

# Universidad Católica de Santa María

Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica,  
Mecánica Eléctrica y Mecatrónica



## DISEÑO DE LA SUB ESTACIÓN ELÉCTRICA PARA LA PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A.

Tesis presentada por el Bachiller  
**Gallegos Fuentes Roger Angel**

Para optar el Título Profesional de  
**Ingeniero Mecánico Electricista**

**Asesora:**

Mg. Chani Ollachica Deidamia

**Arequipa – Perú  
2017**



*Universidad Católica de Santa María*

(51 54) 382038 Fax: (51 54) 251213 ✉ [ucsm@ucsm.edu.pe](mailto:ucsm@ucsm.edu.pe) <http://www.ucsm.edu.pe> Apartado: 1350

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA, MECÁNICA  
ELÉCTRICA Y MECATRÓNICA

INFORME DICTAMINATORIO

VISTO

EL BORRADOR DE TESIS TITULADO:

**“DISEÑO DE LA SUB ESTACION ELECTRICA  
PARA LA PLANTA INDUSTRIAL KUMHO  
LLANTAS S.A”**

Presentado por el Bachiller:

**GALLEGOS FUENTES ROGER ANGEL**

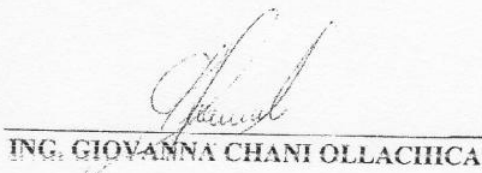
Nuestro **DICTAMEN** es:

OBSERVACIONES: *Sin observaciones, con opinión  
favorable para su trámite de sustentación*

Arequipa, 23 de agosto del 2017



ING. CESAR CASTILLO CACERES



ING. GIOVANNA CHANI OLLACHICA





*Universidad Católica de Santa María*

(51 54) 382038 Fax:(51 54) 251213 ✉ ucsm@ucsm.edu.pe 🌐 http://www.ucsm.edu.pe Apartado: 1350

AREQUIPA - PERÚ

**FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍAS FÍSICAS Y FORMALES  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA, MECÁNICA  
ELÉCTRICA Y MECATRÓNICA**

**INFORME DICTAMINATORIO**

**VISTO**

**EL PLAN DE TESIS TITULADO:**

**“DISEÑO DE LA SUB ESTACION ELECTRICA PARA LA  
PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A”**

Presentado por el (os) Bachiller (es):

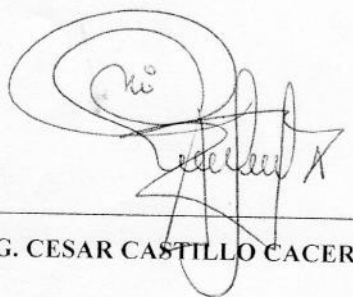
**GALLEGOS FUENTES ROGER ANGEL**

Nuestro **DICTAMEN** es:

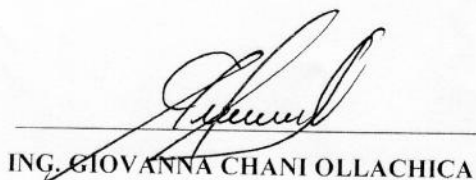
*APROBADO*

OBSERVACIONES: *Se levantará durante el desarrollo*

Arequipa, *12 de Junio*. 2017



ING. CESAR CASTILLO CACERES



ING. GIOVANNA CHANI OLLACHICA



*Universidad Católica de Santa María*

(51 54) 382038 Fax: (51 54) 251213 ✉ ucsm@ucsm.edu.pe 🌐 http://www.ucsm.edu.pe Apartado: 1350

AREQUIPA - PERÚ

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍAS FÍSICAS Y FORMALES  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA,  
MECÁNICA ELÉCTRICA Y MECATRÓNICA

**INFORME DE ASESORÍA DE TESIS**

**VISTO**

EL PROCESO DE ELABORACIÓN DE TESIS:

**“DISEÑO DE LA SUB ESTACION ELECTRICA PARA LA  
PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A”.**

**Presentado por el Bachiller:**

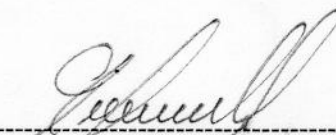
**GALLEGOS FUENTES, Roger Ángel**

**I N F O R M E**

*Aprobado*

OBSERVACIONES: *Sin observaciones, con opinión favorable para su tramite de sustentación.*

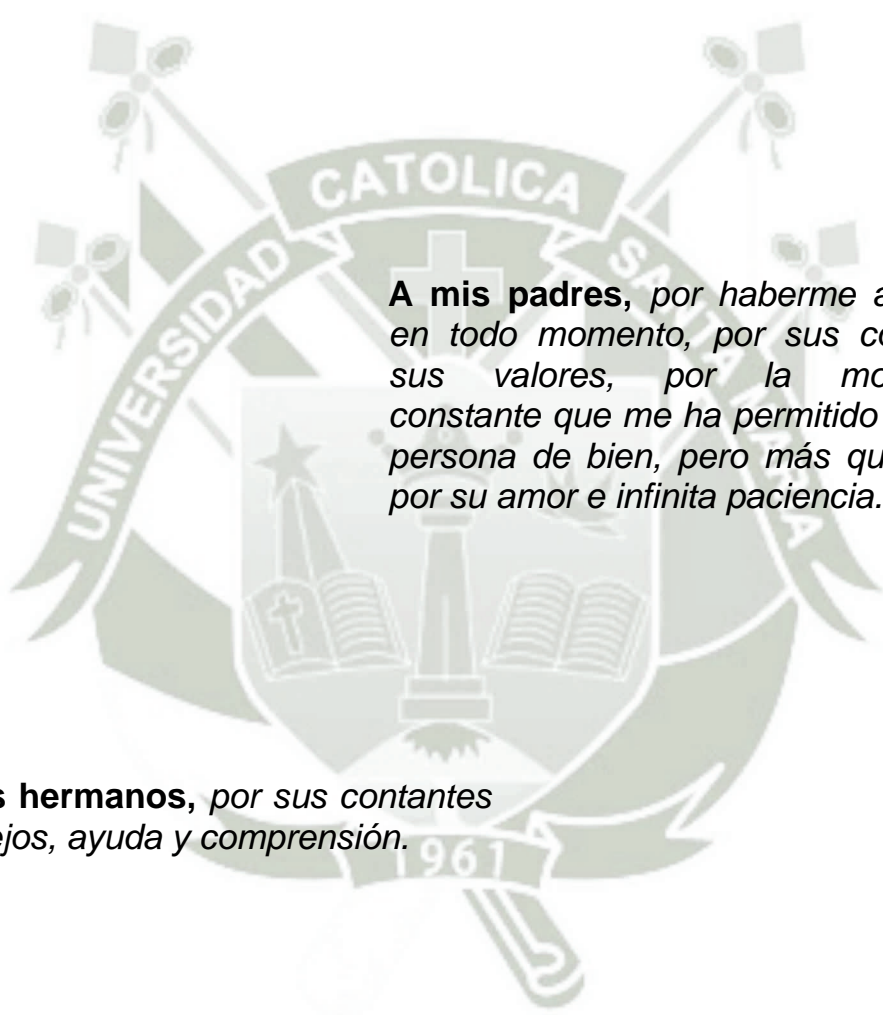
Arequipa, *09 de agosto* 2017



ING. GIOVANNA DEIDAMIA CHANI OLLACHICA  
ASESOR



**A Dios**, por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.



**A mis padres**, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor e infinita paciencia.

**A mis hermanos**, por sus contantes consejos, ayuda y comprensión.

## INTRODUCCIÓN

La presente Tesis contempla el diseño de la subestación eléctrica para la planta industrial KUMHO Llantas S.A., que tiene una gran producción de llantas para todo tipo de aplicaciones, principalmente de la industria minera quienes cuentan con grandes maquinarias que tienen un gran desgaste continuamente, por lo que significan nuestros más grandes clientes en el Perú.

Comprende cinco capítulos:

Capítulo I. Generalidades

Capítulo II. Marco Teórico

Capítulo III. Desarrollo de la metodología para el diseño de una subestación eléctrica

Capítulo IV. Coordinación de protección de la subestación tipo caseta en el lado de MT y BT para la selección y ajustes de los dispositivos de protección

Finalmente las Conclusiones, recomendaciones y anexos.

En el Primer Capítulo denominado Generalidades corresponde al desarrollo de la descripción del problema, objetivos generales y específicos; con su respectiva justificación, alcances y limitaciones.

En el Segundo Capítulo se presenta el Marco Teórico que ha servido como base para el Estudio de la minería en el Perú, transformación de potencia, la clasificación de las subestaciones, interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de medida voltaje y de corriente, pararrayos, bobinas de bloqueo y equipo de comunicación, aisladores y herrajes, sistemas de barras y estructura soporte, canalizaciones, conductores y drenajes; y finalmente el Software Ecodial.

El Tercer Capítulo trata del desarrollo de la metodología para el diseño de una subestación eléctrica de 400 KVA, donde podemos encontrar los datos técnicos del sistema eléctrico, cálculos justificativos eléctricos, mecánicos,

dimensionamiento de las barras de media tensión, selección de las terminaciones de cable en MT, cálculo de aisladores portabarras en 10 KV, ventilación de la subestación, coordinación de aislamiento y nivel básico de aislamiento, medición de resistividad del terreno, cálculo del sistema de puesta a tierra, especificaciones técnicas de montaje y técnicas de materiales.

En el Cuarto Capítulo se puede encontrar la coordinación de protección de la subestación tipo caseta en el lado de MT y BT para la selección y ajuste de los dispositivos de protección.

Se presentan las Conclusiones, Recomendaciones, Bibliografía y anexos respectivos.





## RESUMEN

La subestación eléctrica es uno de los elementos más importantes de las grandes empresas que tienen un consumo de energía eléctrica significativo, como nuestra empresa KUMHO LLANTAS S.A. que tiene una gran producción de llantas para todo tipo de aplicaciones, principalmente de la industria minera quienes cuentan con grandes maquinarias que tienen un gran desgaste continuamente, por lo que significan nuestros más grandes clientes en el Perú.

Las características técnicas de las llantas de nuestra empresa KUMHO LLANTAS S.A. representan una gran ventaja con respecto a la competencia, por lo que nuestra producción está garantizada, por lo que la cantidad de producción de las llantas requiere un gran consumo de energía eléctrica, y por ello se necesita la construcción de una subestación eléctrica que abastezca dicho consumo.

Por lo expuesto y en función a las necesidades de la gran industria y la minería peruana, se implementará una ampliación al taller de reparaciones de neumáticos gigantes (Servi Llantas), en conjunto entre la transnacional Michelin y Khumo llantas S.A.; único taller en el Perú homologado por Michelin; dicha ampliación servirá para poder mejorar y crear nuevos procesos para la reparación y el mantenimiento de neumáticos gigantes, para lo cual será necesaria la compra de nuevos equipos tales como:

- Hornos de Inducción
- Cámaras de secado
- Área de soldadura especializada
- Banco de compresores
- Herramientas especializadas, entre otras.

Considerando las cargas eléctricas existentes y las cargas eléctricas futuras que se han detallado para la ampliación correspondiente, es que se hace necesario comprar la energía eléctrica en Media Tensión ya que la Máxima Demanda eléctrica así lo requiere y para su debida utilización se necesitara la



implementación de una subestación eléctrica que permita disminuir el nivel de tensión a valores adecuados para su uso.

#### RESUMEN CARGA INSTALADA

Descripción de la carga	Potencia kW
Banco de compresores	33,6
Área de soldadura	18
Hornos de inducción	200
Cámara de secado	30
Circuitos Planta 1	15
Circuitos Planta 2	10
Sistemas de Computo	8
Otros	5
<b>TOTAL</b>	<b>319,6</b>

Tenemos una potencia instalada de 319.6 KW a la que le agregaremos por motivos de aumento de carga y seguridad el 25 %, obteniendo así una Máxima demanda de 399,5 KW, diseñando por tal motivo una SE de 400 KVA, que es un valor comercial del transformador eléctrico.

**Palabras claves:** Sub estación eléctrica – Planta Industrial.

## ABSTRACT

Within the daily operations of the mining centers, tires are the only point of contact of the vehicle with the ground, hence the importance of its monitoring and maintenance for its good condition, but also because it represents a very important item in costs. Of operation of the mine, the parameters that influence in lengthening the life of the rim are the following:

Position, pressure, load, driver handling, tracks, cycle length and speed, mechanical maintenance, twinning, room temperature and climate, rotation, storage, handling, assembly and dismantling and last preventive repairs.

The conventional autoclave repair system exposes the entire tire to temperature and pressure that can affect the original tire manufacturing components. This is manifested in a loss of performance after repair. So the advantage of the sector repair system used by our company KUMHO LLANTAS S.A., is that guarantees a constant pressure and a homogenous temperature and considers only the area to be vulcanized.

For the above and to respond to the needs of large Peruvian industry and mining, an extension will be implemented to the giant tire repair shop (Servillantas), jointly between the transnational Michelin and Khumo tires S.A.; The only workshop in Peru approved by Michelin; This expansion will serve to improve and create new processes for the repair and maintenance of giant tires, for which it will be necessary to purchase new equipment such as:

- Induction Furnaces
- Drying chambers
- Specialized welding area
- Compressor bench
- Specialized tools, among others.

Considering the existing electrical loads and the future electric charges that have been detailed for the corresponding expansion, is that it becomes necessary to purchase the electric energy in Medium Voltage since the Maximum Electric Demand so requires and for its proper use will need the implementation of An electrical substation that allows to reduce the voltage level to values suitable for its use.

### SUMMARY LOAD INSTALLED

Description Of charge	Power kW
Compressor bench	33,6
Welding area	18
Induction furnaces	200
Drying chamber	30
Circuits Plant 1	15
Circuits Floor 2	10
Computer Systems	8
Other	5
<b>TOTAL</b>	<b>319,6</b>

We have an installed capacity of 319.6 KW which we will add for reasons of increased load and safety 25%, obtaining a maximum demand of 399.5 KW, designing for that reason an SE of 400 KVA, which is a commercial value Of the electrical transformer.

**Key words:** Sub electric station - Industrial Plant



# ÍNDICE

## INTRODUCCIÓN

## RESUMEN

## ABSTRACT

<b>CAPITULO I: GENERALIDADES</b> .....	1
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	1
1.2. OBJETIVOS.....	2
1.3. ALCANCES Y LIMITACIONES.....	2
1.4. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO .....	3
<b>CAPITULO II: MARCO TEÓRICO</b> .....	4
2.1. MINERÍA EN EL PERÚ.....	4
2.1.1. Importancia y crecimiento de la Minería en el Perú .....	4
2.2. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	6
2.2.1. Definición .....	6
2.2.2. Tipos de Transformadores de potencia .....	13
2.2.3. Bobinados en transformadores de potencia .....	14
2.2.4. Sistema de refrigeración en transformadores de potencia .....	15
2.2.5. Formas de conexión en un transformador .....	16
2.2.6. Eficiencia y pérdidas del transformador.....	17
2.3. CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES .....	19
2.3.1. Definición .....	19
2.3.2. De acuerdo a la función que desempeñan .....	20
2.3.3. De acuerdo al tipo de instalación.....	21
2.3.4. Distancias mínimas de seguridad en una subestación .....	21
2.3.5. Sistemas de puesta de tierra .....	22
2.3.6. Servicios auxiliares de la subestación: .....	27
2.4. INTERRUPTORES DE POTENCIA .....	33
2.5. SECCIONADORES. ....	36
2.6. TRANSFORMADORES DE MEDIDA: VOLTAJE Y DE CORRIENTE. ....	37

2.7. PARARRAYOS.....	40
2.8. BOBINAS DE BLOQUEO Y EQUIPO DE COMUNICACIÓN.....	41
2.9. AISLADORES Y HERRAJES. ....	42
2.10. SISTEMA DE BARRAS Y ESTRUCTURA SOPORTE. ....	43
2.11. CANALIZACIONES, CONDUCTOS Y DRENAJES. ....	44
2.12. SOFTWARE ECODIAL.....	44
2.12.1. Definición.....	44
2.12.2. Características destacadas del ECODIAL.....	45
2.12.3. Aplicación y usos del ECODIAL.....	47
<b>CAPITULO III: DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE UNA SUBESTACION ELÉCTRICA DE 400 KVA.....</b>	<b>48</b>
3.1. DATOS TÉCNICOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	48
3.2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS ELÉCTRICOS.....	50
3.2.1. Bases de Cálculo.....	50
3.2.2. Cálculos y Dimensionamiento del Cable de energía MT.....	50
3.2.3. Intensidad de corriente admisible. ....	51
3.2.4. Cálculo de caída de tensión (%).....	52
3.2.5. Cálculo de corriente de cortocircuito.....	54
3.3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS MECÁNICOS.....	55
3.3.1. Hipótesis de cálculo mecánico de conductores.....	55
3.4. DIMENSIONAMIENTO DE LAS BARRAS DE MEDIA TENSIÓN.....	59
3.4.1. Cálculo por corriente nominal.....	59
3.4.2. Cálculo en función a la resistencia mecánica y resistencia térmica al cortocircuito.....	60
3.5. SELECCIÓN DE LAS TERMINACIONES DE CABLE EN MT.....	63
3.6. CÁLCULO DE AISLADORES PORTABARRAS EN 10 KV.....	63
3.7. VENTILACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	64
3.8. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO.....	67
3.8.1. Exigencias de la Coordinación de Aislamiento.....	67
3.8.2. Niveles Estándar de Aislamiento.....	68
3.8.3. Factores de Corrección de la Tensión Nominal.....	68
3.8.4. Nivel básico de aislamiento.....	69

3.8.5. Distancias Eléctricas de Seguridad .....	69
3.8.6. Distancia de los Conductores al Terreno .....	70
3.8.7. Separación Mínima entre Conductores y sus Estructuras .....	70
3.8.8. Selección de Aisladores .....	70
3.9. MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO .....	72
3.10. CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....	78
3.11. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MONTAJE .....	80
3.11.1. Transporte y Manipuleo de Materiales .....	81
3.11.2. Trazo y Replanteo de Red Aérea .....	81
3.11.3. Movimiento de Tierras .....	81
3.11.4. Instalación de Postes .....	82
3.11.5. Instalación de Retenidas .....	83
3.11.6. Instalación de Armados .....	83
3.11.7. Instalación de Conductores .....	84
3.11.8. Instalación de Sistema de Puesta a Tierra .....	87
3.11.9. Montaje de SE. Tipo Caseta, Transformix y Recloser .....	87
3.11.10. Liquidación de obra .....	89
3.11.11. Montaje de la sub-estación. ....	89
3.11.12. Montaje y preparación de terminales de cable seco. ....	90
3.11.13. Pruebas .....	91
3.12. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES .....	92
3.12.1. Postes de concreto armado centrifugado .....	92
3.12.2. Crucetas de madera tornillo .....	93
3.12.3. Aisladores tipo pin polimericos .....	94
3.12.4. Aisladores de suspensión poliméricos .....	95
3.12.5. Conductores de aleación de aluminio .....	96
3.12.6. Accesorios del conductor .....	97
3.12.7. Cable de acero grado siemens martín para retenidas. ....	98
3.12.8. Accesorios metálicos para retenidas .....	99
3.12.9. Materiales para puesta a tierra .....	100
3.12.10. Transformador de distribución .....	101
3.12.11. Seccionadores fusibles tipo expulsión .....	102
3.12.12. Seccionadores tripolar de potencia .....	103
3.12.13. Accesorios metálicos para postes y crucetas .....	104



<b>CAPITULO IV: COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACION TIPO CASETA EN EL LADO DE MT Y BT PARA LA SELECCIÓN Y AJUSTES DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN</b> .....	109
4.1. MÁRGENES DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR .....	109
4.2. COORDINACIÓN DE INTERVALOS DE TIEMPO PARA LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR .....	110
4.3. COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LA RED PRIMARIA .....	112
4.4. COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR .....	113
4.4.1. Selección del Revelador de sobrecorriente Instantáneo (50) .....	113
4.4.2. Selección del Revelador de sobrecorriente con retraso de tiempo (51) .....	113
4.5. PROTECCIÓN DIFERENCIAL .....	115
4.6. PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD .....	116
4.7. CALCULO ELÉCTRICO DE BT SOFTWARE ECODIAL .....	116
4.8. PROTECCIÓN PARA LOS SISTEMAS DE BAJA TENSIÓN .....	131
4.9. COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN PARA LOS SISTEMAS DE BAJA TENSIÓN .....	133
<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>138</b>
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	<b>141</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>142</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>143</b>
<b>PLANOS</b> .....	<b>144</b>

# CAPITULO I: GENERALIDADES

## 1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

### 1.1.1. Definición del problema

KUMHO LLANTAS S.A., es una empresa que inició sus operaciones en 1998, está dedicada al mantenimiento, construcción y reparación técnica de llantas de diferentes tipos, y para diferentes usos, utilizando tecnología de última generación y cumpliendo estándares de calidad nacional e internacional, además el personal está altamente capacitado.

Por otra parte el Perú se encuentra en medio de un escenario de expansión económica y desarrollo productivo en el área de la MINERÍA, varias compañías mineras líderes del Perú han trazado estrategias de diversificación productiva, por lo que la demanda de la compra, mantenimiento y reparación de llantas se ha visto incrementada quedando muy limitada nuestra planta actual, además el tamaño de los neumáticos es cada día mayor y la tecnología en constantes avances, por lo que se hace necesario el proyecto para realizar una ampliación de ésta, que nos permita estar a la par con todo ello.

Los principales clientes con los que cuenta la empresa son:

- Cerro Verde
- XS Trata Tintaya (Antapaccay)
- Inti Raymi
- SouthernPeru
- Antamina
- Yanacocha
- Pierina
- Shougang
- San Martin, entre otros

Concluimos entonces que es necesario debido a la gran demanda de productos y servicios realizar una ampliación a nuestra planta que requerirá a su vez de una Máxima Demanda Eléctrica superior a la que se utiliza actualmente por lo que es necesario diseñar una Subestación que provea dicha potencia, ya que se va a realizar la compra de energía eléctrica en media Tensión, y su uso será principalmente en baja tensión.

## 1.2. OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo General

- Diseñar una subestación interna tipo caseta de 400 KVA para la Planta Industrial KUMHO LLANTAS S.A.; que pueda satisfacer sus necesidades de carga actuales.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Seleccionar y calcular las protecciones eléctricas necesarias para un buen funcionamiento de la subestación.
- Calcular y seleccionar los circuitos de control y protección de las cargas que alimenta la subestación diseñada.
- Calcular y seleccionar conductores para las nuevas cargas eléctricas que minimicen las pérdidas eléctricas de operación del sistema.

## 1.3. ALCANCES Y LIMITACIONES

### 1.3.1. Alcances

El alcance del presente estudio es realizar un estudio detallado de las cargas eléctricas de la planta industrial KUMHO LLANTAS S.A., para poder desarrollar el diseño de una subestación eléctrica de acuerdo a sus necesidades actuales, capaz de proporcionar la suficiente energía eléctrica que necesita para el proceso de reparación y producción actual con las mínimas pérdidas eléctricas, con un adecuado sistema de protección y control de todos sus circuitos; asegurando economía y seguridad en su operación.



La solución propuesta del presente trabajo de investigación está basada en la información recogida en dicha fábrica, así como también la obtenida mediante la simulación en el software ECODIAL.

### 1.3.2. Limitaciones

El software ECODIAL permite diseñar el banco de condensadores más apropiado para el sistema, ingresándole los datos del sistema eléctrico así como el factor de potencia final requerido, pero este banco de condensadores solo se puede diseñar en la barra principal de energía eléctrica y no en cada una de las cargas, lo que implica una limitación en el caso de que se requiera una compensación en cada una de las máquinas por separado.

## 1.4. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

La empresa KUMHO LLANTAS S.A. ha tenido un crecimiento exponencial en los últimos años por el incremento de la producción minera, parque automotor y otros rubros similares, por lo que es necesario debido a la gran demanda de productos y servicios realizar una ampliación a nuestra planta que requerirá de una Máxima Demanda Eléctrica superior a la que se utiliza actualmente por lo que es necesario diseñar una Subestación que provea dicha potencia, ya que se va a realizar la compra de energía en media Tensión, y su uso va a ser principalmente en baja tensión.

## CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1. MINERÍA EN EL PERÚ

#### 2.1.1. Importancia y crecimiento de la Minería en el Perú

“La minería es uno de los sectores más importantes de la economía peruana y representa normalmente más del 50% de las exportaciones peruanas con cifras alrededor de los 4 mil millones de dólares al año. Por su propia naturaleza la gran minería constituye un sector que genera grandes movimientos de capital. La minería se ha vuelto tan importante que desde el año 1993 el Perú ha duplicado su producción de minerales.

Los principales minerales que exporta nuestro país son: cobre, oro, hierro, plata, zinc y plomo entre otros. Actualmente todos ellos son fuertemente demandados como insumos para procesos industriales de alto nivel tecnológico.

El Perú es un país de tradición minera. Durante la época de la colonia se explotaron las minas de plata de Potosí (Hoy Bolivia) y las minas de azogue de Santa Bárbara (Huancavelica). El azogue es conocido hoy como el mercurio y fue en su momento indispensable para la separación de la plata. Diversas fuentes coinciden que los minerales provenientes de estas minas permitieron las supervivencias y el desarrollo de Europa.

En el Perú, la explotación en Cerro de Pasco (Pasco) comenzó en 1905 y en 1922 se inauguró el complejo metalúrgico de la Oroya (Junín). En los años noventa se otorgaron numerosas concesiones mineras como parte de la política de apertura de mercados del gobierno de Alberto Fujimori. Actualmente las mayores explotaciones de cobre se registran en Cuajone (Moquegua), Toquepala (Tacna), Cerro Verde (Arequipa) y Tintaya (Antapaccay) (Cuzco). Cerro de Pasco y sus inmediaciones continúan extrayendo zinc, el plomo y la plata. Marcona (Ica) con hierro y San Rafael (Puno) con estaño. Con respecto

al oro, Yanacocha y Sipán (Cajamarca), Pierina (Ancash) y Santa Rosa (La Libertad) constituyen las mayores explotaciones.

