

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“DISEÑO DE LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS EN 22,9
KV. PARA LA ELECTRIFICACIÓN DEL DISTRITO DE
SANTA MARÍA DEL VALLE - HUANUCO”**

TESIS

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

PERCY OSCAR SUAREZ LEYVA

PROMOCION (1994-II)

LIMA-PERU

2010

ÍNDICE

PRÓLOGO

Capítulo 1: INTRODUCCIÓN

- 1.1 Objetivo
- 1.2 Alcances
 - 1.2.1 Alcances de Ingeniería de Detalle
 - 1.2.2 Alcances de la Obra
 - 1.2.3 Descripción del Área de la Obra
 - 1.2.3.1 Ubicación
 - 1.2.3.2 Condiciones Climatológicas
 - 1.2.3.3 Vías de Acceso
 - 1.2.3.4 Actividades Económicas Principales
 - a. Sector Agropecuario
 - b. Sector Industrial y Comercial
 - c. Servicios a la Población
 - d. Turismo
 - 1.2.3.5 Localidades que Conforman la Ejecución de Obra

Capítulo 2: EVALUACIÓN DEL ESTUDIO DEFINITIVO

- 2.1 Normas Aplicables
- 2.2 Características Técnicas de Líneas y Redes Primarias
 - 2.2.1 Características Principales del Sistema Eléctrico

- 2.2.2 Línea y Redes Primaria 22,9/13,2 kV
- 2.2.3 Subestaciones de Distribución-SED
- 2.2.4 Conductores
- 2.2.5 Aisladores
- 2.2.6 Subestaciones de Distribución
- 2.2.7 Retenidas y Anclajes
- 2.2.8 Puesta a Tierra
- 2.2.9 Ferretería en General
- 2.3 Características de Líneas Primarias y Derivaciones
- 2.4 Distribución de Estructuras

Capítulo 3: INGENIERÍA DE DETALLE

- 3.1 Cálculos Eléctricos
 - 3.1.1 Introducción
 - 3.1.2 Características Eléctricas del Sistema
 - 3.1.3 Parámetros de los Conductores
 - 3.1.3.1 Resistencia Eléctrica
 - 3.1.3.2 Reactancia Inductiva
 - 3.1.4 Distancias Mínimas de Seguridad
 - 3.1.4.1 Distancia de seguridad entre los conductores en los soportes para el mismo circuito y diferentes circuitos en disposición Vertical y Horizontal:
 - 3.1.4.2 Distancia vertical entre conductores tendidos en diferentes estructuras soporte según normas de la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas (en adelante DGER–MEM)
 - 3.1.4.3 Distancia de seguridad de los alambres, conductores, cables y partes rígidas con tensión no protegidas adyacentes pero no fijadas a edificios y

otras instalaciones a excepción de puentes, tensión entre 750 V. y 23 kV.

Según la Tabla N° 234-1 del Código Nacional de Electricidad – Suministro (en adelante CNE-S)

- 3.1.4.4 Distancia vertical de conductores sobre el nivel del piso, camino, riel o superficie de agua (Según la tabla N° 232-1 del CNE-S)
- 3.1.4.5 Distancia mínima a terrenos boscosos o árboles aislados (DGER-MEM)
- 3.1.4.6 Distancia mínima entre los conductores y sus accesorios bajo tensión y elementos puestos a tierra
- 3.1.5 Determinación del Nivel de Aislamiento
 - 3.1.5.1 Aislamiento por contaminación ambiental
 - 3.1.5.2 Aislamiento por sobretensión a frecuencia industrial en seco
 - 3.1.5.3 Aislamiento por sobretensiones atmosféricas
 - 3.1.5.4 Selección de aisladores para línea primaria (LP) y rede primaria (RP)
- 3.1.6 Niveles de Aislamiento Para las Subestaciones de Distribución
- 3.1.7 Selección de Pararrayos y Seccionadores Fusibles
- 3.1.8 Estudio de Coordinación del Aislamiento
- 3.1.9 Determinación del Número de Desconexiones por cada 50 km al Año
- 3.1.10 Coordinación de la Protección de Interruptores en Baja Tensión
- 3.2 Cálculos Mecánico:
 - 3.2.1 Cálculo Mecánico de Conductores
 - 3.2.1.1 Determinación del esfuerzo de rotura del conductor (EDS) inicial y final
 - a. Procedimiento Gráfico para la Determinación del EDS final
 - b. Hipótesis de Cálculo Mecánico de Conductores
 - 3.2.2 Separación Horizontal Entre Conductores
 - 3.2.3 Selección de Amortiguadores de Vibración
 - 3.2.3.1 Descripción de las Vibraciones Eólicas

- 3.2.3.2 Selección del EDS de la Amortiguación de las Vibración
 - a. Determinación del EDS y Aplicación de Amortiguadores
 - b. Selección del Tipo de Amortiguador
- 3.2.3.3 Sustento Técnico
- 3.2.4 Cálculo Mecánico de Crucetas
- 3.2.5 Cálculo Mecánico de Estructuras – Retenidas
- 3.3 Prestaciones Mecánicas De Estructuras
- 3.4 Planilla final de estructuras
- 3.5 Cálculo de caída de Tensión y Diagrama Unifilar
- 3.6 Protocolo de Pruebas de Materiales y Equipos

Capítulo 4: CÁLCULO, DISEÑO Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

- 4.1 Consideraciones Generales en Líneas y Redes Primarias
- 4.2 Descripción de Sistemas de Puesta a Tierra para Líneas y Redes Primarias
- 4.3 En Subestaciones de Distribución
- 4.4 Estratificación del Terreno

Capítulo 5: METRADO Y PRESUPUESTO

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFÍA

PLANOS

ANEXOS

PRÓLOGO

Capítulo I: INTRODUCCIÓN

El objetivo de la presente Tesis es la elaboración de la Ingeniería de Detalle para la Ejecución de Obra de la “Electrificación de 21 localidades del Distrito de Santa María del Valle Provincia y Departamento de Huánuco”, el cual tiene una demanda proyectada para el año inicial 2009 de 277 kW. y al año final 2028 de 511 kW., el cual será alimentado desde la subestación existente Huánuco, que cuenta con un transformador trifásico de tres devanados de 138/10/22,9 kV – 14/13/5 MVA, donde la salida de 22,9 kV se encuentra sólidamente puesta a tierra.

La ejecución de la obra permitirá el desarrollo socio - económico y agroindustrial de la zona de proyecto beneficiando a 6 895 habitantes y 1 187 abonados

Capítulo II: EVALUACIÓN DEL ESTUDIO DEFINIDO

De la revisión del Estudio Definitivo se obtuvo la información con la que se definieron los parámetros de diseño, especificaciones técnicas de suministro y de montaje para la elaboración de la ingeniería de detalle, a continuación se resumen la información que se tendrá en cuenta.

Descripción del Área del Proyecto:

- Ubicación
- Condiciones Climatológicas
- Vías de Accesos
- Actividades Socioeconómicas

Consideraciones Generales

- Normas Aplicables
- Características Técnicas de las Líneas y Redes Primarias
 - Características Principales del Sistema Eléctrico
 - Líneas y Redes Primarias
 - Subestaciones de Distribución
 - Conductores
 - Aisladores
 - Retenidas y Anclajes
 - Puestas a Tierra
 - Ferretería en General
- Características de las Líneas Primarias y Derivaciones.
- Distribución de Estructuras

Capítulo III: INGENIERÍA DE DETALLE

Con las especificaciones técnicas eléctricas y mecánicas de los materiales adquiridos para la ejecución de la obra (conductores, postes, crucetas, aisladores, amortiguadores, cables de retenida, etc.) se procederá a la definición y actualización de los cálculos eléctricos y mecánicos como, características eléctricas

del sistema, parámetros de los conductores, cálculos mecánicos del conductor, separación horizontal del conductor, selección de amortiguadores de vibración, cálculo mecánico de crucetas, cálculos mecánicos de estructuras y retenidas.

A partir de los cálculos mecánicos de conductores, estructuras, máxima separación horizontal y cálculo de crucetas, se definieron las prestaciones de estructuras (vano viento, vano peso, vano máximo) para postes de concreto.

Las prestaciones de estructuras fueron obtenidas considerando el área de influencia, la altura sobre el nivel del mar y los efectos climatológicos, para este caso de 1600 a 3000 msnm.

Con las prestaciones actualizadas se procederá a la elaboración de las planillas de estructuras según el replanteo topográfico, con dichas planillas se regresará a campo en obra para el replanteo de obra en sí, quedando finalmente las planillas para su ejecución.

Para la ejecución de la obra se realizarán los protocolos de pruebas de todos los materiales y equipos suministrados de este modo verificamos los parámetros de procedencia a fin de garantizar la operatividad de las instalaciones eléctricas

Capítulo IV: CÁLCULO, DISEÑO Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Con las medidas de resistividad del terreno en diferentes sectores de la obra, se ejecutara el cálculo y diseño de puesta a tierra de líneas y redes primarias, donde también se considerará la puesta a tierra de las subestaciones de distribución.

Capítulo V: METRADO Y PRESUPUESTO

Se realizó el metrado y presupuesto de la ingeniería de detalle, el cual tiene que ser comparado con los metrados y presupuestos del diseño definitivo para detectar los adicionales (con precios de diseño y nuevas partidas) así también se detecta los deductivo o menores metrados (Menores metrado y deductivos vinculados) con la aplicación de la norma de metrados se deduce los adicionales y deductivos finales, donde los adicionales no deben pasar del 10%.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO

El objetivo de la presente tesis es la elaboración de la Ingeniería de Detalle para la ejecución de obra “Electrificación de 21 localidades del Distrito de Santa María del Valle, Provincia y Departamento de Huánuco”, (en adelante, la obra) la cual tiene una demanda proyectada para el año inicial 2009 de 277 kW y al año final 2028 de 511 kW, la obra será alimentada desde la subestación existente Huánuco, que cuenta con un transformador trifásico de tres devanados de 138/10/22,9 kV – 14/13/5 MVA, donde la salida de 22,9 kV se encuentra sólidamente puesta a tierra, de una derivación de este devanado se suministra energía a la obra.

La ejecución de la obra permitirá el desarrollo socio - económico y agroindustrial beneficiando a 6 895 habitantes y 1 187 abonados totales (Anexo 1.1 – Pagina 200)

Mediante la ingeniería de Detalle desarrollada en la presente tesis, se deja bien definido los detalles, de tal manera que la ejecución de la obra se realice cumpliendo todas las normas de diseño y los planos definitivos que se adjuntan.

1.2 ALCANCES

1.2.1 Alcances de Ingeniería de Detalle

En la presente tesis de Ingeniería de Detalle para la ejecución de obra, se desarrollan los siguientes puntos:

- Evaluación del estudio definitivo
- Cálculos eléctricos y mecánico
- Prestaciones mecánicas de estructuras
- planilla final de estructuras
- Protocolos de pruebas
- Diseño de la puestas a tierra
- Diagrama unifilar
- Metrado y presupuesto

1.2.2 Alcances de la Obra

Los alcances de las especificaciones para la ejecución de la obra, comprende las siguientes instalaciones:

- | | |
|--|-----------------|
| • Línea Primaria trifásica – 22,9 kV, 3x35 mm ² | 23,55 km |
| • Línea Primaria monofásico de 2 hilos – 22,9 kV, 2x35 mm ² | <u>17,93 km</u> |
| Total de Líneas Primarias | 41,48 km |
- Redes Primaria en 22,9 kV en 21 localidades

1.2.3 Descripción del Área de la Obra

1.2.3.1 Ubicación

La obra se ubica en la provincia y departamento de Huánuco, la misma que se desarrolla en la Región Sierra, tal como se aprecia en el plano N° UBI-01 (Página 138).

1.2.3.2 Condiciones Climatológicas

Las características climatológicas de la obra, registradas por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (Senamhi) son las siguientes:

- Temperatura Máxima Media (°C) 28
- Temperatura Media Anual (°C) 20
- Temperatura Mínima Media (°C) 5
- Velocidad Máxima Promedio del Viento (km/h) 75
- Altitud Máxima (msnm) 2 922
- Altitud Mínima (msnm) 1 866

La información registrada corresponde a la estación:

Estación	Distrito	Longitud	Latitud	Altura (msnm)
Huánuco / 000404/DRE-10	Amarilis	76° 14' W	09°57'S	1 947

Cuadro N° 1-1: Información registrada en el año 2006

Estos datos se obtuvieron de la información recibida por el SENAMHI, Anexo N° 1.2 (Página 201)

1.2.3.3 Vías de Acceso

Los medios de comunicación a la zona del proyecto son los siguientes:

- Carretera Central Lima - La Oroya - Huánuco, asfaltado, la misma que se encuentra en buen estado. Asimismo se cuenta con carreteras afirmadas y trochas carrozables para llegar a todas las localidades del proyecto.
- Vía Aérea mediante vuelos ínter diarios Lima – Huánuco.

Nota: Los caminos de acceso se aprecia en el plano N° UBI-02 (Pagina 139), las mismas que fueron tomadas con GPS (Global Positioning System) - Navegador

1.2.3.4 Actividades Económicas Principales

Entre las actividades económicas principales que se desarrollan en la zona de la obra es la agricultura, la ganadería y el comercio. Estas actividades destacan sobre los demás, a continuación una breve descripción de cada una de ellas.

a. Sector Agropecuario

Las actividades económicas importantes en la zona del proyecto es la proveniente de la actividad agropecuaria, constituyéndose en la generadora de productos y materia a llevarse a las principales ciudades del país, así como para su exportación.

En la actividad agrícola, se tiene los cultivos transitorios como el maíz, papa, haba, tuna, cítricos, plátano y yuca, como los más importantes.

La cercanía de las unidades agropecuarias a los centros poblados donde se encuentran los mercados, determina que la mayor parte de la producción de los principales cultivos transitorios se venda en los mercados.

b. Sector Industrial y Comercial

La actividad comercial es la segunda actividad en importancia y se relaciona principalmente con la venta de artículos de primera necesidad en los mercados; existen además centros de acopio en localidades ubicadas a lo largo de la carretera, donde grupos de agricultores almacenan y ofrecen sus productos directamente a los comerciantes.

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, luz y carreteras.

c. Servicios a la Población

En el área del proyecto existen centros educativos primarios y secundarios. Los servicios de salud se ofrecen a través de centros de salud y postas médicas.

d. Turismo

En el área del proyecto se encuentran zonas turísticas como: Puente Calicanto, Sillacoto, Ruinas de Patahuasi, Quilla Rumi, Achasgoto y Pachagoto.

1.2.3.5 Localidades que Conforman la Ejecución de la Obra

Nº	Localidad	Categoría	Distrito	Provincia
1	San Pedro de Choquecancha	Comunidad	Santa Maria del Valle	Huanuco
2	Conchumayo	Comunidad		
3	Señor de los Milagros	Comunidad		
4	HuagracanCHA	Comunidad		
5	Huanquilla	Comunidad		
6	Ingenio Bajo	Comunidad		
7	Jatun Pucro	Anexo		
8	Santiago de Llacón	Comunidad		
9	San Juan de Lihuari	Comunidad		
10	San Pedro de Macha	Comunidad		
11	Mercenario	Anexo		
12	San Miguel de Mito Quera	Comunidad		
13	Pachabamba	Comunidad		
14	Pacro Yuncan	Anexo		
15	Pichuy	Comunidad		
16	Pomacucho	Comunidad		
17	Ratacocha	Comunidad		
18	San Sebastián de Quera	Comunidad		
19	Santa Rosa de Sirabamba	Comunidad		
20	Tambo de San José	Comunidad		
21	San Isidro de Visag	Comunidad		

Cuadro N° 1-2 (localidades consideradas en la obra)

CAPÍTULO 2

EVALUACIÓN DEL ESTUDIO DEFINITIVO

De la revisión del Estudio Definitivo aprobado, se extrae la información que se detalla a continuación para la elaboración de la ingeniería de detalle.

2.1 NORMAS APLICABLES

Los criterios a emplear en el diseño de las líneas y redes primarias se regirán principalmente por las siguientes normas:

- Código Nacional de Electricidad – Suministros ¹ (en adelante CNE-S)
- Ley de Concesiones Eléctricas ²
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas ³
- R.D. N° 016-2003-EM/DGE ⁴ Especificaciones Técnicas de Montaje de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- R.D. N° 017-2003-EM/DGE ⁴ Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales.
- R.D. N° 018-2003-EM/DGE ⁴ Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.

1. Código Nacional De Electricidad - Suministro 2001, entra en vigencia el 01 julio 2002 y deja sin efecto el Código Eléctrico Nacional aprobado por Resolución Suprema N° 2 del Ministerio de Fomento y Obras Públicas de fecha 05 de enero de 1955 y el Tomo IV "Sistema de Distribución" del Código Nacional de Electricidad aprobado por Resolución Ministerial N° 0303-78-EM/DGE de fecha 30 de mayo de 1978.

2. Ley de Concesiones Eléctricas – Decreto Ley 25844 (19 de noviembre de 1992)

3. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas DECRETO SUPREMO N° 009-93-EM

4. Normas aprobadas con Resolución Directora del Ministerio de Energía y Minas el 30 de diciembre del 2003, pero que entraron en vigencia desde el 01 de Abril del 2004 para proyectos de Electrificación Rural

- R.D. N° 024-2003 EM/DGE ⁵ Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados para Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- R.D. N° 026-2003-EM/DGE ⁵ Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.

Adicionalmente se consulta las siguientes normas internacionales:

- NESC (National Electrical Safety Code).
- RUS (Rural Utilities Service).
- U.S. Bureau of Reclamation - Standard Design.
- VDE 210 (Verband Deutscher Electrotechniker).
- IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).
- CIGRE (Conference International des Grands Resseaux Electriques).
- ANSI (American National Standard Institute).
- IEC (International Electrotechnical Comission).

2.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS

Teniendo en cuenta que la obra, tiene como puntos de alimentación una estructura de la línea primaria en 22,9 kV existente, se considera las siguientes características eléctricas:

5. Normas aprobadas con Resolución Directora del Ministerio de Energía y Minas el 30 de diciembre del 2003, pero que entraron en vigencia desde el 01 de Abril del 2004 para proyectos de Electrificación Rural

2.2.1 Características Principales del Sistema Eléctrico

Las principales características del sistema son las siguientes:

- Tensión nominal del sistema : 22,9/13,2 kV
- Configuración : Trifásico y Monofásico (2 hilos)
- Tensión Máxima de Servicio : 25 kV (60 Hz)
- Factor de Potencia : 0,90 (atraso)
- Conexión del Neutro : Efectivamente puesto a tierra

2.2.2 Línea y Redes Primaria 22,9/13,2 kV

Las líneas y redes primarias estarán compuestas por:

- Línea Primaria trifásica – 22,9 kV, 3x35 mm² 23,55 km
- Línea Primaria monofásico de 2 hilos – 22,9 kV, 2x35 mm² 17,93 km
- Total de Líneas Primarias 41,48 km
- Redes Primaria en 22,9 kV en 21 localidades

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 m (5,5 m a cada lado del eje de la línea) según la Tabla N° 219 del CNE-S

Tension Nominal de la Línea (kV)	Ancho (m)
De 10 a 15	6
20 a 36	11
60 a 70	16
115 a 145	20
Hasta 220	25

Cuadro N° 2-1 TABLA 219 - Ancho de Faja de Servidumbre

Para el caso en que las líneas primarias recorran por zonas sub-urbanas y urbanas, así como las redes primarias, solo se deberá cumplir con las distancias mínimas de seguridad estipuladas en la tabla 234-1 del CNE-S, Anexo N° 2.1 (Página 202)

El equipamiento previsto para las líneas y redes primarias es el siguiente:

- Estructura monoposte, biposte y triposte, con postes de concreto armado centrifugado (en adelante CAC) de 11/200/150/315 y 11/300/150/315
- Estructuras monoposte, biposte y triposte con postes de madera importada 11 m. clase 5 y 6, para zonas de sierra con difícil acceso
- Cruceta de madera tratada de 4,3; 2,4; y 1,2 m de longitud
- Cimentación con terreno propio compactado, para áreas no expuestas a fuertes humedades y cimentación de concreto ciclópeo para áreas muy húmedas.
- Conductores: Aleación de Aluminio (en adelante AAAC) de 35 y 70 mm²
- Aislador de porcelana tipo PIN clase ANSI 56-3 y de suspensión clase ANSI 52-3
- Seccionador fusible tipo expulsión (Cut Out), 27/38 kV, 150 kV-BIL, 100 A.
- Pararrayos Oxido Metálico 24 kV, 10 kA, clase 1
- Retenidas con cable de acero Siemens Martin de 10 mm de diámetro, varilla de anclaje de 2,4 m x 16 mm de diámetro, bloque de anclaje de 0,4 x 0,4 x 0,15 m.
- Puesta a tierra con conductor de Cu 16 mm² tipo PAT-1C y puesta a tierra compuesto por varilla de acero recubierto de cobre de 2,4 m x 16 mm de diámetro y conductor de Cu 16 mm² tipo PAT-1.

2.2.3 Subestaciones de Distribución-SED

Conformado por

- Transformadores de distribución monofásicos en $22,9 \pm 2 \times 2,5\%/0,46-0,23$ kV, de **5, 10, 15 y 25** kVA.
- Seccionador fusible de expulsión tipo Cut Out, 27/38 kV, 150 kV-BIL, 100 A.
- Pararrayos de oxido metálico 24 kV., 10 kA, 150 kV-BIL
- Tablero de distribución para sistema 440/220 V.

- La estructura será monoposte, compuesta por un equipamiento similar al de las líneas y redes primarias descritas anteriormente.
- Puesta a Tierra, se deberá utilizar una puesta a tierra común en la subestación de distribución, para el pararrayos, el neutro de la red primaria y red secundaria, y la carcasa del transformador. Compuesto por una varilla de acero recubierto de cobre de 2,40 m x 16 mm de diámetro, conductor de Cu desnudo de 16 mm² de sección que debe rellenarse con materiales de la zona, como tierra de cultivo cernido, con la finalidad de obtener bajos niveles de puesta a tierra, donde el terreno tenga alta resistividad se deberá agregar contrapesos.
- La resistencia de puesta tierra en las subestaciones de distribución, sin considerar la conexión del neutro de las redes secundarias, deberá ser menor de 25 Ω . (R. D. N° 018-2003-EM/DGE ⁶ “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural” numeral 11,4)

2.2.4 Conductores

La Norma R.D. N° 018-2003-EM/DGE, establece que el material de los conductores para líneas y redes primarias deben ser de Aleación de Aluminio (en adelante AAAC) que consideramos adecuado, frente al cobre que si bien es cierto es abundante en el mercado nacional, su costo y su peso lo tornan inadecuado.

6. Resolución Directoral N° 018-2003-EM/DGE “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural” en adelante R.D. N° 018-2003-EM/DGE

La sección mínima 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.

Capacidad Térmica frente a los Cortocircuitos: El proceso de calentamiento por corriente de cortocircuito se considera de corta duración debido a los cortos tiempos de operación de los dispositivos de protección. En estas condiciones se pueden aceptar que durante el tiempo de duración del cortocircuito, no existe disipación de calor, es decir, todo el calor producido se traduce en calentamiento.

El método propuesto es el recomendado por la Norma Alemana VDE103 ⁷.

En la determinación de los efectos térmicos producidos por los cortocircuitos, se parte del valor medio térmicamente efectivo de la corriente de cortocircuito (I_m), que se define como el valor eficaz de una corriente ideal (puede considerarse continua) que en el tiempo de 1 segundo ganaría el mismo calentamiento que la corriente de cortocircuito (componente alterna más unidireccional) durante el tiempo total de eliminación de la falla.

La norma VDE103, establece que:

$$I_m = I''_{cco} \sqrt{(m+n)\Delta t}$$

7. Norma Alemana VDE 103, Evaluación de la intensidad cuando se presenta un cortocircuito

Tratándose de cierres rápidos seguidos, el valor eficaz equivalente es:

$$I_m = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + \dots + I_i^2}$$

Donde:

- I''_{cco} : Corriente eficaz inicial de cortocircuito
- m : Influencia de la componente unidireccional a través del factor N del gráfico mostrado en la norma VDE. 0102
- n : Influencia de la disminución de I''_{cco} , según el gráfico mostrado en la Norma VDE 0103
- Δt : Tiempo real de eliminación de la falla.

La temperatura máxima de conductores de AAAC, durante el cortocircuito y sometidos a esfuerzos de tracción mayores a 9,8 N/mm², no debe ser mayor de 160°C.

Para la determinación de la densidad máxima de corriente puede asumirse una temperatura inicial de 40 °C según R.D. N° 018-2003-EM/DGE.

Con las temperaturas inicial y máxima indicadas y el gráfico de la Norma VDE 103, se determina las densidades máximas de corriente que podrán alcanzarse. Luego la sección del conductor se obtendrá dividiendo el valor de **I_m** calculado entre la densidad de corriente hallada. Realizando los cálculos correspondientes se concluye que la sección mínima a utilizarse será de 35 mm² AAAC.

Cabe indicar que para vanos mayores de 600 m., se deberá utilizar conductor de las mismas características con una sección de 70 mm².

Además, los conductores para líneas primarias aéreas serán desnudos, de AAAC, fabricados según las prescripciones de las normas ASTM B398, ASTM B399 o IEC 1089, con una capacidad de corriente de 143 A, el cual está sobre la capacidad requerida.

