaciones y Servicios de Ingeniería SA",  
México – Copyright, 1985.
8. Juan Bautista Ríos, "Líneas de Transmisión y Subestaciones Eléctricas",  
Lima – Perú, 2005.
9. Gilberto Enriquez Haper, "Técnicas de Alta Tensión",  
Volumen II, Editorial Limusa 2ª Edición Pre - Edición; México, 1978.