El Perú posee el 16% de las reservas de minerales conocidas, incluyéndole 15% de las de cobre y el 7% de las de zinc. Se estima que hasta el día de hoy el Perú únicamente ha extraído el 12% de sus recursos minerales y que con tecnología adecuada puede triplicar su actual producción, especialmente en metales básicos. Los principales demandantes de oro son Estados Unidos, Suiza y Reino Unido. Así, desde 1990 las extracciones en el Perú se han incrementado en un 500%.

La privatización de la gran minería nacional, emprendida por el gobierno peruano en 1991, ha atraído a más de cien empresas extranjeras. El 40% de estas inversiones procede de Canadá, y el resto, de Australia, Estados Unidos, México, Sudáfrica, China, Suiza, Reino Unido, Luxemburgo e Italia. Las empresas estatales como Centromín y Minero Perú fueron prácticamente desactivadas y sus activos liquidados.”<sup>1</sup>

“Para el período comprendido entre 1992 y 2007 se ha invertido aproximadamente 9981 millones de dólares en el sector. El proyecto más ambicioso es el de las empresas canadienses Noranda, Río Algom y Teck, y la japonesa Mitsubishi, en el yacimiento polimetálico de Antamina que produce cobre, plomo, plata y zinc : Se ubica en Ancash y es considerado como uno de los mayores yacimientos del mundo.”<sup>2</sup>

“Para el período 2008-2015 las inversiones proyectadas ascienden a 20 mil millones de dólares. El anuncio fue formulado por el Ministro de Energía y Minas, durante la inauguración del Simposio Internacional del Oro.precisó que el "Perú obtuvo grado de inversión por ofrecer estabilidad jurídica, priorizar el diálogo y asegurar el cumplimiento de exigentes requerimientos socioambientales".<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup>Fuente.-“[www.monografias.com/trabajos60/repercusion-economica-mineria/repercusion-economica-mineria2.shtml](http://www.monografias.com/trabajos60/repercusion-economica-mineria/repercusion-economica-mineria2.shtml)”

<sup>2</sup>Fuente.- “[www.clubensayos.com](http://www.clubensayos.com)”

<sup>3</sup>Fuente.-“[luisbr.blogspot.com](http://luisbr.blogspot.com)”



La inversión proyectada en minería para el período 2008-2018 asciende a 19,923 millones de dólares e incluye una cartera de proyectos mineros en nueve regiones, informó el Ministro de Energía y Minas, Juan Valdivia Romero, en el Simposio Internacional del Oro.

Sostuvo que el Perú acaba de obtener el "Grado de inversión" que lo califica como país adecuado para recibir inversión, entre otras razones, debido a que respeta la estabilidad jurídica, promueve la solución de conflictos y procura que se cumpla con los exigentes requerimientos socio ambiental."<sup>4</sup>

## **2.2. TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

### **2.2.1. Definición**

“El transformador es un aparato que realiza una función muy poco vistosa –no realiza ningún trabajo mecánico (salvo vibrar)– pero en cambio sí muy útil para el transporte de la energía eléctrica. La función de los transformadores es la de cambiar los parámetros de la energía eléctrica. De forma tal, que no sea preciso generar, transportar y consumir la energía a una misma tensión.

El primer sistema de distribución de electricidad lo puso en servicio Edison, en Nueva York, en el año 1882. Se trataba de una pequeña central eléctrica que suministraba corriente continua a 120V. Esta tensión tan baja requería que por los cables circularan grandes corrientes, lo que daba lugar a enormes caídas de tensión y enormes pérdidas. De modo que en la práctica una central sólo podía alimentar a una manzana de edificios.

La invención del transformador y los desarrollos de las fuentes de corriente alterna, resolvieron los graves problemas que tenía la distribución de energía eléctrica en corriente continua.”<sup>5</sup>

---

<sup>4</sup> Artículo.-La Minería Peruana, Publicado por Luis Becerra

<sup>5</sup> Documento.- <https://es.scribd.com/document/129078974/4-TRANSFORMADOR>

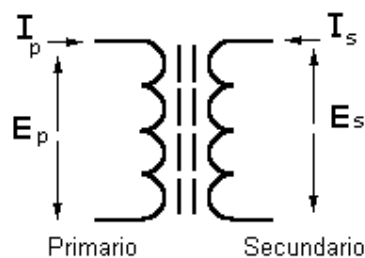


Figura 1.-Representación esquemática del transformador.

“Si se aplica una fuerza electromotriz alterna en el devanado primario, las variaciones de intensidad y sentido de la corriente alterna crearán un campo magnético variable dependiendo de la frecuencia de la corriente. Este campo magnético variable originará, por inducción, la aparición de una fuerza electromotriz en los extremos del devanado secundario.

La relación entre la fuerza electromotriz inductora ( $E_p$ ), la aplicada al devanado primario y la fuerza electromotriz inducida ( $E_s$ ), la obtenida en el secundario, es directamente proporcional al número de espiras de los devanados primario ( $N_p$ ) y secundario ( $N_s$ ).”<sup>6</sup>

$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

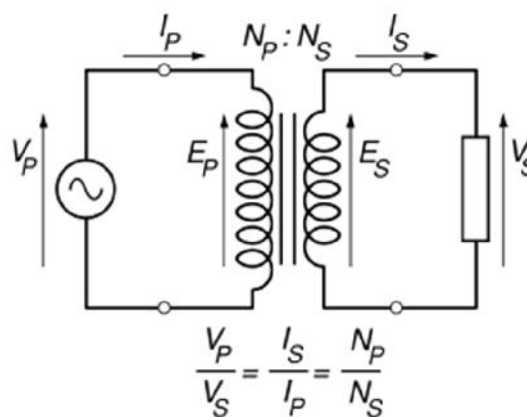


Figura 2.-Funcionamiento del transformador.

<sup>6</sup>Fuente.- “www.profesvirtuales.com.ar”

Si la reluctancia es muy pequeña, se tendrá que la suma de fuerzas magnetomotrices es prácticamente nula, con lo cual las corrientes resulta que están en relación inversa a las tensiones.

$$I_2 = I_1 \frac{N_1}{N_2}$$

Estas relaciones son coherentes energéticamente, dado que aseguran que la potencia que entra al transformador coincide con la que sale (transformador ideal o sin pérdidas).

Esta particularidad tiene su utilidad para el transporte de energía eléctrica a larga distancia, al poder efectuarse el transporte a altas tensiones y pequeñas intensidades y por tanto pequeñas pérdidas.

Así, si el número de espiras (vueltas) del secundario es 100 veces mayor que el del primario, si aplicamos una tensión alterna de 230 Voltios en el primario, obtendremos 23000 Voltios en el secundario (una relación 100 veces superior, como lo es la relación de espiras). A la relación entre el número de vueltas o espiras del primario y las del secundario se le llama relación de vueltas del transformador o relación de transformación.<sup>7</sup>

“El transporte de una cierta cantidad de energía eléctrica por unidad de tiempo se puede llevar a cabo eligiendo la tensión a la que se realiza el transporte o la intensidad de la corriente, resultando la misma potencia eléctrica transportada siempre que el producto de estas dos magnitudes sea igual, valor que corresponderá a la citada potencia eléctrica transportada. Ahora bien, puesto que los conductores reales tienen una cierta resistencia por unidad de longitud y el transporte puede ser de centenares de kilómetros, se debe contemplar la pérdida real de potencia eléctrica que se produce en este transporte. La manera de minimizar dicha pérdida de potencia es efectuando el transporte a tensiones elevadas y con bajas intensidades de corriente, parámetros que se elegirán en función de las distancias a recorrer y la cantidad de potencia eléctrica que se quiera transportar. Pero, en

---

<sup>7</sup><https://es.wikipedia.org/wiki/Transformador>



cambio, los equipos eléctricos conectados a la red no pueden operar entre tensiones tan altas (sería muy peligroso, por riesgo de electrocución) por lo que se ha de realizar la transformación de tensiones, de valores correspondientes a transporte, a valores de consumo, para lo cual se emplean los equipos de transformación.”<sup>8</sup>

“En los sistemas de generación modernos, la tensión oscila entre 15kV y 30kV, el transporte se puede hacer hasta los 220kV (en el Perú), mientras que los consumos más usuales son en 380V/220V, y todo ello gracias a los transformadores de potencia que permiten manejar gran cantidad de energía eléctrica a niveles de tensión muy altos.

Su constitución básicamente se puede resumir en lo siguiente:

1. Núcleo.

Columnas.

Culatas.

Transformadores acorazados y transformadores de columnas.

Chapas magnéticas.

2. Devanados.

Alta y Baja.

Concéntricos o alternados.

3. Refrigeración.

Baño de aceite. (Depósito de expansión). Pirelanos prohibidos. Ahora aceite de siliconas.

Radiadores para potencias grandes (más de 200kVA).<sup>9</sup>

**“Características generales del transformador de potencia”<sup>10</sup>**

**Tipo**

Los transformadores de potencia serán para servicio exterior, con arrollamientos sumergidos en aceite y diseñado para dos (02) etapas de enfriamiento:

- Circulación natural de aceite y aire, ONAN.

- Circulación forzada de aire, ONAF.

<sup>8</sup>Fuente.- “www.profesvirtuales.com.ar”

<sup>99</sup>Fuente.- “www.minas.upm.es”

<sup>10</sup>[https://www.celec.gob.ec/transelctric/images/stories/baners\\_home/.../Anexo5.doc](https://www.celec.gob.ec/transelctric/images/stories/baners_home/.../Anexo5.doc)

El suministro que se solicita estará equipado solamente para la etapa de ONAN. Deberán ser de sellado hermético y estarán provistos de todos los accesorios necesarios para su instalación completa.

### **Condiciones de Operación**

- a) El transformador debe ser diseñado para suministrar la potencia continua garantizada, en todas sus etapas de enfriamiento y en todas las tomas de regulación.
- b) El transformador y su equipo de refrigeración deberán funcionar con un nivel de ruido que no exceda lo establecido por la norma indicada en el numeral 2 y en las condiciones de plena carga.
- c) Todas las piezas serán fabricadas con dimensiones precisas, de tal manera de garantizar su intercambiabilidad.

### **Requerimientos de diseño y construcción**

#### **Núcleo**

- "a) La construcción del Núcleo deberá ser tal que reduzca al mínimo las corrientes parásitas. Se fabricará de láminas de acero eléctrico al silicio de alto grado de magnetización, de bajas pérdidas por histéresis y alta permeabilidad. Cada lámina deberá cubrirse de material aislante resistente al aceite caliente.
- b) El armazón que soporta el núcleo será una estructura reforzada que reúna la resistencia mecánica adecuada y no presente deformaciones permanentes en ninguna de sus partes; deberá diseñarse y construirse de tal manera que quede firmemente sujeto al tanque en ocho (08) puntos como mínimo.
- c) El circuito magnético estará firmemente puesto a tierra con las estructuras de ajuste del núcleo y con el tanque, de tal forma que permita un fácil retiro del núcleo. En transformadores con capacidades de 5 MVA o mayores, la conexión se efectuará con un cable de cobre y conectores adecuados, de la parte superior del núcleo a la cubierta interior del tanque, a una distancia de 50 cm o menos de la escotilla de inspección.

d) Las columnas, yugos y mordazas, deberán formar una sola pieza estructural, reuniendo la suficiente resistencia mecánica para conservar su forma y así proteger los arrollamientos contra daños originados por el transporte o en operación durante un cortocircuito. Se proveerán de asas de izado u otros medios para levantar convenientemente el núcleo con los arrollamientos. Esta operación no deberá someter a esfuerzos inadmisibles al núcleo o a su aislamiento.

e) Se deberá presentar una descripción completa de las características del núcleo, de los arrollamientos del transformador y de la fijación del núcleo al tanque.”<sup>11</sup>

#### **Equipo de Enfriamiento<sup>12</sup>**

a) El sistema de enfriamiento del transformador será ONAN, el que operará de acuerdo al régimen de carga del transformador.

b) El equipo de enfriamiento de los transformadores será suministrado completo con todos sus accesorios y comprenderá tuberías, radiadores, válvulas para las tuberías, etc.

c) El transformador estará provisto de un juego apropiado de radiadores, independientes entre sí.

d) La construcción de los radiadores de aceite será de acuerdo con las prescripciones de las normas internacionales.

e) Los radiadores se diseñarán de manera de permitir un fácil acceso a todos los tubos para inspeccionarlos y limpiarlos, con un mínimo de perturbaciones. Los radiadores tendrán dispositivos que permitan desmontarlos totalmente, así como válvulas para purga de aire. Todos los radiadores estarán provistos de asas de izado.

---

<sup>11</sup>Fuente.- “documents.mx”

<sup>12</sup>[www.seal.com.pe/LP0012013SEAL/.../Parte%20II/ETS%20Subestaciones.pdf](http://www.seal.com.pe/LP0012013SEAL/.../Parte%20II/ETS%20Subestaciones.pdf)



f) Cada uno de los radiadores del transformador dispondrá de válvulas dispuestas convenientemente, diseñadas de tal forma que pueda ponerse y sacarse fuera de servicio sin afectar las piezas del transformador.

#### **Sistema de Conservación de Aceite**

a) El sistema de conservación de aceite será del tipo tanque conservador, que no permita un contacto directo entre el aceite y el aire, mediante la instalación de un diafragma en el tanque.

b) El diafragma será de goma de nitrilo y diseñado de forma que no esté sometido a esfuerzos mecánicos perjudiciales al nivel máximo ó mínimo del aceite en el conservador. La capacidad del depósito conservador será tal, que el nivel de aceite, en ningún caso, descienda por debajo del nivel de los flotadores del relé Buchholz (diferencia de temperatura a considerarse 120 °C).

c) El tanque conservador deberá ser montado en la parte lateral y por sobre el tanque del transformador.

d) El sistema de conservación de aceite deberá estar equipado con un respiradero deshidratante lleno de cristales de Gel de sílice (silicagel) y con ventanilla de observación. El respiradero deberá estar situado a una altitud conveniente sobre el nivel del suelo.

e) El conservador estará equipado con tapón de drenaje, ganchos de levantamiento, válvulas para sacar muestra de aceite, ventanilla de observación del diafragma y abertura para el indicador de nivel.

f) En el tubo de conexión entre el tanque principal y el tanque de conservación de aceite, se acoplará un relé Buchholz, el cual deberá estar perfectamente nivelado. Este tubo deberá tener una pendiente no menor de 8% para facilitar el flujo de gas hacia el tanque conservador, con los siguientes diámetros mínimos de acuerdo a la capacidad del transformador:

- 50,8 mm, hasta 10 MVA.
- 76,2 mm, mayores de 10 MVA.

El Relé Buchholz contará con un dispositivo que permita tomar muestras de los gases acumulados.

### **Conmutador de Tomas en vacío (Cuando sea aplicable)<sup>13</sup>**

Los conmutadores de tomas serán mecánicamente y eléctricamente robustos, dispuestos para una conveniente inspección y mantenimiento sin necesidad de sacarlos fuera del tanque y provistos con un mecanismo externo para operación manual. El conmutador de tomas será diseñado para operar bajo condiciones de tensiones transitorias.

### **2.2.2. Tipos de Transformadores de potencia<sup>14</sup>**

En las estaciones de transformación la parte más importante está ciertamente representada por los transformadores, tanto por la función que ellos desarrollan como por su costo respecto a las otras partes de la instalación.

Los transformadores pueden dividirse en dos grupos:

#### ***Transformadores con aislamiento seco***

Los transformadores secos tienen la parte activa en contacto directo con un medio aislante gaseoso (generalmente aire) o con un medio aislante sólido (resinas, materias plásticas, etc.) la potencia y tensión de las máquinas de este tipo es todavía limitada.

#### ***Transformadores con aislamiento en aceite***

Los transformadores en aceite tienen en cambio las partes activas inmersas en aceite mineral y para estas máquinas no existen prácticamente límites en la potencia y las tensiones. Se construyen máquinas de varios centenares de MVA y para tensiones superiores a los 500 kV. La siguiente figura muestra distintos cortes de un transformador de 25 MVA, 130 kV  $\pm 2' 3.8 \%$ , con refrigeración tipo ONAF (aceite natural, aire forzado), con conmutador no bajo carga.

---

<sup>13</sup>[www.seal.com.pe/LP0012013SEAL/.../Parte%20II/ETS%20Subestaciones.pdf](http://www.seal.com.pe/LP0012013SEAL/.../Parte%20II/ETS%20Subestaciones.pdf)

<sup>14</sup><http://www.tadeoczerweny.com.ar/estaciones-transformadoras-moviles/>

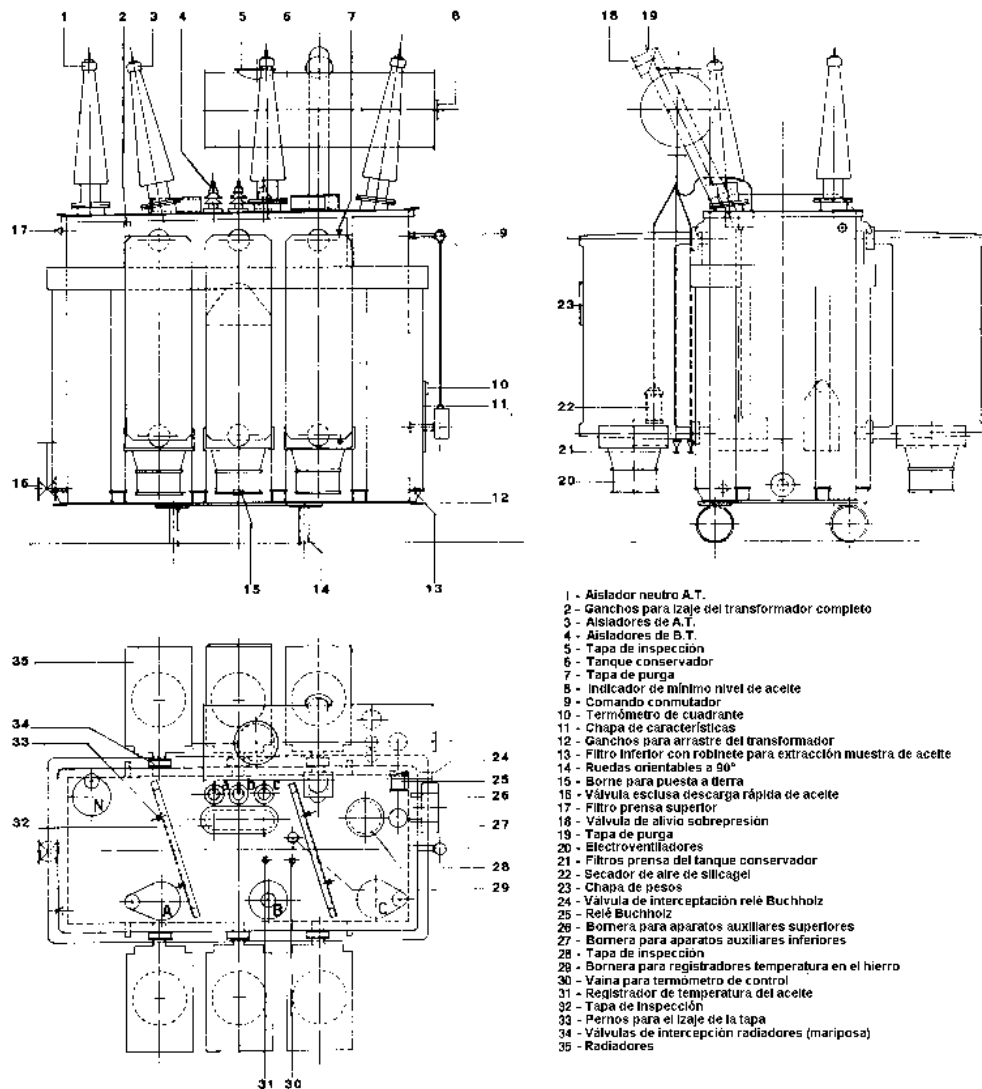


Figura 3.- Partes de un transformador

### 2.2.3. Bobinados en transformadores de potencia

“Las bobinas pueden ser:

1. Rectangulares. Se usan para transformadores de pequeña potencia (5MVA/60KV). La disposición de los devanados primario y secundario es concéntrico y el núcleo también es rectangular.



2. Cilíndrica. Se usa en transformadores de mediana potencia (10MVA/20KV). Son una especie de discos que constan de varias vueltas en espiral separados entre sí de cartón. Entre el primario y el secundario se disponen unas pequeñas pantallas de cartón baquelizado que aumentan la rigidez dieléctrica además de establecer canales axiales de circulación del refrigerante. El devanado es continuo se emplea para potencias hasta 40 MVA y tensiones entre 20 y 66 KV. Se inicia a partir de un disco y se devana en espiral desde el tubo aislante hasta el exterior, en la última vuelta se conecta con el exterior del siguiente disco y se devana en espiral de fuera a dentro, continuando el proceso hasta finalizar la bobina.
3. De galleta, se emplea para potencias elevadas y tensiones de 220 o 400 KV. Los bobinados del primario y secundario se devanan en forma de galleta rectangulares colocándose las bobinas del primario y secundario alternadas.”<sup>15</sup>

#### 2.2.4. Sistema de refrigeración en transformadores de potencia

Refrigeración natural. Para transformador de pequeña y mediana potencia. El aceite circula por diferencia de densidades a través de unos radiadores adosados a la cuba, aumentándose la superficie de refrigeración en contacto con el aire.

Refrigeración forzada de aire. Para grandes potencias. A los radiadores se les adosa una serie de ventiladores (de tipo horizontal o vertical) que aceleran el proceso de disipación.

Circulación forzada de aceite. Consiste en la aspiración e impulsión del aceite caliente mediante una bomba. La finalidad de la bomba es aumentar la velocidad de circulación del aceite a través de los radiadores.

*Sistema de Conservación de Aceite*

- a) El sistema de conservación de aceite será del tipo tanque conservador, que no permita un contacto directo entre el aceite y el aire, mediante la instalación de un diafragma en el tanque.
- b) El diafragma será de goma de nitrilo y diseñado de forma que no esté sometido a esfuerzos mecánicos perjudiciales al nivel máximo ó mínimo del aceite en el conservador. La capacidad del depósito conservador será tal, que

---

<sup>15</sup>Fuente.- “www.pt.scribd.com”

el nivel de aceite , en ningún caso, descienda por debajo del nivel de los flotadores del relé Buchholz (diferencia de temperatura a considerarse 120 °C).

c) El tanque conservador deberá ser montado en la parte lateral y por sobre el tanque del transformador.

d) El sistema de conservación de aceite deberá estar equipado con un respiradero deshidratante lleno de cristales de Gel de sílice (silicagel) y con ventanilla de observación. El respiradero deberá estar situado a una altitud conveniente sobre el nivel del suelo.

e) El conservador estará equipado con tapón de drenaje, ganchos de levantamiento, válvulas para sacar muestra de aceite, ventanilla de observación del diafragma y abertura para el indicador de nivel.

f) En el tubo de conexión entre el tanque principal y el tanque de conservación de aceite, se acoplará un relé Buchholz, el cual deberá estar perfectamente nivelado. Este tubo deberá tener una pendiente no menor de 8% para facilitar el flujo de gas hacia el tanque conservador, con los siguientes diámetros mínimos de acuerdo a la capacidad del transformador:

- 50,8 mm, hasta 10 MVA.
- 76,2 mm, mayores de 10 MVA.

El Relé Buchholz contará con un dispositivo que permita tomar muestras de los gases acumulados.

### 2.2.5. Formas de conexión en un transformador<sup>16</sup>

Estrella-estrella. Aislamiento mínimo. Cantidad de Cu mínima. Neutros accesibles. Alta capacidad entre espiras, reduciéndose los esfuerzos durante los transitorios de tensión.

Estrella-estrella con terciario en triángulo. Elimina el 3º armónico y las tensiones que éste origina en los devanados principales. Aumenta el tamaño y el coste del transformador.

---

<sup>16</sup>Zoppetti – Estaciones Transformadoras y de Distribución

Triángulo-triángulo. En caso de avería en una fase se puede seguir suministrando potencia. Circuito eléctrico económico para cargas elevadas y bajas tensiones. Es necesario utilizar un neutro artificial o banco de tierra. Se necesita mayor cantidad de Cu y de aislamiento.

Triángulo-estrella: Para elevadores de tensión y de distribución. Se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero. Se eliminan las tensiones ocasionadas por el 3º armónico.

Estrella-triángulo: Para reductoras de tensión. No se puede conectar a tierra el secundario. Se eliminan las tensiones provocadas por el 3º armónico.

Autotransformador. Menor tamaño. Mayor probabilidad de fallos. Las conexiones de primario y secundario deben de ser iguales.

#### **2.2.6. Eficiencia y pérdidas del transformador**

El cálculo de las pérdidas en los transformadores ha sido siempre un tema de interés en el sector industrial, mas que nada para quienes tienen a su cargo el diseño de estas máquinas y para quienes los operan cuando estos realizan su función, con el fin de obtener de ellos siempre la mayor eficiencia en el momento de su funcionamiento bajo determinadas condiciones.

Los transformadores pueden ser en general máquinas monofásicas o trifásica fijas (no rotativas) que transforman los niveles de tensión en valores superiores (elevadores) o inferiores (reductores) de tensión según lo requiera el sistema industrial. Estos aparatos de potencia son las máquinas eléctricas de mayor eficiencia con un 95% aprox.

El otro 5% se reparte en las diferentes pérdidas que se producen en el transformador.

- Pérdidas por la corriente de magnetización en el primario, que son fijas independientemente de la carga que suministre. También llamadas pérdidas de vacío ( $R_{fe}$ ,  $X_m$ ).
- Pérdidas de cobre en los devanados primario y secundario, que varía dependiendo de la corriente de carga por efecto Joule, y flujos de dispersión en las bobinas ( $R_1$  y  $R_2$ ,  $X_1$  y  $X_2$ ).