Esfuerzo Mecánico: Los conductores a utilizar en el proyecto no sobrepasarán el 60% de su tiro de rotura, para un EDS=18% y para vanos especiales mayores a 500 m se utilizara un EDS de 10% y 12%; para vanos flojos se empleará un EDS de 5 y 7%.

2.2.5 Aisladores

De acuerdo con los análisis de coordinación de aislamiento y sobre la base de la Norma R.D. N° 026-2003-EM/DGE, se utilizarán aisladores tipo Pin y Suspensión de porcelana, los primeros se instalarán en estructuras de alineamiento y ángulos de desvío topográfico moderados, en estructuras terminales, ángulos de desvío importantes y retención, se utilizarán cadenas de aisladores, compuestas de dos unidades clase ANSI 52-3.

Los aisladores tipo PIN corresponderán a los aisladores de porcelana tipo PIN ANSI 56-3

2.2.6 Subestaciones de Distribución

Las Subestaciones de Distribución serán aéreas monofásicas de $(22,9 \pm 2 \times 2,5\%/0,46-0,23 \text{ kV}$, Fase - Fase) equipadas con seccionadores fusibles tipo expulsión, pararrayos, sistema de puesta a tierra y un tablero de distribución para baja tensión.

2.2.7 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 pueden soportar por sí solas. 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 y anclajes estarán compuestos por los siguientes elementos:

- Cable de acero grado SIEMENS MARTIN de 10 mm² de diámetro.
- Varillas de anclaje con ojal - guardacabo.
- Mordazas preformadas.
- Abrazadera para retenida \varnothing 150 mm x 150 mm x 6.35 mm.
- Bloque de concreto armado.

2.2.8 Puesta a Tierra

Las puestas a tierra estarán conformadas por los siguientes elementos:

- Electrodo de acero recubierto de cobre de 16 mm de diámetro x 2,40 m.
- Conductor de cobre recocido.
- Accesorios de conexión y fijación.

Se instalarán sistemas de puesta a tierra del tipo PAT-1C en todas las estructuras a excepción de aquellas que incluyan seccionamiento o pararrayos, en estas estructuras se empleará sistemas de tierra del tipo PAT-1 con un solo electrodo, el número de PAT-1 con un electrodos será el necesario para obtener los valores de resistencia de puesta a tierra (PAT-1, PAT-2 o PAT-3).

2.2.9 Material de Ferretería

Todos los elementos de fierro 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.

2.3 CARACTERÍSTICAS DE LÍNEAS PRIMARIAS Y DERIVACIONES

Este sistema beneficiará las localidades de San Pedro de Choquecancha, Conchumayo, Señor de los Milagros Garbanzo, Huagracancha, Huanquilla, Ingenio Bajo, Jatun Pucro, Santiago de Llacón, San Juan de Llihuari, San Pedro de Macha, Mercenario, San Miguel de Mito Quera, Pachabamba, Pacro Yuncan, Pichuy, Pomacucho, Ratacocha, San Sebastián de Quera, Santa Rosa de Sirabamba, Tambo de San José y San Isidro Visag; con una longitud total de 41,48 km.

El sistema empleado en las derivaciones es monofásico de dos hilos a excepción de la línea Conchumayo – Huanquilla - Ingenio Bajo – Mercenario – Garbanzo - San Sebastián de Quera - San Pedro de Macha - San Miguel de Mito Quera, la cual es trifásica hasta la derivación a San Sebastián de Quera a partir de la cual pasa a ser monofásico de dos hilos.

De igual forma, la derivación Pomacucho - San Pedro de Choquecancha es trifásico hasta la derivación a San Juan de Llihuari, desde donde pasa a ser monofásico de dos hilos.

La derivación Santa Rosa de Sirabamba es trifásica hasta la derivación Santiago de Llacón, desde la cual pasa a ser monofásico de dos hilos.

El cuadro siguiente muestra las derivaciones correspondientes

Líneas Primarias	Vértice Inicial y Final	Sistema (3 ϕ ó 2 ϕ)	Longitud (km)
Derivación 22,9 kV 3 ϕ y 2 ϕ Conchumayo – Huanquilla - Ingenio Bajo – Mercenario – Garbanzo – San Sebastián de Quera – San Pedro de Macha – San Miguel de Mito Quera	M-0 a Estr. 81	3 ϕ	12,31
	Estr. 81 a M-F	2 ϕ	5,61
Derivación 22,9 kV 2 ϕ Pachabamba - Pacro Yuncan	M-12 a PY-F	2 ϕ	2,22
Derivación 22,9 kV 3 ϕ y 2 ϕ Pomacucho - San Pedro de Choquecancha	M-20 a Estr. 34	3 ϕ	6,55
	Estr.34 a CQ-F	2 ϕ	1,46
Derivación 22,9 kV 2 ϕ Ratacocha	CQ-3 a RT-F	2 ϕ	2,28
Derivación 22,9 kV 2 ϕ Huagracancha	RT-1 a G-F	2 ϕ	0,69
Derivación 22,9 kV 2 ϕ Pichuy	RT-2 a PI-F	2 ϕ	0,89
Derivación 22,9 kV 2 ϕ San Juan de Llihuari	CQ-9 a LL-F	2 ϕ	1,69
Derivación 22,9 kV 3 ϕ y 2 ϕ Santa Rosa de Sirabamba	SI-0 a Estr. 19	3 ϕ	4,69
	Estr. 19 a SI-F	2 ϕ	1,71
Derivación 22,9 kV 2 ϕ San Isidro de Visag	SI-3 a VG-F	2 ϕ	0,42
Derivación 22,9 kV 2 ϕ Santiago de Llacon	SI-7 a LLA-F	2 ϕ	0,24
Derivación 22,9 kV 2 ϕ Jatun Pucro	M-27 a JP-F	2 ϕ	0,72

Cuadro N° 2-2 Relación de líneas primarias.

2.4 DISTRIBUCIÓN DE ESTRUCTURAS

Criterios de Distribución de Estructuras

Los criterios principales que se han utilizado en la distribución de estructuras toman en cuenta las prestaciones definidas para el proyecto, el cálculo mecánico de conductores, la altura de pie de soporte, la distancia de seguridad del conductor al suelo.

Para el tipo de terreno de la obra se consideraron criterios adicionales como:

- Para vanos largos y especiales se ha trabajara con un templado menor, para disminuir la oscilación del conductor con la presencia de vientos bajos y para disminuir el esfuerzo longitudinal de las estructuras.
- Para vanos mayores a 400 m. se utilizará estructuras de anclaje para poder reducir el esfuerzo del conductor.
- En estructura monoposte de líneas trifásicas y monofásicas (dos hilos) para los anclajes, terminales y de ángulo mayor a 30 grados, se utilizará postes de CAC de 11m/300 daN.
- Según los cálculos mecánicos del conductor de 35 mm² AAAC, el vano máximo que puede soportar sin exceder en 60% su máximo esfuerzo, con un EDS de 12% es de 1 147 m, pero por seguridad se plantea que para vanos mayores de 600 m se utilice el conductor de 70 mm² AAAC con postes de CAC de 11m/300 daN.
- Por estar ubicado en la sierra se considero viento de 94 km/h de acuerdo a los vientos máximos según el código nacional de electricidad – zonificación de velocidad del viento (anexos N° 3.2 – pagina 204), con lo que resulta que los postes de CAC de 11m/200 daN para líneas 3Ø pueden soportar hasta un vano viento de 170 m y los postes de CAC de 11m/300 daN hasta 300 m.
- Para las estructuras de un poste por fase (estructuras 2xPS1-0, 2xPR3-0, 2xTS-0, 2xPSEC-0P y P3A2-3), se utilizarán postes de CAC de 11m/200 daN, excepto los que tiene un vano viento mayor a 480 m
- Los amarres de los aisladores tipo PIN no van a estar esforzadas a más de 15° grados hacia delante y 25° grados hacia atrás, caso contrario, se emplearán estructura de anclaje sin retenidas.

- Para estructuras PS1 (alineamiento) y PA1(pequeños ángulos), no serán permitidos vanos peso negativos, caso contrario, se emplearán estructura con cadena de aisladores de suspensión ANSI 52-3
- Para evitar flexión de la espiga del aislador PIN, se limitará la diferencia de tiros en esta a 200 kg, lo cual implica un factor de seguridad mayor a 2 (de acuerdo catálogos, el esfuerzo de rotura de una espiga es aproximadamente 455 kg)
- Se colocarán estructuras de anclaje no mayor a 12 estructuras de suspensión, para limitar los vanos de templado entre estas estructuras.
- Las estructura de anclaje podrán ubicarse en una estructura de ángulo, para líneas trifásicas y monofásicas (dos hilos) se utilizará hasta un ángulo de 15 grados.
- Para fines de línea con subestaciones de distribución, se emplearán postes de CAC de 12/300 daN.

CAPÍTULO 3

INGENIERÍA DE DETALLE

La ingeniería de detalle contempla realizar una revisión de la ingeniería definitiva, a fin de adecuar y actualizar el proyecto a posibles nuevas exigencias, redimensionamientos, cambios en el entorno, nuevas políticas oficiales e incluso nuevos objetivos del proyecto para la ejecución de la obra.

A continuación se realiza la revisión de los cálculos eléctricos y mecánicos con los que se definirá las prestaciones mecánicas de estructuras.

3.1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Con las especificaciones técnicas eléctricas y mecánicas de los materiales adquiridos para la ejecución de la obra (conductores, postes, crucetas, aisladores, amortiguadores, cables de retenida, etc.) se procederá a la definición y actualización de los cálculos eléctricos, según las características eléctricas del sistema, parámetros de los conductores y distancias mínimas de seguridad

3.1.1 Introducción

El presente capítulo muestra el cumplimiento de los cálculos eléctricos de:

- Determinación del nivel de aislamiento
- Niveles de Aislamiento para Subestaciones de Distribución
- Selección de Pararrayos y Seccionadores Fusibles

- Estudio de la coordinación de aislamiento
- Determinación del Número de Desconexiones por cada 50 Km al Año
- Coordinación de la Protección de Interruptores en BT.

3.1.2 Características Eléctricas del Sistema

Para efectos del diseño eléctrico de líneas y redes primarias se tendrán en cuenta las siguientes características que se definen en el punto de diseño que otorga la concesionaria:

Sistema Efectivamente Puesto a Tierra

- Tensión Nominal de la Red : 22,9/13,2 kV.
- Tensión Máxima de Servicio : 25,0 kV.
- Frecuencia Nominal : 60 Hz
- Factor de Potencia : 0,90 (atraso)
- Conexión del Neutro : Efectivamente puesto a tierra

3.1.3 Parámetros de los Conductores

3.1.3.1 Resistencia Eléctrica

La resistencia de los conductores a la temperatura de operación se calculará mediante la siguiente fórmula.

$$R_1 = R_{20} [1 + 0,0036(t_2 - t_1)]$$

Donde:

R_{20} = Resistencia del conductor en c.c. a 20 °C, en ohm/km

t_1 = 20 °C

t_2 = Temperatura máxima de operación, en °C

3.1.3.2 Reactancia Inductiva

Según Norma R.D. N° 018-2003-EM/DGE numeral 6.2.1:

La reactancia inductiva para sistema trifásico equilibrado:

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

Donde:

DMG = Distancia media geométrica, e igual a 1,20 m

R = Radio del conductor, en m

X_L , en ohm/m

La reactancia inductiva para sistemas monofásicos a la tensión entre fases

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

La formula es la misma, pero DMG=2,20 m

3.1.4 Distancias Mínimas de Seguridad

- a) **Distancia de Seguridad entre los conductores en los soportes para el mismo circuito y diferentes circuitos en disposición Vertical y Horizontal:**

Según la Tabla 235-1 del CNE-S la separación horizontal:

Para tensiones entre 750 y 11000 V es 0,40 m.

Para tensiones mayores a 11,00 kV es 0,40+0,01 m/kV en exceso de 11 kV

Por lo tanto:

Para tensión = 22,9 kV se tiene 0,40 + (22,9-11) x 0,01 = 0,52 m

Por seguridad para la obra, según la Norma R.D. N° 018-2003-EM/DGE numeral 3.1 se considera una separación horizontal de 0,70 m.

Según la Tabla 235-5 del CNE-S la separación vertical:

Para tensiones entre 11 000 y 50 000 V.

Para tensión = 22,9 kV se tiene $0,80 + (22,9-11) \cdot 0,01 = 0,92$ m

Por seguridad para la obra, según la Norma R.D. N° 018-2003-EM/DGE numeral 3.1 se considera una separación horizontal de 1,00 m.

b) Distancia vertical entre conductores tendidos en diferentes estructuras soporte según normas DEP/MEM:

Según la Norma R.D. N° 018-2003-EM/DGE numeral 3.6 se establece que:

$$D = 1,20 + 0,0102(FC)(kV1 + kV2 - 50)$$

Donde:

$kV1$ = Máxima tensión entre fases del circuito de mayor tensión, en kV.

$kV2$ = Máxima tensión entre fases del circuito de menor tensión: 25 ó 14,5 kV.

FC = Factor de corrección por altitud.

La distancia vertical mínima entre:

Líneas en 22,9 kV será de 1,20 m y en líneas en 13,2 kV será de 0,90 m

Líneas de 22,9 kV y líneas de menor tensión será de 1,00 m

Según la Tabla N° 233-1 del CNE-S:

Entre conductores de 23 kV. Será de 1,20 m

Entre conductores de 23 kV, sobre cables autosoportados menores a 750 V será de 1,20 m

Entre conductores de 23 kV, sobre conductores de comunicaciones será de 1,80 m

c) Distancia de seguridad de los alambres, conductores, cables y partes rígidas con tensión no protegidas adyacentes pero no fijadas a edificios y otras instalaciones a excepción de puentes entre 750 V y 23 kV

Según la Tabla N° 234-1 del CNE-S

Dist. Vertical sobre techos o proyecciones no accesibles a peatones	5,0 m
Dist. Vertical sobre techos o proyecciones no accesibles a peatones	3,5 m
Dist. Hor. a paredes, proyecciones, balcones ventanas y áreas accesibles	2,5 m
Distancia vertical sobre balcones, techos fácilmente accesibles a peatones	5,0 m
Distancia vertical sobre letreros, carteles, antenas de radio y televisión, sobre pasillos por donde transita el personal	5,0 m

d) Distancia Vertical de conductores sobre el nivel del piso, camino, riel o superficie de agua

Según la Tabla N° 232-1 del CNE-S

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
Calle y caminos en zonas rurales	6,5 m

e) Distancias Mínima a Terreno Boscoso o Árboles Aislados (DEP/MEM)

Distancia vertical entre el conductor inferior y los árboles	2,5 m
Distancia radial entre el conductor y los árboles laterales	0,5 m

Nota:

Las distancias verticales se determinarán a la máxima temperatura (el cambio relativo de longitud se debe al cambio de temperatura, por lo tanto el conductor se dilatara mas a mayor temperatura, por lo que en la hipótesis de máxima temperatura se determinará la mayor distancia vertical)

Las distancias radiales se determinarán a la temperatura en la condición EDS y declinación con carga máxima de viento (cuando declina o disminuye la carga máxima en los conductores existe la mayor probabilidad de que exista oscilación del conductor.

Las distancias radiales podrán incrementarse cuando haya peligro que los árboles caigan sobre los conductores, por lo que es muy importante dejar la faja de servidumbre libre y no se presenten estos casos.

f) Distancia Mínima entre los conductores y sus accesorios bajo Tensión y Elementos puestos a Tierra

$$D = 0,25 \text{ m}$$

Esta distancia no es aplicable a conductor neutro.

Se concluye que los armados utilizados para la distribución cumplen con las condiciones técnicas de seguridad normadas por el código Nacional de Electricidad y las normas estipuladas por la DEP/MEM.

3.1.5 Determinación del Nivel de Aislamiento

Los criterios considerados en la selección del aislamiento son por contaminación ambiental, sobretensiones a frecuencia industrial en seco y sobretensiones atmosféricas

3.1.5.1 Aislamiento por Contaminación Ambiental

Esta solicitud determina la longitud de la línea de fuga fase–tierra requerida en el aislamiento por contaminación ambiental. El área del proyecto se caracteriza por ser una zona con una altitud entre 1 866 a 2 922 msnm expuesta a descargas atmosféricas y presencia de lluvias frecuentes y de gran intensidad, 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 “Recomendaciones para distancia de fuga en los aisladores de porcelana para ambientes contaminados”, que establece niveles de contaminación según características ambientales, para el proyecto corresponde a una distancia de fuga de 16 mm/kV correspondiente a una zona de contaminación muy ligera.

La línea de fuga fase-tierra está dada por la siguiente expresión:

$$L_{fuga} = L_{f0} \times U_{MAX} \times f_{ch}$$

Donde:

L_{fuga} : Longitud de fuga fase-tierra requerida

L_{f0} : Longitud de fuga unitaria en mm/kV_{f-f}

U_{max} : Tensión Máxima de Servicio

f_{ch} : Factor de Corrección por Altura

Zona	msnm	Fch	mm/kV ϕ - ϕ	Umax (kV)	Lfuga
Hasta 3 000 msnm	3 000	1,25	16	25	550

Cuadro N° 3-1 Aislamiento Requerido por Contaminación

3.1.5.2 Aislamiento por Sobretensión a Frecuencia Industrial en Seco

La tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase tierra recomendado según la Norma R.D. N° 018-2003-EM/DGE, es: $V_{fi} = 50$ kV.

3.1.5.3 Aislamiento por Sobretensiones Atmosféricas

A continuación se describe el procedimiento de cálculo del aislamiento requerido por descargas atmosféricas (contorneo inverso “negativo“):

$$V_i = \frac{NBI}{(1 - N \times \sigma) \times \delta}$$

Donde:

NBI : Nivel Básico de Aislamiento (125 kV-BIL)

N : Número de desviaciones estándar alrededor de la media (1,2)

σ : Desviación estándar (2%)

δ : Densidad relativa del aire

$$\delta = \frac{3,92 \times b}{273 + t}$$

$$\log b = \log 76 - \frac{msnm}{18336}$$

Para $t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ Para $msnm = 3\ 000 \text{ m}$ ($\delta = 0,698$)

Obteniéndose los siguientes resultados:

Descripción	NBI (kV)	Vi (kV)
Sistema Eléctrico 22,9/13,2 kV		
Hasta 3 000 msnm	125	184

Cuadro Nº 3-2 Aislamiento por Sobretensiones de Impulso

3.1.5.4 Selección de los Aisladores para la LP y RP

A continuación se muestra una comparación de los resultados obtenidos con respecto a la selección de los aisladores tipo Pin y tipo Suspensión para los casos de porcelana y polimérico:

Requerimientos	Valores Requerido	Porcelana ANSI			Polimérico	
		Pin 56-2	Pin 56-3	2 de 52-3	Suspensión (1)	Pin (2)
Longitud de la línea de fuga L (mm) 4 200 msnm	550	432	533	584	650	650
Aislamiento necesario por sobretensiones A frecuencia industrial Vfi (kV)	50	110/70	25/80	155/50	160/100	125/80
Aislamiento necesario por sobretensiones De impulso Vi (kV)	184	175/225	200/265	245	250/260	200/265

Cuadro Nº 3-3 Selección de los Aisladores para LP y RP

- (1) Aislador de suspensión de goma de silicón, con conexión horquilla y lengüeta
- (2) Aislador tipo pin de goma de silicón

En conclusión, se ha seleccionado el aislador de porcelana tipo pin clase ANSI 56-3 para altitudes de hasta 3 000 msnm. Realizando el análisis dicho aislador pueden trabajar hasta 3 700 msnm. (Altura 3 700 msnm, temperatura 20 °C, $\delta = 0,639$ entonces $V_i=200$ kV). Para el caso de suspensión se selecciona el aislador clase ANSI 52-3, dos por cadena, para toda la línea y red primaria

3.1.6 Niveles de Aislamiento para Subestaciones de Distribución

Los niveles de aislamiento considerados para el diseño de la subestaciones de distribución hasta los 3 000 msnm son los siguientes:

- Tensión Nominal 22,9-13,2 kV.
- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial 50 kV.
- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 ms (interno) 125 kV.
- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 ms (externo) 150 kV.

3.1.7 Selección de Pararrayos y Seccionadores Fusibles

La selección de pararrayos toma en cuenta los niveles de tensión empleados en el proyecto (22,9 kV - trifásico aterrado, 22,9 kV - monofásico aterrado).

La máxima sobretensión temporal que ocurren en un sistema debido a fallas, pueden ser determinadas de la siguiente ecuación:

$$TOV_{SIST} = k.U_{MAX}$$

Donde:

- TOV_{SIST} : Máxima tensión de operación
- K : factor de sobretensión o factor de aterramiento (depende del tipo de aterramiento del neutro del sistema)
- U_{max} : Máxima tensión de operación fase tierra del sistema

El factor de sobretensión consiste en la relación la máxima sobretensión fase tierra a frecuencia fundamental durante una falla fase tierra en cualquier punto del sistema y el valor eficaz de la tensión fase tierra en condiciones normales.

Para sistemas aterrados, $k = 1,4$

Para sistemas aislados, $k = 1,9$

kV	Neutro	K	TOV
22,9	aterrado	1,4	19,44

Cuadro N° 3-4 Cálculo del TOV

Del cuadro anterior, se desprende que para el nivel de tensión de 22,9 kV, los pararrayos recomendados son de 21 y 24 kV, seleccionándose el de 24 kV., siguiendo las recomendaciones y experiencias de la empresa concesionaria del área del proyecto.

3.1.8 Estudio de Coordinación del Aislamiento

Se entiende por coordinación del aislamiento al conjunto de disposiciones que se toman a fin de evitar que las sobretensiones causen daño a los equipos eléctricos y que cuando los arcos de defecto no puedan ser eludidos con medios que resulten económicos sean localizados en puntos del sistema donde produzcan la mínima afectación al funcionamiento y a las instalaciones de éste ultimo.

Por tal razón es imprescindible la instalación de los pararrayos para la adecuada protección de la aislación interna de los transformadores.

Los márgenes mínimos de seguridad recomendado por ANSI, según guía de aplicación C62.2-1981 es:

MP1: Margen del nivel de onda cortada = 120 %

MP2: Margen del nivel básico de aislamiento (BIL) = 120 %

Donde:

$$MP1 = \frac{\text{Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico de onda cortada del equipamiento}}{\text{Nivel de protección del pararrayos para frente de onda cortada}}$$

$$MP2 = \frac{\text{Tensión de sostenimiento nominal de impulso atmosférico del equipamiento}}{\text{Nivel de protección del pararrayos para impulso atmosférico}}$$

El cálculo de coordinación del aislamiento es como sigue:

Características del Sistema

Nivel de tensión : 22,9 kV

Máxima tensión de servicio : 25 kV

Tensión nominal soportable al impulso atmosférico: 150 kV

Características de los Pararrayos:

Tensión Nominal : 24 kV

Nivel de protección al impulso atmosférico : 78,8 kV

Nivel de protección al frente de onda cortada : 86 Kv

Despreciando los efectos de los cables de conexión y la distancia de separación entre los pararrayos a los equipos a ser protegidos, de donde se obtienen los siguientes resultados:

V nominal (kV)	V pararrayos (kV)	MP1	MP2
22,9	24	201%	190%

Cuadro N° 3-5 Márgenes de Seguridad de la Coordinación del Aislamiento

Podemos observar que para los pararrayos analizados, se tienen márgenes de seguridad por encima de los valores mínimos permitidos, con lo que se concluye que no se deberían tener dificultades de aislamiento.

Cálculo del Nivel de Aislamiento de las Estructuras de la Línea y Red Primaria

La mayor causa de salidas fuera de servicio es ocasionada por los flameos producidos por descargas atmosféricas y tormentas eléctricas, los cuales producen sobretensiones directas e inducidas sobre las líneas de distribución, las cuales dependen de los siguientes factores:

- Intensidad, continuidad y duración de las descargas atmosféricas en el altiplano (a 3850 msnm) son intensas en época de tormenta eléctrica
- Los obstáculos en la franja de servidumbre de las líneas son limitados, teniéndose algunas lomas que contribuyen a amortiguar las descargas directas, y reducir la magnitud de las indirectas.
- Las salidas de servicio por cada 100 km/año se reducen cuando se logra un voltaje de flameo al impulso crítico VFIC ⁸, o critical impulse flashover voltaje CFO, (impulso crítico de sobre voltaje) de la línea de 300 kV., motivo por el cual en los diseños de las estructuras se debe tender a obtener dicho valor, por medio de la utilización de aisladores adecuados y crucetas de madera.

8. Normas Norma IEEE Std 1410, Guía Para Mejorar El Comportamiento Bajo Descargas Tipo Rayo De Las Líneas Aéreas De Distribución Eléctrica

- No es conveniente superar los 300 kV., porque el mayor aislamiento en la línea podría ocasionar sobretensiones severas en los equipos.
- Los pararrayos de las subestaciones de distribución proveen un grado de reducción de fláneos por tensiones inducidas, por lo que en la obra, con una cantidad de localidades distribuidas a lo largo de las líneas, los pararrayos contribuyen a mejorar el comportamiento eléctrico
- El aislamiento de las estructuras se logra con la combinación del CFO de sus componentes: aislador y cruceta de madera, la cual contribuye a elevar el aislamiento de la línea y a mejorar el comportamiento eléctrico contra descargas atmosféricas.
- Los pararrayos se deben instalar lo más cerca al equipo, pudiendo instalarse en la tapa del transformador, reduciendo así la longitud del conductor de conexión del pararrayos al borne, minimizando la caída de tensión por las corrientes de descarga de rayos.
- Los CFO considerados por la norma IEEE Std 1410-1997 para las estructuras con aislamiento en serie son los siguientes:

Aislamiento	Componente	CFO
Aislador tipo PIN ANSI 56-2	I	175 kV
Aislador tipo PIN ANSI 56-3	I	200 kV
2 Aisladores campana 53-2 (Porcelana)	I	255 kV
Aire	I	600 kV/m
Poste de CAC	I	0 kV/m
Cruceta de madera mojada c/aislador PIN	II	250 kV/m

Cuadro Nº 3-6 CFO según Norma IEEE Std 1410-1997

- Considerando que se va a utilizar los postes de CAC, que son zonas con apantallamiento natural por recorrer por zona con presencia de árboles, se plantea el uso del aislador tipo PIN clase ANSI 56-3 para compensar el bajo aislamiento del poste. Lo que significa el siguiente nivel de aislamiento:

CFO para el aislador ANSI 56-3	200 kV.
CFO Poste de CAC	<u>0 kV.</u>
Total	200 kV

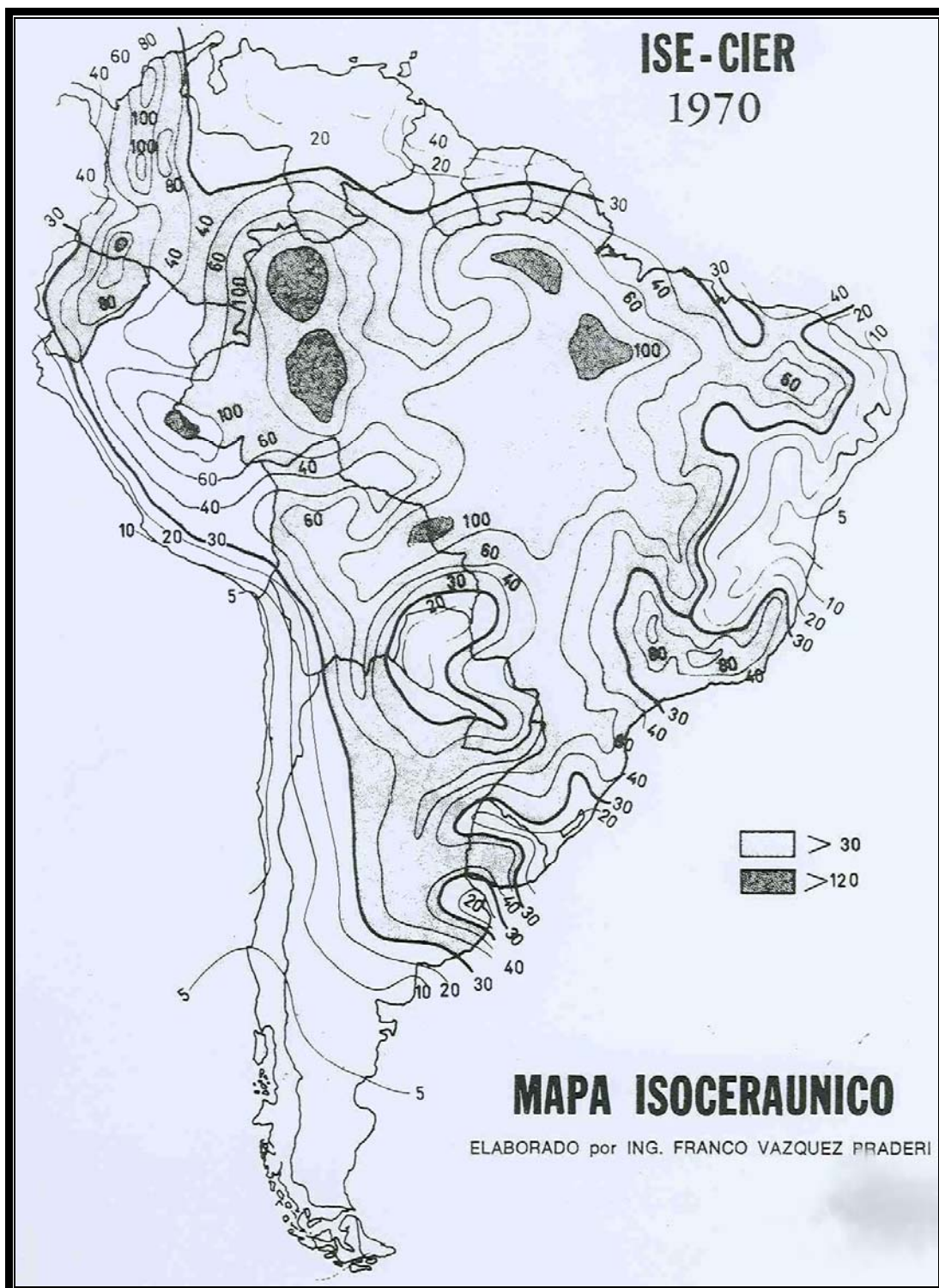
- Los aisladores tipo suspensión propuestos serán clase ANSI 52-3, los cuales tienen un CFO de 255 kV.

Los equipos y accesorios metálicos de las estructuras (seccionadores-fusibles, pararrayos, etc.) contribuyen a reducir el CFO, lo cual se compensa a través de distancias suficientes aisladas y la utilización de pararrayos.

3.1.9 Determinación del número de desconexiones por cada 50 km al año

Para determinar el número de desconexiones por cada 50 km al año, se utilizó la Norma IEEE std 1410, el cual analiza el comportamiento de las líneas aéreas de distribución a las descargas tipo rayo, para lo cual se consideró lo siguiente:

- Las descargas tipo rayo pueden causar flameos por descargas directas y tensiones inducidas por descargas cercanas. Debido a que el diseño de las líneas primarias considera el uso de postes de concreto CAC y aisladores tipo PIN clase ANSI 56-3, se ha obtenido un aislamiento fase tierra de 200 kV, siendo el recorrido de las línea primarias apantallada por la presencia de árboles con una altura mayor de 5 m, por lo que las desconexiones por tensiones inducidas son consideradas nulas según la norma IEEE 1410, lo que significa que el número de salidas serán producidas por las descargas directas.
- El área de proyecto se desarrolla en zona de sierra y selva, con presencia de descargas atmosféricas, la información del número de tormentas por año, se muestran en la Figura siguiente:



Cuadro N° 3-7 Nivel ceraunico (número de días de tormentas por año)

- Del gráfico se obtiene que el nivel ceraunico es de aproximadamente 60 días de tormentas al año, con lo cual se puede hallar la densidad de descargas atmosféricas, según la siguiente ecuación:

$$Ng = 0,04Td^{1,25}$$

Donde:

Td: Número de días de tormentas al año

Reemplazando el valor de *Td* obtenemos:

$$Ng = 6,68 \text{ [descargas/km}^2\text{/año]}$$

El número de descarga /km²/año obtenidos será aplicado al 10% del recorrido de las líneas primarias que se encuentra más expuesto (cruce de lomas o zonas con poca presencia de árboles); mientras que el 90% restante cuenta con apantallamiento natural (recorre por ladera de cerro y con presencia de árboles con altura mayor a 12 m) por lo que se asumió una densidad de una descargas / km²/año.

Para determinar el número de desconexiones por cada 50 km al año se utilizo la siguiente ecuación:

$$N = \frac{Ng(28h^{0,6} + b)}{5}$$

Donde:

- N : Número de desconexiones por cada 50 km/año
- h : Altura libre del poste (Longitud de poste – Empotramiento)
- h : 11 – 1,7 = 9,3
- b : Ancho de la estructura en metros (despreciable)
- Ng* : Densidad de descargas (rayos/km²/año)

Para el 90% de 41,48 km con 1 descargas / km²/año y el 10% de 41.41 km con 6,68 descargas /km²/año se tiene:

$$N = \left(\frac{1(28(9,3)^{0,6} + 0)}{5} \right) \left(\frac{37,332}{50} \right) + \left(\frac{6,68(28(9,3)^{0,6} + b)}{5} \right) \left(\frac{4,148}{50} \right)$$

$$N = 27,77$$

Entonces se concluye que la obra que contará con 41,48 km tendrá de 27 a 28 desconexiones/ año.

Esto sería en el caso de que se tenga los 41.48 km de línea en un solo tramo y toda la línea este expuesta a descargas atmosféricas lo que no es el caso.

3.2 CÁLCULOS MECÁNICOS

Con los especificaciones técnicas eléctricas y mecánicas de los materiales adquiridos para la ejecución de la obra (conductores, postes, crucetas, aisladores, amortiguadores, cables de retenida, etc.), se procederá a la actualización de los cálculos mecánicos del conductor, separación horizontal del conductor, selección de amortiguadores de vibración, calculo mecánico de crucetas, cálculos mecánicos de estructuras y retenidas.

3.2.1 Cálculo Mecánico de Conductores

Los conductores para líneas y redes primarias aéreas serán desnudos, de aleación de aluminio AAAC⁹, fabricados según las prescripciones de las normas ASTM B398, ASTM B399 o IEC 589. La utilización de conductores de aleación de aluminio también es debido a que el área del proyecto está libre de contaminación salina o industrial.

9. Norma R.D. N° 018-2003-EM/DGE, numeral 4.2.1

Las características del conductor utilizado se muestran a continuación:

Nombre	Material	Sección mm ²	Diámetro mm	Coefficiente de dilatación 1°C	Masa Unitaria kg/m	Tiro de rotura kN	Módulo de elasticidad Inicial kN/mm ²	Módulo de elasticidad Final kN/mm ²	Nº de hilos
Aa 35 mm ²	AAAC	35	7,5	0,000023	0,094	10,35	51,382	60,82	7
Aa 70 mm ²	AAAC	70	10,5	0,000023	0,181	20,71	51,382	60,82	19

Cuadro Nº 3-8 Características Técnicas de los Conductores Adquiridos

La sección utilizada de acuerdo al análisis del sistema eléctrico es 35 mm².

Para determinar los vanos máximos en los cuales el conductor no supera un tiro del 60% del tiro de rotura, se efectuó el cálculo mecánico de conductores, con el cual se determinó el gráfico mostrado en los Anexos N° 3.3 y 3.4 (Páginas 205 y 206 respectivamente), donde se observa la variación del tiro en condiciones normales-EDS (en porcentaje de tiro de rotura) con sus respectivos vanos máximos que pueda soportar el conductor en condiciones de máximo esfuerzo sin exceder el tiro de rotura, según los cálculos mecánicos del conductor de 35 mm² AAAC, el vano máximo que puede soportar sin exceder en 60% su máximo esfuerzo, con un EDS de 12% es de **1892 m**, pero por seguridad se plantea que para vanos **mayores de 600 m** se utilice el conductor de **70 mm² AAAC** con postes de **11m/300 daN**.

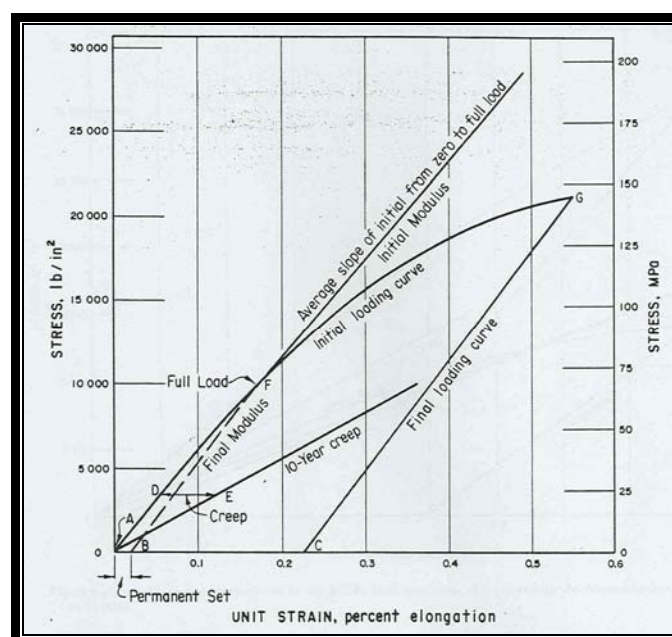
Los cálculos mecánicos de conductores permiten determinar los esfuerzos máximos y mínimos para el conductor en las diferentes hipótesis planteadas, de manera que se pueda diseñar adecuadamente las estructuras de la línea.

3.2.1.1 Determinación del “EDS inicial y final”

En los últimos años se han realizado cálculos mecánicos y distribución de estructuras que suponían como una constante el módulo de elasticidad del

conductor, en la realidad sin embargo las pruebas a los conductores que se hacen para determinar el módulo de elasticidad muestran una variación (deformación) considerable. La primera carga de un conductor forma un diagrama de esfuerzo-deformación ligeramente curvado, es decir que el módulo no es estrictamente constante. Si se continúa la prueba hasta una carga que se acerque al límite elástico y se regrese luego a carga nula, el conductor regresa a la curva de esfuerzo-deformación recta.

Cuando el conductor se instala en las líneas eléctricas y no se somete previamente a la tensión máxima de diseño, se estirará bajo la carga máxima, siguiendo la curva inicial de esfuerzo-deformación; al suprimir la carga, el conductor se contraerá siguiendo el módulo final y no regresará a la longitud inicial por la magnitud de la deformación permanente. Esto da como resultado una flecha ligeramente más grande que aquella a la que se instaló el conductor originalmente. Además el conductor nunca alcanzará la misma tensión máxima si se aplica la misma carga máxima una segunda vez (ver gráfica).



Cuadro N° 3-9 Grafica Esfuerzo-Deformación del Conductor

El diagrama esfuerzo-deformación debe obtenerse por medio de pruebas hechas en los conductores reales, por lo que durante la ejecución de las obras se trabaja con las curvas esfuerzo-deformación propias del conductor que se instalará, las mismas que fueron proporcionados por el fabricante.

El esfuerzo EDS inicial se utiliza para la preparación de la tabla de tensado.

El esfuerzo EDS final se utiliza en la determinación de la posición de amortiguadores.

El esfuerzo EDS final no es constante, sino variable con la longitud del vano y se calculó tomando en cuenta el módulo de elasticidad final y la deformación permanente (permanent set) y el efecto Creep.

a. Procedimiento Gráfico para la Determinación del EDS final

Construcción de las Curvas de Carga “B” y “L”

Sobre el gráfico esfuerzo-deformación se construyen las curvas de carga para las siguientes condiciones:

- Curva B, calculando el esfuerzo para la condición sin carga (peso propio)
- Curva L, calculando el esfuerzo para la condición con carga (peso propio + fuerza del viento)
- Una vez llevadas ambas curvas, se ubican sobre la curva “B” el valor del esfuerzo horizontal (54,2 kN/mm² punto “I” de la gráfica mostrada en el anexo N° 3.5 (Páginas 207 al 209) en la condición EDS inicial a 20 °C.

Determinación del EDS inicial y final con carga a 20 °C

Sobre el gráfico esfuerzo-deformación se coloca el gráfico esfuerzo vs temperatura, haciendo coincidir la curva inicial del conductor (24 h) con el punto "I" de la curva "B" graficada.

El EDS inicial con carga para una temperatura de 20 °C se determina midiendo el valor sobre el eje Y de la intersección "I" entre la curva inicial del conductor (24 h) y la curva "B" graficada.

El EDS final con carga para una temperatura de 20 °C se determina midiendo el valor sobre el eje Y de la intersección F entre la curva a 5 años del conductor y la curva "B" graficada.

En el Anexo N° 3.6 (Página 210) se determina el EDS final del conductor de 35 mm² de AAAC-7 hilos, para vanos de 100, 200 y 250 m respectivamente para las tres zonas en la que el proyecto se desarrolla.

Cabe mencionar que la determinación del EDS final deberá ser verificada durante la etapa de la ingeniería de detalle durante la ejecución de las obras con la utilización de las curvas esfuerzo-deformación obtenidos por medio de pruebas hechas a los conductores que se instalarán en la obra.

Para los conductores a ser utilizados en el presente proyecto se consideran para los diseños los siguientes EDS:

- EDS inicial del 18%
- EDS final seleccionado determinado del método gráfico de 15%.

b. Hipótesis de Cálculo Mecánico de Conductores

Para definir las hipótesis de cálculo mecánico de conductores, se ha tomado información del INEI, Mapa Eólico del Perú y el CNE, las cuales se muestran en los Anexos N° 3.1 y 3.2 (Páginas 203 y 204 Respectivamente), obteniéndose con esto las siguientes hipótesis de cálculo

Hipótesis	I Templado	II Máximo Viento	III Máxima Temperatura	IV Mínima Temperatura
Temperatura (°C)	15	10	45	0
Velocidad de Viento (km/h)	0	94	0	0
Esfuerzo % del Tiro de Rotura	18%	60%	60%	60%

Cuadro N° 3-10 Hipótesis de Cálculo Mecánico de Conductores (1600 y 3000 msnm)

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 primaria, estos cálculos son presentados en los siguientes anexos:

Anexo N° 3.7 (Páginas 211 al 213) Para conductor de 35 mm² de AAAC

Se considera que los conductores de las líneas y redes primarias se han templado a EDS inicial de 18%, verificándose la distribución de estructuras a un EDS final del:

- 15% del tiro de rotura para las líneas primarias
- 5 y 7% del tiro de rotura para los vanos flojos.

Para efectuar los cambios de estado se ha empleado un programa de cómputo que utiliza el método exacto de cálculo, los resultados de los cálculos mecánicos de conductores se muestran en el Anexo N° 3.7

Anexo N° 3.8 (Página 214 al 216) Para conductor de 70 mm² de AAAC

Se considera que los conductores de las líneas y redes primarias se han templado a EDS inicial de 15%, verificándose la distribución de estructuras a un EDS final del:

- 12 y 10% del tiro de rotura para las líneas primarias

Para efectuar los cambios de estado se ha empleado un programa de cómputo que utiliza el método exacto de cálculo, los resultados de los cálculos mecánicos de conductores se muestran en el anexo N° 3.8

3.2.2 Separación Horizontal entre Conductores

Según recomendaciones de la norma DGE, la separación horizontal mínima a mitad de vano se obtiene de:

$$S = 0,00762kV_{\max}f_h + f_e\sqrt{0,3048f} + L_i\text{Sin}\phi$$

Donde:

V máx. (kV _{máx.})	: Tensión máxima
f _e	: Factor de experiencia (1,2)
φ máx(°)	: Angulo de oscilación de la cadena
ℓ(m)	: Longitud de la cadena
S(m)	: Separación horizontal
f(m)	: Flecha del conductor

En el anexo N° 3.9 y 3.10 (Páginas 217 y 218 respectivamente) se muestra la separación horizontal máxima que presentarían los armados de la línea primaria, ya sea entre armados del mismo tipo, ó diferentes armados para la sección de 35 mm² de AAAC; En el anexo N° 3.11 (Pagina 220); se ubica el cálculo realizado, para un conductor de 70 mm².

3.2.3 Selección de Amortiguadores de Vibración

El dimensionamiento, selección y ubicación de los amortiguadores en los vanos depende del diseño del amortiguador, tipo y marca, características del conductor (tensión, peso y diámetro), así como del rango de velocidades de viento. En el mercado existen diversos fabricantes de amortiguadores, para su adquisición el fabricante solicita los datos de la línea, en este informe se presenta el formato de uno de los fabricantes.

3.2.3.1 Descripción de las Vibraciones Eólicas

Los conductores aéreos en las líneas de alta tensión están sujetos a las vibraciones eólicas producidas por vientos permanentes de bajas velocidades (hasta 30 km/h). La frecuencia de vibración depende principalmente del diámetro del conductor y de la velocidad del viento y está determinada por la siguiente expresión:

$$f = 51,5 \frac{V}{Dc}$$

V	Velocidad del viento en km/h
Dc	Diámetro del conductor en milímetros y
f	Frecuencia resultante en Hz

El rango de frecuencias de vibración del conductor es un parámetro importante y determinante en la selección del tipo de amortiguador. Se presenta a continuación los rangos de vibración para diferentes secciones.

Dc (mm) \ V (km/h)	3,6	7,2	5,8	14,4	18,0	21,6	25,2	28,8	32,4
	6	31	62	93	124	154	185	216	247
8	23	46	69	92	116	139	162	185	208

Cuadro Nº 3-11 Frecuencia de Vibración (Hz) en función al Viento y Diámetro del Conductor

Para secciones hasta 19 mm ϕ , la información técnica de los fabricantes recomienda el uso de amortiguadores tipo espiral preformados, ya que tiene un mejor comportamiento ante rangos altos de frecuencia de vibración.

Los valores pico a pico de la amplitud de estas vibraciones producen falla por fatiga en los alambres de los conductores en los puntos de sujeción, siendo el efecto pronunciado en vanos grandes y en zonas abiertas y descampadas en las cuales los vientos permanentes son frecuentes.

La longitud de la onda de vibración (sin considerar el efecto de rugosidad del conductor) está dada por la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{1}{2f} \sqrt{\frac{T_{EDS} g}{Wc}}$$

Donde:

f	Es la frecuencia resultante en Hz
T_{EDS}	La tensión promedio del conductor en N
Wc	El peso unitario del conductor en N/m
g	9,81 m/s ²
λ	La longitud de onda de vibración

A continuación se comentan los métodos y prácticas de éxito probado para contrarrestar el efecto de las vibraciones en conductores.

3.2.3.2 Selección del EDS de la Amortiguación de las Vibraciones

a. Determinación del EDS y Aplicación de Amortiguadores

Con la finalidad de reducir el efecto de la vibración de los conductores, se plantea un Tiro de Templado Final (EDS final) de 15% del tiro de rotura del conductor lo cual permite evitar el uso de amortiguadores en los vanos normales, tal como lo recomienda la Norma VDE 025/5.69¹⁰ y el Boletín RUS 1724E-200¹¹. Este valor de templado tiene una incidencia económica positiva por los siguientes factores:

- 1° Evita el uso de amortiguadores en los vanos normales
- 2° Menor dimensionamiento de las estructuras y conductores
- 3° La configuración topográfica accidentada del terreno contribuye a no afectar el vano promedio de las estructuras

Asimismo se tiene previsto utilizar varillas de armar en los puntos de amarre de los conductores con los aisladores, para contribuir a amortiguar las vibraciones eólicas.

b. Selección del Tipo de Amortiguador

Se ha considerado el uso del amortiguador tipo espiral, el cálculo del número amortiguadores a emplear; así como su configuración o disposición se realiza con el software DULMISION¹²; ingresando datos del conductor, tiro de rotura (en KN), peso (kg/m), sección (mm²), diámetro (mm), configuración del conductor; EDS final; etc. En el siguiente grafico se muestra las ventanas de ingreso de datos del programa:

10. **Norma VDE 025/5.69**, Determinaciones para la construcción de líneas aéreas de energía eléctrica mayores de 1 kV

11. **Boletín RUS 1724E-200** - Manual de diseño para líneas de transmisión de alta tensión. División Eléctrica–Utilidades de Servicio Rural–Departamento de Agricultura de EE.UU.

12. Software DULMISION, calculo de cantidad de amortiguadores

Ventana de ingreso de datos

Vibration Damper Program

Conductor Data | **Line Data** | Dogbone Recommendation | SVD Recommendation

Company:

Line Identification:

Line Voltage (kV): Line Direction:

Line type: Phase Conductor Shield Wire

Number of circuits / shield wires: Single Double Triple

Conductor Configuration: Single **Bundle:** Twin-Vertical Twin-Horizontal Triple Quad Five Six

	Span 1	Span 2	Span 3	Span 4	Span 5	Span 6	Span 7	Span 8
Ruling Span (m)	150	200	250	300	350	400	450	500
Min. Span Length (m)	150	200	250	300	350	400	450	500
Max. Span Length (m)	150	200	250	300	350	400	450	500
Final Tension (kN) @ Avg. Annual Temp.	1,55	1,55	1,55	1,55	1,24	1,24	1,04	1,04

Clear span data <-- Previous Finish -->

Exit Open File Save File Print Form Back

Cuadro N° 3-12 Ingreso de datos (Cálculo de amortiguadores)

Vibration Damper Program

Conductor Data | **Line Data** | Dogbone Recommendation | SVD Recommendation

Unit Type: Imperial Metric

Terrain: Flat Rolling Mountains / Treed

Conductor Type: ACSR AAC AAAC Aluminum Clad Steel Galvanized Steel

Conductor: Sort By: Code Name Size

Code Name: Size:

Diameter: mm Weight: kg/m RTS: kN

Hardware Attachment Type:

Bolted Heliformed Suspension Tie Top

Bolted with Line Guards Heliformed Support Tie Top with Line Guards

Bolted with Armor Rods Tie Top with Armor Rods

Rod Size Data (Change if different)

Catalog No: Rod Diameter: mm Length: mm

Next -->

Exit Open File Save File Back

Cuadro N° 3-13 Ingreso de datos (Cálculo de amortiguadores)

Después de realizar el análisis para cada uno de los conductores empleados (35 y 70 mm² AAAC); y considerando un EDS 15%, 12% y 10 % para algunos vanos mayores a 300 y 500 m. se tiene:

EDS	Conductor de 35 mm ²		Conductor de 70 mm ²	
	Vano	Cantidad de amortiguadores	Vano	Cantidad de amortiguadores
15%	119 a 269	1	123 a 278	1
	269 a 419	2	278 a 434	2
	419 a 570	3	434 a 589	3
	570 a 721	4	589 a 745	4
	721 a 872	5	745 a 901	5
	872 a 1022	6	901 a 1057	6
12%	149 a 336	1	185 a 417	1
	336 a 524	2	417 a 651	2
	524 a 713	3	651 a 884	3
	712 a 901	4	884 a 1118	4
	901 a 1090	5	1118 a 1352	5
	1090 a 1278	6	1352 a 1586	6
10%	177 a 401	1	185 a 417	1
	401 a 625	2	417 a 651	2
	625 a 850	3	651 a 884	3
	850 a 1075	4	884 a 1118	4
	1075 a 1299	5	1118 a 1352	5
	1299 a 1524	6	1352 a 1586	6

Cuadro N° 3-14 Cantidad de Amortiguadores por vano y EDS

La cantidad de amortiguadores son del tipo espiral; cuyo modelo es SVD 0635 para conductor de 35 mm²; y SVD 0830 para conductor de 70 mm²; cuyas especificaciones técnicas se muestran en el Anexo 3.12 (Páginas 221 al 224). En el Anexo 3.13 (Páginas 225 al 226); se muestra el resumen de resultados dado por el programa y a su vez la configuración empleada por cada conjunto de amortiguadores.