Sin embargo hay otro parámetro importante conocido llamado "Impedancia de cortocircuito



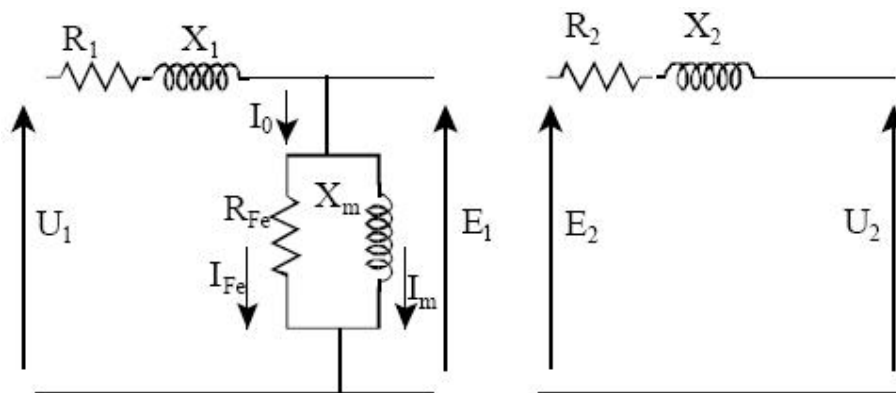


Figura 4.- Circuito equivalente del transformador

“El circuito equivalente en este último caso queda reducido a una impedancia en serie  $R_{cc}$  y  $jX_{cc}$ , suma de  $R_1+R_2$ , y  $j(X_1+X_2)$ . En los grandes transformadores se da además otra circunstancia que permite una simplificación adicional, y es que  $R_{cc}$  es mucho más pequeña que  $X_{cc}$ , con lo cual se desprecia, quedando únicamente como circuito equivalente una reactancia. Esta última aproximación se usa habitualmente cuando se estudian las líneas de distribución de energía eléctrica, ( $Z\%$ )”, que es aquella que limita la corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ) en el momento de una falla trifásica, por lo tanto se puede decir de forma muy aproximada que la  $I_{cc}$  de un transformador trifásico puede determinarse con la siguiente fórmula:<sup>17</sup>

$$I_{cc} = \frac{I_n}{Z\%}$$

Donde  $I_n$  es la corriente nominal del transformador.

Existe además otra fórmula aproximada que también es función de la variable  $Z\%$  característica o impedancia de cortocircuito que puede aplicarse para calcular las pérdidas en los secundarios de los transformadores cuando la corriente que fluye a través de ellos es diferente de la nominal.

<sup>17</sup>Fuente. “www.minas.upm.es”

$$Perdidas.(w) = C * KVA * \left( \frac{Ic \arg a}{Inom} \right)^2 * Z(p.u.)$$

Donde C, depende de la dimensión del transformador.

### 2.3. CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES<sup>18</sup>

#### 2.3.1. Definición

“Es un conjunto situado en el mismo lugar de la aparamenta eléctrica y de los edificios necesarios para realizar alguna de las funciones siguientes:

1. - transformación de la tensión,
- 2.- de la frecuencia,
- 3.- del nº de fases,
- 4.- rectificación,
- 5.- compensación del factor de potencia,
- 6.- conexión de dos o más circuitos.

La subestación sirve para la conexión de entre dos o más circuitos y su maniobra, y está destinada a la transformación de la energía eléctrica mediante uno o más transformadores.”<sup>19</sup>

“Una red eléctrica está formada por líneas y subestaciones eléctricas, las líneas son las ramas (o lados) de la red, las subestaciones son nodos de la red.

La red eléctrica, se esquematiza en formas muy simples para poder comprenderla, a los fines de su estudio se construye un grafico que la representa, el cual tiene nodos (o cúspides, vértices), lados (o aristas).”<sup>20</sup>

<sup>18</sup>Zopetti – Estaciones Transformadoras y de Distribución

<sup>19</sup>Fuente.- “pt.scribd.com”

<sup>20</sup>Fuente.- “www.scribd.com”

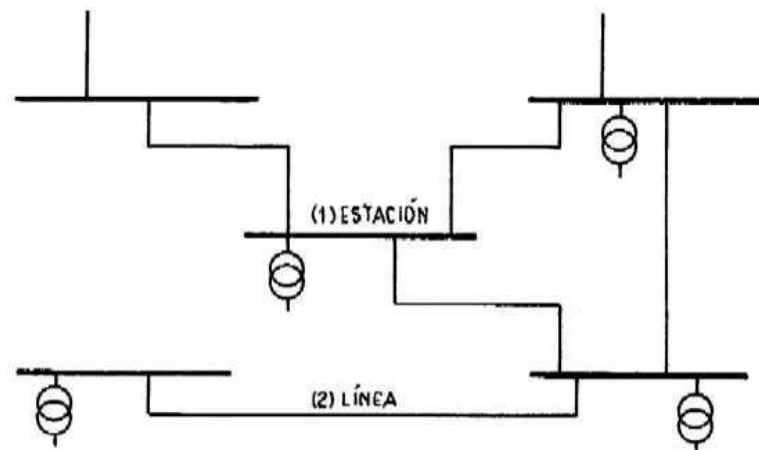


Figura 5.- Esquema unifilar de una red eléctrica

Una estación eléctrica puede estar representada en rigor entonces por uno o más nodos. La topología de la red varía, a causa de que se conectan y desconectan líneas, ramas, en consecuencia el gráfico varía.

Este es un aspecto importante de la red eléctrica, el diagrama unifilar que la representa varía, cambia, es un diagrama dinámico, variable, existen para ello equipos de maniobra.

### 2.3.2. De acuerdo a la función que desempeñan<sup>21</sup>

- Subestación elevadora u subestación transformadora primaria. Se ubican en lugares adyacentes a las centrales generadoras. Tienen por misión elevar la tensión de generación a la de transporte.
- Subestación reductora primaria. Recibe las líneas de transporte provenientes de las centrales, por lo que una de sus misiones es la interconexión. Reduce la tensión a valores de 132 ó 66kV. Otra misión es la de reparto.
- Subestación reductora secundaria. Alimentadas por una o varias líneas de 132 ó 66kV reducen la tensión a 20kV. Las líneas de salida alimentan directamente a los abonados, por tanto, también tienen como misión la interconexión y el reparto.

<sup>21</sup>Fuente.- “pt.scribd.com”



### 2.3.3. De acuerdo al tipo de instalación<sup>22</sup>

- a) Subestación intemperie. Se construyen al exterior, por lo que su aparamenta debe soportar condiciones atmosféricas adversas dependiendo de la zona de ubicación. Generalmente se alimentan mediante líneas aéreas de MT.
- b) Subestación de interior. Se instalan en el interior de edificios. Esta solución se adopta en subestaciones transformadoras secundarias, ya que al emplear tensiones menores, permite disminuir el espacio ocupado por la subestación.
- c) Subestaciones blindadas. Las partes activas sometidas a tensión se encuentran encerradas en el blindaje por cuyo interior circula un gas aislante SF<sub>6</sub>. Este sistema consigue una reducción de espacio muy importante y su forma modular permite ampliaciones posteriores.

### 2.3.4. Distancias mínimas de seguridad en una subestación<sup>23</sup>

Se entiende por distancias mínimas de seguridad en una Subestación A los espacios libres que permiten circular y efectuar maniobras al personal dentro de una Subestación, sin que exista riesgo para sus vidas y con un mínimo de posibilidad de realización de operaciones durante las maniobras y trabajos de mantenimiento.

- a) Zona de circulación, zonas donde existe vallas de protección, la altura mínima debe ser de 2,25m
- b) Zona e circulación de vehículos. La distancia horizontal a las partes activas son de 0,7 m. La distancia vertical será igual a la distancia mínima para barras rígidas respecto a tierra y en caso de barras conductoras flexibles se le añadirá 0,5 m
- c) Zona de trabajo, las distancias de seguridad se determinan de la misma forma que en los casos anteriores y en ningún caso la distancia total sea de 3 m

Además se deben de tener en cuenta las siguientes distancias, cuyos valores se obtendrán de Código Nacional de Electricidad- Suministro

---

<sup>22</sup>Fuente.- “www.scribd.com”

<sup>23</sup>Fuente.- “pt.scribd.com”

- Distancia entre fases.
- Distancia entre fase y tierra.
- Altura de los equipos sobre el nivel del suelo.
- Altura de barras colectoras sobre el suelo.
- Altura de apoyo final de las líneas que llegan a la S.T.
- Distancias de seguridad.

“Entre las zonas con elementos en tensión y los límites de las zonas de mantenimiento (zonas de trabajo). Los límites de las zonas de mantenimiento pueden ser la tierra o una plataforma sobre la cual trabajen los operarios. Si se considera que en una estación las personas deben caminar libremente bajo las zonas con equipos energizados, es necesario dar una distancia adecuada entre el punto más bajo de las estructuras de soporte de cada aislador (donde se conectan a tierra las partes metálicas) y tierra, para asegurar que una persona no sufrirá los efectos del campo eléctrico.”<sup>24</sup>

### 2.3.5. Sistemas de puesta de tierra<sup>25</sup>

“Su finalidad principal es la de proporcionar protección contra las sobretensiones, Cumple además otras misiones como:

- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes a tierra, a causa de un cortocircuito o descarga de un pararrayos.
- Evitar que se produzcan diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación.
- Facilitar la eliminación de las faltas a tierra.
- Aumentar la fiabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

A la red de tierra se conectan los neutros de los transformadores, pararrayos, los cables guarda, las estructuras metálicas, las cubas de los transformadores, cualquier parte metálica que deba estar al potencial de tierra.”<sup>26</sup>

“Para poder realizar el diseño de un sistema de puesta a tierra se seguirá el siguiente procedimiento:

---

<sup>24</sup>Fuente.- “www.emelnorte.com”

<sup>25</sup>Favio Casas Ospina.(2010) “Tierras Soporte de la Seguridad eléctrica”. Ed. Icontec , Bogotá

<sup>26</sup>Fuente.- “www.scribd.com”

- Investigación de las características del suelo.
- Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto.
- Diseño preliminar de la instalación de tierra.
- Cálculo de la resistencia del sistema de tierra.
- Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación.
- Cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación.
- Comprobar que las tensiones de paso y contacto calculadas son inferiores a los valores máximos definidos en el CNE-Suministro.
- Investigación de las tensiones transferidas al exterior por tuberías, raíles, vallas, conductores de neutro, blindaje de cables etc.
- Corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo.<sup>27</sup>

La elección del método de puesta a tierra de la subestación es muy complicado, hay gran números de factores que deben ser considerados, pero la mayoría de éstos no pueden ser tenidos en cuenta para la elección de un sistema de bajo costo que en definitiva es lo que más interesa. Históricamente ha habido una gradual tendencia en la práctica desde trabajar a neutro aislado hasta trabajar con resistencia de puesta a tierra.

En la siguiente tabla, se muestra una comparación entre los distintos métodos de puesta a tierra de un sistema eléctrico.

Tabla N° 1 : Métodos de puesta a tierra

Items	Aislado de tierra	Directo a tierra	Reactancia de tierra	Resistencia de tierra	Bobina de Petersen
(1) Aislación de Equipos	Plenamente aislado	El más bajo	Parcialmente bueno	Parcialmente bueno	Parcialmente bueno
(2) Corriente de falla a tierra	Usualmente baja	El máximo valor raramente es mayor que la corriente de cortocircuito trifásico	No puede ser reducida por debajo de $\frac{1}{2}$ o $\frac{1}{3}$ del valor de puesta a tierra directa.	Bajo	Despreciable, excepto cuando la bobina de Petersen sea cortocircuitada para operación de las protecciones. En este caso se puede comparar con el sistema de puesta tierra directa.
(3) Protección considerando el gradiente de tensión (frente de onda)	Usualmente bueno, no plenamente confiable por la posibilidad de	Proporciona el mayor gradiente, pero no es un problema dado	Ligeramente mejor que en puesta a tierra directa	Mejor que puesta a tierra con reactancia	Normalmente el mínimo gradiente, pero puede acercarse a valores de la efectiva puesta

<sup>27</sup>Fuente.- “pt.scribd.com”



	falla simultánea en otra fase.	que se utiliza alambres de tierra (hilo de guardia)			a tierra cuando necesariamente se shunta la bobina de Petersen para aislar el circuito de falla mediante relé.
(4) Protecciones	Difícil	Satisfactoria	Satisfactoria	Satisfactoria	Requiere un equipo particular pero puede ser hecha satisfactoriamente.
(5) Estabilidad	Generalmente no es importante	Menor que con otros métodos, pero puede ser hecho satisfactorio con el uso de relé de alta velocidad e interruptores rápidos	Mejor que en la puesta a tierra directa, particularmente si se usa en el extremo de recepción del sistema	Mejor que en la puesta a tierra directa, particularmente si se usa en el extremo de recepción del sistema	Está fuera de consideración durante fallas monofásicas, a menos que la bobina de Petersen esté cortocircuitada para aislar la falla por los relés
(6) Arco a tierra	Probable	Improbable	Posible si la reactancia es excesiva	Improbable	Improbable
(7) Efecto de fallas	Efecto de falla transmitida como un exceso de tensión en las fases sanas a todas las partes conductivamente conectadas a la red	Efectos de fallas localizadas al sistema o parte de sistemas donde ella ocurre	Efecto de fallas localizadas al sistema o parte de sistemas donde ella ocurre a menos que la reactancia sea elevada	Efecto de fallas transmitidas como exceso de tensión en las fases sanas a todas las partes de la red conductivamente conectadas dependiendo del valor de la resistencia	Efecto de fallas transmitidas como exceso de tensión en las fases sanas a todas las partes de la red conductivamente conectadas
(8) Fallas dobles	Probable	Improbable	Improbable a menos que la reactancia sea bastante elevada y la aislación débil	Improbable a menos que la reactancia sea bastante elevada y la aislación débil	Parece ser probable, pero no hay información disponible concluyente
(9) Influencia sobre radio telefonía	Puede ser bastante elevado durante fallas o cuando el neutro está desplazado	Mínimo	Mayor que para puesta a tierra directa cuando ocurren fallas	Mayor que para puesta a tierra directa cuando ocurren fallas	Puede ser elevada durante la falla
(10) Efecto inductivo	Es usualmente bajo excepto en casos de fallas dobles o inducción electrostática con el neutro desplazado, la duración puede resultar elevada	Será mayor en magnitud debido a las altas corrientes de falla, pudiendo ser rápidamente liberado con interruptores de alta velocidad	Será reducida respecto a los valores de puesta a tierra directa	Será reducida respecto a los valores de puesta a tierra directa	Será baja en magnitud excepto en los casos de fallas dobles o resonancia en serie a frecuencia armónica, la duración puede resultar elevada
(11) Protección contra efectos atmosféricos	Deben ser aplicados descargadores para sistemas aislados de tierra sacrificando la eficiencia y aumentando el costo	La más elevada eficiencia y el más bajo costo	Si la reactancia es muy grande el descargador aplicado debería ser para sistemas aislados de tierra, sacrificando costo y eficiencia	Usualmente deben ser aplicados descargadores para sistemas aislados de tierra, sacrificando costo y eficiencia	Deben ser aplicados descargadores para sistemas aislados de tierra, sacrificando costo y eficiencia
(12) Disponibilidad de la línea	Se libera ella misma si la longitud total de la línea interconectada	Debe ser aislada para cada falla	Debe ser aislada para cada falla	Debe ser aislada para cada falla	No necesita aislarse, pero se libera ella misma en un 60% a 80% de las fallas

	es pequeña y requiere la aislación desde el sistema en porcentajes crecientes cuando las longitudes se hacen mayores				
(13) Adaptación para interconexión	No puede ser interconectada a menos que el sistema de interconexión esté aislado de tierra o se usen transformadores de aislación	Indefinidamente satisfactorio con reactancia puesta a tierra del sistema	Indefinidamente satisfactorio con sólida puesta a tierra del sistema	Satisfactoria con sólida o reactancia de puesta a tierra del sistema con apropiada atención de las protecciones	No puede ser interconectado a menos que el sistema interconectado sea con puesta a tierra resonante o sean usados transformadores de aislación. Requiere coordinación entre el sistema interconectado y el neutralizador
(14) Interruptores del circuito	La capacidad de interrupción se determina por las condiciones de falla trifásica	La misma capacidad de interrupción que la requerida para un cortocircuito trifásico puede resultar insuficiente	La capacidad de interrupción se determina por la condiciones de falla trifásica	La capacidad de interrupción se determina por la condiciones de falla trifásica	La capacidad de interrupción se determina por la condiciones de falla trifásica
(15) Procedimiento de operación	Simple, aunque en momentos perturbadores la posibilidad de fallas dobles introduce complicaciones	Simple	Simple	Simple	Deben ser cambiados los contactos en los neutralizadores cuando el sistema sea modificado, pudiendo surgir dificultades en sistemas interconectados. Inconvenientes para localizar las fallas.
(16) Costo Total	Elevado, salvo que las condiciones sean tales que el arco tienda a extinguirse por sí sólo. Entonces las dobles ternas pueden ser eliminadas reduciendo los costos totales	El más bajo	Intermedio	Intermedio	El más alto a no ser que la característica de supresión del arco sea prevista de modo de eliminar circuitos de doble terna, cuando el costo debe ser más bajo por el tipo particular de servicio.

Fuente: Ingeniería de puesta a tierra

El método seleccionado de puesta a tierra el Sistema directamente o sólidamente conectado a tierra, del neutro del transformador de la subestación, que es la que se explica a continuación

### **Puesta a tierra directa.**

En todos los niveles de tensión, la puesta a tierra directa de sistemas es menos costosa que cualquier otro tipo de puesta a tierra. Esto es debido ser aplicados

los descargadores de más bajo nivel de tensión y porque no son requeridos equipos auxiliares de puesta a tierra como ser resistencias, reactancias, bobinas de Petersen, etc. Este método puede ser aplicado a sistemas existentes si hay suficientes aparatos conectados en estrella, en cambio en un sistema donde solo son disponibles transformadores conectados en triángulo, cada puesta a tierra requiere un gasto extra. En sistemas de 132 kV o mayores, es posible una economía adicional dado que los transformadores pueden ser adquiridos a menor costo para un servicio con neutro salido a tierra considerando que la aislación necesaria respecto a tierra es equivalente a la tensión de fase.

En un sistema con puesta a tierra directa, todas las fallas incluidas las monofásicas a tierra deben ser eliminadas con la apertura de la línea (esto es válido para sistemas de puesta a tierra a través de resistencias, reactancias, bobina de Petersen y en parte para sistemas aislados de tierra). Cerca del punto de puesta a tierra, las corrientes de falla son elevadas y en algunos casos exceden la corriente de falla trifásica. En algunas oportunidades se requieren en los interruptores capacidades de ruptura superiores a las necesarias para un corto circuito trifásico. Las elevadas corrientes producen importantes daños en el punto de falla, proporcionando tensiones de secuencia positiva de bajo valor y con tendencia a la inestabilidad. Además, las elevadas corrientes de fallas a tierra puedan interferir en los circuitos de comunicación.

La mayor parte de las influencias desfavorables debidas a las altas corrientes de falla, han sido eliminadas mediante el empleo de los actuales relés extra rápidos y los interruptores de corte rápido.

La capacidad de los interruptores puede evitar sobrepasarse mediante la adición de un reactor de tierra de dimensiones moderadas. Cuando la reducción de la corriente de falla se realiza únicamente mediante una reactancia, el sistema puede ser clasificado dentro de la puesta a tierra directa aunque los transformadores puestos a tierra a través de reactancias requieran mayor aislación del neutro, sin igualar los niveles de los sistemas aislados de tierra.

En las estaciones de generación, es usual conectar el triángulo del transformador del lado del generador y la estrella puesta a tierra del lado de Alta Tensión. El sistema con estrella secundaria es el más usual,



particularmente si la red secundaria de transmisión o distribución están también puestas a tierra. Los sistemas con este tipo de conexión están en muchos casos sujeto a sobretensiones anormales cuando se interrumpe un conductor de línea, o sea la apertura de un polo. Las circunstancias requeridas para producir estas sobretensiones raramente ocurren, pero no por ello se les debe restar importancia.

### 2.3.6. Servicios auxiliares de la subestación: <sup>28</sup>

#### a) Baterías, <sup>29</sup>

Pueden ser de ácido o alcalinas. Tienen por misión principal almacenar la energía suficiente para el disparo de los interruptores y para:

- Protecciones.
- Lámparas piloto.
- Sistema contra incendios.
- Aparatos registradores.
- Sistema de onda portadora.
- Controles interruptores.
- Control seccionadores.
- Alarmas.
- Alumbrado de emergencia.

La capacidad de una batería se mide por la cantidad de amperios-hora que puede suministrar en condiciones de trabajo normal

Quien debe suministrar el consumo permanente son los cargadores, en caso de que el cargador este suministrando toda la carga y aparezca un pico, será la batería quien suministre la diferencia

Solo en caso de fallo en el suministro eléctrico la batería suministrara toda la carga hasta que establezca el suministro de alterna.

“La tensión de una batería se fija en función de la capacidad de la instalación.

En algunos casos es necesario utilizar una tensión de 250 V, pero en general se utiliza 110 V y otras tensiones menores como 48 V.

---

<sup>28</sup>Zoppetti – Estaciones Transformadoras y de Distribución

<sup>29</sup>Fuente.- “pt.scribd.com”

En cuanto a la capacidad de las baterías se puede decir que para subestaciones con tensiones superiores a los 150 kV suelen utilizar baterías de 200 A-h, pero si utilizan interruptores de aire comprimido, puede ser suficiente con la mitad.

En instalaciones con tensiones menores, la capacidad de la batería puede reducirse a valores comprendidos entre 50 a 75 A-h. La carga de las baterías se puede efectuar mediante el empleo de cargadores de estado sólido.

El consumo permanente de una batería lo debe suministrar el cargador, y la batería debe hacerlo con los consumos de pico. En caso de falta de tensión alterna, la batería deberá mantener durante cuatro horas, la demanda normal de la subestación incluyendo una corriente de pico con una duración de hasta diez segundos. Se considera una corriente de pico igual a la que se obtiene durante la operación simultánea de tres interruptores.<sup>30</sup>

#### **b) Cargadores.**

“Son rectificadores estáticos contruidos con tiristores que regulan la tensión de flotación de las baterías intermedias a un valor de carga nominal. En caso de fallo en el suministro de c.a. la batería suministra toda la carga y cuando el suministro se restablezca el cargador debe ser capaz de suministrar la demanda normal y recargar la batería hasta el valor de flotación.

Son los equipos que mantienen las baterías al nivel de carga nominal. Estos dispositivos son rectificadores estáticos que resultan a tensión de flotación de la batería.

Para cada batería se utilizan dos cargadores, uno como sustituto del otro Los cargadores se instalan en un cuarto cercano al de las baterías para protegerlos de los gases que se desprenden de estas evitan la posibilidad de una explosión.

En el caso de una falla en la corriente alterna, el puesto de baterías alimenta todas las instalaciones de emergencias, más las suyas propias, al regresar aquellas el cargador debe poder suministrar la demanda normal y recargar la batería hasta el valor de flotación. La capacidad del cargador se selecciona a base de obtener al período de carga rápida, en un tiempo de cinco horas en las condiciones más desfavorables.”<sup>31</sup>

---

<sup>30</sup>Fuente.- “[www.dep.mem.gob.pe](http://www.dep.mem.gob.pe)”

<sup>31</sup>Fuente.- “[pt.scribd.com](http://pt.scribd.com)”

“Los cargadores deben tener protección de sobrecarga y cortocircuito, en el lado de corriente alterna y continúa. Además deben tener supervisión por medio de voltímetro y amperímetro en la salida de corriente continua.

El gabinete que contiene el cargador puede ser montado sobre el piso o fijado a la pared. Deberá tener acceso por cualquiera de sus caras, para que el equipo se pueda conectar, probar y mantener. El acabado exterior deberá realizarse con una pintura anti-corrosiva.”<sup>32</sup>

### **c) Planta de emergencia o Grupo electrógeno**

“Se denominan así el grupo motor-generator que se utilizan en algunas subestaciones muy importantes, para que en caso de fallas de los dos circuitos de alimentación a los transformadores de servicios de la subestación se tenga una tercera posibilidad de tener energía para operar los circuitos de baja tensión en corriente continua y alternada.

La capacidad dependerá de la complejidad de la subestación.