3.2.3.3 Sustento Técnico

El presente cálculo se ha basado en las siguientes normas:

- VDE 025 / 5.69, Determinaciones para la construcción de líneas aéreas de energía eléctrica mayores de 1 kV.

- RUS Bulletin 1724E-200, Design Manual for High Voltage Transmission Lines Revised Set 1992
- IEEE 664; guide on the laboratory Measurement of the Power Dissipation Characteristics of Aeolian Vibration Dampers for Single conductors.

También podemos mencionar los siguientes artículos técnicos, los cuales se han tomado como referencia:

- Vibration Dampers - An Evolution in Australia.
- Amortiguadores Stockbridge, Catálogo de Hubbel Power Systems.
- Amortiguadores HQ, Catálogo de Amortiguadores tipo HQ.
- Dogbone Damper, Catálogo de Tyco Electronics.
- Amortiguadores espiral, Catálogo de Tyco Electronics.

3.2.4 Cálculo Mecánico de Crucetas

Crucetas: Para el cálculo se consideró la situación más crítica, como es el esfuerzo vertical:

La fórmula aplicada en el siguiente cálculo es:

$$Vp = \frac{\left(\frac{Ma}{Fsc} - Pad.Bc\right)}{Wo.Bc}$$

Donde:

Vp : Vano peso

Ma : Momento aplicado a la cruceta (Nm)

Fsc : Factor seguridad cruceta condición normal

σ : Esfuerzo de la madera (Mpa)

Bc : Brazo de la cruceta (m)

W_o : Masa unitaria del conductor (kg)

Pad : Peso Adicional (aislador, conductor, un hombre con herramientas)

El cálculo demuestra que el esfuerzo por corte es más crítico que el esfuerzo a la flexión y predomina sobre él, pero el vano peso que se obtiene es más alto de lo que se necesita para las estructuras que utilizan crucetas (alineamiento y ángulos pequeños) , por lo tanto no significa un problema.

Los cálculos se muestran en el Anexo N° 3.14 (Paginas 227 al 231)

3.2.5 Cálculo Mecánico de Estructuras – Retenidas

El cálculo mecánico de estructuras tiene por objetivo determinar las cargas mecánicas aplicadas en los postes, cables de retenida, crucetas y sus accesorios, de tal manera que en las condiciones más críticas, no se supere los esfuerzos máximos previstos en el Código Nacional de Electricidad y complementariamente en las Normas Internacionales.

Formulas aplicadas:

- Momento debido a la carga del viento sobre los conductores (MVC):

$$MVC = P_v \cdot d \cdot \phi_c \cdot \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \cdot \left(\sum h_i\right)$$

- Momento debido a la carga de los conductores (MTC):

$$MTC = 2 \cdot T_c \cdot \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \cdot \left(\sum h_i\right)$$

- Momento debido a la carga de los conductores en estructuras terminales (MTR):

$$MTR = T_c \cdot \left(\sum h_i\right)$$

- Momento debido a la carga del viento sobre la estructura (*MVP*):

$$MVP = \frac{[P_v \cdot h_l^2 \cdot (D_m + 2D_0)]}{600}$$

- Momento debido al desequilibrio de cargas verticales (*MCW*):

$$MCW = (W_c \cdot L \cdot K_r + WCA + WAD) \cdot B_c$$

- Momento total para hipótesis de condiciones normales, en estructura de alineamiento, sin retenidas (*MRN*):

$$MRN = MVC + MTC + MCW + MVP$$

- Momento total en estructuras terminales (*MRN*):

$$MRN = MTC + MVP$$

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

$$RH = \frac{MRN}{3,166 \cdot C3 \cdot 10^{-5}}$$

- Carga crítica en el poste debido a cargas de compresión:

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I}{kl^2} \qquad P_{cr} = \frac{2\pi^2 EI}{\ell^2} \cdot \left(\frac{D_m}{\phi_G} \right)^2$$

Concreto

Madera

- Momento de inercia para postes troncocónicos según Norma ASTM

$$I = \frac{\pi \cdot Dm^3 \cdot Do}{64}$$

- Carga en la punta del poste, en hipótesis de condiciones normales:

$$Q_N = \frac{MRN}{(hl - 0,15)}$$

- Esfuerzo a la flexión en crucetas de madera:

$$R_c = \frac{Ma}{W_s}; \quad w_s = \frac{b(hc)^2}{6}; \quad Ma = (\Sigma Qv)(Bc)$$

- Deflexión de postes:

$$y = \frac{(Ph^3)}{3EI}$$

Donde:

P_v	Presión del viento sobre superficies cilíndricas, en Pa.
d	Longitud del vano-viento, en m.
T_c	Carga del conductor, en N.
ϕ_c	Diámetro del conductor, en m.
\square	Angulo de desvío topográfico, en grados.
D_o	Diámetro del poste en la cabeza, en cm.
D_m	Diámetro del poste en la línea de empotramiento, en cm.
ϕ_G	Diámetro del poste en el punto de aplicación de la retenida
h_l	Altura libre del poste, en m.
h_i	Altura de la carga i en la estructura con respecto al terreno, en m.
h_A	Altura del conductor roto, respecto al terreno, en m.
B_c	Brazo de la cruceta, en m.
K_r	Relación entre el vano-peso y vano-viento.
R_c	Factor de reducción de la carga del conductor por rotura: 0,5 (según CNE).
W_c	Peso del conductor, en N/m.
W_{CA}	Peso del aislador tipo Pin o cadena de aisladores, en N.
W_{AD}	Peso de un hombre con herramientas, igual a 500 N.
C	Circunferencia del poste en la línea de empotramiento en cm.

E	Módulo de Elasticidad del poste, en N/cm ² .
I	Momento de inercia del poste, en cm ² .
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.
hc	Lado de cruceta paralelo a la carga, en cm.
b	Lado de cruceta perpendicular a la carga, en cm.
$\sum Q_v$	Sumatoria de cargas verticales, en N (incluye peso de aislador, conductor y de 1 hombre con herramientas).
P	Carga de trabajo sobre la estructura, en cm.
y	Deflexión en el poste de concreto, en cm

Para el cálculo de la deflexión se ha tomado en cuenta que la deformación permanente no debe exceder el 4% de la longitud útil del poste.

Se ha calculado la deflexión para el caso de postes que no llevan retenidas; y se ha previsto colocar retenidas cuando la deflexión calculada supere o esté cerca al límite considerado para los cálculos ($\delta \leq 4\%h$).

El cálculo de estructuras para cada tipo de armado se muestra en los Anexos N° 3.15 (Páginas 232 al 246) anexo N° 3.16 (Páginas 247 al 255) y anexo N° 3.17 (Páginas 256 al 257) tanto para postes de concreto y madera.

3.3 PRESTACIONES MECÁNICAS DE ESTRUCTURAS

A partir de los cálculos mecánicos de conductores, estructuras, máxima separación horizontal y cálculo de crucetas, se definieron las prestaciones de estructuras (Vano viento, Vano peso, Vano máximo) para postes de concreto y madera.

Las prestaciones de estructuras fueron obtenidas teniendo en cuenta el área de influencia del proyecto (características geográficas y meteorológicas), en este caso de 1600 a 3000 msnm.

Las prestaciones obtenidas para todos los tipos de estructuras se muestran en los anexos N° 3.18, 3.19 y 3.20 (Páginas 258, 259 y 260 respectivamente)

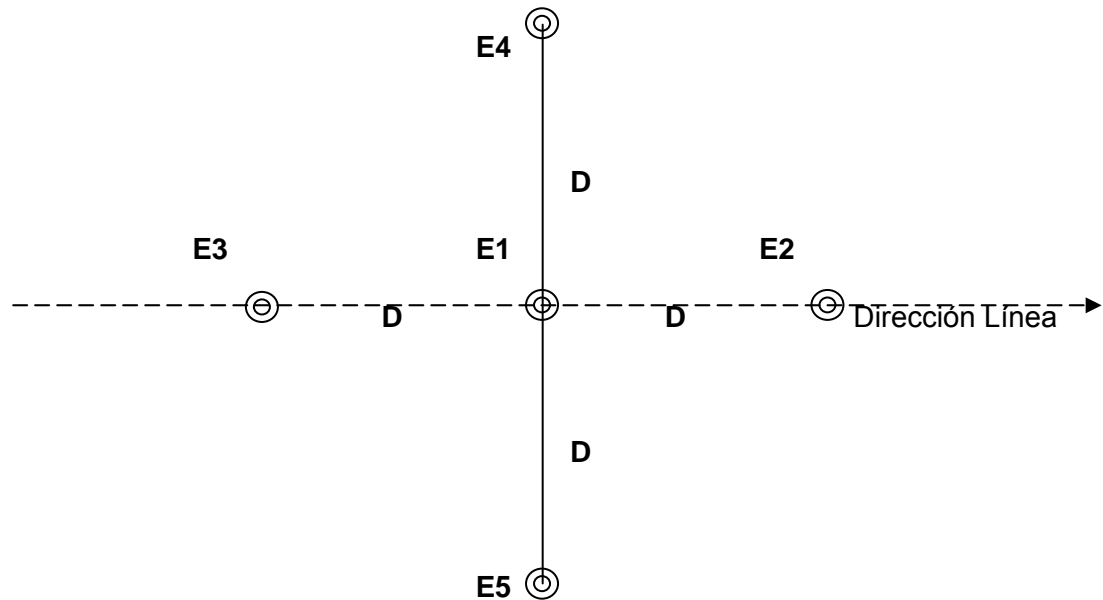
3.4 PLANILLA DE DISTRIBUCIÓN DE ESTRUCTURAS

3.4.1 Líneas Primarias

Con las prestaciones actualizadas de las estructuras, el perfil de terreno de cada tramo de línea primaria, se procedió a la actualización de las planillas, con dichas planillas se regresa a campo en obra para el replanteo, en donde se ubican las estacas para la ubicación de postes retenidas.

La ubicación de las estacas se ubica con un teodolito o estación total teniendo en cuenta los criterios de alineamiento y ángulo:

Estructura de Alineamiento.



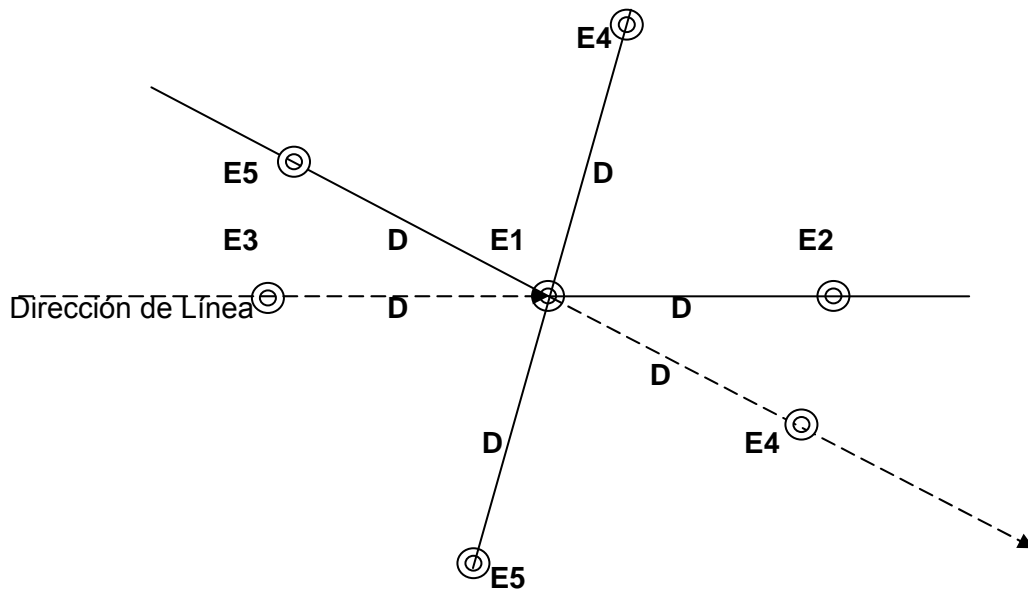
Donde, cada estaca indica lo siguiente:

- E1:** Ubicación de la estructura (poste)
- E2:** Alineamiento hacia adelante
- E3:** Alineamiento hacia atrás
- E4:** Transversal a la derecha
- E5:** Transversal a la izquierda

Todas las estacas van separadas la misma distancia que puede ser 2, 3 ó 4 m. según se determine en campo, se colocan 05 estacas en alineamiento quedando bien identificada la instalación de postes y retenidas de ser el caso.

En la eventualidad que no se encuentre alguna de las 05 estacas, se puede ubicar geoméricamente si fuese necesario.

Estructura de Angulo.



Donde, cada estaca indica lo siguiente:

- E1:** Ubicación de la estructura (poste)
- E2:** Alineamiento hacia adelante
- E3:** Alineamiento hacia atrás
- E4:** Alineamiento hacia adelante en el ángulo
- E5:** Alineamiento hacia atrás en el ángulo
- E6:** Transversal a la Izquierda
- E7:** Transversal a la Derecha

Todas las estacas van separadas la misma distancia que puede ser 2, 3 ó 4 m. según se determine en campo, se colocan 07 estacas en estructura de ángulo, quedando bien identificados la instalación de postes y posibles retenidas ya sea transversal o en los alineamientos de ser el caso.

3.4.2 Redes Primarias

En el caso de las redes primarias se está considerando que no hubo variación en el diseño y las redes primarias de las localidades son las mismas, por lo que las planillas no se ven modificadas y por lo tanto los metrados y presupuestos tampoco sufrirán variación alguna.

Esta consideración de que no se presento variaciones en las redes primarias también nos sirve para explicar los adicionales y deductivos que se presentan cuando el diseño inicial sufre cambios por la necesidad de la ejecución de obra.

A continuación presentamos las planillas de líneas y redes primarias.

INGENIERIA DE DETALLE
PLANILLA DE ESTRUCTURAS DE LÍNEAS PRIMARIAS
INGENIERIA DE DETALLE DE LINEAS Y REDES PRIMARIAS EN 22,9 KV

DENOMINACIÓN	ESTRUCTURA		UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS					CARACTERÍSTICAS DE LAS ESTRUCTURAS							Observaciones			
	Nro	Tipo	Progresiva (m)	Cota (m)	Vértice	Angulo Deflexión	Vano Adelante (m)	Poste Tipo	Vano Peso (m)	Vano Viento (m)	Parametro Catenaria (m)	Cantidad de Retenidas	Cantidad de Amortiguad	Puesta a Tierra		Tipo de Cimentación		
1. Derivación 22,9 kV 3ø y 2ø Conchumayo-Huanquilla-Ingenio Bajo-Mercenario-Garbanzo-San Sebastian de Quera-San Pedro de Macha-San Miguel de Mito Quera 35 mm2 AAAC	63	PS1-3L	9 058,92	1 990,26	-	-	123,16	11/200	173,3	163,0	2022,9	-	-	PAT-1C	CI-B	3. Derivación 22,9 kV 3ø y 2ø Pomacucho-San Pedro de Choquecancha 35 mm2 AAAC, ver plano N° 3. -LP-CHQU. Estructura de Seccionamiento.		
	64	PA2-3	9 182,08	1 996,41	M - 20	-39°24'17.00"	245,01	11/300	278,6	184,2	2022,9	2RI	-/3	PAT-1C	CI-B			
	65	PSEC-3PL	9 427,09	1 991,24	-	-	285,47	11/300	95,2	265,8	2022,9	2RI	-/3	PAT-1	CI-B			
	66	PS1-3L	9 712,56	2 011,58	-	-	77,58	11/300	214,0	182,1	2022,9	-	-	PAT-1C	CI-B			
	67	PRH-3	9 790,14	2 016,78	-	-	427,66	2x11/200	262,1	253,4	2022,9	4RI	-/3	2xPAT-1C	2xCI-B			
	68	PRH-3	10 217,80	2 038,62	-	-	220,71	2x11/200	-67,7	328,2	2022,9	4RI	3/3	2xPAT-1C	2xCI-B			
	69	PS1-3L	10 438,51	2 092,19	-	-	89,23	11/200	269,3	159,2	2022,9	-	-	PAT-1C	CI-B			
	70	PS1-3L	10 527,74	2 109,37	-	-	58,69	11/200	67,5	75,3	2022,9	-	-	PAT-1C	CI-B			
	71	PA1-3L	10 586,43	2 120,90	M - 21	-9°20'34.00"	91,99	11/200	526,6	75,9	2022,9	RI	-	PAT-1C	CI-B			
	72	PS1-3L	10 678,42	2 118,48	-	-	111,82	11/200	121,5	102,0	2022,9	-	-	PAT-1C	CI-B			
	73	PS1-3L	10 790,24	2 114,46	-	-	211,77	11/200	320,1	162,6	2022,9	-	-/3	PAT-1C	CI-B			
	74	PS1-3L	11 002,01	2 090,38	-	-	69,09	11/200	29,6	141,2	2022,9	-	-	PAT-1C	CI-B			
	75	PS1-3L	11 071,10	2 086,33	-	-	224,16	11/200	273,0	147,6	2022,9	-	-/3	PAT-1C	CI-B			
	76	PR3-3L	11 295,26	2 059,87	-	-	254,54	11/300	-136,8	240,6	2022,9	2RI	-/3	PAT-1C	CI-B			
	77	PA2-3	11 549,80	2 078,08	M - 22	-31°41'16.00"	353,25	11/300	499,4	304,6	2022,9	2RI	-/3	PAT-1C	CI-B			
	78	PRH-3	11 903,05	2 066,27	-	-	201,36	2x11/200	-9,9	278,3	2022,9	4RI	-/3	2xPAT-1C	2xCI-B			
	79	PA2-3	12 104,41	2 089,93	M - 23	39°57'50.00"	138,18	11/300	329,0	170,5	2022,9	2RI	-	PAT-1C	CI-B			
	80	PS1-3L	12 242,59	2 092,59	-	-	70,30	11/200	235,9	104,3	2022,9	-	-	PAT-1C	CI-B			
	81	PR3-3L	12 312,89	2 090,94	-	-	233,74	11/300	-96,2	152,6	2022,9	2RI	-/2	PAT-1C	CI-B			
	82	PS1-2(*)	12 546,63	2 111,02	-	-	92,04	11/200	151,8	163,7	2022,9	-	-	PAT-1C	CI-B			
	83	PS1-2(*)	12 638,67	2 120,00	-	-	288,45	11/200	50,1	192,6	2022,9	-	-/2	PAT-1C	CI-B			
	84	PA1-2(*)	12 927,12	2 168,38	M - 24	-7°43'50.00"	64,33	11/200	502,0	178,5	2022,9	RI	-	PAT-1C	CI-B			
	85	PS1-2(*)	12 991,45	2 168,90	-	-	251,65	11/200	185,7	158,1	2022,9	-	-/2	PAT-1C	CI-B			
	86	2xPS1-0	13 243,10	2 167,16	-	-	347,11	2x11/200	382,5	299,9	2022,9	-	-/2	2xPAT-1C	2xCI-B			
	87	2xPR3-0	13 590,21	2 151,78	-	-	253,92	2x11/200	16,9	301,6	2022,9	-	-/2	2xPAT-1C	2xCI-B			
	88	PA1-2*	13 844,13	2 175,35	M - 25	28°14'25.00"	319,02	11/300	673,2	288,0	2022,9	RI	-/2	PAT-1C	CI-B			
	89	2xPS1-0	14 163,15	2 144,42	-	-	235,86	2x11/200	113,4	278,4	2022,9	-	-/2	2xPAT-1C	2xCI-B			
	90	PR3-2(*)	14 399,01	2 141,69	-	-	116,77	11/200	-96,4	176,8	2022,9	-	-	PAT-1C	CI-B			
	91	PS1-2(*)	14 515,78	2 155,41	-	-	60,27	11/200	276,1	89,0	2022,9	-	-	PAT-1C	CI-B			
	92	PS1-2(*)	14 576,05	2 157,10	-	-	66,44	11/200	227,3	63,4	2022,9	-	-	PAT-1C	CI-B			
	93	PA1-2*	14 642,49	2 153,58	M - 26	28°26'24.00"	297,81	11/300	-73,0	182,7	2022,9	RI	-/2	PAT-1C	CI-B			
	94	PR3-2(*)	14 940,30	2 175,75	-	-	161,93	11/300	25,7	233,2	1348,6	2RI	-	PAT-1C	CI-B			
	95	PS1-2(*)	15 102,23	2 218,09	-	-	153,52	11/200	27,8	165,6	1348,6	-	-	PAT-1C	CI-B			
	96	PR3-2(*)	15 255,75	2 274,58	-	-	119,25	11/300	260,3	142,4	2022,9	2RI	-	PAT-1C	CI-B			
	97	2xPR3-0	15 375,00	2 296,73	M - 27	-30°42'56.16"	543,38	2x11/200	404,5	341,2	1348,6	4RI	-/2	2xPAT-1C	2xCI-B			
	98	2xPR3-0	15 918,38	2 420,99	-	-	39,74	2x11/200	-555,8	303,5	2022,9	4RI	2/-	2xPAT-1C	2xCI-B			
	99	PR3-2(*)	15 958,12	2 444,01	-	-	115,77	11/300	431,3	85,5	2022,9	-	-	PAT-1C	CI-B			
	100	PR3-2(*)	16 073,89	2 491,27	-	-	71,61	11/300	499,1	100,1	1348,6	2RI	-	PAT-1C	CI-B			
	101	PS1-2(*)	16 145,50	2 520,55	-	-	149,39	11/200	286,8	92,8	1348,6	-	-	PAT-1C	CI-B			
	102	PA2-2	16 294,89	2 533,34	M - 28	40°12'26.00"	58,30	11/300	179,8	122,8	1348,6	RI	-	PAT-1C	CI-B			
	103	PS1-2(*)	16 353,19	2 540,56	-	-	124,85	11/200	185,3	181,8	1348,6	-	-	PAT-1C	CI-B			
	104	PS1-2(*)	16 478,04	2 554,19	-	-	119,84	11/200	294,5	304,2	1348,6	-	2/-	PAT-1C	CI-B			
	105	PS1-2(*)	16 597,88	2 578,27	-	-	242,83	11/200	444,7	351,1	2022,9	-	-/2	PAT-1C	CI-B			
	106	2xPS1-0	16 840,71	2 554,19	-	-	362,91	2x11/200	294,5	304,2	1348,6	-	2/2	2xPAT-1C	2xCI-B			
	107	2xPR3-0	17 203,62	2 554,19	M - 29	-14°27'47.00"	336,98	2x11/200	294,5	304,2	1348,6	4RI	2/2	2xPAT-1C	2xCI-B			
	108	PR3-2(*)	17 540,60	2 578,27	-	-	116,23	11/300	444,7	351,1	2022,9	2RI	-	PAT-1C	CI-B			
	109	PS1-2(*)	17 656,83	2 577,25	-	-	225,67	11/200	-5,6	227,2	2022,9	-	-/2	PAT-1C	CI-B			
	110	TS-2(*)	17 882,50	2 614,81	M - 30	49°20'42.00"	38,85	11/300	149,6	133,7	786,7	RI	-	PAT-1C	CI-B			
	111	PS1-2(*)	17 921,35	2 624,12	M - F	-	0,00	12/300	227,3	20,1	0,0	-	-	PAT-2	CI-A			
	2. Derivación 22,9 kV 2ø Pachabamba-Pacro Yuncan 2x35 mm2 AAAC	0	DS-2	0,00	2 062,83	M - 12	-	25,07	-	-6,4	12,6	231,2	-	-	-		-	PAT-2 será incluido como parte de RP San Miguel de Mito Quera, ver plano N° RP-12. Estructura proyectada N° 27 de 1. Derivación 22,9 kV 3ø y 2ø Conchumayo-Huanquilla-Ingenio Bajo-Mercenario-Garbanzo-San Sebastian de Quera-San Pedro de Macha-San Miguel de Mito Quera 35 mm2 AAAC, ver plano N° 1. -LP-CONCH. Vano flojo EDS 7%.
		1	PSEC-2P(*)	25,07	2 064,44	-	-	63,04	11/300	-18,0	44,3	715,5	RI	-	PAT-1		CI-B	EDS 15%.Estructura de Seccionamiento.
		2	PA3-2	88,11	2 071,82	PY - 1	-62°26'38.00"	83,75	11/300	59,2	73,9	833,3	2RI	-	PAT-1C		CI-B	EDS 15%.
		3	PS1-2(*)	171,86	2 079,91	-	-	108,85	11/200	8,7	97,7	946,3	-	-	PAT-1C		CI-B	RP Pachabamba, ver plano N° RP-13.
		4	PS1-2(*)	280,71	2 101,16	-	-	72,60	11/200	178,1	92,1	771,8	-	-	PAT-1C		CI-B	
		5	PR3-2(*)	353,31	2 110,81	PY - 2	8°4'1.00"	115,11	11/300	-53,3	96,1	966,3	2RI	-	PAT-1C		CI-B	EDS 15%.
		6	PS1-2(*)	468,42	2 140,01	-	-	107,17	11/200	143,6	114,5	935,4	-	-	PAT-1C		CI-B	
		7	PS1-2(*)	575,59	2 165,11	-	-	84,47	11/200	163,4	98,0	832,6	-	-	PAT-1C		CI-B	
		8	2xPR3-0	660,06	2 181,06	PY - 3	25°7'27.00"	413,80	2x11/200	-13,4	267,6	1054,4	4RI	-/2	2xPAT-1C		2xCI-B	RP Pachabamba, ver plano N° RP-13. EDS 10%.
		9	2xTS-0'	1 073,86	2 349,57	-	-	50,33	2x11m.C-6	508,7	252,7	364,4	2RI	2/-	2xPAT-1C		2xCI-B	Vano flojo EDS 7%.
		10	2xTS-0'	1 124,19	2 374,23	PY - 4	0°22'19.00"	422,82	2x11m.C-6	7,6	252,1	1244,1	2RI	-/2	2xPAT-1C		2xCI-B	EDS 12%.
		11	2xPR3-0'	1 547,01	2 516,73	-	-	196,78	2x11m.C-6	386,3	326,9	1215,0	4RI	2/2	2xPAT-1C		2xCI-B	EDS 15%.
		12	2xPR3-0'	1 743,79	2 575,53	-	-	450,07	2x11m.C-6	118,5	344,8	1515,1	4RI	-/2	2xPAT-1C		2xCI-B	EDS 15%.
		13	2xPR3-0'	2 193,86	2 749,58	PY - 5	-2°17'48.00"	28,99	2x11m.C-6	681,5	257,5	446,8	4RI	2/-	2xPAT-1C		2xCI-B	EDS 15%.
	14	PS1-2(*)	2 222,85	2 760,01	PY - F	-	0,00	11/200	181,7	15,5	0,0	-	-	PAT-1C	CI-B		RP Pacro Yuncan, ver plano N° RP-14.	

INGENIERIA DE DETALLE
PLANILLA DE ESTRUCTURAS DE LÍNEAS PRIMARIAS
INGENIERIA DE DETALLE DE LINEAS Y REDES PRIMARIAS EN 22,9 kV

DENOMINACIÓN	ESTRUCTURA		UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS					CARACTERÍSTICAS DE LAS ESTRUCTURAS							Observaciones	
	Nro	Tipo	Progresiva (m)	Cota (m)	Vértice	Angulo Deflexión	Vano Adelante (m)	Poste Tipo	Vano Peso (m)	Vano Viento (m)	Parametro Catenaria (m)	Cantidad de Retenidas	Cantidad de Amortiguad	Puesta a Tierra		Tipo de Cimentación
3. Derivación 22,9 kV 3ø y 2ø Pomacucho-San Pedro de Choquecancha 35 mm2 AAAC	0	DS-3	0,00	1 996,41	M - 20	-	83,36	-	90,5	41,9	525,7	-	-	-	-	Estructura proyectada N° 64 de 1. Derivación 22,9 kV 3ø y 2ø Conchumayo-Huanquilla-Ingenio Bajo-Mercenario-Garbanzo-San Sebastian de Quera-San Pedro de Macha-San Miguel de Mito Quera 35 mm2 AAAC, ver plano N° 1. -LP-CONCH. Vano flojo EDS 7%. EDS 15%. Estructura de Seccionamiento.
	1	PSEC-3PL	83,36	1 988,25	-	-	136,52	11/300	19,8	110,3	1061,9	RI	-	PAT-1	CI-B	
	2	PS1-3L	219,88	1 993,07	-	-	55,71	11/200	142,8	96,2	670,6	-	-	PAT-1C	CI-B	
	3	PA2-3	275,59	1 994,65	CQ - 1	50°8'13.00"	102,10	11/300	-77,9	79,6	919,1	2RI	-	PAT-1C	CI-B	RP Señor de los Milagros Garbanzo, ver plano N° RP-03.
	4	PS1-3L	377,69	2 009,64	-	-	129,73	11/200	226,4	116,7	1037,5	-	-	PAT-1C	CI-B	
	5	PS1-3L	507,42	2 015,03	-	-	146,03	11/200	190,7	138,0	1094,5	-	-	PAT-1C	CI-B	
	6	PS1-3L	653,45	2 013,76	-	-	161,27	11/200	118,5	153,8	1141,6	-	-	PAT-1C	CI-B	
	7	PS1-3L	814,72	2 017,39	-	-	141,32	11/200	99,3	151,6	1077,6	-	-	PAT-1C	CI-B	
	8	PA1-3L	956,04	2 027,61	CQ - 2	11°15'26.00"	211,26	11/200	215,1	176,7	1266,3	RI	-3	PAT-1C	CI-B	
	9	PR3-3L	1 167,30	2 034,76	-	-	293,98	11/300	-1,0	256,3	1393,8	2RI	-3	PAT-1C	CI-B	EDS 15%.
	10	PS1-3L	1 461,28	2 096,61	-	-	130,25	11/300	220,0	218,4	1020,8	-	-	PAT-1C	CI-B	
	11	PS1-3L	1 591,53	2 134,24	-	-	103,43	11/200	57,4	123,6	896,9	-	-	PAT-1C	CI-B	
	12	PR3-3L	1 694,96	2 176,43	-	-	113,87	11/200	260,7	114,1	964,8	-	-	PAT-1C	CI-B	
	13	PA2-3	1 808,83	2 203,19	CQ - 3	-45°29'	144,04	11/300	264,5	130,6	1086,6	2RI	-	PAT-1C	CI-B	4. Derivación 22,9 kV 2ø Ratacocha 2x35 mm2 AAAC, ver plano N° 4. -LP-RATA.
	14	PS1-3L	1 952,87	2 211,96	CQ - 4	3°21'16.00"	260,63	11/300	385,9	203,2	1354,4	RI	-3	PAT-1C	CI-B	
	15	PRH-3	2 213,50	2 193,36	-	-	449,90	2x11/200	0,6	359,8	1529,2	4RI	-3	2xPAT-1C	2xCi-B	EDS 15%.
	16	PRH-3	2 663,40	2 268,60	-	-	299,07	2x11/200	266,2	384,0	1395,5	-	3/3	2xPAT-1C	2xCi-B	EDS 15%.
	17	PSH-3	2 962,47	2 348,73	-	-	302,64	2x11/200	229,9	314,7	1393,7	-	-3	2xPAT-1C	2xCi-B	EDS 15%.
	18	PA2-3	3 265,11	2 447,16	CQ - 5	-24°40'9.00"	608,05	3x11/300	839,2	465,7	1648,3	6RI	-3	3xPAT-1C	3xCi-B	Separación entre postes 5 m, conductor 70 mm2 AAAC, EDS 12%.
	19	PRH-3	3 873,16	2 479,84	-	-	180,52	2x11/300	193,1	399,2	1180,9	4RI	3/3	2xPAT-1C	2xCi-B	EDS 15%.
	20	PS1-3L	4 053,68	2 523,61	-	-	285,75	11/300	343,6	237,5	1388,0	-	-3	PAT-1C	CI-B	
	21	PS1-3L	4 339,43	2 561,89	-	-	113,14	11/300	331,0	201,1	972,3	-	-	PAT-1C	CI-B	
	22	PS1-3L	4 452,57	2 568,48	-	-	85,60	11/200	211,6	99,6	844,9	-	-	PAT-1C	CI-B	
	23	PA1-3L	4 538,17	2 562,88	CQ - 6	12°34'37.00"	115,59	11/200	69,0	100,8	983,1	RI	-	PAT-1C	CI-B	
	24	PRH-3	4 653,76	2 561,00	-	-	567,87	2x11/200	294,7	344,1	1291,6	4RI	-3	2xPAT-1C	2xCi-B	EDS 12%.
	25	PRH-3	5 221,63	2 572,17	SI-0	-	105,51	2x11/200	128,6	340,8	925,8	4RI	3/-	2xPAT-1C	2xCi-B	8. Derivación 22,9 kV 3ø y 2ø Santa Rosa de Sirabamba 35 mm2 AAAC, ver plano N° 8. -LP-SIRA. EDS 15%.
	26	PA1-3L	5 327,14	2 598,38	CQ - 7	-7°8'43.00"	59,55	11/200	248,1	84,5	693,6	RI	-	PAT-1C	CI-B	
	27	PS1-3L	5 386,69	2 604,76	-	-	212,11	11/200	68,0	136,8	1265,4	-	-3	PAT-1C	CI-B	
	28	PRH-3	5 598,80	2 629,60	CQ - 8	5°17'24.00"	342,31	2x11/200	108,1	282,4	1447,3	4RI	2x11/200	2xPAT-1C	2xCi-B	EDS 15%.
	29	PSH-3	5 941,11	2 703,90	-	-	101,26	2x11/200	314,6	227,9	907,2	-	-	2xPAT-1C	2xCi-B	
	30	PS1-3L	6 042,37	2 729,22	-	-	107,80	11/200	169,3	107,1	943,2	-	-	PAT-1C	CI-B	
	31	PS1-3L	6 150,17	2 748,47	-	-	105,46	11/200	56,2	109,0	927,5	-	-	PAT-1C	CI-B	
	32	PA1-3L	6 255,63	2 773,62	CQ - 9	-9°26'57.00"	73,68	11/200	431,5	91,5	776,6	RI	-	PAT-1C	CI-B	7. Derivación 22,9 kV 2ø San Juan de Lihuari 2x35 mm2 AAAC, ver plano N° 7. -LP-LLIH.
	33	PS1-3L	6 329,31	2 762,38	-	-	218,77	11/200	378,5	150,8	1266,1	-	-3	PAT-1C	CI-B	
	34	PR3-3L	6 548,08	2 703,24	-	-	287,29	11/300	9,2	257,8	1392,5	2RI	-2	PAT-1C	CI-B	EDS 15%.
	35	2xPS1-0	6 835,37	2 681,47	-	-	298,19	2x11/200	193,5	293,6	1407,2	-	-2	2xPAT-1C	2xCi-B	
	36	PS1-2(*)	7 133,56	2 682,30	-	-	145,93	11/200	70,5	223,1	1089,4	-	-	PAT-1C	CI-B	
	37	PS1-2(*)	7 279,49	2 703,02	-	-	274,23	11/200	325,5	211,2	1375,4	-	-2	PAT-1C	CI-B	
	38	PA1-2(*)	7 553,72	2 711,08	CQ - 10	25°17'6.00"	221,98	11/200	378,2	248,8	1287,2	RI	-2	PAT-1C	CI-B	
	39	PS1-2(*)	7 775,70	2 695,79	-	-	237,69	11/200	118,6	230,4	1317,5	-	-2	PAT-1C	CI-B	
40	PA1-2(*)	8 013,39	2 699,91	CQ - F	-	0,00	11/200	141,9	119,0	0,0	RI	-	PAT-1C	CI-B	RP San Pedro de Choquecancha, ver plano N° RP-01.	
4. Derivación 22,9 kV 2ø Ratacocha 2x35 mm2 AAAC	0	DS-2	0,00	2 203,19	CQ - 3	-	29,34	-	-7,5	14,7	262,7	-	-	-	-	Estructura proyectada N° 13 de 3. Derivación 22,9 kV 3ø y 2ø Pomacucho-San Pedro de Choquecancha 35 mm2 AAAC, ver plano N° 3. -LP-CHQU. Vano flojo EDS 7%. EDS 12%. Estructura de Seccionamiento.
	1	PSEC-2PL	29,34	2 205,02	-	-	111,77	11/300	16,6	70,9	831,9	RI	-	2xPAT-1	CI-B	RP Pomacucho, ver plano N° RP-16.
	2	2xPR3-0	141,11	2 214,51	-	-	439,53	2x11/200	-203,1	290,7	1559,6	4RI	-2	2xPAT-1C	2xCi-B	
	3	2xPR3-0	580,64	2 374,18	RT - 1	20°9'3.00"	152,15	2x11/200	731,7	311,3	1109,8	4RI	2/-	2xPAT-1C	2xCi-B	5. Derivación 22,9 kV 2ø Huagrancha 2x35 mm2 AAAC, ver plano N° 5. -LP-HUAG. EDS 15%. Separación entre postes 5 m, conductor 70 mm2 AAAC, EDS 12%.
	4	2xPR3-0	732,79	2 394,71	-	-	689,98	2x11/300	252,2	435,3	1354,3	4RI	2/4	2xPAT-1C	2xCi-B	
	5	2xPR3-0	1 422,77	2 560,82	-	-	107,24	2x11/300	329,3	417,7	902,8	4RI	2/-	2xPAT-1C	2xCi-B	EDS 15%.
	6	PR3-2(*)	1 530,01	2 610,82	-	-	48,01	11/200	358,4	83,9	607,3	-	-	PAT-1C	CI-B	
	7	PR3-2(*)	1 578,02	2 622,43	-	-	209,80	11/300	-40,5	136,0	928,3	-	-2	PAT-1C	CI-B	EDS 10%.
	8	PR3-2(*)	1 787,82	2 695,21	-	-	176,86	11/300	85,5	206,1	1152,9	-	-	PAT-1C	CI-B	EDS 15%.
	9	PR3-2(*)	1 964,68	2 763,19	RT - 2	-1°23'56.00"	185,34	11/300	338,3	190,4	1193,2	-	-2	PAT-1C	CI-B	6. Derivación 22,9 kV 2ø Pichuy 2x35 mm2 AAAC, ver plano N° 6. -LP-PICH.
	10	PS1-2(*)	2 150,02	2 808,74	-	-	126,56	11/200	173,6	161,3	1008,1	-	-	PAT-1C	CI-B	
11	TS-2(*)	2 276,58	2 844,35	RT - F	-	0,00	11/300	349,6	65,8	0,0	RI	-	PAT-1C	CI-B	RP Ratacocha, ver plano N° RP-17.	
5. Derivación 22,9 kV 2ø Huagrancha 2x35 mm2 AAAC	0	DS-2	0,00	2 374,18	RT - 1	-	15,05	-	64,6	8,1	139,4	-	-	-	-	Estructura proyectada N° 3 de 4. Derivación 22,9 kV 2ø Ratacocha 2x35 mm2 AAAC, ver plano N° 4. -LP-RATA. Vano flojo EDS 7%.
	1	2xTS-0	15,05	2 366,66	-	-	577,45	2x11/200	105,5	302,5	1090,3	2RI	-2	2xPAT-1C	2xCi-B	EDS 10%.
	2	2xPR3-0	592,50	2 439,41	-	-	96,53	2x11/200	289,9	343,8	889,1	4RI	2/-	2xPAT-1C	2xCi-B	EDS 15%.
	3	PA2-2	689,03	2 461,70	HG - F	-	0,00	11/300	243,9	49,4	0,0	RI	-	PAT-1C	CII-B	RP Huagrancha, ver plano N° RP-04.

INGENIERIA DE DETALLE
PLANILLA DE ESTRUCTURAS DE LÍNEAS PRIMARIAS
INGENIERIA DE DETALLE DE LINEAS Y REDES PRIMARIAS EN 22,9 kV

DENOMINACIÓN	ESTRUCTURA		UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS					CARACTERÍSTICAS DE LAS ESTRUCTURAS								Observaciones
	Nro	Tipo	Progresiva (m)	Cota (m)	Vértice	Angulo Deflexión	Vano Adelante (m)	Poste Tipo	Vano Peso (m)	Vano Viento (m)	Parametro Catenaria (m)	Cantidad de Retenidas	Cantidad de Amortiguad	Puesta a Tierra	Tipo de Cimentación	
6. Derivación 22,9 kV 2ø Pichuy 2x35 mm2 AAAC	0	DT-2	0,00	2 763,19	RT - 2	-	37,07	-	158,0	19,2	522,8	RI	-	-	-	Estructura proyectada N° 9 de 4. Derivación 22,9 kV 2ø Ratacocha 2x35 mm2 AAAC, ver plano N° 4. -LP-RATA. EDS 15%.
	1	PS1-2(*)	37,07	2 751,57	-	-	141,65	11/200	174,3	91,6	1069,9	-	-	PAT-1C	CI-B	
	2	2xPR3-0	178,72	2 722,63	PI - 1	-21°26'31.00"	628,54	2x11/300	158,6	389,5	1348,3	4RI	-/2	2xPAT-1C	2xCI-B	Separación entre postes 5 m, conductor 70 mm2 AAAC, EDS 12%.
	3	2xPR3-0	807,26	2 726,89	PI - 2	-4°41'43.00"	84,71	2x11/300	355,2	359,5	841,2	4RI	2/-	2xPAT-1C	2xCI-B	EDS 15%.
	4	PA1-2(*)	891,97	2 727,91	PI - F	-	0,00	11/200	56,0	42,4	0,0	RI	-	PAT-1C	CI-B	RP Pichuy, ver plano N° RP-15.
7. Derivación 22,9 kV 2ø San Juan de Lihuari 2x35 mm2 AAAC	0	DT-2	0,00	2 773,62	CQ - 9	-	382,28	-	121,0	191,9	1488,7	RI	-/2	-	-	Estructura proyectada N° 32 de 3. Derivación 22,9 kV 3ø y 2ø Pomacucho-San Pedro de Choquecancha 35 mm2 AAAC, ver plano N° 3. -LP-CHQU. EDS 15%.
	1	2xPR3-0	382,28	2 790,29	-	-	105,63	2x11/200	153,7	245,5	934,2	4RI	-	2xPAT-1C	2xCI-B	EDS 15%.
	2	PSEC-2P(*)	487,91	2 808,32	-	-	191,42	11/300	256,0	149,6	1221,4	-	-/2	PAT-1	CI-B	Estructura de Seccionamiento.
	3	PA1-2(*)	679,33	2 817,12	LL - 1	-18°10'27.00"	42,94	11/200	296,2	117,9	572,2	RI	-	PAT-1C	CI-B	RP Tambo de San José, ver plano N° RP-20.
	4	2xPR3-0	722,27	2 808,31	-	-	660,66	2x11/300	168,8	355,9	1352,8	4RI	-/4	2xPAT-1C	2xCI-B	Separación entre postes 5 m, conductor 70 mm2 AAAC, EDS 12%.
	5	2xPR3-0	1 382,93	2 839,44	-	-	277,37	2x11/300	154,4	478,4	1364,9	4RI	2/2	2xPAT-1C	2xCI-B	EDS 15%.
	6	PS1-2(*)	1 660,30	2 917,87	-	-	26,59	11/200	543,7	157,7	441,3	-	-	PAT-1C	CI-B	
7	PA1-2(*)	1 686,89	2 918,05	LL - F	-	0,00	11/200	16,3	13,3	0,0	RI	-	PAT-1C	CI-B	RP San Juan de Lihuari, ver plano N° RP-09.	
8. Derivación 22,9 kV 3ø y 2ø Santa Rosa de Sirabamba 35 mm2 AAAC	0	DS-3	0,00	2 572,17	SI-0	-	62,07	-	124,4	31,7	442,2	-	-	-	-	Estructura proyectada N° 25 de 3. Derivación 22,9 kV 3ø y 2ø Pomacucho-San Pedro de Choquecancha 35 mm2 AAAC, ver plano N° 3. -LP-CHQU. Vano flojo EDS 7%.
	1	PSEC-3PL	62,07	2 558,74	SI - 1	55°52'16.00"	236,95	11/300	546,6	158,3	1288,5	RI	-/3	PAT-1	CI-B	EDS 15%. Estructura de Seccionamiento.
	2	PR3-3L	299,02	2 470,55	-	-	124,20	11/300	6,3	191,4	997,3	-	-	PAT-1C	CI-B	
	3	P3A2-3	423,22	2 433,01	-	-	898,03	3x11/300	187,8	525,6	1151,5	6RI	-/6	3xPAT-1C	3xCI-B	Separación entre postes 7 m, conductor 70 mm2 AAAC, EDS 10%.
	4	3xTS-0	1 321,25	2 464,18	-	-	28,54	3x11/300	370,9	475,8	446,2	3RI	6/-	3xPAT-1C	3xCI-B	EDS 15%.
	5	TS-3L	1 349,79	2 473,77	SI - 2	21°58'35.00"	151,39	11/300	231,8	90,8	1111,7	RI	-	PAT-1C	CI-B	
	6	PS1-3L	1 501,18	2 474,56	-	-	218,57	11/300	-1,8	186,4	1276,5	-	-/3	PAT-1C	CI-B	
	7	PR3-3L	1 719,75	2 508,25	-	-	240,78	11/300	-1,0	237,7	1300,9	2RI	-/3	PAT-1C	CI-B	EDS 15%.
	8	PA3-3	1 960,53	2 589,22	SI - 3	64°51'6.00"	192,69	11/300	811,5	224,2	1221,3	4RI	-/3	PAT-1C	CI-B	9. Derivación 22,9 kV 2ø San Isidro de Visag 2x35 mm2 AAAC, ver plano N° 9. D-LP-VISA. EDS 15%.
	9	PRH-3	2 153,22	2 564,10	-	-	576,30	2x11/200	180,8	388,0	1293,0	4RI	-/3	2xPAT-1C	2xCI-B	EDS 12%.
	10	PRH-3	2 729,52	2 587,15	SI - 4	-2°13'43.00"	521,22	2x11/300	496,0	554,1	1281,7	4RI	3/3	2xPAT-1C	2xCI-B	EDS 12%.
	11	PRH-3	3 250,74	2 631,55	-	-	113,77	2x11/200	305,5	320,7	971,9	4RI	3/-	2xPAT-1C	2xCI-B	EDS 15%.
	12	PSH-3	3 364,51	2 645,80	SI - 5	-1°51'34.00"	316,87	2x11/200	299,2	216,2	1428,7	-	-/3	2xPAT-1C	2xCI-B	
	13	PRH-3	3 681,38	2 655,74	SI - 6	2°21'47.00"	414,24	2x11/200	107,4	370,8	1506,1	4RI	-/3	2xPAT-1C	2xCI-B	EDS 15%.
	14	PRH-3	4 095,62	2 739,45	-	-	82,54	2x11/200	355,4	254,5	816,6	4RI	3/-	2xPAT-1C	2xCI-B	EDS 15%.
	15	PS1-3L	4 178,16	2 759,30	-	-	98,63	11/200	119,6	92,9	900,7	-	-	PAT-1C	CI-B	
	16	PS1-3L	4 276,79	2 778,84	-	-	274,80	11/300	126,1	190,1	1370,5	-	-/3	PAT-1C	CI-B	
	17	PS1-3L	4 551,59	2 827,31	-	-	97,98	11/300	159,2	191,1	885,7	-	-	PAT-1C	CI-B	
	18	PA1-3L	4 649,57	2 857,63	SI - 7	24°3'43.00"	35,95	11/200	401,7	69,4	522,0	RI	-	PAT-1C	CI-B	10. Derivación 22,9 kV 2ø Santiago de Llacon 2x35 mm2 AAAC, ver plano N° 10. -LP-LLAC. EDS 15%.
	19	PR3-3L	4 685,52	2 854,19	-	-	111,77	11/300	229,6	75,4	956,2	2RI	-	PAT-1C	CI-B	EDS 15%.
	20	PS1-2(*)	4 797,29	2 828,09	-	-	328,90	11m.C-6	299,2	225,3	1435,1	-	-/2	PAT-1C	CI-B	
	21	2xPR3-0'	5 126,19	2 763,16	-	-	317,76	2x11m.C-6	-7,6	327,7	1028,0	4RI	-/2	2xPAT-1C	2xCI-B	EDS 10%.
	22	2xPR3-0	5 443,95	2 778,26	-	-	569,76	2x11/200	411,1	447,5	1291,7	4RI	-/2	2xPAT-1C	2xCI-B	EDS 12%.
	23	2xPR3-0	6 013,71	2 815,43	-	-	85,16	2x11/200	193,9	331,9	828,2	4RI	2/-	2xPAT-1C	2xCI-B	EDS 15%.
	24	2xPS1-0	6 098,87	2 837,72	SI - 8	2°47'24.00"	301,96	2x11/200	225,7	196,8	1408,4	-	-/2	2xPAT-1C	2xCI-B	
25	PA3-2	6 400,83	2 881,21	SI - F	-	0,00	11/300	347,5	152,7	0,0	2RI	-	PAT-1C	CI-B	RP Santa Rosa de Sirabamba, ver plano N° RP-19.	
9. Derivación 22,9 kV 2ø San Isidro de Visag 2x35 mm2 AAAC	0	DT-2	0,00	2 589,22	SI - 3	-	27,29	-	-29,2	13,7	446,7	RI	-	-	-	Estructura proyectada N° 8 de 8. Derivación 22,9 kV 3ø y 2ø Santa Rosa de Sirabamba 35 mm2 AAAC, ver plano N° 8. -LP-SIRA. EDS 15%.
	1	PS1-2(*)	27,29	2 590,06	-	-	276,55	11/200	203,3	152,2	1378,9	-	-/2	PAT-1C	CI-B	
	2	PA3-2	303,84	2 589,98	VG - 1	-77°23'34.00"	37,67	11/300	195,7	157,4	536,8	2RI	-	PAT-1C	CI-B	EDS 15%.
	3	PA1-2(*)	341,51	2 585,17	VG - 2	27°18'14.00"	78,45	11/200	-42,7	58,2	807,0	RI	-	PAT-1C	CI-B	
4	PTH-2(*)	419,96	2 589,91	VG - F	-	0,00	12/300	93,8	39,3	0,0	RI	-	PAT-2	CI-A	PAT-2 será incluido como parte de RP San Isidro de Visag, ver plano N° RP-21.	
10. Derivación 22,9 kV 2ø Santiago de Llacon 2x35 mm2 AAAC	0	DT-2	0,00	2 857,63	SI - 7	-	70,13	-	-146,4	36,1	749,1	RI	-	-	-	Estructura proyectada N° 18 de 8. Derivación 22,9 kV 3ø y 2ø Santa Rosa de Sirabamba 35 mm2 AAAC, ver plano N° 8. -LP-SIRA. EDS 15%.
	1	PS1-2(*)	70,13	2 872,94	-	-	89,21	11/200	205,2	80,8	863,1	-	-	PAT-1C	CI-B	
	2	PA3-2	159,34	2 880,47	LLA - 1	-97°48'4.00"	79,75	11/300	-79,8	88,7	489,5	2RI	-	PAT-1C	CI-B	Vano flojo EDS 7%.
	3	TS-2(*)	239,09	2 915,78	LLA - F	-	0,00	11/300	270,6	44,0	0,0	RI	-	PAT-1C	CI-B	RP Santiago de Llacon, ver plano N° RP-08.
11. Derivación 22,9 kV 2ø Jatun Pucro 2x35 mm2 AAAC	0	DT-2	0,00	2 296,73	M - 27	-	146,41	-	-184,9	75,3	1082,4	RI	-	-	-	Estructura proyectada N° 97 de 1. Derivación 22,9 kV 3ø y 2ø Conchumayo-Huanquilla-Ingenio Bajo-Mercenario-Garbanzo-San Sebastian de Quera-San Pedro de Macha-San Miguel de Mito Quera 35 mm2 AAAC, ver plano N° 1. -LP-CONCH. EDS 15%.
	1	PSEC-2P(*)	146,41	2 330,45	JP - 1	13°42'34.00"	204,57	11/300	-77,9	186,9	1213,2	2RI	-/2	PAT-1	CI-B	EDS 15%. Estructura de Seccionamiento.
	2	PR3-2(*)	350,98	2 418,76	-	-	153,52	11/300	128,6	199,8	1052,1	-	-	PAT-1C	CI-B	Invertir cadena de aisladores.
	3	PR3-2(*)	504,50	2 505,59	-	-	50,80	11/200	340,8	118,5	577,2	-	-	PAT-1C	CI-B	Invertir cadena de aisladores.
	4	PR3-2(*)	555,30	2 538,47	JP - 2	-23°50'41.00"	167,61	11/300	163,8	117,5	1141,4	2RI	-	PAT-1C	CI-B	EDS 15%.
5	TS-2(*)	722,91	2 586,15	JP - F	-	0,00	11/300	414,8	87,3	0,0	RI	-	PAT-1C	CI-B	RP Jatun Pucro, ver plano N° RP-07.	