Estas plantas, una por subestación, arrancan y se conectan en forma automática, al desaparecer la tensión de corriente alterna. La conexión se efectúa en las barras principales de corriente alterna, que son alimentadas por los dos transformadores del servicio de la subestación, dicha conexión se hace por medio de un interruptor operado por un equipo de transferencia automática, que sólo puede cerrar en el caso de que haya abierto los interruptores de los transformadores mencionados anteriormente y viceversa, como se muestra en la siguiente figura.”<sup>33</sup>

---

<sup>32</sup>Fuente.- “[www.dep.mem.gob.pe](http://www.dep.mem.gob.pe)”

<sup>33</sup>Fuente.- “[www.repositorio.utp.edu.co](http://www.repositorio.utp.edu.co)”



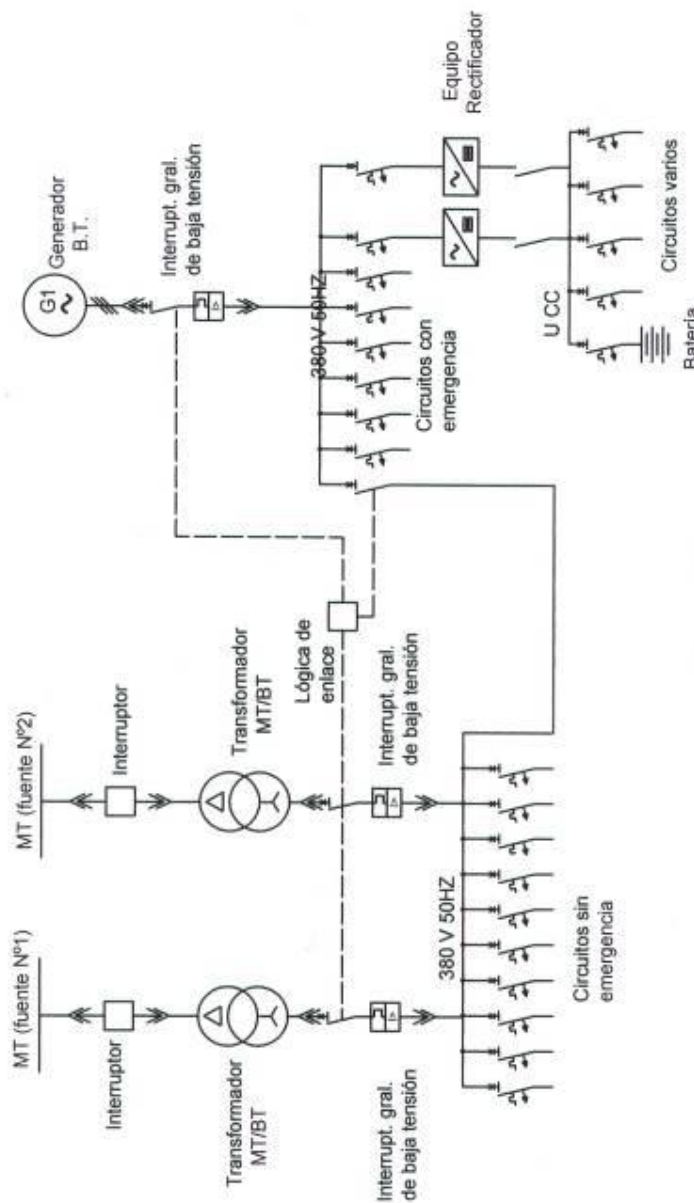


Figura 6.- diagrama unifilar con grupo electrógeno

**d) Alumbrado:**

“El sistema de alumbrado sirve para la operación, mantenimiento y vigilancia y así poder desarrollar sus trabajos respectivos, aún en las subestaciones automatizada, se requiere de la misma.

En la iluminación de una subestación transformadores se pueden considerar cuatro propósitos básicos:

- Seguridad en la operación de los equipos.
- Tránsito sin peligro.

- Inspección de los equipos.
- Trabajos de mantenimiento.

Una cuestión importante en las subestaciones es el llamado alumbrado de emergencia. Al fallar el servicio todas las áreas quedarían sin iluminación, precisamente en momentos en que sería necesaria la realización de maniobras. Para evitarlo se debe contar con el alumbrado de emergencia, alimentado por un circuito de las baterías y se conectará y desconectará automáticamente con la falta o no de tensión.

No se pueden dar reglas fijas sobre la iluminación de una subestación, porque la intensidad y distribución de los puntos de luz depende de una serie de circunstancias, se establece los siguientes parámetros:<sup>34</sup>

Tabla Nº 2 : Índices de iluminación

<i>“Centrales eléctricas</i>	
<i>- Estaciones de transformación: exteriores</i>	
<i>Circulación.....</i>	<i>100 lux</i>
<i>Locales de máquinas rotativas.....</i>	<i>200 lux</i>
<i>Locales de equipos auxiliares:..</i>	
<i>Máquinas estáticas, interruptores y otros... ..</i>	<i>200 lux</i>
<i>Tableros de aparatos de control y medición:</i>	
<i>Iluminación general.....</i>	<i>200 lux</i>
<i>Sobre el plano de lectura.....</i>	<i>400 lux</i>
<i>- Subestaciones transformadoras</i>	
<i>Exteriores.....</i>	<i>10 lux</i>
<i>Interiores.....</i>	<i>100 lux”</i>

*Fuente: Código Nacional de Electricidad*

Debemos tener en cuenta que estos valores son mínimos, en consecuencia se pueden adoptar valores más elevados si se hace necesario.

#### **d) Sistema contra incendios.<sup>35</sup>**

En una subestación existen varios puntos en donde se puede producir un incendio. Estos lugares pueden ser:

<sup>34</sup>Fuente.- “www.dep.mem.gob.pe”

<sup>35</sup>Fuente.- “www.biblioteca.usac.edu.gt”

- salas de tableros
- Uniones de cables
- interruptores
- transformadores de corriente y tensión
- transformadores de potencia (principalmente)

Durante el normal funcionamiento se hace necesario disponer en las subestaciones de medios de detección de incendios y consecuentemente elementos y sistemas para la extinción de los incendios.

El sistema de detección como su nombre lo indica está basado en detectores, que a su vez pueden ser de humos o de llamas. Dependiendo del sector que se trate se pueden instalar uno u otros o tal vez de ambos tipos a la vez.

Los detectores, independientemente del tipo se conectan mediante un cableado totalmente independiente de los de iluminación y tomacorrientes de 380/220 V.

Los circuitos de los sensores funcionan con una tensión de 12 V de corriente continua. En forma radial los sensores se conectan a una **central de incendio**, la cual tiene una fuente de energía propia (batería) para alimentar a los sensores y alimentar la señal luminosa y acústica correspondiente. Pudiéndose transmitir la misma a la central de control de la empresa propietaria.

Los sensores se disponen en “zonas” de modo que la central de incendio pueda detectar en zona de la subestación se está generando el incendio y dependiendo del sistema de extinción, puede habilitarlo, de modo de iniciar la acción antes que llegue el personal o los bomberos.

En las subestaciones transformadoras se pueden utilizar diferentes métodos contra incendio, lo cual depende del tamaño de la misma y de la zona de la misma que se trate, es así que es posible emplear:

- sistemas portátiles
- sistemas fijos

Los sistemas no son excluyentes, o sea que generalmente en una misma subestación se va a encontrar ambos sistema a la vez



## 2.4. INTERRUPTORES DE POTENCIA<sup>36</sup>

El interruptor es un aparato de maniobra mecánico, capaz de establecer, conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito; y también de establecer, conducir por un tiempo determinado, e interrumpir corrientes en determinadas condiciones anormales como las de cortocircuito. Este es el aparato que ha sufrido mayores evoluciones y cambios en sus principios de funcionamiento, casi podríamos decir que es como si hubiese habido modas (aunque la realidad fuera consecuencia frecuentemente de dificultad tecnológica) citemos solo los medios de interrupción aire (comprimido), aceite, gas SF<sub>6</sub>, vacío.

“La forma de estos aparatos es de lo más variada, se los puede clasificar en aparatos con tanque a tierra, o con tanque en tensión (muerto o vivo), entendiéndose por tanque el contenedor (metálico o de material aislante) de los contactos.

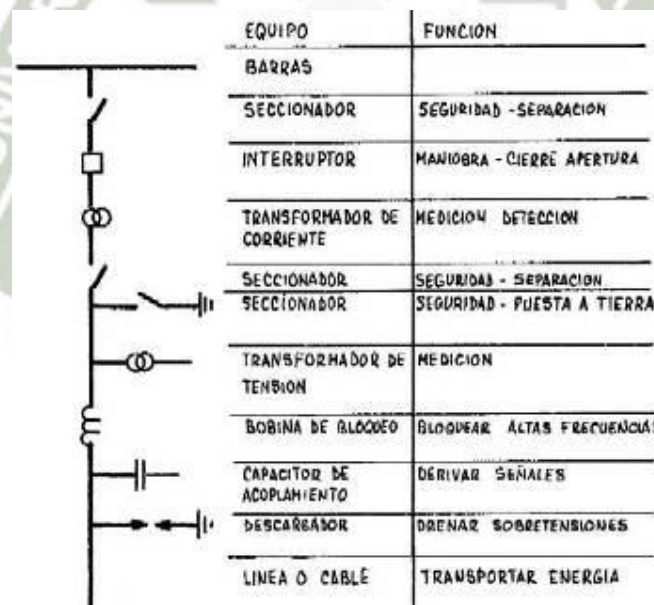


Figura 7.- Equipos principales

Los interruptores de potencia a utilizarse, cumplirán con las prescripciones de las siguientes normas

<sup>36</sup>Zoppetti – Estaciones Transformadoras y de Distribución

- IEC 60056 : High-voltage Alternating Current Circuit Breakers.
- IEC 60060 : High-voltage Test Techniques.
- IEC 60267: Guide to the testing of Circuit Breakers with respect to out of phase switching.
- IEC 60376 : Specification and Acceptance of New Sulphur Hexafluoride.

En caso de aplicarse las normas ANSI (American National Standards Institution),  
Éstas serán las siguientes:

- Publicación N° C 37.04 : Rating structure.
- Publicación N° C 37.06 : Preferred ratings.
- Publicación N° C 37.09 : Test procedure.
- Publicación N° C 37.010 : Application guide.<sup>37</sup>



Figura 8.- Interruptores de potencia

---

<sup>37</sup>Fuente.- “www.scribd.com”

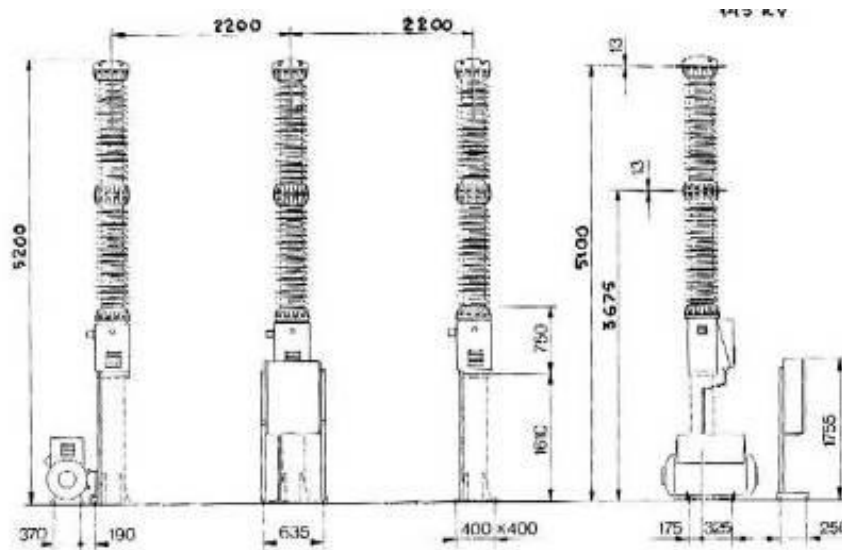


Figura 9 .- Vistas de un interruptor 133 KV

“Algunos interruptores tienen cámaras de interrupción (o de establecimiento de corrientes) en paralelo con las principales, y con resistores en serie, ya para lograr interrumpir ciertas corrientes (con resistores de apertura), o lograr limitar las sobretensiones de inserción de largas líneas (resistores de reinserción).”<sup>38</sup>



Figura 10.-Los interruptores de potencia de media tensión en SF6 son utilizados en Distribución Secundaria MT y en Centros de Transformación MT/BT hasta 33 kV,

<sup>38</sup>Fuente.- “www.scribd.com”



## 2.5. SECCIONADORES.<sup>39</sup>

El seccionador es un aparato mecánico de conexión que asegura, en posición abierta, una distancia de seccionamiento que satisface condiciones especificadas. Un seccionador es capaz de abrir y de cerrar un circuito cuando se establece o interrumpe una corriente de valor despreciable, o bien no se produce ningún cambio importante de la tensión entre los bornes de cada uno de los polos del seccionador.



*Figura 11.- Seccionadores de potencia*

Es también capaz de conducir corrientes en las condiciones normales del circuito, y de soportar corrientes por un tiempo especificado en condiciones anormales como las de cortocircuito.

Los seccionadores deberán de cumplir con las prescripciones de las siguientes normas:

- IEC 60129 : Alternating current disconnecter (isolator) and earthing switches.
- IEC 60168 : Test on indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1 000 V.
- IEC 60265: High-voltage switches for rated voltage of 52 kV and above.

---

<sup>39</sup>Manual electrotécnico, TelesquemarioTelemecanique - Schneider

- IEC 60273 : Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V.

## 2.6. TRANSFORMADORES DE MEDIDA: VOLTAJE Y DE CORRIENTE. <sup>40</sup>

“Los transformadores de medición están destinados a alimentar instrumentos de medida, indicadores, registradores, integradores, relés de protección, o aparatos análogos. Según la magnitud en juego se clasifican en Transformadores de Tensión y de Corriente.”<sup>41</sup>



Figura 12.- Transformadores de medida

### TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

Es un transformador en cuyo secundario, en condiciones normales de uso se tiene una tensión cuyo módulo es prácticamente proporcional a la tensión primaria, y que difiere en fase en un ángulo próximo a cero, para una adecuada conexión. En alta tensión se encuentra conectado entre fase y tierra.

<sup>40</sup>Zoppetti – Estaciones Transformadoras y de Distribución

<sup>41</sup>Fuente.- “[www.inducor.com.ar](http://www.inducor.com.ar)”



*Figura 13.- Vistas de un transformador de tensión*

Con los Transformadores de Tensión, el devanado primario está conectado a la tensión de servicio. La tensión del devanado secundario es idéntica al valor en el primario en fase y relación excepto en el error del transformador. Los Transformadores de Tensión funcionan sin carga.

#### **Normatividad aplicable a los transformadores de tensión de medida**

Los transformadores de tensión deberán de cumplir con las prescripciones de las siguientes normas:

- IEC 60186 : Voltage transformers.
- IEC 60156 : Method for the determination of electric strenght of Insulating oils.
- IEC 60358 : Coupling capacitors and capacitor dividers.

#### **TRANSFORMADOR DE CORRIENTE**

“Los transformadores de corriente presentan una corriente secundaria cuyo módulo es prácticamente proporcional a la corriente primaria y que difiere en fase en un ángulo próximo a cero.



Los hay de distintas formas constructivas, con núcleo en la cabeza, o con núcleo en la parte inferior. <sup>42</sup>



*Figura 14.- Transformador de corriente.- Los núcleos y los devanados secundarios se encuentran dentro de la cabeza del transformador. El aislamiento total de la alta tensión se consigue con el gas SF6, en lugar de papel-aceite.*

Estas características son:

- Relación de transformación, que es la relación entre las corrientes nominales primaria y secundaria ( $K_n$ ).
- Error de corriente, que es el que introduce el transformador en el módulo de la corriente:

$$e = (K_n \cdot I_s - I_p) / I_p$$

- Error de ángulo, diferencia de fases entre corriente primaria y secundaria.
- Prestación nominal es la carga expresada por su potencia aparente y factor de potencia, referida corriente nominal secundaria, a la que corresponden los valores límites de error.

<sup>42</sup>Fuente.- “www.scribd.com”

- Potencia nominal, o de precisión, es la que el transformador entrega a la corriente nominal secundaria cuando tiene conectada la prestación nominal.
- Corriente máxima permanente de calentamiento, es el mayor valor eficaz de la corriente que puede hacerse circular en el primario, sin que el calentamiento supere límites establecidos.”<sup>43</sup>

### **Normas aplicables**

Los transformadores de corriente utilizados deberán de cumplir con las prescripciones de las siguientes normas, según versión vigente a la fecha de convocatoria a licitación:

- IEC 60185 : Current transformers.
- IEC 60296 : Specification for new insulating oils for transformers and switchgear.

### **2.7. PARARRAYOS.<sup>44</sup>**

El descargador es un aparato destinado a proteger el material eléctrico contra sobretensiones transitorias elevadas y a limitar la duración y frecuentemente la amplitud de la corriente subsiguiente.

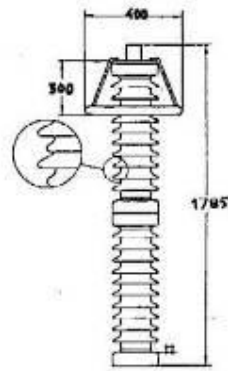
Se considera que forma parte del descargador todo espinterómetro en serie, necesario para el correcto funcionamiento del aparato en condiciones de servicio.

Modernamente se han impuesto los descargadores de óxido de cinc que no tienen espinterómetro en serie (aunque los hubo con).

---

<sup>43</sup>Fuente.- “www.www.scribd.com”

<sup>44</sup>Zoppetti – Estaciones Transformadoras y de Distribución



*Figura 15.- Descargador de tensión (Pararrayos), con envoltura de silicona (puede ser también de porcelana) .*

#### **NORMAS APLICABLES**

Los pararrayos materia de esta especificación cumplirán con las prescripciones de las siguientes normas:

- IEC 60099-3: Surge Arresters -Part 3 : Artificial Pollution testing of Surge arresters.
- IEC 60099-4: Surge Arresters -Part : Metal - oxide surge arresters Without gaps for a.c. systems.

#### **2.8. BOBINAS DE BLOQUEO Y EQUIPO DE COMUNICACIÓN.**

La bobina de bloqueo, también llamada Trampa de Onda, es un dispositivo destinado a ser instalado en serie en una línea de alta tensión. Su impedancia debe ser despreciable a la frecuencia de la red, de manera de no perturbar la



transmisión de Energía, pero debe ser selectivamente elevada en cualquier banda de frecuencia utilizable para la transmisión por onda portadora.

El equipo consiste en un inductor principal, un dispositivo de protección, descargador, y un dispositivo de sintonización.

## 2.9. AISLADORES Y HERRAJES.<sup>45</sup>

Los aisladores son dispositivos que sirven para mantener un conductor fijo, separado y aislado de partes que en general no están bajo tensión (a tierra).

Los aisladores que sirven para que un conductor atraviese una pared se denominan pasamuros. Se los denomina pasatapas cuando atraviesan la cuba de un transformador o la celda metálica de una instalación blindada.

Podemos denominarlos genéricamente como aisladores pasantes.

La definición de éstos incluye los medios de fijación al tabique o pared a atravesar. Los Aisladores Pasatapas o pasantes deberán de cumplir lo siguiente:

- a) Las características de los aisladores pasatapas estarán de acuerdo con la última versión de la Norma IEC, Publ. 60137 y serán del tipo condensador para tensiones desde 34,5 kV en adelante. Para tensiones menores serán del tipo de porcelana sólida. Los aisladores pasatapas para tensiones mayores a 60 kV tendrán derivaciones al exterior para.
- b) Todos los aisladores pasatapas serán de porcelana fabricadas homogéneamente, de color uniforme y libre de cavidades o burbujas de aire.
- c) Todos los aisladores pasatapas deben ser estancos a los gases y al aceite. El cierre debe ser hermético para cualquier condición de operación del transformador. Todas las piezas montadas de los pasatapas, excepto las empaquetaduras que puedan quedar expuestas a la acción de la atmósfera, deberán componerse totalmente de materiales no higroscópicos.

---

<sup>45</sup>Zoppetti – Estaciones Transformadoras y de Distribución

### **Normas aceptables para los aisladores**

Los aisladores de suspensión materia de la presente especificación, cumplirán con las prescripciones de las siguientes normas,:

- ANSI C29.1 AMERICAN NATIONAL STANDARD TEST METHODS FOR ELECTRICAL POWER INSULATORS
- ANSI C29.2 AMERICAN NATIONAL STANDARD FOR INSULATORS WET-PROCESS PROCELAIN AND TIGHTENED GLASS-SUSPENSION TYPE
- ASTM A 153 ZINC COATING (HOT DIP) ON IRON AND STEEL HARDWARE

### **2.10. SISTEMA DE BARRAS Y ESTRUCTURA SOPORTE.**

“La denominación genérica de barras y cables individualiza las barras propiamente dichas, los conductores de derivación (de barras a equipos) y los de conexión (entre equipos y a la línea).

Estos elementos forman la parte esencial de los circuitos de potencia, y su dimensionamiento depende de la elección del esquema, y para por dimensionamiento dieléctrico, dimensionamiento mecánico, y verificación térmica.

Se puede utilizar conductores rígidos, barras macizas o tubulares, o conductores flexibles, cableados, formados por alambres.

El material en teoría puede ser cualquiera siempre que ofrezca resistencia mecánica adecuada.

En el pasado se realizaron soluciones macizas con cobre, las barras de aluminio macizas no son comunes.

Las soluciones con cable pueden utilizar cobre, aluminio, aleación de aluminio, y, en algunos casos, aluminio con alma de acero.

La sección del conductor debe ser suficiente para transportar la corriente máxima permanente que el conductor debe soportar en las condiciones ambientales en el lugar de instalación.

Para las distintas secciones normales de barras, tubos y cables se determinan las corrientes que pueden transportar en distintas condiciones ambientales y construir una tabla que relaciona sección y corriente.

Los métodos de cálculo que se utilizan para determinar la corriente que un conductor (de determinado material, forma y sección) es capaz de transportar son varios.

La corriente a transportar debe ser menor o igual a esta corriente admisible del conductor elegido.”<sup>46</sup>

## 2.11. CANALIZACIONES, CONDUCTOS Y DRENAJES.<sup>47</sup>

- a) Canalizaciones bajo tubo. Se emplean para llevar a los conductores que parten de diferentes elementos de protección y maniobra hasta las canalizaciones principales que se comunican con los cuadros ubicados en el edificio de mando y control. Se colocan en una zanja cuyo fondo se dispone de un lecho de arena fina lavada o mortero de cemento y se recubre con hormigón, se cierra la zanja con tierra procedente de la excavación.
- b) Directamente enterrado en zanja. Es el sistema mas barato pero la protección mecánica y eléctrica de los conductores es muy deficiente y de baja seguridad.
- c) En bandeja. En el interior del edificio de mando y control de la subestación el tendido de conductores se realiza sobre bandejas perforadas en las paredes de galerías de servicios previstas para el fin.
- d) Canalizaciones prefabricadas de hormigón. Son una especie de zanja con paredes y fondo de hormigón armado

## 2.12. SOFTWARE ECODIAL<sup>48</sup>

### 2.12.1. Definición

Ecodial es un programa de ayuda para la concepción de redes de distribución de baja tensión, y comprende:

- Un editor de esquemas utilizando los componentes normalizados,
- Unas funciones de cálculo conformes a las normas electrotécnicas NF-C 15 100 y UTE-C 15 500.

---

<sup>46</sup>Fuente.- “[www.scribd.com](http://www.scribd.com)”

<sup>47</sup>Fuente.- “[pt.scribd.com](http://pt.scribd.com)”

<sup>48</sup>[www.schneider-electric.com.pe/es/product-range/1832-my-ecodial-l/](http://www.schneider-electric.com.pe/es/product-range/1832-my-ecodial-l/)



Ecodial ofrece varias funciones complementarias: gestión de proyectos, resultado detallado de los cálculos, configuración de la impresión, búsqueda de productos en la base de datos, asociación de los interruptores automáticos en selectividad o en filiación, comparativo de curvas de disparo. También permite exportar los esquemas y los cálculos en varios formatos. Los archivos exportados pueden ser utilizados en otras aplicaciones como los de tratamiento de texto o los programas de dibujo.

Ecodial puede utilizarse para concebir redes de distribución cuyas características generales son las siguientes:

- tensión: 220 a 660 V
- frecuencia: 50 o 60 Hz
- Esquemas de toma de tierra: TT, TN o IT
- Fuentes: Hasta 4 transformadores o generadores idénticos (pueden definirse dos conjuntos de fuentes, una para el uso normal, y la otra de ayuda).

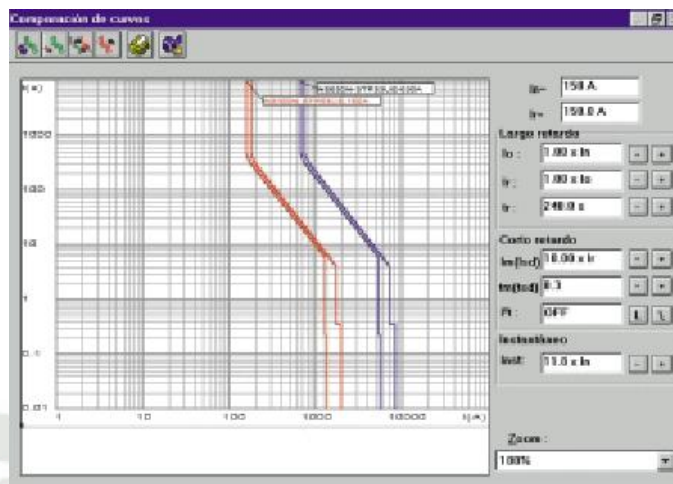
### **2.12.2. Características destacadas del ECODIAL**

#### **Esquema unifilar y cálculo**

El programa posee una biblioteca propia de símbolos normalizados con la posibilidad de incorporar nuestros propios esquemas-tipo más usuales; lo que nos permitirá realizar el diseño de la instalación de forma ágil y rápida.

Permite realizar el cálculo paso a paso de todas las salidas e ir verificando simultáneamente la lógica eléctrica de los datos obtenidos; ofreciéndonos alternativas de elección o posibles soluciones al problema detectado.

Tras finalizar todos los cálculos podemos exportar el esquema unifilar con todos los datos, así como el material elegido, al SOFTWARE EECObat 4.0 y realizar la puesta en envolvente.

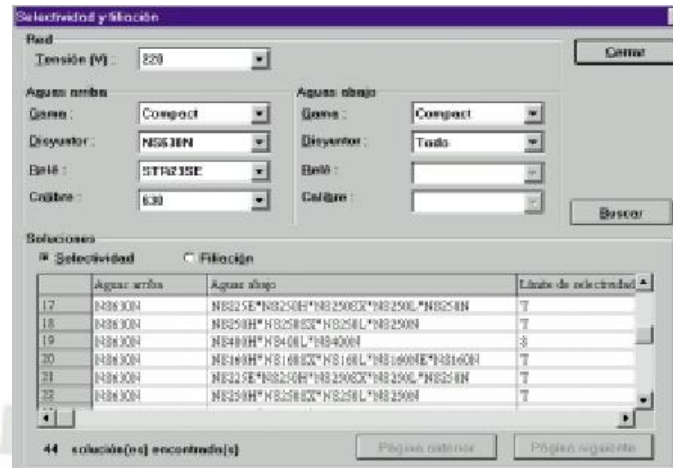


### Curvas de disparo

- El programa presenta un nuevo módulo que nos permite escoger un interruptor con su bloque de relés y mostrarnos su curva de disparo con la posibilidad de poder variar la regulación de los umbrales del térmico, magnético e instantáneo, en intensidad y tiempo y observar cómo varía la curva de disparo del interruptor.
- Para el estudio de la selectividad entre los diferentes interruptores automáticos tenemos la posibilidad de plasmar, en un mismo gráfico, las diferentes curvas de disparo de los interruptores e ir variando sus regulaciones hasta conseguir la selectividad entre ellos.

### Selectividad y filiación

- Dispone de una nueva herramienta de consulta: las tablas de selectividad y filiación, existentes en los catálogos Schneider Electric, de los interruptores automáticos multi 9, caja moldeada y bastidor abierto.
- La consulta se puede realizar bien entrando los dos modelos escogidos o bien introduciendo el aparato de aguas arriba o aguas abajo (indistintamente) y que el programa nos busque, de forma automática, todas las soluciones posibles indicándonos el valor del límite de selectividad o el poder de corte reforzado por filiación en todos los casos.



### 2.12.3. Aplicación y usos del ECODIAL<sup>49</sup>

ECODIAL :Software de ayuda a la concepción de redes distribución de baja tensión

- Edición simple e intuitiva del esquema unifilar.
- Verificación automática.
- Cálculo rápido de instalación.
- Dimensionado de los componentes: fuentes, conductores, protecciones, etc.
- Cálculo automático de la sección de cables, caída de tensión, protección de personas, etc.
- Ficha de componentes, lista de materiales, etc.

<sup>49</sup>Fuente.- “www.biblioteca.usac.edu.gt”



## CAPITULO III:

# DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE UNA SUBESTACION ELÉCTRICA DE 400 KVA

### 3.1. DATOS TÉCNICOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El suministro de energía eléctrica para la planta de KUMHO LLANTAS S.A. será atendido por la concesionaria de electricidad (Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A:)) en la opción MT3 a 10 KV, 60 Hz trifásico, el cual alimentará a la subestación de 400 KVA y ésta a todas las cargas de la línea de utilización interna de los respectivos ambientes laboratorios, oficinas existentes y proyectadas.

Tabla N° 3: Resumen carga instalada

Descripción de la carga	Potencia kW
Banco de compresores	33,6
Área de soldadura	18
Hornos de inducción	200
Cámara de secado	30
Circuitos Planta 1	15
Circuitos Planta 2	10
Sistemas de Computo	8
Otros	5
<b>TOTAL</b>	<b>319,6</b>

Fuente: elaboración propia

Tenemos una potencia instalada de 319.6 KW a la que le agregaremos por motivos de aumento de carga y seguridad el 25 %, obteniendo así una Máxima demanda de 399,5 KW, diseñando por tal motivo una SE de 400 KVA, que es un valor comercial del transformador eléctrico 10/.38-.22 KV, un grupo electrógeno para alimentar los circuitos de la planta 1 y 2, sistemas de computo y una reserva de 10KW.

En la primera estructura de la línea en MT se instalara un transformix para la correspondiente medición de energía y su respectiva facturación en MT3. El medidor de energía será suministrado e instalado por el concesionario de electricidad SEAL.

- Red de Media Tensión 10KV Particular desde el punto de diseño hasta subestación

Particular:

Tensión de operación	:	10,000 Voltios
Número de fases	:	Trifásico
Sistema elegido	:	Aéreo
Cable	:	3-1x25 mm <sup>2</sup> AAAC,

- Subestación Particular:

Tensión de operación	:	10,000 V
Número de fases	:	Trifásico trifilar
Potencia de diseño	:	400 kVA
Grupos de conexión del trafo	:	Dyn5
<b>Demanda máxima</b>	:	<b>399.5 kW</b>
Tipo de subestación	:	Semicompacta de superficie en caseta
Relación de transformación	:	(10) ± 3x2.5%/0.38-0.22kV

Para la selección y dimensionado de los equipos y materiales especificados, se ha considerado los siguientes parámetros:

a)	Caída máxima permisible de tensión de la red	:	2.5%
b)	Tensión nominal	:	10kV
c)	Frecuencia nominal	:	60 Hz
d)	Potencia cortocircuito Pcc (Dato SEAL)	:	500 MVA
e)	Tiempo actuación de protección (Dato SEAL)	:	0.2 seg.
f)	Máxima Demanda de potencia de diseño	:	399.5 KW
g)	Potencia de diseño	:	400 KVA
h)	Factor de potencia REQUERIDO, Cos (Ø)	:	0.9
i)	Longitud de cable aéreo AAAC, 33 Kv, 35mm <sup>2</sup>	:	70 m.

“Además de lo indicado, Este proyecto se ha elaborado además de las normas indicadas en el marco teórico con la siguiente normatividad:

- Ley de Concesión Eléctrica D.L. N° 25844
- Reglamento de la Ley de Concesión Eléctrica D.L. N° 25844
- Código Nacional de Electricidad Suministro,
- Norma de Procedimientos para la Elaboración de Proyectos y Ejecución de obras en Sistemas de Distribución y Sistemas de Utilización en Media Tensión en Zonas de Concesión de Distribución R.D. No 018-2002-EM/DGE,
- Reglamento Nacional de Edificaciones, y
- Lineamientos técnicos en elaboración de proyectos de la Concesionaria de Electricidad (SEAL)<sup>50</sup>

### 3.2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS ELÉCTRICOS

#### 3.2.1. Bases de Cálculo<sup>51</sup>

- Los diseños y cálculos observan las Normas del Código Nacional de Electricidad Suministro.
- El sistema adoptado es el Aéreo, trifásico, de tres conductores, dispuestos en una configuración paralela, simple terna.
- La tensión nominal de servicio y de diseño es de 10 kV, con frecuencia de 60 Hz y un factor de potencia de 0.9 inductivo
- La potencia de diseño del proyecto es de 399.5 kW.

#### 3.2.2. Cálculos y Dimensionamiento del Cable de energía MT

1. El dimensionamiento del alimentador, se halla considerando la potencia total de transformador de 400 KVA.
2. Condiciones:
 

a) Potencia de diseño (KVA)	:	400 KVA.
b) Tensión nominal (V)	:	10 KV.
d) Temperatura ambiente	:	20 °C
e) Longitud del cable (L <sub>s</sub> )	:	70 m

<sup>50</sup>Fuente.- “docs.seace.gob.pe”

<sup>51</sup>Fuente.- “docs.seace.gob.pe”



### 3.2.3. Intensidad de corriente admisible.

“De la fórmula siguiente, obtenemos la intensidad de corriente nominal a transmitir, en condiciones normales de operación indicados en el ítem anterior:

$$I_d = \frac{S}{\sqrt{3} \times V}$$

Reemplazando datos:<sup>52</sup>

$$I_d = \frac{400}{\sqrt{3} \times 10} = 23.094 \text{ Amp.}$$

a) Condiciones de base según el CNE

- Temperatura máxima del conductor : 75°C
- Separación entre cables : 600 mm
- Tipo de conductores : De Aleación de Aluminio Cableado.
- Disposición de Conductores. : Triangular Horizontal y Vertical
- Postes Utilizados : C.A.C. 13/300, 13/400

En estas condiciones base, según el CNE, la intensidad admisible de corriente nominal del cable tipo AAAC, 10kV, de 1x25 mm<sup>2</sup>.

#### Características de los Conductores Eléctricos

Haciendo un análisis económico optamos por utilizar los conductores de Aleación de Aluminio Temple Duro, cableado de 7 hilos. En el siguiente cuadro se muestran las características eléctricas de los conductores y factores de caída de tensión utilizadas.

Tabla Nº 4: Conductores de aleación de aluminio  
caract. dimensionales y electricas

CALIBRE DEL COND.	NUM. DE HILOS	DIAM. NOM. EXT.	COEF. TERMICO DE RESIST. a 20 °C	RESIST. ELECT. MAX EN C.C. A 20°C
Mm <sup>2</sup>		Mm	(1/°C)	Ohm/Km
25	7	6.3	0.0036	1.37

<sup>52</sup>Fuente.- “docs.seace.gob.pe”

Tabla N° 5: Reactancia inductiva y factor de caída de tensión sistema 3 ø

CALIBRE DEL CONDUCT.	RESIST. ELECT. A 75 °C	REACT. INDUCT. 3Ø	FACT. CAIDA TENSION 3Ø
(mm <sup>2</sup> )	(Ohm/Km)	(Ohm/Km)	(V/AxKm)
25	1.469	0.5101	3.23104

**Capacidad de Corriente:**

- Temperatura Ambiente : 20 °C
- Temperatura del conductor : 75 °C

**3.2.4. Cálculo de caída de tensión (%)**

La caída de tensión se determina tomando en consideración además los siguientes parámetros:

**Resistencia**

La resistencia a la máxima temperatura de operación se calcula:

$$R_{75^\circ} = R_{20^\circ} \cdot (1 + r \cdot \Delta T)$$

$$\Delta T = T2 - T1$$

Donde :

R<sub>75°C</sub> : Resistencia calculada a 75°C en [Ω/Km].

R<sub>20°C</sub> : Resistencia dada por el fabricante a 20°C en [Ω/Km].

α : Coeficiente de resistividad térmica [0.00403 1/°C].

ΔT : Incremento de temperatura en [°C].

T2 : Temperatura de operación del conductor [75°C].

T1 : Temperatura a la que se halló R<sub>20°C</sub> [20 °C].

**Reactancia Inductiva**

La Reactancia Inductiva del sistema se calcula con las siguientes formulas:

Para la configuración Trifásica.

$$Dm_{3w} = \left[ l \cdot 2 \sqrt{d^2 + \left(\frac{l}{2}\right)^2} \right]^{\left(\frac{1}{3}\right)} \quad r_e = K \cdot \sqrt{\frac{S}{f}} \cdot 10^{-3}$$

$$X_{3w} = 2 \cdot f \cdot \left( 0.5 + 4.605 \log \left( \frac{Dm_{3w}}{r_e} \right) \right) \cdot 10^{-4}$$

Donde :

$Dm_{3\emptyset}$  : Distancia media geométrica entre las fases del circuito trifásico en [m].

K : Constante de Acoplamiento de Conductor [0.726]

$r_e$  : Radio Equivalente [m]

S : Sección del Conductor en [mm<sup>2</sup>].

$\Pi$  : 3.14159 constante.

f : Frecuencia, 60 [Hz].

$X_{3\emptyset}$  : Reactancia Inductiva 3 $\emptyset$  en [Ohm/Km] .

d : Proyección de Separación Vertical de Conductores [0.60 m]

l : Separación Horizontal de Conductores [1.20 m]

### Caída de Tensión

La fórmula a emplearse en el cálculo de la caída de tensión será:

- Para una Línea Trifásica :

$$uV = \sqrt{3} \cdot (I \cdot Z)$$

$$Z_{3w} = ( R_{75^\circ} \cdot \cos(w) + X_{3w} \cdot \text{sen}(w) ) \cdot L$$

Entonces:

$$uV_{3w} = I_{3w} \cdot L \cdot \text{Fact}_{3w} \cdot 10^{-3}$$

$$uV_{3w} \% = \left( \frac{uV_{3w}}{V} \right) \cdot 100$$

$$\text{fact}_{3w} = \sqrt{3} \cdot (R_{75^\circ} \cdot \cos(w) + X_{3w} \cdot \text{sen}(w))$$

Donde :

V : 10 [KV] Sistema 3  $\emptyset$

L : Longitud del Vano [m]

$\delta V_{3\emptyset}$  : Caída de tensión trifásica en [V].



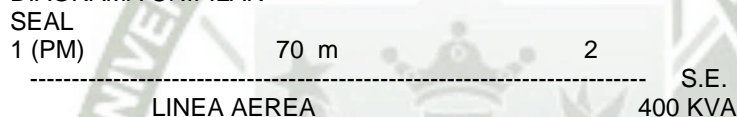
- $\% \delta V$  : % caída de tensión.
- $I$  : Corriente Total en [A].
- $Z$  : Impedancia en [Ohm/Km].
- $R_{75^{\circ}C}$  : Resistencia calculada a Temp. de Operación  $75^{\circ}C$  en [Ohm/Km].
- $X_{3\phi}$  : Reactancia Inductiva  $3 \phi$  en [Ohm/Km] .
- $F_{ct_{3\phi}}$  : Factor de caída de tensión  $3 \phi$  en [V/A\*Km] .

Reemplazando valores tenemos una caída de tensión del:

$$\%uV = 8.6824 \text{ voltios} = 0.087 \%$$

Del cálculo anterior se puede deducir que las caídas de tensión resultantes; 0.087% es menor (<) de 2.5% requerido, confirmando el uso del cable AAAC de 25mm<sup>2</sup>, 10kV.

#### DIAGRAMA UNIFILAR



### 3.2.5. Cálculo de corriente de cortocircuito

Premisas:

- Potencia de cortocircuito (Dato SEAL) (Pccs) :250 MVA
- Duración del cortocircuito (Dato SEAL) (t) : 0.1 Seg.
- Sección del conductor requerido (S) : 25 mm<sup>2</sup>
- Corriente de Cortocircuito Permanente (Icc)

Sabemos que:

$$I_{cc} = \frac{P_{ccs}}{\sqrt{3} \times V} = 14.43 \text{ kA (10kV)}$$

Donde:

- $P_{ccs}$  : Potencia de cortocircuito
- $I_{cc}$  : Corriente de cortocircuito
- $V$  : Tensión Nominal

**Conclusión:**

El cable de energía tipo AAAC de 25 mm<sup>2</sup> 10kV seleccionado, si cumple las condiciones que soportará la corriente a transmitir, caída de tensión y la corriente de cortocircuito permisibles por el Código Nacional de Electricidad Suministro.

**3.3. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS MECÁNICOS****3.3.1. Hipótesis de cálculo mecánico de conductores.**

Para el desarrollo del cálculo mecánico de conductores, y determinar el esfuerzo del cable en diferentes condiciones de climáticas, se consideran tres hipótesis de cálculo dependientes del clima de la zona de influencia por la que pasa la línea.

**Hipótesis 1**

Tensión de cada día

Temperatura de trabajo de 10°C

Tensión de trabajo del cable 17% del tiro de rotura

Presión del viento a una velocidad de 0 Km/h

**Hipótesis 2**

Esfuerzo máximo

Temperatura de trabajo de 0°C

Máxima tensión de trabajo del cable

Presión del viento a una velocidad de 90 Km/h

**Hipótesis 3**

Flecha Máxima

Temperatura de trabajo de 40°C

Mínima tensión de trabajo del cable

Presión del viento a una velocidad de 0Km/h

Los datos iniciales son aquellos que dependen de las características constructivas del cable y el peso adicional que ocasionaría en el cable el

manguito de hielo y la presión del viento en el caso de que sea considerado por alguna de las hipótesis.

Para el desarrollo del comportamiento de cable en diferentes condiciones de climáticas se recurre a las ecuaciones de cambio de estado.

### A. Cálculo de Esfuerzos.

*Determinación de los valores para vanos nivelados.*

#### **Esfuerzo admisible en la hipótesis I:**

$$\tau_1 \leq N \frac{T_r}{C_s \cdot S}$$

Donde:

$T_r$  : Tiro de ruptura del conductor [kg]

$C_s$  : Coeficiente de seguridad.

$S$  : Sección del conductor [mm<sup>2</sup>]

$\tau_1$  : Esfuerzo en la Hipótesis I [kg/mm<sup>2</sup>]

#### **B. Peso resultante del conductor ( $W_r$ )**

$$P_v \leq N k \cdot V^2 \cdot D$$

$$W_r \leq N \sqrt{W^2 + 9P_v^2}$$

Donde:

$W$  : Peso propio del conductor [kg/m]

$W_r$  : Peso Aparente del conductor [kg/m]

$V$  : Velocidad del viento [km/hr]

$D$  : Diámetro exterior del conductor [m]

$P_v$  : Peso adicional debido a la presión del viento [kg/m]

$K$  : Const. de los conductores de superficie cilíndrica [0.0042].

#### **C. Esfuerzo en las hipótesis II y III.**

A partir del esfuerzo en la hipótesis I,  $\tau_1$  y mediante las ecuaciones de cambio de estado, calculamos los esfuerzos para las hipótesis II,  $\tau_2$  e hipótesis III,  $\tau_3$ .

*Ecuación de cambio de estado:*



$$\sigma_{t_2} \leq \sigma_{t_1} < E \cdot r \cdot \sigma_{T_2} > T_1 < \frac{E}{24} \cdot \frac{W_{r1} \cdot L^2}{\sigma_{t_1} \cdot S} \text{ N } \frac{E}{24} \cdot \frac{W_{r2} \cdot L^2}{S}$$

Utilizando variables auxiliares la ecuación se reduce a :

$$M_2 \text{ N } \sigma_{t_1} < E \cdot r \cdot \sigma_{T_2} > T_1 > \frac{E}{24} \cdot \frac{W_{r1} \cdot L^2}{\sigma_{t_1} \cdot S}$$

$$N_2 \text{ N } \frac{E}{24} \cdot \frac{W_{r2} \cdot L^2}{S}$$

$$\sigma_{t_2} \leq \sigma_{t_2} > M_2 \text{ N } N_2 :$$

Donde:

$\sigma_{t_1}$  : Esfuerzo admisible en la hipótesis I [kg/mm<sup>2</sup>]

$\sigma_{t_2}$  : Esfuerzo admisible en la hipótesis II [kg/mm<sup>2</sup>]

$W_{r1}$  : Peso resultante en la hipótesis I [kg/m]

$W_{r2}$  : Peso resultante en la hipótesis II [kg/m]

$t_1$  : Temperatura en la hipótesis I [°C]

$t_2$  : Temperatura en la hipótesis II [°C]

$r$  : Coeficiente de dilatación lineal [°C<sup>-1</sup>]

$E$  : Modulo de elasticidad [kg/mm<sup>2</sup>]

$S$  : Sección del conductor [mm<sup>2</sup>]

$L$  : Vano básico [40 m].

#### D. Flecha.

Para un terreno a nivel :

La flecha viene dada por la expresión

$$f \text{ N } \frac{W_r \cdot L^2}{8 \cdot S \cdot \sigma}$$

Terreno en desnivel :

$$f \leq \frac{W_r \cdot L^2}{8 \cdot S \cdot \sigma} \cdot I < \frac{h}{L}^2$$

Donde:

$W_r$  : Peso resultante del conductor [kg/m]

$L$  : Vano Promedio [40 m]

$S$  : Sección del conductor [mm<sup>2</sup>]

$\sigma$  : Esfuerzo en la hipótesis considerada [kg/mm<sup>2</sup>]

$h$  : Desnivel entre vanos [m].

$f$  : Flecha del Conductor [m].

Mediante el desarrollo de las ecuaciones de cambio de estado mediante sistemas iterativos, podemos pasar de una condición a otra para determinar el esfuerzo de la segunda condición. Las condiciones iniciales son las de tensión de cada día donde se asume un esfuerzo de 18% del tiro de rotura del cable, y se pasa a las condiciones de la hipótesis 2 y 3 para determinar el esfuerzo en estas condiciones.

A continuación se muestran los resultados de cálculo, correspondientes a diferentes hipótesis, vanos y temperaturas: Según los esfuerzos y tiros encontrados se concluye que el conductor no va a estar sometido a ningún esfuerzo que deteriore sus características mecánicas en ninguna de las hipótesis, además con el valor de la flecha máxima determinada se concluye que cumple con las distancias mínimas de seguridad que exige el Código nacional de Electricidad Suministro.

DATOS INICIALES				
Carga de ruptura	$T_r$	Kg.	723,9	
Diametro exterior	$D_c$	mm	6,5	
Peso Unitario	$c$	( Kg/m)	0,07	
Resistencia Electrica	$R$	( /Km.)	2,09	
Velocidad del viento	$v$	(km/h)	90	
Presión del viento maximo	$P_v$	(kg/m <sup>2</sup> )	38,961	
Costra de hielo	$e$	( mm)	0	
Presión del viento	$P_v$	(kg/m <sup>2</sup> )	38,961	$0.00481 \cdot v^2$
Peso Unitario Viento	$v$	( Kg/m)	0,2532465	$0.001 \cdot D_c \cdot P_v$
Peso Unitario del Hielo	$h$	( Kg/m)	0	$0.0029 \cdot (e^2 + e \cdot D_c)$
Peso Unitario mas viento	$c + v$	( Kg/m)	0,262742821	$( c^2 + v^2 )^{0.5}$
Peso Unitario mas hielo	$c + h$	( Kg/m)	0,07	$c + h$
Peso Unitario mas viento y hielo	$c + v + h$	( Kg/m)	0,262742821	$(( c + h)^2 + v^2)^{0.5}$

DESCRIPCIÓN	Símbolo	Unidades	Tensión de cada día
-------------	---------	----------	---------------------

			Hipótesis 1
Esfuerzo de conductor	<b>1</b>	( Kg/mm <sup>2</sup> )	9,652
Sección del conductor	<b>S</b>	( mm <sup>2</sup> )	25
Módulo de elasticidad	<b>e</b>	( Kg/mm <sup>2</sup> )	6,35E+03
Carga inicial del conductor	<b>1</b>	( Kg/m )	0,348
Carga final del conductor	<b>2</b>	( Kg/m )	0,348
Temperatura inicial	<b>t1</b>	( °C )	10
Coefficiente de dilatación lineal		( °C <sup>-1</sup> )	2,30E-05
Coefficiente de seguridad	<b>Cs</b>	<b>Ad.</b>	3

VANO (m)	CONDICION	T (°C)	ESFUERZO (kg/mm <sup>2</sup> )	FLECHA (m)	tiro (kg)	
70	Máximo esfuerzo	0	9,6520	0,17768	241,3	
	Máxima flecha	40	3,3963	0,5050	84,9076	
	Máximo esfuerzo	10	7,1535	0,2397	178,838	
	Templado		20	5,7775	0,2968	144,439
			25	5,1203	0,3349	128,007
			30	4,4956	0,3815	112,39
			35	3,9162	0,4379	97,9047

### 3.4. DIMENSIONAMIENTO DE LAS BARRAS DE MEDIA TENSIÓN

#### 3.4.1. Cálculo por corriente nominal<sup>53</sup>

Selección de la sección mínima por esfuerzos electrodinámicos:

Condiciones :

- Potencia aparente nominal (KVA) : 400 KVA
- Tensión nominal (V) : 10 kV
- Potencia de cortocircuito de entrada (PS) : 250 MVA
- Factor de seguridad (Fk) : 1.25

$$I_{n \max} = \frac{KVA \times Fk}{\sqrt{3} \times V} = \frac{400 \times 1,25}{1,73 \times 10} = 28.9 \text{Amp.}$$

Según la corriente encontrada en el anterior cálculo se elige pletinas Cu 12X2 mm de 125 A, instaladas en disposición horizontal, pintados de acuerdo a normas, Sistema de barras, 1 por fase.

<sup>53</sup>Fuente.- “docs.seace.gob.pe”



### 3.4.2. Cálculo en función a la resistencia mecánica y resistencia térmica al cortocircuito

#### Parámetros para el cálculo por esfuerzos electrodinámicos

I <sub>cc</sub>	:	Corriente de cortocircuito permanente
I <sub>ch</sub>	:	Corriente de cortocircuito máx. o de choque
F	:	Esfuerzo entre dos barras (en cortocircuito)
M	:	Momento máximo entre barras
P <sub>b</sub>	:	Momento resultante
K <sub>b</sub>	:	Esfuerzo máximo admisible del cobre: 1,000 a 2,000 Kg/cm <sup>2</sup>
W	:	Momento propio de las barras de cobre
L	:	Distancia entre apoyos = 1.00 m
d	:	Distancia entre barras = 40 cm.

#### Cálculo en función a la resistencia térmica al cortocircuito

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3} \times Z_{tot}}$$

Donde:

I <sub>cc</sub>	:	Corriente de cortocircuito permante en barras (kA)
Z <sub>tot</sub>	:	Impedancia total de la red primaria y cable alimentador (Ω)
V	:	Tensión Nominal (kV)

De los resultados anteriores, tenemos

$$I_{cc} = 14.43kA$$

#### Cálculo de la corriente de choque

$$I_{ch} = u \times \sqrt{2} \times I_{cc}.$$

Para  $\frac{R}{X} = 0.089$   $u = 1.80$

Donde:

I<sub>ch</sub> : Corriente de choque o corriente máxima transitoria (Valor práctico)

Tenemos:

$$I_{ch} = 36.73 \text{ kA}$$

### Cálculo de la Fmax entre barras

$$F_{\max} = \frac{2.04 \times I_{ch}^2 \times L}{d \times 100} = \frac{2.04 \times (36.73)^2 \times 70}{40 \times 100} = 48.17 \text{ Kg-f}$$

### Cálculo del Momento flector máximo actuante (Mb)

Este momento se presenta en la parte media de la barra y está dado por:

$$M_b = \frac{F_{\max} \times L}{16}$$

Reemplazando datos se tiene;

$$M_b = \frac{48.17 \times 100}{16} = 301.06 \text{ Kg-f} - \text{cm}$$

### Cálculo del Momento Resistente máximo (Ww)

$$W_w = \frac{b \times (h)^2}{6} = \frac{0.5 \times (16)}{6} = 1.33 \text{ cm}^3$$

Donde:

$$h = 4.0 \text{ cm}$$

$$b = 0.5 \text{ cm}$$

### Cálculo del momento necesario (Wr)

El momento resistente máximo para barras en posición horizontal es:

$$W_r = \frac{M_b}{K_{cu}}$$

Asumiendo  $K_{cu} = 1,200 \text{ Kg/cm}^2$

Reemplazando valores se tiene:

$$W_r = 301.06 / 1200 = 0.25 \text{ cm}^3$$

Comparando valores:

$$W_w = 1.33 \text{ cm}^3 \text{ (platina)} > W_r = 0.25 \text{ cm}^3$$

Resumiendo:

Las pletinas ó barras proyectadas de sección 12x2 mm<sup>2</sup>, soportarán los esfuerzos electrodinámicos producidos por la corriente de choque  $I_{ch}$ .