PLANILLA DE LAS REDES PRIMARIAS - INGENIERIA DE DETALLE

Localidad 15: Pichuy

Nº Estr.	ARMADO (tipo)		VANO (m) Conductor mm² AAAC		POSTE			Tipo de Ciment,	RET, (Cjto)		PAT (Cjto)			Transf, 2ø (kVA) 22,9/0,46-0,23 Kv				Transf, 2ø (kVA) 22,9-10/0,46-0,23 Kv				Transf, 2ø (kVA) 13,2/0,46-0,23 kv				Transf, 1ø (kVA) 13,2/0,46-0,23 Kv			
	Principal	Secundario	1x35	2x35	11/200 daN	12/300 daN	12/300-s		Inc,	Vert,	PAT-1C	PAT-2	PAT-3	5	10	15	25	5	10	15	25	5	10	15	25	5	10	15	25
1.01	PS1-2			103	1						1																		
1.02	PSVE-2			50	1						1																		
1.03	PTH-2	SBM-1P		49		1						1				1													
				202	2	1					1	2	1			1													

Localidad 16: Pomacucho

Nº Estr.	ARMADO (tipo)		VANO (m) Conductor mm² AAAC		POSTE			Tipo de Ciment,	RET, (Cjto)		PAT (Cjto)			Transf, 2ø (kVA) 22,9/0,46-0,23 Kv				Transf, 2ø (kVA) 22,9-10/0,46-0,23 Kv				Transf, 2ø (kVA) 13,2/0,46-0,23 kv				Transf, 1ø (kVA) 13,2/0,46-0,23 Kv			
	Principal	Secundario	1x35	2x35	11/200 daN	12/300 daN	12/300-s		Inc,	Vert,	PAT-1C	PAT-2	PAT-3	5	10	15	25	5	10	15	25	5	10	15	25	5	10	15	25
1.00	DT-2			-																									
1.01	PS1-2			41	1						1																		
1.02	PSVE-2			80	1							1																	
1.03	PSVE-2			62	1							1																	
1.04	TSV-2			7	1							1																	
1.05	PTV-2	SBM-1P		56		1								1															
1.06	PA3-2			50	1					2		1																	
1.07	PSVE-2			61	1							1																	
1.08	PSVE-2			43	1							1																	
1.09	PTV-2	SBM-1P		14		1								1															
				414	7	2				3	3	7		2			1	1											

Localidad 17: Ratacocha

Nº Estr.	ARMADO (tipo)		VANO (m) Conductor mm² AAAC		POSTE			Tipo de Ciment,	RET, (Cjto)		PAT (Cjto)			Transf, 2ø (kVA) 22,9/0,46-0,23 Kv				Transf, 2ø (kVA) 22,9-10/0,46-0,23 Kv				Transf, 2ø (kVA) 13,2/0,46-0,23 kv				Transf, 1ø (kVA) 13,2/0,46-0,23 Kv			
	Principal	Secundario	1x35	2x35	11/200 daN	12/300 daN	12/300-s		Inc,	Vert,	PAT-1C	PAT-2	PAT-3	5	10	15	25	5	10	15	25	5	10	15	25	5	10	15	25
1.01	PS1-2	SBM-2P		23		1						1				1													
				23		1										1													

Localidad 18: San Sebastián de Quera

Nº Estr.	ARMADO (tipo)		VANO (m) Conductor mm² AAAC		POSTE			Tipo de Ciment,	RET, (Cjto)		PAT (Cjto)			Transf, 2ø (kVA) 22,9/0,46-0,23 Kv				Transf, 2ø (kVA) 22,9-10/0,46-0,23 Kv				Transf, 2ø (kVA) 13,2/0,46-0,23 kv				Transf, 1ø (kVA) 13,2/0,46-0,23 Kv			
	Principal	Secundario	1x35	2x35	11/200 daN	12/300 daN	12/300-s		Inc,	Vert,	PAT-1C	PAT-2	PAT-3	5	10	15	25	5	10	15	25	5	10	15	25	5	10	15	25
1.00	DT-2			-																									
1.01	TS-2			39	1						1																		
1.02		SBM-2Pm		19		1						1																	
1.03	TSV-2			22		1						1																	
1.04	PSVE-2			51		1						1																	
1.05	TSV-2			44		1						1																	
1.06	TSV-2			11		1						1																	
1.07	PSVE-2			48		1						1																	
1.08	PTV-2	SBM-1P		37		1								1															
				271	3	5				2	4	6	2																

Localidad 19: Santa Rosa de Sirabamba

Nº Estr.	ARMADO (tipo)		VANO (m) Conductor mm² AAAC		POSTE			Tipo de Ciment,	RET, (Cjto)		PAT (Cjto)			Transf, 2ø (kVA) 22,9/0,46-0,23 Kv				Transf, 2ø (kVA) 22,9-10/0,46-0,23 Kv				Transf, 2ø (kVA) 13,2/0,46-0,23 kv				Transf, 1ø (kVA) 13,2/0,46-0,23 Kv			
	Principal	Secundario	1x35	2x35	11/200 daN	12/300 daN	12/300-s		Inc,	Vert,	PAT-1C	PAT-2	PAT-3	5	10	15	25	5	10	15	25	5	10	15	25	5	10	15	25
1.01	TS-2			80	1						1																		
1.02	TSV-2			57	1							1																	
1.03	PA1VE-2			46	1							1																	
1.04	TSV-2			45	1							1																	
1.05	TSV-2			14	1							1																	
1.06	PA2-2	SBM-2P		48		1								1															
1.07	PS1-2			69	1							1																	
1.08	PS1-2			26	1							1																	
1.09	PA1VE-2			32	1							1																	
1.10	PA3-2			60	1							1																	
1.11		SBM-2Pm		27		1								1															
				504	9	2				3	3	9	2																

Localidad 20: Tambo de San José

Nº Estr.	ARMADO (tipo)		VANO (m) Conductor mm² AAAC		POSTE			Tipo de Ciment,	RET, (Cjto)		PAT (Cjto)			Transf, 2ø (kVA) 22,9/0,46-0,23 Kv				Transf, 2ø (kVA) 22,9-10/0,46-0,23 Kv				Transf, 2ø (kVA) 13,2/0,46-0,23 kv				Transf, 1ø (kVA) 13,2/0,46-0,23 Kv			
	Principal	Secundario	1x35	2x35	11/200 daN	12/300 daN	12/300-s		Inc,	Vert,	PAT-1C	PAT-2	PAT-3	5	10	15	25	5	10	15	25	5	10	15	25	5	10	15	25
1.00	DT-2			-																									
1.01	PA3-2			99	1						2		1																
1.02	PA3-2			66	1						2		1																
1.03	TS-2			56	1						1		1																
1.04	TS-2			35	1						1		1																
1.05	TS-2			70	1							1																	
1.06	TS-2			30	1						1		1																
1.07	PTH-2	SBM-1P		65		1								1															
				421	6	1				7	2	6	1																

Localidad 21: San Isidro de Visag

Nº Estr.	ARMADO (tipo)		VANO (m) Conductor mm² AAAC		POSTE			Tipo de Ciment,	RET, (Cjto)		PAT (Cjto)			Transf, 2ø (kVA) 22,9/0,46-0,23 Kv				Transf, 2ø (kVA) 22,9-10/0,46-0,23 Kv			
----------	---------------	--	--------------------------------	--	-------	--	--	--------------------	-------------	--	------------	--	--	---------------------------------------	--	--	--	--	--	--	--

3.5 CALCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN Y DIAGRAMA UNIFILAR

Con la definición de la configuración, las longitudes de las troncales y derivaciones se elaboró el diagrama unifilar del sistema, como se muestra en el anexo 3.21 (Página 261).

Con la definición de las potencias de cada subestación de las localidades consideradas en la obra se elabora la caída de tensión, la cual se muestra en el anexo 3.22 (Página 262).

3.6 PROTOCOLO DE PRUEBAS DE MATERIALES Y EQUIPOS

Se realizaron los protocolos de pruebas de todos los materiales y equipos suministrados para verificar que cumplan con las características técnicas según normativa de tal forma que se garantice la operatividad del sistema

A continuación se muestran las especificaciones técnicas necesarias de cada uno de los materiales y equipos, así como las especificaciones técnicas garantizadas por cada proveedor, los mismos que son verificados en los protocolos de pruebas realizados en las muestras aleatorias de dichos materiales.

**TABLA N° 3-01
POSTE DE CONCRETO**

N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	FABRICANTE			CAM - PERU
2.0	TIPO		CENTRIFUGADO	CENTRIFUGADO
3.0	NORMAS DE FABRICACION		INDECOPI NTP-339-027	INDECOPI NTP-339-027
4.0	LONGITUD DEL POSTE	m	11 11 12	11 11 12
5.0	DIAMETRO DE LA CIMA	mm	(*) (*) (*)	(*) (*) (*)
6.0	DIAMETRO DE LA BASE	mm)	(*) (*) (*)	(*) (*) (*)
7.0	CARGA DE TRABAJO a 0,15 DE LA CIMA	daN	200 300 300	200 300 300
8.0	COEFICIENTE DE SEGURIDAD		2	2
9.0	MASA POR UNIDAD	Kg	(*) (*) (*)	(*) (*) (*)
10.0	IDENTIFICACION EN BAJO RELIEVE		A 3.0 m DE LA BASE	A 3.0 m DE LA BASE
11.0	IDENTIFICACION IMPRESA INDELEBLE		SEGÚN LO IDENTIFICADO Y SEGÚN REQUERIDO DEL SUMINISTRADOR DE ENERGIA ELECTRICA	SEGÚN LO IDENTIFICADO Y SEGÚN REQUERIDO DEL SUMINISTRADOR DE ENERGIA ELECTRICA

**TABLA N° 3-02
ACCESORIOS DEL CONDUCTOR**

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO (*)
1.0	<u>GRAPA DE ANGULO</u>			
1.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
1.2	NUMERO DE CATALOGOS DEL FABRICANTE			S/N
1.3	MODELO O CODIGO DEL ACCESORIO			CH2012
1.4	MATERIAL DE FABRICACION		ALEACION DE ALUMINIO	ALEACION DE ALUMINIO
1.5	RANGO DE DIAMETROS DE CONDUCTORES INCLUYENDO VARILLAS DE ARMAR	mm	5 - 15	5 - 15
1.6	RANGO DE ANGULO DE UTILIZACION	Grados	30 - 90	30 - 90
1.7	CARGA DE ROTURA MINIMA	kN	70	70
1.8	NORMA DE FABRICACION			ASTM - A153 UNE 21-159
1.9	MASA POR UNIDAD	kg		0.52
2.0	<u>GRAPA DE ANCLAJE</u>			
2.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
2.2	NUMERO DE CATALOGO DEL FABRICANTE			S/N
2.3	MODELO O CODIGO DEL ACCESORIO			CH2009-CH2010
2.4	MATERIAL DE FABRICACION		ALEACION DE ALUMINIO	ALEACION ALUMINIO
2.5	RANGO DE DIAMETRO DE CONDUCTORES	mm	5 - 15	5-15
2.6	CARGA DE ROTURA MINIMA	kN	70	70
2.7	NORMA DE FABRICACION			ASTM - A153, UNE2159
2.8	MASA POR UNIDAD	kg		1.0 -1.45
3.0	<u>MANGUITO DE EMPALME</u>			
3.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
3.2	NUMERO DE CATALOGO DEL FABRICANTE			S/N
3.3	MODELO O CODIGO DEL ACCESORIO			CH3029-CH3030- CH3031-CH3032- CH3033
3.4	MATERIAL		ALEACION DE ALUMINIO	ALEACION ALUMINIO
3.5	SECCION DEL CONDUCTOR	mm2	25 35 50 70 95	25 35 50 70 95
3.6	LONGITUD			175 206 228
3.7	CARGA DE ROTURA MINIMA	kN		SEGÚN NORMA
3.8	NUMERO DE COMPRESIONES REQUERIDAS			4
3.9	MASA POR UNIDAD	kg		0.48 - 0.83

**TABLA N° 3-02
ACCESORIOS DEL CONDUCTOR (Continuación)**

Nº	CARACTERISTICAS	UNID	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
4.0	<u>MANGUITO DE REPARACION</u>			
4.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
4.2	NUMERO DE CATALOGOS DEL FABRICANTE			S/N
4.3	MODELO O CODIGO DEL ACCESORIO			CH3036-CH3040
4.4	MATERIAL		ALEACION DE ALUMINIO	ALEACION DE ALUMINIO
4.5	SECCION DEL CONDUCTOR	mm2	25 35 50 70 95	25 35 50 70 90
4.6	LONGITUD	m		125 150 175 200 226
4.7	CARGA DE ROTURA MINIMA	kN		SEGÚN NORMA
4.8	NUMERO DE COMPRESIONES REQUERIDAS			4
4.9	MASA POR UNIDAD	kg		.38 .52 .64 .72 .84
5.0	<u>AMORTIGUADOR DE VIBRACION</u>			
5.1	FABRICANTE			TYCO ELECTRONICS
5.2	NUMERO DE CATALOGO DEL FABRICANTE			S/N
5.3	MODELO O CODIGO DEL ACCESORIO			CH3006 - CH3009
5.4	MATERIAL DE LA GRAPA DE FIJACION AL CONDUCTOR		ALEACION DE ALUMINIO ZINC	ALEACION DE ALUMINIO ZINC
5.5	MATERIAL DE LAS PESAS			
5.6	MOMENTO DE INERCIA	cm4		2
5.7	SECCION DEL CONDUCTOR	mm2	25 35 50 70 95	25 35 50 70 95
5.8	NORMA DE FABRICACION			IEC 61897
5.9	MASA POR UNIDAD	kg		.95 1.5 1.9 2.8
6.0	<u>GRAPA DE DOBLE VIA</u>			
6.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
6.2	NUMERO DE CATALOGO DEL FABRICANTE			S/N
6.3	MODELO O CODIGO DEL ACCESORIO			S. CODIGO
6.4	MATERIAL DE FABRICACION		ALUMINIO	ALEACION DE ALUMINIO
6.5	SECCION DEL CONDUCTOR	mm2	25 35 50 70 95	25 35 50 70 95
6.6	TORQUE DE AJUSTE RECOMENDADO	N-m		20 20 20 40 40
6.7	DIMENSIONES (Adjuntar planos)	mm		VER LAMINA
6.8	NORMA DE FABRICACION			UNE 2159
6.9	MASA POR UNIDAD	kg		0.05 – 0.125

**TABLA N° 3-02
ACCESORIOS DEL CONDUCTOR (Continuación)**

N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
7.0	<u>VARILLA DE ARMAR SIMPLE</u>			
7.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
7.2	NUMERO DE CATALOGO DEL FABRICANTE			S/N
7.3	MODELO O CODIGO DEL ACCESORIO			VFAAS00
7.4	MATERIAL		ALEACION DE ALUMINIO	ALEACION DE ALUMINIO
7.5	DIMENSIONES (Adjuntar planos)	mm		VER LAMINA
7.6	SECCION DE CONDUCTOR A APLICARSE	mm ²	25 35 50 70 95	25 35 50 70 95
7.7	NUMERO DE ALAMBRES			7 9 9 10 11
7.8	MASA POR UNIDAD	kg		.21 .29 .32 .58 .70
8.0	<u>VARILLA DE ARMAR DOBLE</u>			
8.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
8.2	NUMERO DE CATALOGO DE FABRICANTE			S/N
8.3	MODELO O CODIGO DEL ACCESORIO			VFAAD00
8.4	MATERIAL		ALEACION DE ALUMINIO	ALEACION DE ALUMINIO
8.5	DIMENSIONES (Adjuntar Planos)			SI
8.6	SECCION DEL CONDUCTOR A APLICARSE	mm ²	25 35 50 70 95	25 35 50 70 95
8.7	NUMERO DE ALAMBRES			7 9 9 10 11
8.8	MASA POR UNIDAD	kg		.27 .37 .4 .71 .85

TABLA N° 3-03
ACCESORIOS METALICOS PARA POSTES Y CRUCETAS

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO (*)
1.0	<u>PERNOS MAQUINADOS</u>			
1.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE ACERO
1.2	MATERIAL DE FABRICACION		ACERO	
1.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
1.4	NORMA DE FABRICACION	ANSI C 135.1		ANSI C 135.1
1.5	CARGA DE ROTURA MINIMA			
1.5.1	PERNO DE 13 mm	kN	35	35
1.5.2	PERNO DE 16 mm	kN	55	55
1.6	MASA POR UNIDAD			
1.6.1	PERNO DE 13 mm Diám. x 152,4 mm	kg		0.35
1.6.2	PERNO DE 16 mm Diám. x 254 mm	kg		0.48
1.6.3	PERNO DE 16 mm Diám. x 304,8 mm	kg		0.56
1.6.4	PERNO DE 16 mm Diám. x 355,6 mm	kg		0.62
1.6.5	PERNO DE 16 mm Diám. x 406,4 mm	kg		0.70
1.6.6	PERNO DE 16 mm Diám. x 457,2 mm	kg		0.78
2.0	<u>PERNO OJO</u>			
2.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE ACERO
2.2	MATERIAL DE FABRICACION		ACERO	
2.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
2.4	DIMENSIONES			
2.4.1	LONGITUD	mm	250	250
2.4.2	DIAMETRO	mm	16	16
2.5	NORMA DE FABRICACION	ANSI C 135.4		ANSI C 135.4
2.6	CARGA MINIMA DE ROTURA	kN	55	55
2.7	MASA POR UNIDAD	kg		0.62 – 0.70
3.0	<u>TUERCA – OJO</u>			
3.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE A°G°
3.2	MATERIAL DE FABRICACION			
3.3	CLASE DE GALVANIZACION ASTM		C	C
3.4	DIMENSIONES	mm		VER LAMINA
3.5	DIAMETRO DEL PERNO A CONECTAR	mm	16	16
3.6	NORMA DE FABRICACION	ANSI C 135.5		ANSI C.135.5
3.7	CARGA MINIMA DE ROTURA	kN	55	55
3.8	MASA POR UNIDAD	kg		0.30
4.0	<u>PERNO TIPO DOBLE ARMADO</u>			
4.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE ACERO
4.2	MATERIAL DE FABRICACION		ACERO	
4.3	CLASE DE GALVANIZADO SEGUN ASTM		C	C
4.4	DIMENSIONES			
4.4.1	DIAMETRO	mm	16	16
4.4.2	LONGITUD	mm	457	457
4.5	NORMA DE FABRICACION			UNE-21-158-90
4.6	CARGA MINIMA DE ROTURA	kN	55	55
4.7	MASA POR UNIDAD	kg		0.70

**TABLA N° 3-03
ACCESORIOS METALICOS PARA POSTES Y CRUCETAS (Continuación)**

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
5.0	<u>ESPACIADOR PARA ESPIGA DE CABEZA DE POSTE</u>			
5.1	FABRICANTE			COM. CHIAPPE
5.2	MATERIAL		ACERO FORJADO	ACERO FORJADO
5.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
5.4	DIMENSIONES (Adjuntar Planos)	mm		VER LAMINA
5.5	NORMA DE FABRICACION			UNE 21-158-90
5.6	MASA POR UNIDAD	kg		1.45
6.0	<u>TUBO ESPACIADOR</u>			
6.1	FABRICANTE			COM. CHIAPPE
6.2	MATERIAL		ACERO	ACERO
6.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
6.4	DIMENSIONES			
6.4.1.	LONGITUD	mm	38	38
6.4.2	DIAMETRO INTERIOR	mm	19	19
6.4.3	ESPESOR	mm		1.8
6.5	NORMA DE FABRICACION			UNE 21-158-90
6.6	MASA POR UNIDAD	kg		.03
7.0	<u>TIRAFONDO</u>			
7.1	FABRICANTE			COM. CHIAPPE
7.2	MATERIAL		ACERO	ACERO
7.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
7.4	DIMENSIONES:			
7.4.1.	LONGITUD	mm	102	102
7.4.2.	DIAMETRO	mm	13	13
7.5	NORMA DE FABRICACION			UNE 21-158-90
7.6	CARGA MINIMA DE ROTURA	kN	30	30
7.7	MASA POR UNIDAD	kg		0.09
8.0	<u>BRAZO ANGULAR</u>			
8.1	FABRICANTE			COM. CHIAPPE
8.2	MATERIAL		ACERO	ACERO
8.3	CLASE DE GALVANIZACION		C	C
8.4	DIMENSIONES DEL PERFIL ANGULAR	mm	38 x 38 x 5	38 x 38 x 5
8.5	CONFIGURACION GEOMETRICA BRAZO (Adjuntar Plano)			VER LAMINA
8.6	NORMA DE FABRICACION			UNE 21-158-90
8.7	MASA POR UNIDAD	kg		1.62
9.0	<u>BRAQUETE ANGULAR</u>			
9.1	FABRICANTE			COM. CHIAPPE
9.2	MATERIAL DE FABRICACION		ACERO	ACERO
9.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
9.4	DIAMETRO DE LA VARILLA	mm	16	16
9.5	DIMENSIONES	mm	38x51	38x51

TABLA N° 3-03
ACCESORIOS METALICOS PARA POSTES Y CRUCETAS (Continuación)

Nº	CARACTERISTICAS	UNID	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
9.6	CARGA MINIMA DE ROTURA	kN	55	55
9.7	NORMAS DE FABRICACION			UNE 21-158-90
9.8	MASA POR UNIDAD	kg		1.4
10.0	<u>PERNO CON HORQUILLA</u>			
10.1	FABRICANTE			COM. CHIAPPE
10.2	MATERIAL DE FABRICACION		ACERO	ACERO
10.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
10.4	LONGITUD DEL PERNO	mm	203	203
10.5	DIAMETRO DEL PERNO	mm	16	16
10.6	LONGITUD DE LA HORQUILLA	mm	35	35
10.7	DIAMETRO Y LONGITUD DEL PIN CON PASADOR	mm		16X75
10.8	CARGA MINIMA DE ROTURA	kN	55	55
10.9	NORMA DE FABRICACION			UNE 21-158-90
10.1	MASA POR UNIDAD	kg		.69
11.0	<u>PERNO DE SIMPLE BORDE PARA AISLADOR TIPO CARRETE</u>			
11.1	FABRICANTE			COM. CHIAPPE
11.2	MATERIAL DE FABRICACION		ACERO	ACERO
11.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
11.4	DIMENSIONES Y CONFIGURACION GEOMETRICA (Esquema)			SI
11.5	CARGA MINIMA DE FLEXION	kN	8,5	8,5
11.6	NORMA DE FABRICACION	ANSI-C135.31		ANSI-C135.31
11.7	MASA POR UNIDAD	kg		0.70
12.0	<u>PORTALINEA UNIPOLAR</u>			
12.1	FABRICANTE			COM. CHIAPPE
12.2	MATERIAL DE FABRICACION		ACERO	ACERO
12.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
12.4	DIMENSIONES Y CONFIGURACION GEOMETRICA (Esquema)			SI
12.5	CARGA MINIMA DE ROTURA	KN	8,9	8,9
12.6	NORMA DE FABRICACION	ANSI-C135.20		ANSI-C135.2
12.7	MASA POR UNIDAD	Kg		0.60
13	<u>ARANDELA PLANA CUADRADA</u>			
13.1	FABRICANTE			COM. CHIAPPE
13.2	MATERIAL		ACERO	ACERO
13.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
13.4	DIMENSIONES			
13.4.1	LADO	mm	57	57
13.4.2	ESPESOR	mm	5	5
13.4.3	DIAMETRO DEL AGUJERO CENTRAL	mm	17,5	17.5
13.5	CARGA MINIMA DE ROTURA POR CORTE	kN	55	55
13.6	NORMA DE FABRICACION			UNE 21-158-90
13.7	MASA POR UNIDAD	kg		0.11
14	<u>ARANDELA CUADRADA CURVA</u>			
14.1	FABRICANTE			COM. CHIAPPE
14.2	MATERIAL DE FABRICACION		ACERO	ACERO
14.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
14.4	DIMENSIONES			
14.4.1	LADO	mm	76	76
14.4.2	ESPESOR	mm	5	5
14.4.3	DIAMETRO DEL AGUJERO CENTRAL	mm	17,5	17.5
14.4.4	RADIO CURVATURA	mm		120
14.4.5	CARGA MINIMA DE ROTURA POR CORTE	kN	55	55
14.4.6	NORMA DE FABRICACION			UNE 21-158-90
14.4.7	MASA POR UNIDAD	kg		0.19

**TABLA N° 3-04
ESPIGA RECTA PARA CRUCETA**

N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE S/N
2.0	NUMERO O CODIGO DEL CATALOGO ADJUNTO			CH2001 MODIFICADO
3.0	MODELO O CODIGO DEL AISLADOR (SEGÚN CATALOGO)			ACERO FORJADO
4.0	MATERIAL DE FABRICACION			C
5.0	CLASE DE GALVANIZACION ASTM		C	C
6.0	AISLADOR TIPO PIN CON EL QUE SE USARA		ANSI 56-2	ANSI 56-3
7.0	LONGITUD SOBRE LA CRUCETA	mm	178	178
8.0	LONGITUD DE EMPOTRAMIENTO	mm	178	178
9.0	DIAMETRO DE LA CABEZA DE PLOMO	mm	35	35
10.0	DIAMETRO DE ESPIGA EN LA PARTE ENCIMA DE LA CRUCETA	mm	25	25
11.0	DIAMETRO DE LA ESPIGA EN LA PARTE DEL EMPOTRAMIENTO	mm	19	19
12.0	CARGA DE PRUEBA A 10 GRADOS DE DEFLEXION	kN	9,81	9.81
13.0	NORMA DE FABRICACION Y PRUEBA	ANSI	C 135.17	C 135.17
14.0	MASA POR UNIDAD	Kg		1.80

**TABLA N° 3-05
ESPIGA RECTA PARA CABEZA DE POSTE**

N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE S/N
2.0	NUMERO O CODIGO DEL CATALOGO ADJUNTO			CH2008
3.0	MODELO O CODIGO DEL AISLADOR (SEGÚN CATALOGO)			
4.0	MATERIAL DE FABRICACION			
5.0	CLASE DE GALVANIZACION ASTM		C	C
6.0	AISLADOR TIPO PIN CON EL QUE SE UTILIZARA		ANSI 56.2	ANSI 56-3
7.0	LONGITUD TOTAL	mm	508	508
8.0	DIAMETRO DE LA CABEZA DE PLOMO	mm	35	35
9.0	NUMERO DE AGUJEROS PARA PERNOS DE FIJACION A POSTE		2	2
10.0	DISTANCIA ENTRE AGUJEROS	mm	203	203
11.0	CARGA DE PRUEBA A 10 GRADOS DE DEFLEXION			
	TRANSVERSAL	kN	6,67	6.67
	LONGITUDINAL	kN	5,40	5.4
12.0	NORMA DE FABRICACION Y PRUEBAS	ANSI	C 135.22	C 135.22
13.0	MASA POR UNIDAD	kg		1.85

**TABLA N° 3-06
ACCESORIOS METALICOS PARA RETENIDAS**

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADA
1.0	<u>VARILLA DE ANCLAJE CON OJAL -</u>			
	<u>GUARDACABO</u>			
1.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
1.2	MATERIAL		ACERO FORJADO	ACERO FORJADO
1.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
1.4	DIMENSIONES			
	. LONGITUD	m	2,40	2,40
	. DIAMETRO	mm	16	16
1.5	CARGA DE ROTURA MINIMA	kN	71	71
1.6	MASA POR UNIDAD	kg		4.05
1.7	NORMA DE FABRICACION	ANSI C 135.2		ANSI C 135.2
2.0	<u>ARANDELA CUADRADA PARA ANCLAJE</u>			
2.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
2.2	MATERIAL		ACERO	ACERO FORJADO
2.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
2.4	DIMENSIONES			
	. LADO	mm	102	102
	. ESPESOR	mm	5	5
	. DIAMETRO DE AGUJERO CENTRAL	mm	18	18
2.5	CARGA MAXIMA DE CORTE	kN	71	71
2.6	MASA POR UNIDAD	kg		0.38
2.7	NORMA DE FABRICACION			
3.0	<u>PERNO ANGULAR CON OJAL - GUARDACABO</u>			
3.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
3.2	MATERIAL		ACERO FORJADO	ACERO FORJADO
3.3	CLASE DE GALVANIZACION ASTM		C	C
3.4	DIMENSIONES:			
	. LONGITUD DEL PERNO	mm	254	254
	. DIAMETRO DEL PERNO	mm	16	16
3.5	CARGA DE ROTURA MINIMA A TRACCION O CORTE	kN	60	60
3.6	MASA POR UNIDAD	kg		0.65
3.7	NORMA DE FABRICACION	ANSI C 135.4		ANSI C 135.4
4.0	<u>MORDAZA PREFORMADA</u>			
4.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
4.2	MATERIAL		ACERO	ACERO FORJADO
4.3	DIAMETRO DE CABLE A SUJETAR	mm	10	10
4.4	CARGA MAXIMA DE TRABAJO	kN		48
4.5	DIMENSIONES (Adjuntar Planos)	mm		VER LAMINA
4.6	MASA POR UNIDAD	kg		0.45
4.7	NORMA DE FABRICACION			UNE 21-158-90

**TABLA N° 3-06
ACCESORIOS METALICOS PARA RETENIDAS (Continuación)**

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
5.0	<u>OJAL - GUARDACABO ANGULAR</u>			
5.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
5.2	MATERIAL		ACERO FORJADO	ACERO FORJADO
5.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGUN ASTM		C	C
5.4	DIAMETRO DEL PERNO AL QUE SE CONECTARA	mm	16	16
5.5	CARGA DE ROTURA MINIMA A TRACCION O CORTE	kN	60	60
5.6	DIMENSIONES (Adjuntar planos)	m		SI
5.7	MASA POR UNIDAD	kg		0.30
5.8	NORMA DE FABRICACION		ANSI C 135.5	ANSI C 135.5
6.0	<u>PLACA DE FIJACION PARA PERNO ANGULAR</u>			
6.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
6.2	MATERIAL		ACERO	ACERO
6.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGÚN ASTM		C	C
6.4	DIMENSIONES	mm	63,5x177,8	63,5x177,8
6.5	MASA POR UNIDAD	kg		0.46
6.6	NORMA DE FABRICACION			ANSI C 135.3
6.7	CARACTERISTICAS DEL TIRAFONDO			
	. FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
	. MATERIAL		ACERO	ACERO
	. DIMENSIONES	mm	101,6 x 12,7	101,6 x 12,7
	. MASA POR UNIDAD	kg		0.09
	. NORMA DE FABRICACION	ANSI C 135.3		ANSI C 135.3
7.0	<u>ARANDELA CURVA</u>			
7.1	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
7.2	MATERIAL		ACERO FORJADO	ACERO FORJADO
7.3	CLASE DE GALVANIZACION SEGÚN ASTM		C	C
7.4	DIMENSIONES	mm		57X57X5
7.5	CARGA DE ROTURA MINIMA A TRACCION O CORTE	kN	55	55
7.6	MASA POR UNIDAD	kg		0.11
7.7	NORMA DE FABRICACION			ANSI C 135.38 UNE21-158-90

**TABLA N° 3-07
CABLE DE ACERO GRADO SIEMENS - MARTIN PARA RETENIDAS**

N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	FABRICANTE			INDECO
2.0	PAIS DE FABRICACION			PERU
3.0	NUMERO DE CATALOGO DEL FABRICANTE			
4.0	MATERIAL		Acero	Acero
5.0	GRADO		SIEMENS-MARTIN	SIEMENS-MARTIN
6.0	CLASE DE GALVANIZADO SEGUN NORMA ASTM		C	C
7.0	DIAMETRO NOMINAL	mm	10	10
8.0	NUMERO DE ALAMBRES		7	7
9.0	DIAMETRO DE CADA ALAMBRE	mm	3,05	3,05
10.0	SECCION NOMINAL	mm ²	50	50
11.0	CARGA DE ROTURA MINIMA	kN	30,92	30,92
12.0	SENTIDO DEL CABLEADO		Izquierdo	Izquierdo
13.0	MASA	kg/m	0,400	0,400
14.0	NORMA DE FABRICACION	ASTM	A 475	A 475

**TABLA N° 3-08
ELECTRODO Y CONECTORES PARA PUESTA A TIERRA**

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
A	<u>ELECTRODO</u>			
1.0	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
2.0	MATERIAL		ACERO RECUBIERTO CON COBRE	ACERO RECUBIERTO CON COBRE
3.0	NORMA DE FABRICACION			ANSI C33-8/ASTM B187
4.0	DIAMETRO	mm	16	16
5.0	LONGITUD	m	2,40	2,40
6.0	SECCION	mm ²	196	196
7.0	ESPESOR MINIMO DE CAPA DE COBRE	mm	0,27	0,27
8.0	RESISTENCIA ELECTRICA A 20°C	Ohm		1260
9.0	MASA DEL ELECTRODO	kg		3.84
B	<u>CONECTOR</u>			
1.0	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
2.0	MATERIAL		ALEACION DE COBRE	ALEACION DE COBRE
3.0	DIAMETRO DE ELECTRODO	mm	16	16
4.0	SECCION DEL CONDUCTOR	mm ²	16	16
5.0	NORMA DE FABRICACION			UNE 21-159
6.0	MASA DEL CONECTOR	kg		0.10
C	<u>CONECTOR TIPO PERNO PARTIDO</u>			
1.0	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
2.0	MATERIAL		COBRE	COBRE
3.0	NORMA DE FABRICACION			ASTM A152-B2
4.0	DIAMETRO DEL CONDUCTOR PRINCIPAL	mm	5,1	5,1
5.0	DIAMETRO DEL CONDUCTOR SECUNDARIO	mm	5,1	5,1
6.0	NUMERO DE CATALOGO DEL FABRICANTE			S/N
7.0	TORQUE DE AJUSTE RECOMENDADO	N-m		20
8.0	DIMENSIONES (Adjuntaar planos)			SI
9.0	MASA POR UNIDAD	kg		0.03
D	<u>GRAPA BIMETALICA DE VIAS PARALELAS</u>			
1.0	FABRICANTE			COMERCIAL CHIAPPE
2.0	MATERIAL			ALEACION DE ALUMINIO
3.0	NORMAS DE FABRICACION			ASTM B-117 Y UNE 21-159
4.0	DIAMETRO DEL CONDUCTOR DE AAAC	mm	5,1 - 9,0	5,1 - 9,0
5.0	DIAMETRO DEL CONDUCTOR DE COBRE	mm	5,1	5,1
6.0	NUMERO DE CATALOGO DE FABRICANTE			S/N
7.0	TORQUE DE AJUSTE RECOMENDADO			20
8.0	DIMENSIONES (ADJUNTAR PLANOS)			SI
9.0	MASA POR UNIDAD	kg		0.06

TABLA N° 3-09
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION MONOFASICO PARA CONECTARSE ENTRE
FASE Y FASE

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	DATOS GENERALES			
1.1	FABRICANTE			ITB
1.2	PAIS DE FABRICACION			BRASIL
1.3	NUMERO DE ARROLLAMIENTOS		2	2
1.4	ALTITUD DE INSTALACION	msnm	4 000	4 000
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
2.1	FRECUENCIA NOMINAL	Hz	60	60
2.2	POTENCIA NOMINAL ONAN	kVA	(*)	(*)
2.3	ALTA TENSION NOMINAL EN VACIO	kV	22,9 ± 2x2,5%	22,9 ± 2x2,5%
	NUMERO DE AISLADORES PASATAPAS	u	1	1
	NEUTRO CONECTADO AL TANQUE DEL TRANSFORMADOR		SI	SI
2.4	BAJA TENSION NOMINAL EN VACIO	KV	0,460 – 0,230	0,460 – 0,230
	NUMERO DE AISLADORES PASATAPAS	u	4	4
2.5	NIVEL DE AISLAMIENTO DE ALTA TENSION:			
	- TENSION DE SOSTENIMIENTO AL IMPULSO 1.2/50 Us			
	AISLAMIENTO EXTERNO	kVp	150	150
	- TENSION DE SOSTENIMIENTO AL IMPULSO 1.2/50 uS			
	AISLAMIENTO INTERNO	kVp	125	125
	- TENSION DE SOSTENIMIENTO A LA FRECUENCIA INDUSTRIAL	kV	40	40
2.6	NIVEL DE AISLAMIENTO BAJA TENSION Y NEUTRO			
	- TENSION DE SOSTENIMIENTO A LA FRECUENCIA	kV	2,5	2,5
2.7	TENSION DE CORTO CIRCUITO A 75 °C	%	4	4
2.8	PERDIDAS:			
	- EN VACIO CON TENSION NOMINAL Y FRECUENCIA NOMINAL			
	EN TOMA CENTRAL.	kW		
	- EN CORTOCIRCUITO CON CORRIENTE NOM. (a 75 °C) Y FRECUENCIA NOMINAL	kW		
	- PERDIDAS TOTALES	kW		
2.9	SOBRE ELEVACION DE TEMPERATURA LIMITE A MAXIMA POTENCIA (ONAN) Y A 40 °C DE TEMPERATURA AMBIENTE Y 4000 msnm:			
	- EN ARROLLAMIENTOS (método de resistencia)	oC	65	65
	- EN EL ACEITE, PARTE SUPERIOR (medido con termómetro)	oC	60	60
3.0	MASAS, DIMENSIONES Y ESQUEMAS			
3.1	MASAS:			
	- MASA DE UNA UNIDAD	kg		
	- MASA TOTAL DEL ACEITE	kg		
3.2	DIMENSIONES:			
	- ALTURA TOTAL	mm		
	- ANCHO TOTAL	mm		
4.0	LONGITUD MINIMA DE LA LINEA DE FUGA DEL AISLADOR PASATAPAS DE ALTA TENSION (fase – tierra)	mm	625	625

**TABLA N° 3-10
POSTE DE MADERA IMPORTADA**

Nº	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	FABRICANTE			Tri State Pole & Pilling Inc.
2.0	ESPECIE FORESTAL			Southern Yellow Pine Pinus taeda, Pinus palustris, Pinus Echinata, Pinus Elliottii
3.0	CLASE		6 5	6 5
4.0	LONGITUD	m(pies)	12 (39.5)	12 (39.5)
5.0	CIRCUNFERENCIA MINIMA EN LA CABEZA	cm(pulg)	(*) (*)	(*) (*)
6.0	CIRCUNFERENCIA MINIMA EN LA LINEA DE TIERRA	cm(pulg)	(*) (*)	(*) (*)
7.0	ESFUERZO MAXIMO DE FLEXION	MPa(Psi)	43(6225)	43(6225)
8.0	CARGA DE ROTURA a 0,61 m (2 pies) DE LA CABEZA	KN(lb)	6.67(1500) 5.39(1200)	6.67(1500) 5.39(1200)
9.0	MODULO DE ELASTICIDAD	MPa	10 200	10 200
10.0	METODOS DE TRATAMIENTO PRESERVANTE		VACIO PRESION	VACIO PRESION
11.0	SUSTANCIA PRESERVANTE		CCA-C y/o PENTAFLOROFENOL	CCA-C CCA-C
12.0	RETENCION MINIMA DEL PRESERVANTE CCA-C	pcf(kg/m3)	0.80 (12.80)	0.80 (12.80)
	PENTAFLOROFENOL	pcf(kg/m3)	0.60 (9.60)	0.60 (9.60)
13.0	NORMAS DE FABRICACION, TRATAMIENTO Y PRUEBAS		ANSI O5.1 y AWPA	ANSI O5.1 y AWPA
14.0	MASA POR UNIDAD	kg	450	400 450

**TABLA N° 3-11
CRUCETA DE MADERA TRATADA**

Nº	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	FABRICANTE			MADERERA MANTOVANI
2.0	ESPECIE FORESTAL		TORNILLO	TORNILLO
3.0	MODULO DE ROTURA	Mpa	50	50
4.0	MODULO DE ELASTICIDAD	Mpa	9 900	9900
5.0	COMPRESION PARALELA	Mpa	27.74	27.74
6.0	COMPRESION PERPENDICULAR AL GRANO	Mpa	5.58	5.58
7.0	CIZALLAMIENTO	Mpa	7.94	7.94
8.0	METODO DE TRATAMIENTO		VACIO-PRESION	VACIO PRESION
9.0	SUSTANCIA PRESERVANTE		CCA -C	CCA-C
10.0	RETENCION MINIMA DEL PRESERVANTE	Kg/m3	4	4
11.0	NORMAS DE FABRICACION, TRATAMIENTO Y PRUEBAS		ITINTEC	ITINTEC

**TABLA N° 3-12
AISLADOR TIPO PIN ANSI 56-3**

N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	(*) VALOR GARANTIZADO
1.0	FABRICANTE			FUJIAN MINQING HONGDIAN CERAMICS & ELECTRONIC CO. LTD. PI43272RT
2.0	NUMERO O CODIGO DEL CATALOGO ADJUNTO			PI43272RT
3.0	MODELO O CODIGO DEL AISLADOR (SEGÚN CATALOGO)			PI43272RT
4.0	CLASE ANSI		56-3	56-3
5.0	MATERIAL AISLANTE		Porcelana	Porcelana
6.0	NORMA DE FABRICACIÓN		ANSI C 29.6	ANSI C 29.6
7.0	DIMENSIONES:			
7.1	DIAMETRO MÁXIMO	mm	229	229
7.2	ALTURA	mm	165	165
7.3	LONGITUD DE LINEA DE FUGA	mm	432	432
7.4	DIAMETRO DE AGUJERO PARA ACOPLAMIENTO	mm	35	35
8.0	CARACTERISTICAS MECANICAS:			
8.1	RESISTENCIA A LA FLEXION	kN	13	13
9.0	CARACTERISTICAS ELECTRICAS			
9.1	TENSION DE FLAMEO A BAJA FRECUENCIA:			
	- EN SECO	kV	110	110
	- BAJO LLUVIA	kV	70	70
9.2	TENSION CRITICA DE FLAMEO AL IMPULSO:			
	- POSITIVA	kVp	175	175
	- NEGATIVA	kVp	225	225
9.3	TENSION DE PERFORACIÓN	kV	145	145
10.0	CARACTERISTICAS DE RADIO INTERFERENCIA:			
10.1	PRUEBA DE TENSION EFICAZ A TIERRA PARA INTERFERENCIA	kV	22	22
10.2	TENSION MAXIMA DE RADIO INTERFERENCIA A 1000 kHz, EN AISLADOR TRATADO CON BARNIZ SEMICONDUCTOR	uV	100	100
11.0	MASA POR UNIDAD	kg		5.33
12.0	MATERIAL DEL ROSCADO DEL AGUJERO PARA LA ESPIGA DE CABEZA DE PLOMO		EN LA PORCELANA	EN LA PORCELANA

TABLA N° 3-13
AISLADOR DE SUSPENSIÓN DE PORCELANA

N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	FABRICANTE			FUJIAN MINQING HONGDIAN CERAMICS & ELECTRONIC CO. LTD.
2.0	MODELO O NUMERO DE CATALOGO			
3.0	PAIS DE FABRICACION		CHINA	CHINA
4.0	NORMAS APLICABLES		IEC - 1109	IEC - 1109
5.0	TENSION DE DISEÑO	kV	25	25/35
6.0	MATERIAL DEL NUCLEO		FIBRA DE VIDRIO REFORZADO	FIBRA DE VIDRIO REFORZADO
8.0	MATERIAL DE LAS CAMPANAS HERRAJES			
9.0	MATERIAL DE LOS HERRAJES		ACERO FORJADO	ACERO FORJADO
10.0	NORMA DE GALVANIZACION		ASTM 153	ASTM 153
11.0	HERRAJE EXTREMO DE ESTRUCTURA		HORQUILLA (CLEVIS)	HORQUILLA (CLEVIS)
12.0	HERRAJE EXTREMO DE LINEA DIMENSIONES Y MASA		LENGÜETA (TONGUE)	LENGÜETA (TONGUE)
13.0	LONGITUD DE LINEA FUGA	mm	650	650
14.0	DISTANCIA DE ARCO EN SECO	mm		265
15.0	LONGITUD TOTAL	mm		390
16.0	DIAMETRO MINIMO DEL NUCLEO	mm		16
17.0	NUMERO DE CAMPANAS			7
18.0	DIAMETRO DE CADA CAMPANA	mm		93
19.0	ESPACIAMIENTO ENTRE CAMPANAS	mm		33
20.0	MASA TOTAL			1
	VALORES DE RESISTENCIA MECANICA			
21.0	CARGA MECANICA GARANTIZADA (SML)	kN	70	70
22.0	CARGA MECANICA DE RUTINA (RTL)	kN	35	35
	TENSIONES ELECTRICAS DE PRUEBA			
23.0	TENSION DISRUPTIVA CRITICA AL IMPULSO SUPPORTABLE - POSITIVA	kV	200	200
	- NEGATIVA	kV	200	200
24.0	TENSION DISRUPTIVA A BAJA FRECUENCIA SUPPORTABLE - BAJO LLUVIA	kV	95	95

**TABLA N° 3-14
CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO**

N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO			VALOR GARANTIZADO		
1.0	CARACTERISTICAS GENERALES							
1.1	FABRICANTE					ALCAVE RURAL		
1.3	NUMERO DE ALAMBRES		7	7	7	7	7	
1.4	NORMA DE FABRICACION Y PRUEBAS	IEC		1089			1089	
		ASTM		B398			B398	
		ASTM		B399			B399	
2.0	DIMENSIONES:							
2.1	SECCION NOMINAL	mm ²	35	50	70	35	70	
2.2	SECCION REAL	mm ²	24,6	34,3 6	49,75	24,6	49,75	
2.3	DIAMETROS DE LOS ALAMBRES	mm	2,10	2,50	3,0	2,10	3,0	
2.4	DIAMETRO EXTERIOR DEL CONDUCTOR	mm	6,3	7,5	9,0	6,3	9,0	
3.0	CARACTERISTICAS MECANICAS:							
3.1	MASA DEL CONDUCTOR	kg/m	0,066	0,09 4	0,135	0,066	0,135	
3.2	CARGA DE ROTURA MINIMA	kN	7,4	10,3 5	14,79	7,4	14,79	
3.3	MODULO DE ELASTICIDAD INICIAL	kN/mm ²						
3.4	MODULO DE ELASTICIDAD FINAL	kN/mm ²		60,82			60,82	
3.5	COEFICIENTE DE LA DILATACION TERMICA	1/C°		23x10 ⁻⁶			23x10 ⁻⁶	
4.0	CARACTERISTICAS ELECTRICAS							
4.1	RESITENCIA ELECTRICA MAXIMA en C.C. a 20°c	Ohm/km	1,37	0,966	0,671	1,37	0,671	
4.2	COEFICIENTE TERMICO DE RESISTENCIA ELECTRICA	1/°C						