### Efecto térmico producido durante el corto circuito

La sobretemperatura, producida en las barras por efecto del cortocircuito es:

$$\tau = \frac{k}{q^2} \times I_{cc}^2 \times (t + \Delta t)$$

Donde :

$$k = \text{Constante del material (Cobre)} = 0.0058$$

$$q = \text{Sección de la barra en mm}^2 = 12 \times 2 : 24 \text{ mm}^2$$

t = Tiempo total de apertura del dispositivo de protección, consideramos como máximo 1 segundo.

$\Delta t$  = Tiempo adicional debido a corriente de choque

Calculo del  $\Delta t$  :

$$\Delta t = \frac{[I_{ch}]^2 \times 0.3}{I_{cc}}$$

Reemplazando datos tenemos:

$$\Delta t = \frac{[22.38]^2 \times 0.3}{8.793} = 1.94 \text{ .....}$$



Reemplazando datos, en la formula de sobretemperatura, se tiene:

$$\tau = \frac{0.0058}{200^2} \times 8793^2 \times (1 + 1.94)$$

$$\tau = 32.96 \text{ °C.....}$$

La temperatura que alcanzarían las barras en eventos de corto circuito será:

$$T = 70 + 32.96 \text{ °C} = 102.96 \text{ °C}$$

Consideramos satisfactorio este resultado, ya que en barras de cobre es admisible una temperatura de hasta 200 °C.

### 3.5. SELECCIÓN DE LAS TERMINACIONES DE CABLE EN MT

Se selecciona como terminación de cable el QT II de 3M de tipo interior para el conductor de 25 mm<sup>2</sup> en el punto de diseño de SEAL para la celda de llegada GAM2 y/o IM SF6.

Comercialmente se solicitará como terminaciones para uso interior - exterior conductor 10KV con una sección nominal de 3x25 mm<sup>2</sup> marca 3M o similar.

### 3.6. CÁLCULO DE AISLADORES PORTABARRAS EN 10 KV<sup>54</sup>

De los cálculos obtenidos anteriormente obtenemos los siguientes datos:

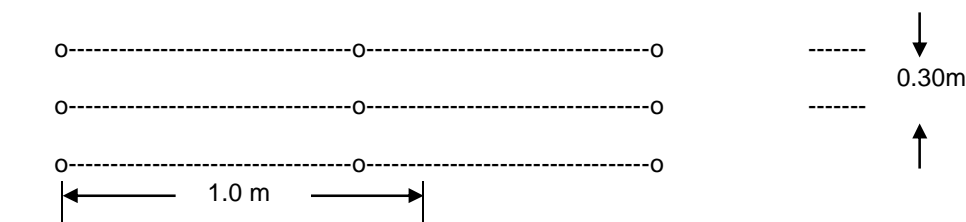
$$I_{ch} = 36.73 \text{ kA}$$

El esfuerzo electrodinámico por unidad de longitud será:

$$f = \frac{0.0204 (I_{ch})^2}{d}, \text{ Kg/mt}$$

La separación entre barras será:

Distancia mínima entre conductores 10 cm + 1cm/kV.



<sup>54</sup>Fuente.- “docs.seace.gob.pe” formulas

Se adoptará 30 cm de separación entre barras para mayor seguridad.

Luego reemplazando datos se tiene:

$$f = 91.7 \text{ Kg/mt}$$

La fuerza que actuará sobre la cabeza del aislador, en forma horizontal será:

$$F = f \times L \text{ (Kg)}$$

$$F = 91.7 \times 1.0 = 91.7 \text{Kg}$$

Siempre se elige el caso más crítico, donde la carga total que actuará sobre la cabeza del aislador debida a dos tramos será 2 veces la Fuerza, pero entre dos aisladores hay una conexión al transformador que actúa como soporte, por lo tanto el esfuerzo será  $2F/2 = F$  en Kg.

Por lo que se selecciona aisladores para 12 kV, 300 Kg de esfuerzo de rotura para instalación interior, con lo que tendrá un coeficiente de seguridad de  $300/91.7 \approx 3.3$

### 3.7. VENTILACIÓN DE LA SUBESTACIÓN<sup>55</sup>

La potencia del transformador de la subestación eléctricas es de 400 KVA, por lo que se elige refrigeración natural en el interior de la caseta en la subestación, añadiendo aberturas de aireación lo suficientemente grande en dicha caseta por todo el contorno del transformador, para disipar el calor mediante la aireación natural. Como el transformador de construcción normal, se puede partir de un aumento de temperatura del aire de  $\Delta T = 15^\circ\text{C}$ , lo que corresponde a un flujo de aire de 4.5 m<sup>3</sup>/min por 1 kW de calor perdido. El intercambio de aire está determinado por el tamaño de las aberturas de ventilación, la altura de la chimenea de salida y la resistencia en el trayecto de ventilación.

#### 1.- Cantidad de aire necesaria para la evacuación del calor.

Tenemos que las pérdidas de los transformadores en la SE. (Según las especificaciones técnicas del fabricante) Son:

- Transformador de 400 kVA	18.85 kw
----------------------------	----------

---

<sup>55</sup>Fuente.- “docs.seace.gob.pe” formulas

Las temperaturas a considerar para el análisis son:

- Temperatura ambiente de 30 °C
- Incremento de temperatura del aire 20 °C
- El peso de aire para transportar el calor producido por 1 kw-minuto es de 3 kg/min.
- El volumen de esta cantidad de aire a la entrada es de 2.7 m<sup>3</sup>/min
- Para ello a la entrada se necesitara una cantidad de aire para poder evacuar el calor producido por las perdidas en los transformadores de:  
(18.85)\*2.7=50.89 m<sup>3</sup>/min = 0.848 m<sup>3</sup>/seg.
- El volumen de aire a la salida de la caseta con una temperatura total de 50°C será de 2.85 m<sup>3</sup>/min.
- Por lo tanto el volumen de aire necesario a la salida de la caseta para la evacuación del calor producido por la elevación de temperatura será de :  
(18.85)\*2.85=53.7225 m<sup>3</sup>/min = 0.895 m<sup>3</sup>/seg.

## 2.- Calculo de la fuerza ascensorial del aire caliente.

Las temperaturas de inicio son:

- $t = 30 \text{ °C}$
- $t_f = 50 \text{ °C}$
- $t_{\text{media}} = 40 \text{ °C}$
- $H_{11} = 2\text{m}$                   $H_{21} = 2\text{m}$

Las fuerzas ascensoriales serán:

$$(2+1.2+1)*0.029 = 0.1218\text{m de columna de aire}$$

$$(2+2.8+3)*0.056 = 0.4368\text{m de columna de aire}$$

$$\text{Fuerza ascensorial total} = 0.5586 \text{ m de columna de aire.}$$

## 3.- Verificación de las secciones necesarias de los ductos de ventilación de la caseta

Las secciones de los ductos de ventilación son:

- Ducto de entrada de aire                         2.4 m<sup>2</sup>
- Ducto de salida de aire                          4.8 m<sup>2</sup>
- $V_{\text{entrada}} = 0.848/2.4 = 0.35 \text{ m/seg}$
- $V_{\text{salida}} = 0.895/4.8 = 0.186 \text{ m/seg}$



Las pérdidas por efectos de frotamiento de la circulación del aire con las paredes de los ductos de ventilación y el ambiente esta dado por:

$$P = \frac{V^2}{2g(1+rt)} (1 + \sum [ \ ])$$

P	Perdidas totales
V	Velocidad del aire m/seg
r	0.00366
g	Gravedad
[	Coefficiente de perdidas dependiendo de los ductos de ventilación
t	Temperatura del aire

Tenemos las siguientes alturas dinámicas para las respectivas velocidades de aire y temperatura tenemos:

$$H_{\text{entrada}} = 0.01848 * (1+1) = 0.03696 \text{ m}$$

$$H_{\text{salida}} = 0.00489 * (1+1) = 0.00978 \text{ m}$$

Por lo tanto las pérdidas totales en metros de columna de aire será:

$$H_{\text{total}} = H_{\text{entrada}} + H_{\text{salida}} = 0.04674 \text{ m}$$

Como podemos observar  $H_{\text{total}} < H_{\text{ascensorial caliente}}$

Es decir  $0.04674 < 0.5586$

Podemos decir que las dimensiones de los canales de ventilación son más que suficientes para lograr una ventilación natural sin problemas.

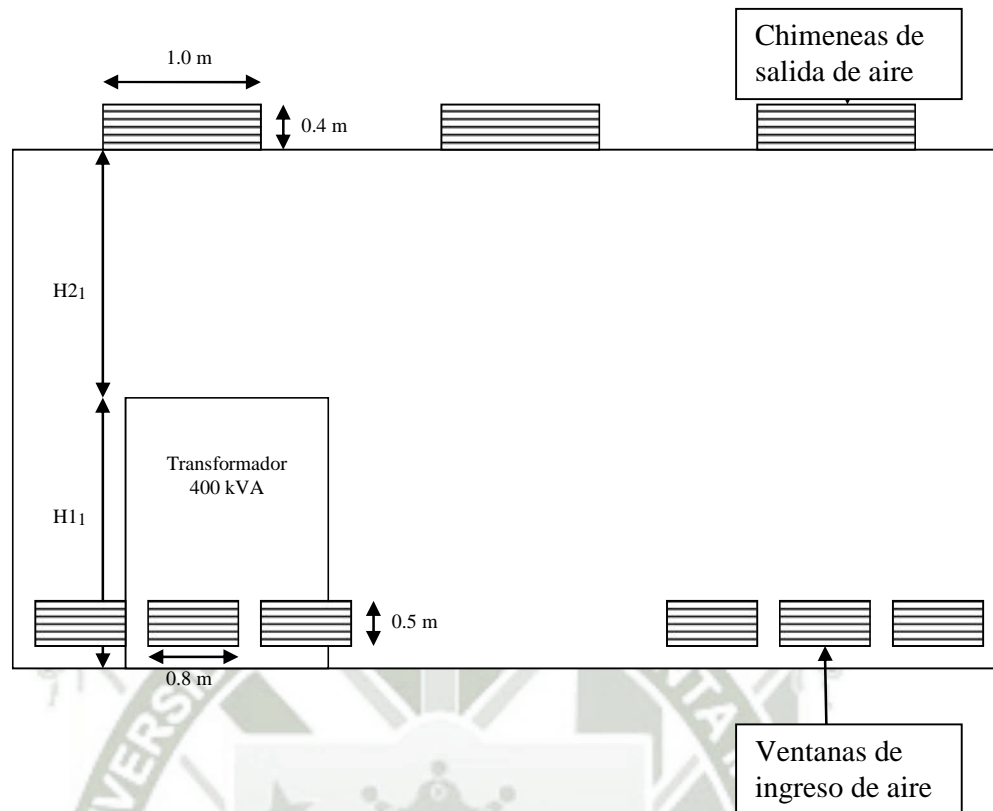


Figura 16: Esquema de distribución de los transformadores

### 3.8. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO

La coordinación de aislamiento consiste en determinar las características de aislamiento necesarias de los diversos componentes del sistema de Potencia, con el objeto de lograr una rigidez homogénea frente a las tensiones normales, así como a las sobretensiones de diverso origen. El estudio de la coordinación de aislamiento, permite definir a partir del conocimiento de los niveles de tensión y las sobretensiones que se presentan en una instalación determinada, uno o más niveles de protección contra ellas.

#### 3.8.1. Exigencias de la Coordinación de Aislamiento.

La coordinación de aislamiento frente a las sobretensiones, debe satisfacer lo siguiente:

- Garantizar que el aislamiento del sistema soportará todas las solicitaciones dieléctricas, tanto normales como anormales.

- Que exista un sistema de puesta a tierra.
- Permitir que las rupturas dieléctricas ocurran hasta donde sea posible, en el aislamiento externo y no en el interno, de manera que los equipos costosos, tales como transformadores y otros no sufran daño alguno en sus aislantes sólidos o líquidos.
- En caso de no ser posible lograr lo anterior, entonces debemos tratar de que las fallas ocurran en aquellos sitios del sistema donde causen el menor daño.

### 3.8.2. Niveles Estándar de Aislamiento.

Nivel básico de aislamiento: El nivel de aislamiento de un determinado equipo se expresa con referencia a un nivel fijo preestablecido denominado Nivel Básico de Aislamiento (NAB) o BIL (Basic InsulationLevel).

Estos niveles de referencia se expresan en valores de tensión de cresta de impulso de una onda estándar de tipo frente escarpado:

- Valor de cresta de n impulso atmosférico, 1.2/50  $\mu$ s.
- Valor de cresta para sobretensiones de maniobra, 250/2500  $\mu$ s.

Ante este tipo de onda de ensayo, el aislamiento denota un 90% de probabilidades de soportar la prueba ó 10% de fallas durante ésta.

### 3.8.3. Factores de Corrección de la Tensión Nominal.

Para alturas superiores a 1000 m.s.n.m.

$$F_h = 1 + 1.25 \cdot (H - 1000) \cdot 10^{-4}$$

Donde :

H : Altura sobre el nivel del mar [m.s.n.m.]

F<sub>h</sub> : Factor de corrección por altura

Esta expresión es válida para alturas mayores de 1000 m.s.n.m., en nuestro caso H = 2600 m.s.n.m.

Determinaremos los niveles de aislamiento de los equipos de subestaciones tales como transformadores y seccionadores.



### Características Eléctricas

- . Tensión Nominal del Sistema : 10 KV
- . Factor de corrección : 1.2

$V_{dis} = 10 \times 1.2 = 12$  KV aproximando a valores de las tablas del CNE 15 KV

#### 3.8.4. Nivel básico de aislamiento

De acuerdo al Código Nacional de Electricidad y las Normas CEI, el nivel de aislamiento para la tensión nominal de 10kV que deben soportar los equipos en la zona del proyecto es de: Bill de 95 KV

A este valor del Bill, obtenido en tablas se le afecta un factor de corrección por altura y un factor de seguridad por las condiciones ambientales.

$$Bill = F_h \cdot Bill$$

$$Bil = 1.2 \times 95 \text{ KV}$$

$$Bil = 114 \text{ KV}$$

Con un factor de seguridad de 25% ,Bil = 150 KV, consideramos el nivel básico de aislamiento tanto interno como externo, válidos para altitudes de hasta 3000 m.s.n.m. son:

- . Al impulso 1.2/50 : 150 KV pico
- . A la frecuencia Nominal : 25 KV r.m.s.
- . Tensión Máxima de Servicio : 15 KV

#### 3.8.5. Distancias Eléctricas de Seguridad

Los conductores de un mismo circuito instalados en partes fijas deben tener una separación vertical, horizontal o angular no menor que los valores obtenidos a través de la siguiente expresión.

$$D_{ca} = 0.0076 \cdot V \cdot F_h + 0.65 \cdot \sqrt{(f - 0.60)}$$

$$D_{ca} = 0.236 \text{ m.}$$

Donde :

- $F_h$  : Factor de corrección por altura
- $F$  : Flecha del conductor [0.62 m]
- $D_{ca}$  : Separación mínima entre conductores [m]
- $V$  : Tensión Nominal en [KV]

Considerando que los ejes de los aisladores estarán a 0.1 m. de los extremos de la cruceta, observando la configuración triangular, estas deberán tener 0.6 m. como

mínimo, en nuestro caso seleccionamos 1.2 m.

### 3.8.6. Distancia de los Conductores al Terreno

Esta distancia viene determinada por la siguiente expresión:

$$d = 53 + \frac{V_n}{150} \cdot F_h$$

$$d = 5.308 \text{ m}$$

Donde:

d : Distancia mínima de seguridad del conductor al terreno [m]

V<sub>n</sub> : Tensión Nominal [10 KV]

F<sub>h</sub> : Factor de Corrección por altura

*Se consideran las siguientes distancias mínimas 6 m. a lo largo y 7.5 al cruce.*

### 3.8.7. Separación Mínima entre Conductores y sus Estructuras

Para aisladores tipo PIN, se tiene :

$$d_{ce} = 0.1 + \frac{V_n}{150} \cdot F_h$$

$$d_{ce} = 0.18 \text{ m}$$

### 3.8.8. Selección de Aisladores

#### **Tensión de Cálculo**

La tensión de Cálculo con la cual se efectúan los cálculos del nivel de aislamiento, está dada por:

$$U = F_h \cdot F_t \cdot V$$

$$U = 12.36 \text{ KV}$$

Donde :

U : Tensión de Cálculo [KV]

V : Tensión Nominal [KV]

F<sub>h</sub> : Factor de Corrección por altura [1.2m.]

F<sub>t</sub> : Factor de Corrección por temperatura [1.03 m.]

### Tensión Crítica Disruptiva bajo Lluvia

La tensión de cálculo en la cuál se efectúan los cálculos del nivel de aislamiento, está dada por:

$$U_c = 2.1 \cdot (U + 5)$$

$$U_c = 36.45 \text{ KV}$$

### Tensión Crítica Disruptiva en Seco

$$U_{cs} = \frac{U_c}{0.75}$$

$$U_{cs} = 48.6 \text{ KV}$$

### Tensión de Arco

$$U_a = 1.1 \cdot U_{cs}$$

$$U_a = 53.46 \text{ KV}$$

### Tensión de Perforación

$$U_p = \frac{U_a}{0.75}$$

$$U_p = 71.28 \text{ KV}$$

### Longitud de Línea de Fuga

La distancia para la línea de fuga de un aislador es:

$$L_f = \frac{U \cdot L_e}{n}$$

Donde :

$L_f$  : Longitud de la línea de Fuga de cada aislador

$n$  : Número de Aisladores

$$L_e = 2 \text{ cm/KV}$$

Para los aisladores tipo PIN es :

$$L_f = 20 \text{ cm}$$

Para Cadena de Aisladores de Suspensión :

$$L_f = 20 \text{ cm}$$

Para el mencionado proyecto haremos uso de aisladores tipo Pin y de suspensión del tipo poliméricos, los cuales cumplen con los requerimientos tanto eléctricos como mecánicos calculados en este proyecto.



### 3.9. MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO

El parámetro asociado al comportamiento eléctrico del suelo como conductor, es la resistividad específica (ohm-m), que generalmente se le conoce como “resistividad aparente” , ya que la magnitud medida directamente, no corresponde a un medio homogéneo; de otro lado se tiene el parámetro representativo del comportamiento del dispersor o puesta a tierra, que es la “resistencia de puesta a tierra” (ohmios), también conocida como “resistencia de derrame”.

Fundamentalmente por razones geológicas, los terrenos se presentan en forma de estratos o capas de diferentes materiales más o menos paralelas a la superficie del terreno. Cada capa tendrá características eléctricas diferentes y su uso será diferente al diseñar los sistemas de puesta a tierra. Por ello el conocimiento, lo más exacto posible de las características eléctricas, es decir de la resistividad, del terreno es de importancia fundamental para desarrollar un exitoso proyecto de puesta a tierra. El conocimiento del perfil de la resistividad del terreno, facilita la elección óptima de la disposición de los electrodos de tierra.

Un electrodo de tierra, debe entenderse como todo aquel elemento conductor embebido en la tierra, usado para establecer el potencial en los conductores conectados a él y para disipar hacia la “tierra remota” la corriente conducida a él.

Para conocer esta resistividad del terreno es necesario efectuar mediciones en el terreno en cuestión. El objeto de las mediciones de resistividad es conocer las resistividades y espesores (profundidades) de los diferentes estratos hasta una profundidad adecuada.

Todo proceso de medida o muestreo de ambos (resistividad y resistencia de puesta a tierra), deberá tener en cuenta la estación climática y las condiciones externas. Como regla general en nuestro país, la mejor época para obtener valores que interesan al diseño y al mantenimiento son durante el estiaje en las zonas de sierra.

### **Métodos de medida de la resistividad del terreno**

Para el levantamiento del perfil de resistividades se pueden emplear diferentes métodos; siendo el más usado y aceptado el de los cuatro electrodos.

El método general de medición de resistividad, mediante los 4 electrodos, consiste en inyectar al terreno una corriente mediante un par de ellos y medir la diferencia de potencial entre los otros dos. La corriente inyectada puede ser de cc o ca de baja frecuencia. En este procedimiento se establece la resistividad, en función de la profundidad del terreno.

Al aplicar la metodología de los cuatro electrodos, hay que tener en consideración, que el valor obtenido debe ser considerado como un “valor ficticio”, ya que la cantidad obtenida puede ser consecuencia de un terreno de una o varias capas, en tal caso la resistividad medida es una combinación de las resistividades presentes; de ser este el caso se debe aplicar un proceso complementario para la estimación de los valores de resistividad reales, así como los espesores de las capas. En la metodología de los cuatro electrodos, se logra la información necesaria para discriminar las resistividades presentes, variando la separación entre electrodos. Cuando se obtiene medidas de resistividad constantes es decir independientes de la separación de electrodos, estaríamos frente a una situación de terreno homogéneo.

En esta configuración, los cuatro electrodos se ubican sobre una línea recta, separados a igual distancia. Para obtener medidas que recojan íntegramente las características de la configuración del terreno, solo se requiere que la profundidad de enterramiento no sobrepase los 30 cm. Es necesario insistir en mantener esta profundidad de enterramiento, que es pequeña en comparación con la separación de electrodos, ya que ello permite suponer una distribución radial de la corriente, con lo que los valores obtenidos (resistividad aparente) recogerán información de las resistividades de las diferentes capas de terreno.

El aparato de medida es un Telurómetro, siendo los dos electrodos de los extremos los de inyección de corriente y los dos centrales los electrodos de medida de potencial. La medición se inicia estableciendo un punto “O” como centro de medida de las distancias entre electrodos, este punto debe permanecer fijo.

A continuación se presenta un gráfico donde se muestra la disposición de las instalaciones, para esta metodología:

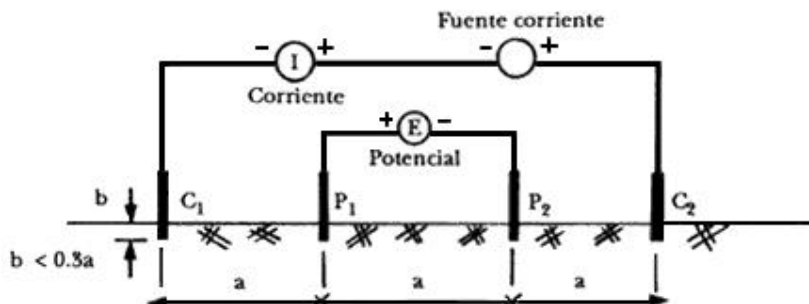
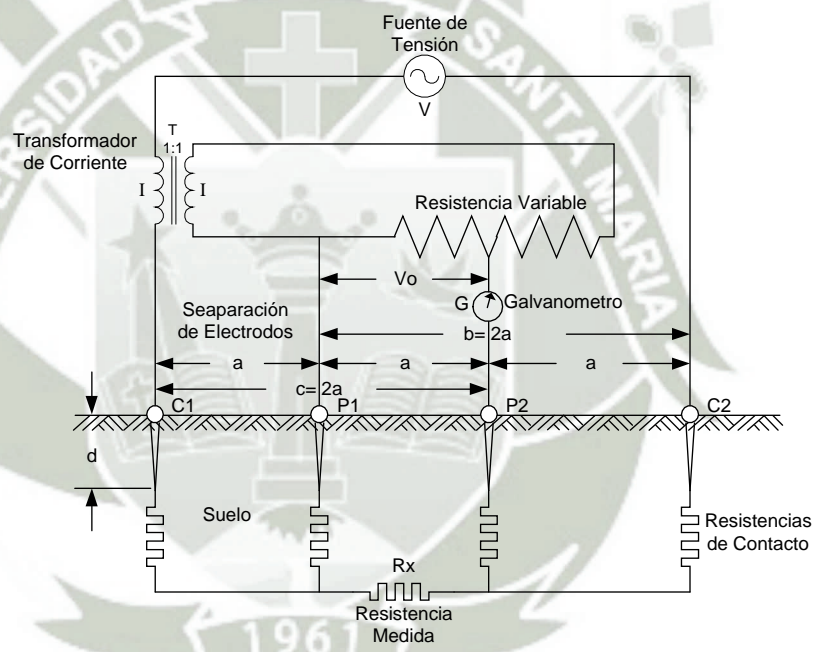


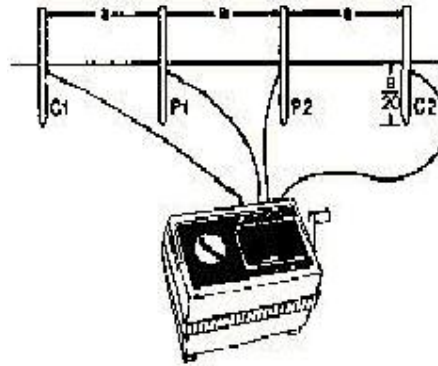
Figura 17.-Funcionamiento del Método de Wenner



**Medida de la Resistividad : Metodo WENNER**

Figura 18. Método de Wenner, para la medida de resistividad del terreno.





*Figura 19. Disposición de equipos para la medición de la resistividad del terreno*

“El procedimiento para realizar dicha medición sería:

1. Deben efectuarse lecturas al menos cada 1.0m, 2.0m, 4.0m, 8.0m y 16.0m.
2. Deben realizarse medidas donde exista un cambio visible en las características del suelo.
3. Dos lecturas sucesivas no deben diferir por más de 2.1. Cuando una lectura difiere de la precedente por mayor cantidad que la relación anterior, es necesario volver atrás y rehacer la lectura, esto debe repetirse hasta que se cumpla con la condición.
4. Como una excepción a la regla anterior, no será necesario tomar 2 lecturas a distancias menores de 3m.