**TABLA N° 3-15
PARARRAYOS**

Nº	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	FABRICANTE			ZHEJIANG FUERTE ELECTRICAL APARATTUS SOLTD
2.0	NUMERO O CODIGO DEL CATALOGO ADJUNTO			
3.0	MODELO O CODIGO DEL AISLADOR (SEGÚN CATALOGO ADJUNTO)			
4.0	PAIS DE FABRICACIÓN			CHINA
5.0	NORMA DE FABRICACION Y PRUEBAS		IEC 99 - 4	IEC 99 - 4
6.0	CLASE DE DESCARGA DE LINEA		1	1
7.0	INSTALACIÓN		EXTERIOR	EXTERIOR
8.0	TENSION NOMINAL DE LA RED	kV	22,9	22,9
9.0	TENSION MAXIMA DE SERVICIO	kV	25	25
10.0	FRECUENCIA NOMINAL	Hz	60	60
11.0	TENSION NOMINAL DEL PARARRAYOS	kV	24	24
12.0	TENSION DE OPERACION CONTINUA (COV)	kV	17	17
13.0	CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA EN ONDA 8/20	kA	10	10
14.0	TENSION RESIDUAL MAXIMA A CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA (10 kA - 8/20)	kV	62,5	62,5
15.0	MATERIAL DE LAS RESISTENCIAS NO LINEALES		OXIDO DE ZINC	OXIDO DE ZINC
16.0	MASA DEL PARARRAYOS	kg		
17.0	ALTITUD DE OPERACIÓN	msnm	4000	4000
18.0	CARACTERISTICAS DEL AISLADOR			
18.1	MATERIAL		PORCELANA O GOMA SILICON	PORCELANA O GOMA SILICON
18.2	NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO 1,2/50	kV	150	150
18.3	LONGITUD DE LINEA DE FUGA MINIMA (fase-tierra)	mm	625	625

**TABLA N° 3-16
SECCIONADOR – FUSIBLE TIPO CUT-OUT**

N°	CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1.0	FABRICANTE			ZHEJIANG FUERTE ELECTRICAL APARATTUS SOLTD HUBBELL
2.0	NUMERO O CODIGO DEL CATALOGO ADJUNTO			
3.0	MODELO O CODIGO DEL AISLADOR (SEGÚN CATALOGO ADJUNTO)			
4.0	PAIS DE FABRICACION			CHINA
5.0	NORMA DE FABRICACION Y PRUEBAS		ANSI C-7.42	ANSI C-7.42
6.0	INSTALACION		EXTERIOR	EXTERIOR
7.0	CORRIENTE NOMINAL	A	100	100
8.0	TENSION NOMINAL DEL EQUIPO	kV	27/38	38
9.0	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO SIMETRICA	KA	5,0	5,0
10.0	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ASIMETRICA	kA	8,0	8,0
11.0	NIVEL DE AISLAMIENTO			
11.1	TENSION DE SOSTENIMIENTO A LA ONDA DE IMPULSO (BIL), ENTRE FASE Y TIERRA Y ENTRE FASES	kVp	150	150
11.2	TENSION DE SOSTENIMIENTO A LA FRECUENCIA INDUSTRIAL ENTRE FASES, EN SECO, 1 min	KV	70	70
11.3	TENSION DE SOSTENIMIENTO A LA FRECUENCIA INDUSTRIAL ENTRE FASE Y TIERRA, HUMEDO, 10 s	kV	60	60
12.0	MATERIAL AISLANTE DEL CUERPO DEL SECCIONADOR		PORCELANA	PORCELANA
13.0	LONGITUD DE LINEA DE FUGA MINIMA (fase-tierra)	mm	625	625
14.0	DIMENSIONES (Adjuntar planos)	mm		
15.0	MATERIAL DEL TUBO PORTAFUSIBLE		FIBRA DE VIDRIO	FIBRA DE VIDRIO
16.0	MASA DEL SECCIONADOR – FUSIBLE	kg		
17.0	COLOR DEL AISLADOR			

Desde los anexos 3.23 al 3.26, entre las páginas 263 y 282 se muestran los protocolos de pruebas más relevantes.

CAPÍTULO 4

CÁLCULO, DISEÑO Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

4.1 CONSIDERACIONES GENERALES EN LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS

En los sistemas "efectivamente puesto a tierra sin neutro corrido" en 22,9/13,2 kV, se requiere que las instalaciones de líneas y redes primarias garanticen la seguridad de las personas, operación del sistema, y facilidad para el recorrido a tierra de la corriente de operación del sistema eléctrico, para esta tesis solamente se considera sistema monofásico conectado entre dos líneas.

La norma con R.D. N° 018-2003-EM, establece que desde el punto de vista de la operación, las únicas puestas a tierra importantes son las que corresponden al neutro del transformador de potencia y a las subestaciones de distribución.

Como en las líneas primarias se tiene un recorrido por zonas de escaso tránsito de personas, no se tomó en cuenta el criterio de tensiones de toque, paso y de transferencia.

Para las líneas y redes primarias se tomo los siguientes criterios:

En todas las estructuras de las líneas y redes primarias se instalaron la puesta a tierra, teniendo en consideración la seguridad de las personas y la operación del sistema eléctrico.

Para evitar la quema de las crucetas de madera debido a sobretensiones, toda la ferretería se conecto al conductor de bajada de puesta a tierra.

4.2 DESCRIPCIÓN DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA PARA LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS

Sistema de Aterramiento PAT-1C: El sistema de puesta a tierra tipo PAT-1C, consistió en llevar el conductor de cobre recocido de 16 mm² por la parte concéntrica del poste de concreto y se instaló según lamina 031, se instalaron en las estructuras no provistas de equipos de seccionamiento, protección y transformador. (Ver Planillas – Capitulo 5 – Página 61).

Sistema de Aterramiento PAT-1: El sistema de puesta a tierra tipo PAT-1, consistió en llevar el conductor de cobre recocido de 16 mm² desnudo conectado desde la varilla de acero recubierta de cobre de 2,4 m de 16 mm de diámetro, separado horizontalmente con respecto al eje del poste en 2m; el conductor de puesta a tierra será instalado al mismo lado del conductor neutro en cuadratura opuesta al espacio de trepado o del pin de punta de poste, se instalaran estas puesta a tierra provistas de electrodo solo en estructuras de seccionamiento, protección y subestaciones para todos los casos se instalarán cajas de registro provistas de electrodos verticales. (Ver Planillas – Capitulo 3.4 página 61)

$$R_{PAT-1} \equiv 0,392 \rho_a$$

4.3 EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

La norma con R.D. N° 018-2003-EM, establece que para subestaciones trifásicas y monofásicas conectados entre dos líneas, se debe tener un valor de 25 ohm sin tomar en cuenta la red secundaria.

Las subestaciones de distribución llevan puesta a tierra PAT-2 o PAT-3 según corresponda para la media tensión - MT, donde se conecta el pararrayos, el neutro y la carcasa del transformador. El cable de bajada irá dentro del poste de concreto, será de Cu blando desnudo de 16 mm².

A continuación se describe y se efectúa el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de los sistemas PAT-2 y PAT-3.

Tipo PAT-2: Este sistema de PT está constituido por 2 sistemas PAT-1, separados a una distancia horizontal entre varillas de 3 m y unidas entre sí mediante conductor de cobre recocido de 16 mm².

La resistencia de puesta a tierra se calcula con la siguiente fórmula:

$$R_{PAT-2} = \frac{R_{PAT-1}}{2} \left(1 + \frac{l}{a \operatorname{Ln} \left(\frac{4l}{d} \right)} \right)$$

Donde:

l = Longitud de la varilla (2,4 m)

d = Diámetro de la varilla (16 mm)

a = Distancia entre varillas (3,0 m)

Efectuando el cálculo:

$$R_{PAT-2} = 0,220 \rho_a = 56\% (R_{PAT-1})$$

Tipo PAT-3: Este sistema de PT está conformado por 3 sistemas PAT-1 instalados en forma triangular (El tercer electrodo se instalará en la calzada, de no ser posible esta configuración se instalarán alineados en línea recta los 3 electrodos), separados a una distancia horizontal entre varillas de 3 m, y unidas entre sí mediante conductor de cobre recocido de 16mm².

La resistencia de puesta a tierra se calcula con la siguiente fórmula:

$$R_3 = \frac{\rho_a}{2\pi 3l} \left[\ln\left(\frac{4l}{b}\right) - 1 + \frac{l}{D} \left\{ \frac{1}{\text{Sen}\left(\frac{\pi}{3}\right)} + \frac{1}{\text{Sen}\left(\frac{2\pi}{3}\right)} \right\} \right]$$

Donde:

ρ_a = Resistividad eléctrica aparente del terreno (ohm-m)

l = Longitud de la varilla (2,4 m)

b = Radio de la varilla (8 mm)

D = Diámetro del anillo formado por las tres varillas (3,46 m)

Donde resulta:

$$R_{PAT-3} = 0,170 \rho_a = 43\% (R_{PAT-1})$$

La medición de la resistividad eléctrica del terreno se ha realizado en las localidades donde se prevé la ubicación de subestaciones de distribución - SED. La ubicación de las SED ha sido definida teniendo en consideración los siguientes criterios técnicos:

- Centros de carga en las localidades
- Lugar seguro de inundaciones
- Cumplir con las distancias mínimas de seguridad

En el presente capítulo se desarrolla la estratificación del terreno hasta de dos capas, a partir de las mediciones mediante la metodología Wenner, lo que se muestra en el Anexo N° 4.1 (Página 283)

4.4 ESTRATIFICACIÓN DEL TERRENO

Considerando las características que normalmente presentan los suelos, se modela en capas estratificadas horizontales.

Metodología: La estratificación para dos capas se realiza mediante el método de “Utilización de curvas”, que utiliza las mediciones de campo realizadas.

Usando las teorías de electromagnetismo sólo con dos capas horizontales es posible resolver un modelo matemático, que con ayuda de las medidas efectuadas por el Método Wenner, posibilita encontrar la resistividad de la primera y segunda capa, con su respectiva profundidad.

$$V_p = \frac{\rho_1 I}{2\pi} \left[\frac{1}{a} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{k^n}{\sqrt{a^2 + (2nd_1)^2}} \right]$$

Donde:
$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1}$$

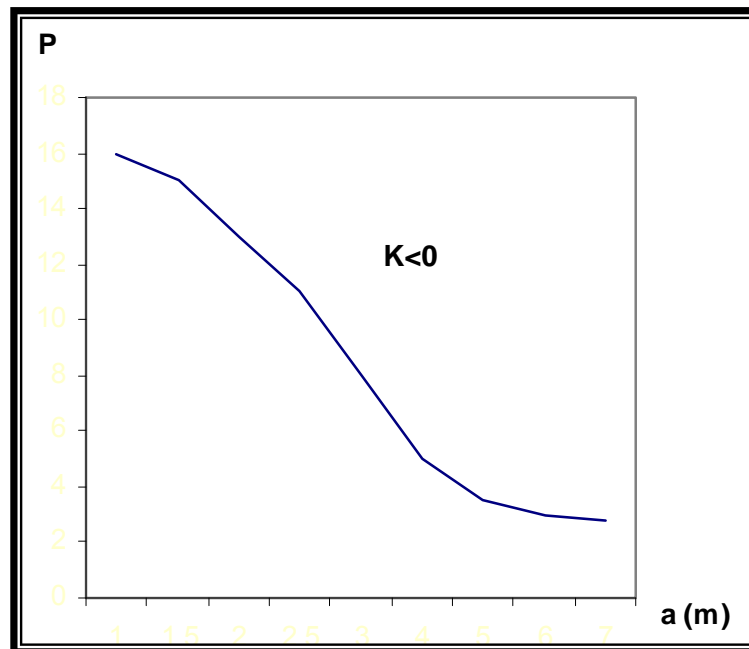
V_p = Potencial del punto “p” cualquiera de la primera capa con relación al infinito.

ρ_1 = Resistividad de la primera camada

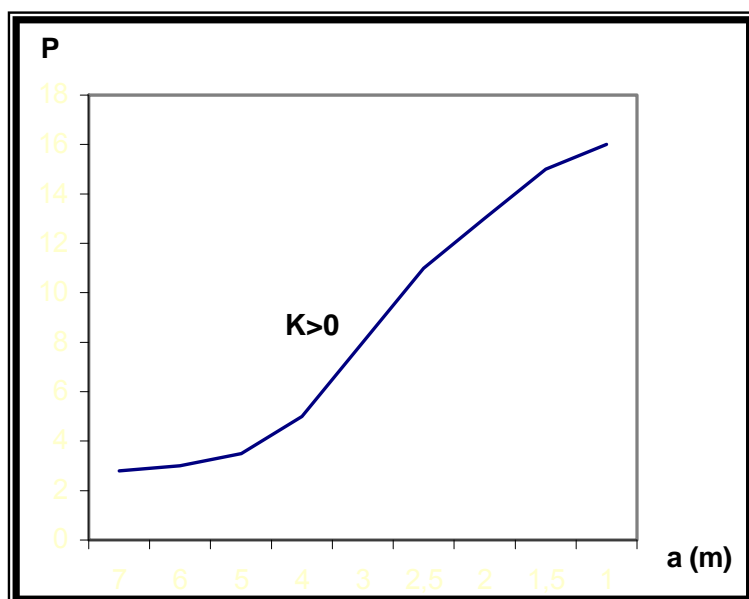
ρ_2 = Resistividad de la segunda camada

K = Coeficiente de reflexión

h = Profundidad de la primera camada



Cuadro N° 4-01 Coeficiente de reflexión negativo anexo 4.2.a (página 288)



Cuadro N° 4-02 Coeficiente de reflexión positivo anexo 4.2.b (página 289)

Para el suelo de dos capas (ρ_a) se obtiene a partir de la expresión general $\rho_a = 2\pi R a$ en la cual se reemplaza la expresión del potencial entre los electrodos (P1) y (P2) de espesores (h) e infinito, para un punto (ρ), situado a una distancia (a) metros.

El procedimiento a seguir son los siguientes:

- 1.- Trazar un gráfico $\rho(a)$ x a , obtenido por el método Wenner
- 2.- Prolongar la curva $\rho(a)$ x a hasta cortar el eje de ordenadas del gráfico
- 3.- Se escoge un valor a_1 arbitrariamente y se lleva a la curva para obtener su correspondiente valor de $\rho(a_1)$
- 4.- Por el comportamiento de la curva $\rho(a)$ x a , se determina el valor de "K" (ascendente "+", descendente "-")
- 5.- Con el valor de $\rho(a_1)/\rho_1$ o $\rho_1/\rho(a_1)$ obtenido, entre las curvas teóricas correspondientes se traza una línea paralela al eje de las abscisas. Esta recta corta las distintas curvas de K. Luego procedemos a leer todos los valores específicos de K y h/a correspondientes (Anexos N° 4.2 – Pagina 288).
- 6.- Multiplicar los valores obtenidos de h/a en el paso anterior por el valor a_1 . Asimismo con el 5to y 6to paso se genera una tabla con los valores correspondientes de K y h .
- 7.- Graficar la curva K x h de los valores obtenidos de la tabla generada en el paso sexto.
- 8.- Se escoge otro valor a_2 arbitrariamente diferente a a_1 y se repite todo el proceso, resultando una nueva curva K x h .
- 9.- Se grafica esta nueva curva K x h en el mismo gráfico del séptimo paso.

10.- La intersección de las dos curvas $K \times h$ en un punto resultará los valores reales de K y h , por lo tanto la estratificación estará definida.

Este procedimiento ha sido aplicado para conocer la estratificación del terreno para cada localidad integrante del proyecto.

En base a los resultados obtenidos de la medición de la resistividad eléctrica efectuada en campo (Anexo N° 4.3 – Página 290), se desarrolla el cálculo de la resistividad aparente del terreno y empleando la metodología “Estratificación del Terreno” se plantea la configuración del sistema de puesta a tierra a utilizar en cada subestación de distribución, el mismo que se presenta en el Anexo N° 4.4 (Página 292) y los resultados de la configuración de la puesta a tierra se muestran en el Anexo N° 4.5 (Página 296)

CAPITULO 5

METRADO Y PRESUPUESTO

Según lo establecido en la **Quinta Disposición Final de la Ley General del Sistema Nacional de Presupuesto**, en adelante Ley N° 28411¹³ “Sólo procederá la ejecución de obras adicionales cuando se cuente, previamente, con disponibilidad presupuestal, con aprobación del titular de la entidad mediante la resolución correspondiente, o en el caso de empresas, incluyendo aquellas bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (en adelante FONAFE), por Acuerdo del Directorio de la empresa, y en los casos en que su valor, restándole los presupuestos deductivos vinculados a tales adicionales, no superen el diez por ciento (10%) del monto total del contrato original.

Para el caso de las obras adicionales que superen el diez por ciento (10%) del contrato original, luego de ser aprobadas por el titular de la entidad o el directorio de la empresa, según corresponda, se requiere contar, previamente, para su ejecución y pago, con la disponibilidad presupuestaria y la autorización expresa de la **Contraloría General de la República**, independientemente de la fecha del contrato de obra. Para estos efectos la Contraloría General de la República debe observar los plazos y procedimientos establecidos en el artículo 160° del Decreto Supremo N° 013-2001-PCM, Reglamento de la Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado, de fecha 13 de febrero de 2001”

13.Ley N° 28411 “Ley General del Sistema Nacional de Presupuesto” promulgada el 06 de diciembre de 2004

Como resultado de las actividades de replanteo de la obra (ingeniería de detalle), se detectaron adicionales (con precios de diseño y precios pactados para nuevas partidas) así como los menores metrados (menores metrados y deductivos vinculados) que aplicando la **Quinta Disposición Final de la Ley N° 28411**, llegamos a un adicional de 1.85 %

Realizando una comparación de los presupuestos del estudio y de la ingeniería de detalle para la construcción de la obra, se presentaron adicionales que sin considerar los deductivos vinculados se presenta lo siguiente:

Presupuesto del Estudio Definitivo	S/. 1 891 507,98
Adicionales por mayores metrados (AMM)	S/. 48 091,15
Adicionales por partidas nuevas (APN)	S/. 836,06
Menores metrado (MM)	S/. 26 140,83
Presupuesto de ingeniería de detalle	S/. 1 914 294,36
Donde el adiciones neto seria	S/. 22 786,38

Este adicional neto harían un adicional de **1.20 %**

Considerando los deductivos vinculados como lo establece Quinta Disposición Final de la Ley N° 28411, tenemos:

Deductivos vinculados (DV)	S/. 13 992,65
Donde el adicional neto seria (AMM+APN-DV)	S/. 34 934,56

Este adicional neto considerando los **DV** harían un adicional de **1.85 %**

A continuación se muestran el cálculo justificativo del adicional en los siguientes cuadros:

Metrado y presupuesto de la ingeniería de detalle

Resumen general del presupuesto de ingeniería de detalle (página 106)

Resumen de líneas primarias (página 107)

Suministro de materiales de líneas primarias (página 108)

Montaje electromecánico de líneas primarias (página 111)

Resumen de redes primarias (página 113)

Suministro de materiales de redes primarias (página 114)

Montaje electromecánico de redes primarias (página 117)

Análisis de Mayores y Menores Metrados

Resumen general de adicionales y deductivos vinculados (página 119)

Resumen de adicionales y deductivos vinculados de líneas primarias (página 120)

Suministro de adicionales y deductivos vinculados de líneas primarias (página 121)

Montaje de adicionales y deductivos vinculados de líneas primarias (página 123)

Resumen de adicionales y deductivos vinculados de redes primarias (página 125)

Suministro de adicionales y deductivos vinculados de redes primarias (página 126)

Montaje de adicionales y deductivos vinculados de redes primarias (página 128)

CONCLUSIONES

Después del desarrollo de la ingeniería de detalle a nivel de ejecución de obra y habiéndose desarrollado en tiempo real junto con la ejecución de obra llegamos a las siguientes conclusiones:

1. La ejecución de las obras realizadas en las zonas rurales, que son denominadas electrificación rural, tienen gran importancia para el desarrollo del país, toda vez que articulará e integrará a la economía del país importantes áreas en actual producción.
2. La elaboración de los estudios definitivos, así como las ingeniería de detalle se realizan teniendo en cuenta las normas de electrificación rural emitidas por el Ministerio de Energía y Minas, las mismas que se encuentran definidas para el cumplimiento de todas las concesionarias del país.
3. El escenario geográfico donde se ubica el desarrollo de la obra es en el departamento de Huánuco, que cuenta con un coeficiente de electrificación bajo (47.3% al 2007), a comparación de los demás departamentos se encuentra por encima solamente del departamento de Cajamarca que cuenta con 39.4% (2007).

4. Después de la ejecución de la obra en mención que se desarrollo en paralelo con otras obras en el mismo departamento, el coeficiente de electrificación subió al 53% al 2009.
5. Acenso del coeficiente de electrificación del Perú del 2007 al 2009 fue del 74.1% al 78%, teniendo como proyección llegar al 90% para el 2012.
6. La actividad principal en la mayoría de localidades es la agricultura destacando el cultivo de maíz, papa, haba como los más importantes, también la ganadería es una de las actividades más destacadas.
7. Los estudios definitivos de los proyectos se desarrollan levantando información de campo, para el mercado eléctrico, el diseño de las líneas y redes primarias.
8. Para la ejecución de la obra se realiza la ingeniería de detalle tomando como referencia los trazos definidos en el estudio definitivo, a no ser que sea necesario como consecuencia de dos actividades muy importantes que no se consideraron en la elaboración del estudio definitivo:
 - Obtención del Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) que hasta antes del 2010 los emitía el Instituto Nacional de Cultura (INC), pero que a partir del la creación del Ministerio de Cultura (Mediante Ley N° 29565 con fecha 21 de julio de 2010) es este Ministerio quien asume todas las funciones del INC.

- Saneamiento de la faja de servidumbre, el cual se realiza con cada uno de los propietarios o posesionarias de la faja de la línea, en algunos casos se realiza la conciliación, pero ante una negación de algún propietario o poseionario se realiza en cambio de trazo; de ser antieconómico el cambio de trazo se realiza la imposición de la faja de servidumbre.

9. Si por la obtención del CIRA o el saneamiento de la faja de servidumbre se tiene que realizar algún cambio de trazo, se presentan variación en el metrado y por consiguiente variación del presupuesto.

10. Al realizar el análisis de adicionales y deductivos vinculados se pueden presentar dos situaciones:

- No pasar del 10%, la obra puede continuar en su proceso de ejecución con la aprobación de la entidad contratante.
- Pasar del 10%, en esta situación se tendría que realizar una evaluación del estudio con participación del Organismo Supervisor de las Contrataciones del Estado (OSCE)

11. Para demostrar el análisis de adicionales y deductivos vinculados se consideró las variaciones por los cambios de trazo en las líneas, en el caso de las redes primarias se consideró que no hubo variaciones, por lo que no se presentaron adicionales ni deductivos vinculados.

12. Los deductivos vinculados son aquellos menores metrado que se reemplazaron por partidas que cumplen la misma función, esto para que el porcentaje de adicionales no se vea incrementado considerablemente y se pueda ejecutara mas trabajos con la optimización del presupuesto.
13. Los cálculos eléctricos y mecánicos del estudio definitivo están desarrollados con las características eléctricas y mecánicas solicitadas en la norma R.D. N° 026-2003-EM/DGE, “Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”, los cálculos de la ingeniería de detalle se realizaron considerando las especificaciones técnicas de los materiales suministrados para la ejecución de obra, las variaciones son mínimas, pero son fundamentales para los cálculos definitivos.
14. Este tipo de obras no son rentables económicamente para ninguna concesionaria eléctrica, en la mayoría de casos son obras que no están dentro de su concesión, es por eso que la ejecución es una obra de bien social y son ejecutadas por entidades del gobierno (ministerios), una vez ejecutados las obras son entregados a las concesionarias para su administración y venta de energía.

BIBLIOGRAFÍA

Código Nacional de Electricidad Suministros 2001.

Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.

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

RD-017-2003-EM/DGE Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales.

RD-018-2003-EM/DGE Bases para el Diseño de LP y RP para Electrificación Rural.

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

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

NESC National Electrical Safety Code

RUS Rural Utilities Service

U.S. Bureau of Reclamation - Standard Design

VDE 210 Verband Deutscher Electrotechniker

VDE 102 Seleccionar y Dimensionar los Interruptores Automáticos

VDE 103 Esfuerzo Dinámico y Térmico Derivados del Cortocircuito

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers

IEEE std 1410	Comportamiento de líneas aéreas a las descargas atmosféricas
CIGRE	Conference International des Grands Resseaux Electriques
ANSI	American National Standard Institute
IEC	International Electrotechnical Comission
IEC 815	Recomendaciones para distancia de fuga de aisladores
IEC 589	Norma de fabricación de conductor de AAAC
ASTM B398	Norma de fabricación de conductor de AAAC
ASTM B399	Norma de fabricación de conductor de AAAC
Ley N.º 28411	Ley General del Sistema Nacional de Presupuesto
FONAFE	Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado
OSCE	Organismo Supervisor de las Contrataciones del Estado