Los resultados obtenidos por este procedimiento se grafica en un diagrama que represente la longitud de la línea. A partir de estos diagramas se pueden localizar fácilmente los "puntos calientes" o sea las áreas de mayor resistividad del suelo.”<sup>56</sup>

<sup>56</sup>Fuente.- “electricista2015.galeon.com”

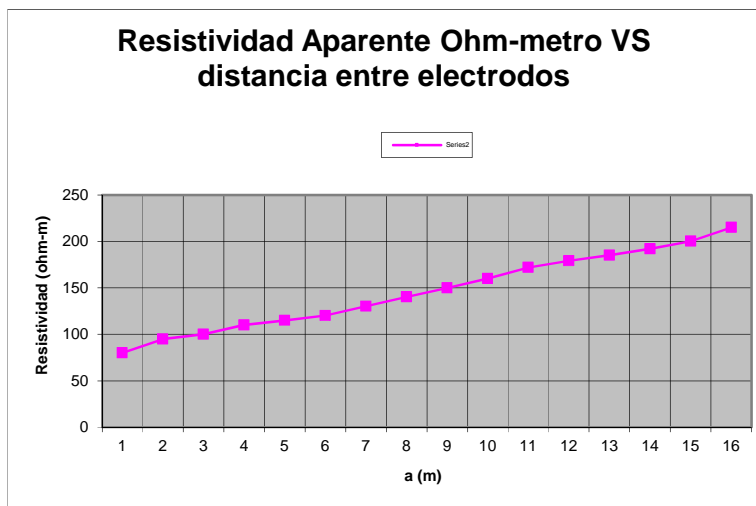


Figura 20.- Perfil de resistividad del suelo medido

#### **Cálculo de la resistividad del diseño.**

El terreno de acuerdo al perfil de resistividad de la figura anterior no es constante, muestra dos capas de diferentes resistencias.

La resistividad de la capa superficial es menor en resistividad que la capa profunda. Esto se explica debido a que a partir de 1m a 5m, se encuentran trazas de hidrocarburos, los cuales no son buenos conductores del método de la configuración WENNER.

$$M_{(h=a)} = 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \frac{K^{-n}}{\sqrt{1 + (2n \frac{h}{a})^2}} - \frac{K^{-n}}{\sqrt{4 + (2n \frac{h}{a})^2}} \right]$$

Graficamos la curva M (h=a), considerando que h = a

$$M_{(h=a)} = 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \frac{K^{-n}}{\sqrt{1 + (2n)^2}} - \frac{K^{-n}}{\sqrt{4 + (2n)^2}} \right]$$

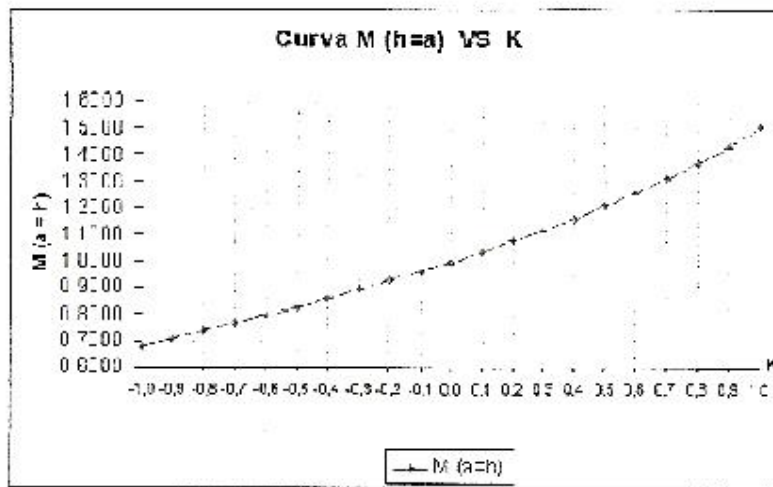


Figura 21.- Curva M (h=a) VS K

### Determinación de la Resistividad.

Primero proyectamos en el gráfico las lecturas medidas en campo, hasta el eje x. Obtenemos los siguientes valores para:

$$p_1 = 84.710 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$$

$$p_2 = 207.898 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$$

Calculamos el valor de K:

$$K = (p_2 - p_1) / (p_2 + p_1)$$

$$K = 0.42$$

$$M(h=a) = 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \frac{K^{2n}}{\sqrt{1 - (2n)^2}} + \frac{K^{2n}}{\sqrt{4 + (2n)^2}} \right]$$

$$M(h=a) = 1.179$$

Entonces:

$$\rho(a=h) = p_1 \times M(h=a)$$

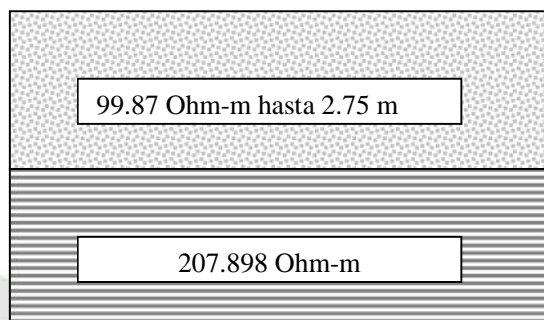
$$\rho(a=h) = 99.87 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$$

Con este valor nos dirigimos al gráfico de lecturas medidas y a 99.87 Ohm - m y se obtiene a una profundidad de 2.75 m.



## RESULTADOS

El terreno de esta zona tiene un comportamiento eléctrico de esta forma:



*Figura 22: Capas de resistividad del suelo*

Consideración para el diseño, la capa que muestra menor resistividad es la superficial por esto se plantea que la zanja de sistema de tierra para contrapeso este a una profundidad máxima de 2.20 m. Como además debido a que a partir de los 2.75 m. en el terreno se observó pequeñas piedrecillas.

Los sistemas de puesta a tierra están especialmente diseñados como protección contra el riesgo eléctrico, evitando diferencias de tensión fortuitas peligrosas entre personas, equipos y masas. Para ello, la red de puesta a tierra se completa con la unión de todas las masas metálicas entre sí, para definir un anillo o red equipotencial, puesta a la vez, a tierra. La unión equipotencial se hace extensiva a todos los elementos estructurales, cimentaciones, tuberías, cuadros eléctricos.

### 3.10. CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

#### a) Cálculo del Conductor de conexión a la Puesta a tierra.<sup>57</sup>

De acuerdo a la regla 033.C del CNE Suministro, el conductor de puesta a tierra con un electrodo o conjunto de electrodos con un solo punto de puesta a tierra, la capacidad continua de corriente de los conductores de puesta a tierra no será inferior a la corriente de plena carga del transformador de suministro.

La corriente nominal a plena carga del transformador de suministro es:

$$I_d = 25.74 \text{ Amp. en el primario}$$

<sup>57</sup>Fuente.- “docs.seace.gob.pe” formulas

Los conductores de puesta a tierra tendrán corrientes iguales o superiores que la corriente del transformador además se deberá de considerar la corriente de cortocircuito. De acuerdo al catálogo el conductor que cumple estas características es el conductor de cobre, temple blando, desnudo, de 25 mm<sup>2</sup>.

**b) Puesta a tierra utilizando varilla de cobre 5/8" para media tensión**

Considerando electrodos verticales a nivel del suelo se tiene del manual IEEE "Recommended practice for grounding of industrial and comercial power systems", por ser el terreno de fácil penetración y del tipo TURBA HUMEDA, con una resistividad de 99.87 Ω-m, la resistencia del pozo de tierra utilizando varilla de cobre de 5/8" φ (16 mm. diámetro) x 2.4 m. de longitud, la resistencia teórica correspondiente se considera:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L d} (\ln 4L - 1)$$

Donde:

- ρ = Resistividad específica del terreno : 100 ohm – metro
- L = Longitud de la varrilla de cobre : 2,40 mts.
- d = diámetro de la varrilla de cobre : 0,015875 mt
- Ln = Logaritmo neperiano

Reemplazando valores se tiene:

$$R = \frac{100}{2 \times 2.4 \times 0.0158} (\ln 4 \times 2.4 - 1) = 35.87 \text{ Ohm}$$

Como el valor máximo será de 25  $\Omega$ , y el terreno es de alta resistividad se reducirá parcialmente realizando una limpieza del material, como el zarandeo de la tierra, desechando las piedras contenidas y añadiéndole suelos artificiales como el tratamiento con sales higroscópicas (bentonita), logrando reducir aproximadamente, según experiencias en 40% de la resistividad del terreno o sea a 60  $\Omega$ -m, luego el valor final es:

$$R = \frac{60}{2 \times 3.1416 \times 2.4} (\ln \frac{4 \times 2.4}{0.0158} - 1) = 21.52 \text{ Ohm}$$

$$R = 21.52 \text{ Ohm} < 25 \text{ Ohm}$$

Este valor es menor a 25 Ohm y cumple lo recomendado por el CNE para puestas a tierra en media tensión.

### 3.11. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MONTAJE

Las presentes Especificaciones se refieren a los trabajos a efectuar para la construcción y montaje de la Subestación de superficie semi compacta en caseta y redes de distribución primaria, materia de este proyecto, tienen como base lo establecido por el C.N.E., y la práctica común de ingeniería.

Para la ejecución de esta obra, el contratista nominará un Ingeniero Mecánico Electricista o Electricista colegiado y hábil para ejercer la profesión, como Residente de la Obra.

El contratista ejecutará todos los trabajos necesarios para construir las redes de distribución primaria y de la Subestación, de tal forma que entregue al propietario una instalación completa y lista para entrar en servicio.

Las tareas principales se describen a continuación y queda entendido, sin embargo, que será responsabilidad del contratista, efectuar todos los trabajos



que sean razonablemente necesarios, aunque dichos trabajos no estén específicamente indicados y/o descritos en la presente especificación.

### **3.11.1. Transporte y Manipuleo de Materiales**

Los materiales que serán transportados hasta el almacén de la obra; al ser descargado de los vehículos (camiones) no deben ser arrastrados o rodados por el suelo. Todo material que resulte deteriorado durante el transporte, deberá ser reemplazado.

El ejecutor transportará y manipulará todos los materiales y equipos con el mayor cuidado, bajo su entera responsabilidad.

### **3.11.2. Trazo y Replanteo de Red Aérea**

Esta partida comprende el trazo y replanteo preliminar de los planos en el terreno, fijando los ejes de referencia y las estacas de ubicación, así como las distancias mínimas de seguridad según el perfil del terreno.

Se marcará los ejes y a continuación se realizará el estacado de la ubicación de acuerdo a los planos. La ubicación de postes así como de las retenidas proyectadas no se ubique frente a las puertas de ingreso de vivienda o garaje, así como tampoco impida la circulación de vehículos y peatones.

La ubicación definitiva deberá ser aprobada por el Supervisor. Una vez ubicada la estaca, se procederá a su pintado y al marcado del diámetro de la excavación con yeso ó cal.

### **3.11.3. Movimiento de Tierras**

#### ***Excavación de Hoyos para Postes***

Esta partida consiste en la excavación y corte del terreno para obtener el hoyo que permitirá alojar al poste.

Las excavaciones para los postes serán del tamaño exacto del diseño de estas, el fondo de la excavación deberán limpiarse y emparejarse retirando todo material suelto o derrumbe.

La parte del suelo sobre la que se alojará apoyado el poste estará constituido por materiales granulares del tipo afirmado, el mismo que reemplazará el material de relleno del suelo.

#### 3.11.4. Instalación de Postes

##### Empotramiento de Postes.

La profundidad mínima de enterramiento del poste debajo del suelo será como sigue:

- Longitud del Poste : 13.0 m
- Empotramiento en Tierra : 1.80 m.

En terrenos ondulados, la profundidad del hueco siempre se medirá desde la parte más baja de la superficie del terreno.

##### Codificación de estructuras:

El contratista deberá de realizar la correcta señalización y codificación de acuerdo a norma en todas las estructuras correspondientes a la línea

##### Izado de Postes

Durante el transporte los soportes deberán orientarse en la posición más favorable de acuerdo al mayor momento de inercia de su sección transversal. No se permitirá el arrastre de los soportes por el suelo, ni ninguna carga superior a la del diseño del soporte.

El Ejecutor deberá indicar el método propuesto para la erección de los soportes: el cual en ningún caso será tal que se someta al soporte a un esfuerzo mayor para el que fue diseñado.

Los postes serán instalados mediante una grúa montada sobre la plataforma de un camión de dimensiones medianas.

Cuando se iza un poste, ningún obrero de la cuadrilla, ni persona alguna estará debajo de los soportes, cuerdas en tensión, en el hueco del poste o donde el poste izado pueda caer, y no sin que este no haya sido satisfactoriamente anclado.

Antes de izaje todo el equipo (gancho de grúa, aparejos, etc.) deberá ser verificado libre de defectos, cuidando que las cuerdas o cables no presenten roturas y sean adecuados al peso que soporten.

No se permitirá que el Ejecutor deje postes fuera de alineamiento en sectores de línea recta. En caso de utilizarse un teodolito, con centro geométrico de cualquier sección horizontal, a través de la parte inferior de cualquier soporte, no deberá estar fuera de línea en mas de 5 cm., la tolerancia angular en la orientación del soporte base no deberá exceder la primera sexagesimal, el error de verticalidad del eje del poste no deberá de exceder a 0,5 cm/m.

### 3.11.5. Instalación de Retenidas

Se procederá al montaje de Retenidas después de haber instalado el poste y luego de haberse excavado el terreno de las dimensiones necesarias para colocar el bloque de anclaje y la varilla respectiva según los planos de detalles. Las retenidas serán fijadas, al poste tal como se muestra en los planos de detalles.

Todos los anclajes y varillas estarán en línea recta con la fuerza de tracción y se instalarán de modo que aproximadamente 15 cm. de varilla queden fuera de tierra. En terrenos cultivados y zonas donde se considere necesario la salida de la varilla de anclaje por arriba de tierra puede incrementarse a un máximo 20 cm. para prevenir el entierro del ojo. Los huecos de anclaje deben apisonarse a fondo en toda profundidad.

Luego se cerrará la excavación añadiendo piedra de 6" a 8" pulgadas y tierra o solamente tierra la que se ira compactándose en capas no mayores de 0.20 m. y apisonando varias veces en uno o dos días, luego se procederá a instalar los elementos de suspensión y finalmente el cable.

*En todos los casos la instalación de las retenidas es previa al tendido de los conductores.*

### 3.11.6. Instalación de Armados

Los armados de la línea se instalarán de acuerdo a lo indicado en los detalles de planos.

#### **Aisladores Tipo Pin poliméricos**

Los aisladores tipo PIN deberán ser cuidadosamente manejados en el transporte y montaje, y antes de instalarse deberá controlarse no tengan defectos y que estén limpios, así como que todos sus accesorios estén completos. El material aislante será inspeccionado para verificar la ausencia de roturas.

Los accesorios no deberán tener roturas, laminaciones, cobertura inconvenientes en el galvanizado o defectos en las articulaciones. En pequeñas fallas en la cubierta galvanizada serán remediadas y aquellas partes que no puedan remediarse se desecharan y serán reemplazadas.

Todos los aisladores tendrán sus respectivos cierres y pasadores de sujeción. Antes de ensamblarse, los aisladores serán limpiados para remover todo el



resto de etiqueta y lavados con agua tibia para limpiarlos de polvo y grasa.

En los postes de alineación los conductores deberán ser atados a la ranura superior del aislador y se ubicarán de manera tal que su ranura superior siga la dirección de la línea.

El aprovisionamiento de aisladores debe incluir los repuestos necesarios para cubrir posibles roturas en algunas piezas.

#### ***Aisladores de suspensión poliméricos.***

El armado de las cadenas de aislador se efectuara en forma cuidadosa, prestando especial atención a que los seguros queden debidamente instalados, antes de proceder al armado de la cadena se verificará que no presenten defectos y que estén limpios.

La instalación se realizara en el poste ya parado teniendo cuidado que durante el izaje de las cadenas a su posición no se produzcan golpes, que puedan dañar los aisladores.

#### **Instal. de Armado en Alineamiento y Angulo**

En el caso de alineamientos estos quedarán transversales a la dirección de los conductores. El montaje de realizará de acuerdo a los planos de montaje.

#### ***Instal. De Armado en Retención (Anclaje), Derivación y Terminal***

Se deberá cuidar las distancias mínimas respecto a los conductores y respecto a tierra o accesorios como retenidas, de ser el caso, se instalarán aisladores adicionales para cumplir con las distancias de seguridad.

### **3.11.7. Instalación de Conductores**

#### **Tendido de Línea**

Se deberá evitar que los conductores sufran daños durante el transporte y el montaje y que ningún tipo de vehículos pase sobre ellos. Cada bobina antes de instalarse deberá ser abierta y el conductor inspeccionado para ubicar posibles daños mecánicos.<sup>58</sup>

En el momento del desenrollado, los carretes portadores de conductores deberán estar montados en un eje que descansa sobre soporte con rodillos.

---

<sup>58</sup>Fuente.- “dep.men.gob.pe”

**Flechas de Templado de los Conductores.**

La puesta en flecha del conductor se efectuara en horas en donde la velocidad del viento sea nula o muy baja. Normalmente la puesta flecha se hará entre dos estructuras de retención intermedia pero si fuera necesario será obligación del Ejecutor instalar las retenidas temporales que sean requeridas para que las estructuras soporten las tensiones a los que estarán sometidas durante el trabajo.

Para poner en flecha los conductores se usará siempre que sea posible el método visual, empleando un niveleta y un largavista o teodolito firmemente fijado al poste cuando la naturaleza de terreno y la altura de los postes con relación a la flecha a medir no permitiera esta medición directa, el Topógrafo del Ejecutor determinará lugares apropiados en el terreno para instalar la niveleta y el antejo y permitir una visual horizontal tangente a la catenaria del cable con la flecha correcta. Si los métodos anteriores resultan extremadamente laborioso e imprácticos, el Ejecutor podrá utilizar un dinamómetro, el que deberá estar en perfectas condiciones de operación y contrastado en presencia del Supervisor antes ser utilizado.

Con el objeto de evitar errores en el tensionado del conductor por efecto del envejecimiento, el conductor deberá ser puesto en flecha tan pronto como sea posible después del tendido, dejando transcurrir un tiempo prudencial de 48 Horas para que se equilibre las tensiones en todos los vanos. La flecha resultante después de ésta operación deberá coincidir con valores de flecha de las tablas de templado correspondientes que podrán ser proporcionadas por el Supervisor y entregadas oportunamente al Ejecutor.

Tales valores de flechas de templado consideraran el efecto de envejecimiento del conductor, la tolerancia en la flecha guardará relación a la flecha teórica, tomando en cuenta las correcciones por envejecimiento al momento de efectuar la medición no deberá exceder del 2.5%.

**Anclaje, Templado y Atadura de los Conductores.**

después que los conductores se han corrido a lo largo de la línea y empalmado donde sea necesario, se engraparán los soportes al anclaje donde se inicia la operación de templado.

después que las grapas están aseguradas, son unidas a sus respectivos aisladores y fijados junto con el conductor al soporte de anclaje con una cuerda

que abraza un block de poleas unido al poste.

Las grapas de sujeción o anclaje para el templado serán ajustadas a los conductores de tal manera que permitan una plena conductividad y un completo esfuerzo mecánico, este ultimo deberá ser por lo menos igual al 90% del esfuerzo de rotura del cable en el cual esta instalado.

El templado se procederá a realizar con ayuda de winche y/o tecele manual.

### **Amarre de Conductores.**

La sujeción de los conductores a los Aisladores, se hará con cable de Al de 8 mm<sup>2</sup> o con material polimérico que viene con los aisladores tipo Pin poliméricos

Los amarres se efectuaran en la forma mostrada en los planos de detalle envolviendo el aislador dos veces y entorchando sobre el conductor como mínimo 6 vueltas.

### **Reparación y Empalme de Conductores**

Si los conductores resultasen dañados, a criterios del Supervisor se procederá a colocar manguitos de reparación o a cortar las secciones dañadas y unir los extremos. En el caso de que el conductor enrollado en una bobina tenga defectos apreciables se podrá rechazar toda la bobina.

Cuando se detecte una falla, se detendrá la corrida de conductor y la sección fallada se reparara.

No debe hacerse mas de un empalme por conductor en el mismo vano, debiendo ubicarse estos por lo menos a un metro del punto de apoyo de conductor.

Se usarán los manguitos ovales de compresión para empalme utilizándose la herramienta compresora hidráulica manual de las medidas métricas correspondientes a la sección del conductor.

A solicitud del Supervisor el Ejecutor efectuara una unión modelo. La cual podrá ser sometida a una prueba de tensión a criterio del Supervisor.

### **Conexión a Tierra.**

Durante y después del tendido todos los conductores deberán ser conectados a tierra para evitar que se carguen causados por tensiones estáticas. El



Contratista será responsable de la ejecución de las puestas a tierra, anotando los puntos de ubicación de las mismas de poder retirarlas fácilmente antes de entrar en servicio la línea. Las conexiones a tierra permanentes se efectuarán de acuerdo a las especificaciones técnicas. La conexión a tierra con varillas se realizará en todas las estructuras y en especial en derivaciones, soportes con elementos de seccionamiento, inicial, terminal y de ángulos fuertes.

### **3.11.8. Instalación de Sistema de Puesta a Tierra**

Se procederá a la instalación del sistema de puesta a tierra, de acuerdo a los planos de montaje, conectando toda la ferretería de todas las estructuras al pozo de tierra.

Después de haber instalado la varilla de puesta a tierra, se conectará la misma al conductor de puesta a tierra. Luego se cerrará la excavación añadiendo tierra de chacra con capas de carbón vegetal y sal industrial para disminuir la resistencia del terreno.

### **3.11.9. Montaje de SE. Tipo Caseta, Transformix y Recloser**

#### **3.11.9.1. Montaje de celdas y transformadores**

El montaje de los transformadores, se hará haciendo uso de grúa para ubicarlas hasta la puerta de ingreso a la SE, luego se las trasladará hasta su posición final haciendo uso de equipos de maniobra. Cabe indicar que el transformadores de 400 KVA, y tiene una celda de llegada en 10kV, y lostableros de BT, calculados con el ECODIAL.

#### **3.11.9.2. Pruebas.**

Prueba de los equipos (transformador, seccionadores, etc.) de acuerdo con recomendaciones de los fabricantes.

*Al concluir los trabajos de montaje, se deberá de realizar las pruebas que se detallan a continuación, en presencia del Ingeniero Inspector, empleando instrucciones y métodos de trabajo apropiados para estas, se efectuarán las conexiones operaciones que sean necesarias, hasta que el resultado que las pruebas sean satisfactorias.*

**Inspección General.**

Se realizará una inspección general del estado de las redes de distribución, conexión y alumbrado.

**Pruebas de Aislamiento**

Se comprobarán todos y cada uno de los circuitos, obteniéndose los valores de aislamiento que especifica el Código Nacional de Electricidad y las Normas de la DGE/MEM.

**Prueba de Continuidad**

Para efectuar esta prueba se procederá a poner en cortocircuito los bornes que serán conectados a las salidas de la Subestación y posteriormente se probará en cada uno de los terminales de la línea, la continuidad de la red.

**Medida de Resistencia de Fase.**

La medida de la resistencia de cada fase no encender en mas del 5% del valor teórico calculado a la resistencia garantizada del conductor.

**Determinación de Secuencia de Fase.**

En caso de existir circuitos trifásicos se efectuarán las mediciones para verificar que la posición relativa de los conductores de cada fase correspondan a lo descrito.

**Prueba de tensión**

Prueba con tensión simulando la operación de los diversos equipos. Para la realización de las pruebas se deberá comunicar al Ingeniero Inspector con 15 días de anticipación. Después de finalizadas las pruebas se levantara un acta en la que se consignará los resultados obtenidos y las modificaciones o reparaciones si las hubiere.

**Prueba de Puesta a Tierra**

Esta prueba se realizará antes de que la instalación entre en servicio y se hará en toda la instalación así como en forma parcial. Para considerar como satisfactorias estas pruebas, deberán arrojar los valores siguientes:

- Puesta a tierra Individual :  $\sim 25 \Omega$
- Puesta a tierra Total (Sistema Conectado) :  $< 20 \Omega$

### 3.11.10. Liquidación de obra

#### a.1) Puesta en Servicio y Liquidación de Obra.

Las instalaciones se someterán a las pruebas que determine el concesionario, subsanándose las observaciones que se formulen.

También se confeccionarán los planos y los documentos de replanteo de obras, incluyendo el inventario físico.

La puesta en servicio de las obras se realizará al cumplimiento de los requisitos del concesionario, sin embargo se efectuará una prueba general de funcionamiento de las redes eléctricas.

La liquidación de las obras será efectuada de acuerdo a lo estipulado por el Concesionario y la Entidad Financiera.

#### a.2) Expediente Técnico Como Construido

En la recepción de Obra, se entregará un expediente técnico de cómo fue construida la Obra.

##### Recepción de Obra.

Para la recepción de la obra por parte de SEAL, el contratista deberá presentar lo siguiente:

Un Expediente Técnico como Construido de la Obra, con especificaciones técnicas de materiales y montaje.

Un juego de planos originales y dos de obra a tener mostrado el replanteo de todas las instalaciones.

El inventario físico valorizado de todas las instalaciones que ha efectuado, en original y cuatro copias.

Mediciones efectuadas e instrucciones para su periódico mantenimiento.

Copia de las facturas y/o boletas de compra de materiales electromecánicos.

### 3.11.11. Montaje de la sub-estación.

La ubicación de las celdas deberá respetarse en lo posible, no admitiéndose variaciones y en todo caso deberán ser aprobados por el Ingeniero Supervisor.

Dada la delicadeza del trabajo, se deberá encomendar el montaje de la subestación a personal experto y con experiencia en el ramo. Antes de proceder a efectuar el montaje de la subestación interior, se verificará que las



obras civiles estén concluidas canaletas, buzones, ductos, tuberías, etc. Así mismo las paredes y techos deberán estar concluidas acabados, pintados y con las luminarias instaladas.

Se procederá a montar la subestación, de acuerdo a orden siguiente:<sup>59</sup>

- Montaje de las celdas metálicas con sus accesorios y anclaje al piso.
- Montaje del interruptor de potencia en vacío en la celda de llegada
- Armado de la cabeza terminal e interconexión a los seccionadores unipolares.
- Instalación del transformador de potencia.
- Colocación de aisladores portabarras, barras, conexiones mediante platinas al seccionador y a los transformadores, pintado de platinas según Normas.
- Conexionado de las partes metálicas de las celdas, de los seccionadores unipolares, interruptor de potencia en vacío, puesta a tierra de las cabezas terminales interior, bases portafusibles y transformadores al pozo de tierra de media tensión ubicado dentro del local de la S.E.
- Cada uno de las platinas de cobre (5 en total) 2x12 mm para la puesta a tierra, será fijado a cada equipo mediante perno, arandela y tuerca, todas de bronce o acero inoxidable, empleándose terminales de cobre de soldar o de presión, no permitiéndose el entorche.

### **3.11.12. Montaje y preparación de terminales de cable seco.**

La ejecución de este trabajo será realizado por personal especializado y teniendo en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Tener en cuenta las recomendaciones del fabricante.
- En la conexión de los conductores a los terminales, deberá tenerse especial cuidado de que no hayan pérdidas de aislamiento ni que pueda existir el peligro de entrada de humedad en el aislamiento del cable.
- El terminal unipolar deberá quedar completamente sujeta mediante una base de madera y grampas tipo U con orejas.
- Todos los trabajos serán realizados en la superficie del terreno, cuidando de que los elementos y equipos no se impregnen de suciedad alguna.
- En el montaje se debe tener presente la secuencia de fases.

---

<sup>59</sup>Fuente.- “docs.seace.gob.pe”

### 3.11.13. Pruebas.

Al concluir los trabajos de montaje de la Línea aérea y de la Subestación, se deberán de realizar las pruebas que se detallan a continuación en presencia del Ingeniero Supervisor de Obras, empleando instrucciones y métodos de trabajo apropiado para éste, y el ejecutor realizará las correcciones o reparaciones que sean necesarias hasta que los resultados de las pruebas sean satisfactorias a juicio del Supervisor de Obras.

Previamente con la ejecución de estas pruebas, el ejecutor en presencia del Ingeniero Supervisor de Obras, efectuará cualquier otra labor que sea necesaria para dejar las líneas listas a ser energizadas.

#### **a) Determinación de la Secuencia de Fases:**

Se debe demostrar que la posición relativa de los conductores de cada fase corresponden a lo prescrito.

#### **b) Prueba de Continuidad y Resistencia Eléctrica:**

Para esta prueba, se pone en cortocircuito las salidas de las líneas de la Subestación y después se prueba en cada uno de los terminales de red su continuidad.

Las resistencias eléctricas de las tres fases de la línea, no deben de diferir más del 5% del valor de la resistencia por Kilómetros del conductor.

#### **c) Pruebas de aislamiento:**

Se deberá realizar la medición del aislamiento de la línea de red primaria aérea y el aislamiento del transformador, utilizando un megómetro de 5,000V ó 10,000V. El nivel de aislamiento de la Línea eléctrica aérea y el transformador debe estar de acuerdo lo especificado en el Código Nacional de Electricidad y en la normatividad DGE correspondiente.

##### Línea de red de Media Tensión:

- Aislamiento entre cada fase de la Línea y tierra y
- Aislamiento entre fases.

##### Transformador:

- Aislamiento entre bornes del primario y secundario
- Aislamiento entre bornes del primario y tierra
- Aislamiento entre bornes del secundario y tierra
- Voltaje en el lado de baja tensión, regulando si fuera necesario el tap a la posición adecuada.

**d) Prueba de la puesta a Tierra**

Se realizará las mediciones de la resistencia de la puesta a tierra de Media y Baja Tensión de la subestación, utilizando un Telurómetro y las mediciones no deben ser mayor de 25 Ohmios en el lado de media tensión y 25 Ohmios en el lado de baja tensión.

**3.12. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES**

**3.12.1. Postes de concreto armado centrifugado**

**a ) Alcances**

Las presentes especificaciones se refieren a las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega de postes de concreto armado que se utilizarán en líneas y redes primarias.

**b ) Normas**

ITINTEC 339-027 Postes de concreto armado centrifugado para líneas aéreas

**c ) Características técnicas de los postes**

Los postes de concreto armado serán centrifugados y de forma troncocónica. El acabado exterior deberá ser homogéneo, libre de fisuras, cangrajas y escoriaciones

Características:

-	Longitud ( m )	13	13
-	Carga de trabajo a		
	0.10 m de la cabeza ( Kg )	300	400
-	Diámetro de la cabeza ( mm )	160	160
-	Diámetro de la base ( mm )	340	355



*La relación de la carga de rotura (a 0.10 m debajo de la cabeza ) y la carga de trabajo será igual o mayor a 2*

Los postes deberán llevar impresa con caracteres legibles, indelebles y en lugar visible, cuando estén instalados la siguiente información:

- Marca o nombre del fabricante
- Designación del poste
- l = Longitud en m.
- c = Carga de trabajo en N con coeficiente de seguridad 2
- d = Diámetro de la cabeza en mm
- D = Diámetro de la base, en mm.
- Fecha de fabricación

### 3.12.2. Crucetas de madera tornillo

#### a ) Alcances

La presente especificación cubre el suministro de crucetas madera tratada para líneas eléctricas, describe sus dimensiones principales, calidad mínima aceptable, diseño, fabricación, pruebas y entrega.

Este suministro incluye el secado y tratamiento con preservante, manipuleo, transporte hasta la entrega en los almacenes del propietario

#### b ) Normas

Las crucetas de madera serán suministradas en concordancia con las Normas Nacionales que se indican a continuación o equivalentes, según la versión vigente en la fecha de adquisición:

- ITINTEC-251.005 Cruceta de madera de **4x4"x8'**
- ITINTEC-251.035 Composición química de los preservadores de madera
- ITINTEC-251.060 Preservadores Cobre-Cromo-Arsénico (CCA) Clasificación y requisitos.

**c) Características técnicas**

Las crucetas deberán cumplir las características y dimensiones de la presente especificación técnicas:

- Densidad : 0.44 g/cm<sup>2</sup>
- Módulo de elasticidad : 990 KN/cm<sup>2</sup>
- Compresión paralela máxima : 4.11 KN/cm<sup>2</sup>
- Compresión perpendicular máximo : 0.33 KN/cm<sup>2</sup>
- Dureza extrema : 2.64 KN/cm<sup>2</sup>
- Cizallamiento : 0.69 KN/cm<sup>2</sup>
- Dimensiones : 4x4"x8´

Las discrepancias en longitud de las crucetas serán de +/- 0.5 % de su longitud total

**3.12.3. Aisladores tipo pin polimericos**

**a) Alcances**

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega de aisladores tipo PIN, que se utilizarán en líneas y redes primarias.

**b) Normas aplicables**

Los aisladores tipo PIN, cumplirán con las prescripciones de las siguientes normas, según la versión, vigente a la fecha de la compra:

- IEC, - ANSI, - IRAM

**c) Condiciones de operación**

El sistema eléctrico en el cual operarán los aisladores tipo PIN, tiene las siguientes características:

- Tensión de servicio de la red : 10 KV
- Tensión máxima de servicio : 15 KV
- Frecuencia de la red : 60 Hz

### 3.12.4. Aisladores de suspensión poliméricos

#### a) Alcance

Esta especificación cubre las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega de los aisladores de suspensión que se utilizarán en las líneas y redes primarias.

#### b) Normas aceptables

Cumplirán las siguientes normas en la versión vigente a la fecha de la compra:

- IEC
- ANSI
- IRAM

#### c) Condiciones de operación

El sistema eléctrico en el cual operarán los aisladores de suspensión, tiene las siguientes características:

- Tensión de servicio de la red : 10.0 KV
- Tensión máxima de servicio : 15.0 KV
- Frecuencia de la red : 60 Hz

#### d) Características técnicas

Los Aisladores de suspensión serán de porcelana de superficie exterior vidriada

Características:

- Material dieléctrico : Polimérico
- Material metálico : Hierro nodular galvanizados en caliente
- *Material del pasador* : *Latón o acero inoxidable*
- Conexión : Horquilla ojal
- Dimensiones
  - Diámetro máximo : 90 mm
  - Longitud de línea de fuga mínima : 810 mm
  - Tipo de acoplamiento : HL



- Características mecánicas
  - . Resistencia electromecánica combinada : 45 KN

### 3.12.5. Conductores de aleación de aluminio

#### a) Alcances

Cubren las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega del conductor de aleación de aluminio que se utilizará en la línea primaria.

#### b) Normas aplicables

Cumplirán con las siguientes normas en su versión vigente:

ASTM B398	aluminium alloy 6201-t81 wire for electrical purpose
ASTM B399	concentric lay stranded aluminium alloy 6201-t81 conductors
IEC 1089	round wire concentric lay overhead electrical stranded conductors
IEC 104	aluminium magnesium-silicon alloy wire for overhead line conductors

#### c) Descripción del material

El conductor de aluminio será fabricado con alambón de aleación de aluminio-magnesio-silicio.

Estará compuesto de alambres cableados concéntricamente y de único alambre central.

Los alambres de la capa exterior serán cableados a la manera derecha. Las capas interiores se cablearán en sentido contrario entre si.

Durante la fabricación y almacenaje deberá tomarse precauciones para evitar la contaminación del aluminio por el cobre u otros materiales.

Características

-	Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	<b>25</b>
-	Nº de alambres	<b>7</b>
-	Diámetro de los alambres (mm)	<b>2.15</b>
-	Carga mínima de rotura (Kg)	<b>723.9</b>
-	Módulo de elasticidad final (KN/mm <sup>2</sup> )	<b>60.82</b>
-	Coefficiente de dilatación térmica (l/°C)	<b>23x10-6</b>
-	Resistencia eléctrica máxima en c.c. a 20° (Ohm/Km)	<b>1.31</b>

**3.12.6. Accesorios del conductor**

**a) Alcances**

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega de accesorios del conductor, que se utilizarán en líneas primarias.

**b) Normas de fabricación**

- UNE 21-159 elementos de fijación y empalme para conductores y cables de tierra de líneas eléctricas aéreas de alta tensión.
- ASTM 153 standard specification for zinc-coating (hot-dip) on iron and steel hardware

**c) Características generales**

Los materiales para la fabricación de los accesorios del conductor serán de aleaciones de aluminio procedentes de lingotes de primera fusión

Las piezas presentarán una superficie uniforme, libre de discontinuidades, fisuras, porosidades, rebabas y cualquier otra alteración del material.

Todos los componentes de los accesorios deberán ser resistentes a la corrosión, bien por la propia naturaleza del material o bien por la aplicación de una protección adecuada.

Los materiales féreos, salvo el acero inoxidable, deberán protegerse en general mediante galvanizado en caliente, de acuerdo con la Norma ASTM 153.

#### **MANGUITO DE EMPALME**

Será de aleación de aluminio, del tipo compresión. Tendrá una resistencia a la tracción no menor que el 95% de la de los conductores. Todos los manguitos de empalme presentarán una resistencia eléctrica no mayor que la de los respectivos conductores. Estarán libres de todo defecto y no dañarán al conductor luego de efectuada la compresión pertinente.

#### **MANGUITO DE REPARACIÓN**

Será de aleación de aluminio, del tipo compresión, apropiado para reforzar los conductores con alambres dañados.

#### **PASTA PARA APLICACIÓN DE EMPALMES**

El suministro de manguitos de empalme y reparación incluirá la pasta especial que se utilizará como relleno de estos accesorios.

### **3.12.7. Cable de acero grado siemens martin para retenidas.<sup>60</sup>**

#### **a) Alcances**

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega del cable de acero para retenidas que se utilizarán en líneas y redes primarias.

#### **b) Normas aplicables**

El cable de acero, materia de la presente especificación, cumplirá con las prescripciones de la siguiente norma.

- ASTM A 475 standard specification for zinc-coated steel wire strand
- ASTM A 90 standard test method for weight of coating

<sup>60</sup>Fuente.- "intranet2.minem.gob.pe"



**c) Características técnicas del cable**

El cable para las retenidas será de acero galvanizado de grado SIEMENS-MARTIN. Tendrá las siguientes características:

- Diámetro nominal : 7.94 mm
- Número de alambres : 7
- Sentido del cableado : izquierdo
- Diámetro de cada alambre : 1.12 mm
- Carga rotura mínima : 28.92 KN
- Masa : 0.30 Kg/m

El galvanizado que se aplique a cada alambre corresponderá a la clase B según la norma ASTM A 90, es decir a un recubrimiento de 520 gr/m<sup>2</sup>.

**3.12.8. Accesorios metálicos para retenidas<sup>61</sup>**

**VARILLA DE ANCLAJE CON OJAL-GUARDACABO**

- Material : Acero forjado
- Clase de galvanizado según ASTM : B
- Dimensiones
  - . Longitud : m 2.40
  - . Diámetro : mm 16
- Carga de rotura mínima : KN 71
- Norma de fabricación : ANSI C 135.2

**ARANDELA CUADRADA PARA ANCLAJE**

- Material : Acero forjado
- Clase de galvanizado según ASTM : B
- Dimensiones
  - . Lado : mm 100
  - . Espesor : mm 6.35
  - . Diámetro del agujero central : mm 17.46
- Carga máxima de corte : KN 71
- Masa por unidad : Kg
- Norma de fabricación :

<sup>61</sup>Fuente.- “intranet.cip.org.pe”

### PERNO ANGULAR CON OJAL –GUARDACABO

-	Material	Acero forjado
-	Clase de galvanizado según ASTM	B
-	Dimensiones	
.	Longitud del perno	mm 254
.	Diámetro del perno	mm 16
-	Carga de rotura mínima a tracción o corte	KN 60
-	Masa por unidad	Kg
-	Norma de fabricación	ANSI C 135.4

### MORDAZA PREFORMADA

-	Material	Acero
-	Diámetro de cable a sujetar	mm 10
-	Carga máxima de trabajo	KN 50
-	Dimensiones	mm 600
-	Masa por unidad	Kg 0.45

### BLOQUE DE ANCLAJE

Será de concreto armado de 0.40x0.40x0.20 m fabricado con malla de acero corrugado de 13 mm de diámetro. Tendrá agujero central de 21 mm de diámetro.

#### 3.12.9. Materiales para puesta a tierra

##### a) Alcances

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega de materiales para la puesta a tierra de las estructuras que se utilizarán en líneas aéreas y Subestaciones.

##### b) Normas aplicables

Los accesorios materia de esta especificación, cumplirán con las prescripciones de las siguientes normas.

- ITINTEC 370.042 conductores de cobre recocido para El uso electrico
- ANSI C 135.14 staples uit rolled of slash poits foroverhead line construction

**c) Descripción de los accesorios**

**CONDUCTOR**

El conductor para unir las partes sin tensión eléctrica de las estructuras con tierra, serán de cobre desnudo, cableado y recocido, de las siguientes características:

- Sección nominal : 25 mm<sup>2</sup>
- N° de alambres : 7
- Diámetro exterior del conductor : 6.4 mm
- Masa del conductor : 0.226 Kg/m

**ELECTRODO DE COPPERWELD**

Será una varilla de acero recubierta con una capa de cobre mediante un proceso de soldadura atómica.

Tendrá las siguientes dimensiones:

- Diámetro nominal : 16 mm
- Longitud : 2.40 m

**BORNE PARA ELECTRODO**

Será de bronce, adecuado para garantizar un ajuste seguro entre el conductor de cobre para puesta a tierra y el electrodo descrito.

**3.12.10. Transformador de distribución**

**a) Alcance**

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega del transformador de distribución trifásico, y describen su calidad mínima aceptable.



**b) Normas aplicables**

Los transformadores de distribución, materia de la presente especificación, cumplirán con las prescripciones de las siguientes normas, según versión vigente a la fecha de la convocatoria de la licitación.

- IEC 76.1 PowerTransformers

**c) Características de los transformadores trifásicos**

*El transformador trifásico será del tipo sumergido en aceite, para montaje exterior.*

Tendrán las siguientes características:

- Transformador de potencia
- Potencia nominal : 400 KVA
- Frecuencia : 60 Hz
- Altitud de trabajo : 3000 msnm
- Tensión nominal primaria en vacío : 10000+/-2x2.5 % V
- Tensión nominal secundaria en vacío : 380-220 V
- tipo de conexión : Dyn5

**PRUEBAS DE RUTINA**

- Aislamiento con tensión aplicada
- Aislamiento con tensión inducida
- Relación de transformación
- Polaridad
- Medición de pérdidas en vacío
- Medición de pérdidas en cortocircuito
- Medición de la tensión de cortocircuito
- Corriente de excitación

**3.12.11. Seccionadores fusibles tipo expulsión**

**a) Alcance**

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega de los seccionadores fusibles tipo expulsión (CUT-OUT) , que se utilizará en la red aérea.

**b) Normas aplicables**

Cumplirán con la prescripción de la siguiente norma, según la versión vigente a la fecha de la compra.

- ANSI C-37.42 American national standard for switchgear-distribution cut outs and fuse links specifications

**c) Características generales**

Los seccionadores fusibles tipo expulsión serán unipolares de instalación exterior en cruceta de madera, de montaje vertical y para accionamiento mediante pértiga.

**d) Características eléctricas principales**

- Tensión de servicio de la red : 10 KV
- Tensión máxima de servicio : 15 KV
- Tensión nominal del equipo : 10 KV
- Corriente nominal : 50 A

**3.12.12. Seccionadores tripolar de potencia**

**a) Alcance**

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega de los seccionadores tripolares de potencia que se utilizará en la SE. De distribución..

**b) Normas aplicables**

Cumplirán con la prescripción de la siguiente norma, según la versión vigente a la fecha de la compra.

- ANSI C-37.42 American national standard for switchgear-distribution cut outs and fuse links specifications

**c) Características generales**

Los seccionadores tripolares de instalación interior en estructura de metal, de montaje vertical y para accionamiento mediante pértiga.

**d) Características eléctricas principales**

- Tensión de servicio de la red : 10 KV
- Tensión máxima de servicio : 15 KV
- Tensión nominal del equipo : 15 KV
- Corriente nominal : 50 A

**3.12.13. Accesorios metálicos para postes y crucetas**

**a) Alcances**

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega de accesorios metálicos para postes y crucetas que se utilizarán en la línea aérea.

**b) Normas aplicables**

Los accesorios metálicos, materia de la presente especificación, cumplirán con las prescripciones de las siguientes normas, según la versión vigente a la fecha de la convocatoria a licitación.

ASTM A 7	Forged steel
ANSI A 153	Zinc coating (hot dip) on iron and steel hardware
ANSI C 135.1	American national, standard for galvanized steel bolts and nuts for overhead line construction

**c) Descripción de materiales**

**PERNOS MAQUINADOS**

Serán de acero forjado galvanizado en caliente. Las cabezas de estos pernos serán de acuerdo con la norma ANSI C 135.1

Las tuercas y contratueras serán también cuadradas.

Los diámetros y longitudes de los pernos de los pernos se muestran en las láminas del proyecto.

Las cargas de rotura mínima serán

- para pernos de 16 mm : 55.29 KN
- para pernos de 13 mm : 34.78 KN



El suministro incluirá una tuerca y una contratuerca.

#### **PERNO OJO**

Serán de acero forjado, galvanizado en caliente de 250 mm de longitud y 16 mm de diámetro.

En uno de los extremos tendrá un ojal ovalado, y será roscado en el otro extremo.

Las otras dimensiones, así como su configuración geométrica, se muestran en las láminas del proyecto.

La carga de rotura mínima será de 55.29 KN. El suministro incluirá una tuerca cuadrada y una contratuerca.

#### **TUERCA OJO**

Será de acero forjado o hierro maleable galvanizado en caliente.

Será adecuada para perno de 16 mm. Su carga mínima de rotura será de 55.29 KN.

La configuración geométrica y las dimensiones se muestran en las láminas del proyecto.

#### **PERNOS TIPO DOBLE ARMADO**

Será de acero galvanizado en caliente; totalmente roscado y provisto de 4 tuercas cuadradas.

Tendrá 457 mm de longitud y 16 mm de diámetro.

La carga de rotura mínima será de 55.29 KN

#### **BRAZO ANGULAR**

Será de acero galvanizado en caliente, y se utilizará para fijar la cruceta de madera a los postes. Se fabricará con perfil angular de 38x38x5 mm y tendrá la configuración que se muestra en las láminas de proyecto.

### ARANDELAS

Serán fabricadas de acero y tendrán las dimensiones siguientes:

- Arandela cuadrada curva de 76 mm de lado y 5 mm de espesor, con un agujero central de 17.5 mm. Tendrá una carga mínima de rotura al esfuerzo cortante de 55.29 KN.
- Arandela cuadrada plana de 57 mm de lado y 5 mm de espesor, con agujero central de 17.5 mm. Tendrá una carga mínima de rotura al esfuerzo cortante de 55.29 KN.
- Arandela cuadrada plana de 51 mm de lado y 3.2 mm de espesor, con un agujero central de 14 mm.

*En la lámina del proyecto se muestran las dimensiones y configuración de las arandelas.*

#### 3.12.14. Apartarrayos

##### a) Alcances

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega de pararrayos que se utilizarán en las líneas y redes primarias.

##### b) Normas Aplicables

Los pararrayos materia de la presente especificación cumplirán con las prescripciones de las siguientes normas.

- |          |  |
|----------|--|
| IEC 99-1 | SURGE ARRESTERS PART 1: NON LINEAR RESISTOR TYPE GAPPED ARRESTERS FOR A.C. SYSTEMS |
| IEC 99-4 | METAL OXIDE SURGE ARRESTERS WITHOUT GAPS FOR A.C. SYSTEMS                          |

**c) Condiciones de Operación**

El sistema eléctrico en el cuál operarán los pararrayos tiene las siguientes características:

- Tipo de conexión                      Fase-tierra
- Tensión de servicio de la red      10 Kv
- Tensión máxima de servicio      15 kV
- Frecuencia de la red                60 Hz.

**d) Características Generales**

Los pararrayos serán del tipo poliméricos óxidos metálicos, sin explosores, para uso exterior, aprueba de explosión y para ser conectado entre fase y tierra.

La columna soporte será polimérico. Estará diseñado para un ambiente medianamente contaminado. Las características propias del pararrayos no se modificarán después de largos años de uso.

Las partes selladas estarán diseñadas de tal modo de prevenir la penetración de agua.

**e) Características Eléctricas**

- Tensión nominal del pararrayo      12kV
- Máxima tensión de operación continua (MCOV)      10kV
- Corriente nominal de descarga con onda 8/20 us      10kA
- Tensión residual máxima a la corriente nominal de descarga (10 kA-8/20 us)      57kV



### 3.12.15. Caja de distribución, equipos de protección, control y elementos de conexión<sup>62</sup>

#### a) Alcances

Estas especificaciones cubren las condiciones técnicas requeridas para la fabricación, pruebas y entrega de las cajas de distribución, equipos de protección y control, elementos de conexión integrantes de los tableros de baja tensión de las subestaciones de distribución.

#### b) Normas aplicables

Los materiales y equipos, objeto de la presente especificación, cumplirán con las prescripciones de las siguientes normas, según versión vigente a la fecha de la convocatoria de la licitación:

IEC 157-1	Para interruptores termomagnéticos
IEC 144	Para grados de protección
IEC 269	Para fusibles NH

### 3.12.16. Celda compacta de llegada en 10 kv

Esta celda deberá de contar como mínimo con los siguientes requerimientos:

- Interruptor de potencia en SF6 o en vacío.
- Seccionador de barra y aterramiento con enclavamiento eléctrico y/o mecánico.
- Transformadores de tensión y corriente para protección y medición.
- Medidor electrónico.
- Relé de protección.

Esta celda será de preferencia de las siguientes marcas SIEMENS o ABB

### 3.12.17. Transformador de medida compuesto transformix

El transformador de medida compuesto será de las siguientes características:

- 2x30 VA 10000/220 2x15VA...../5
- Clase de precisión 0.2
- Relación de transformación 30/5.
- Tensiones de operación 10000 v, a medición en 220 v

---

<sup>62</sup>Fuente.- “intranet.minem.gob.pe”

## CAPITULO IV:

# COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACION TIPO CASETA EN EL LADO DE MT Y BT PARA LA SELECCIÓN Y AJUSTES DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

El sistema eléctrico de potencia industrial ideal, debe de ser un sistema selectivo, donde los dispositivos de protección deben no solo ser dimensionados en función de las cargas eléctricas a proteger, sino y sobretodo deben de coordinar entre si la función de protección que ejercen, de tal manera que opere primero solo el dispositivo de protección que se encuentre mas cercano a la falla, si por alguna razón no funciona dicha protección entonces deberá de operar el siguiente mas cercano a la falla, para lo cual se deben de tener conocimiento de sus curvas tiempo-corriente.

Solo se tiene selectividad cuando el valor de  $i^2 \times t$  (valor calorífico de la corriente) durante el tiempo de fusión y de extinción del fusible más cercano a la falla es menor que el valor calorífico de la corriente  $i^2 \times t$  del tiempo de fusión del fusible más distante a la falla, esto solo se puede llevar a cabo cuando las corrientes de cortocircuito calculadas en los puntos de la instalación difieren lo suficiente.

Para los propósitos de la coordinación de las protecciones es conveniente determinar las características de los dispositivos de protección y seleccionar para algún fabricante sus valores comerciales y curvas de tiempo y corriente, a fin de que se dibujen en el mismo papel gráfico.

### 4.1. MÁRGENES DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

El proceso de coordinación de protecciones, implica necesariamente el uso de las curvas tiempo corriente de los distintos elementos de protección que intervienen, considerando ciertos intervalos de tiempo entre las curvas de estos dispositivos de protección, ya que es la única forma de garantizar su operación secuencial correcta, por otra parte las características de operación de los fusibles y relevadores son distintos y hacen necesario estos márgenes.

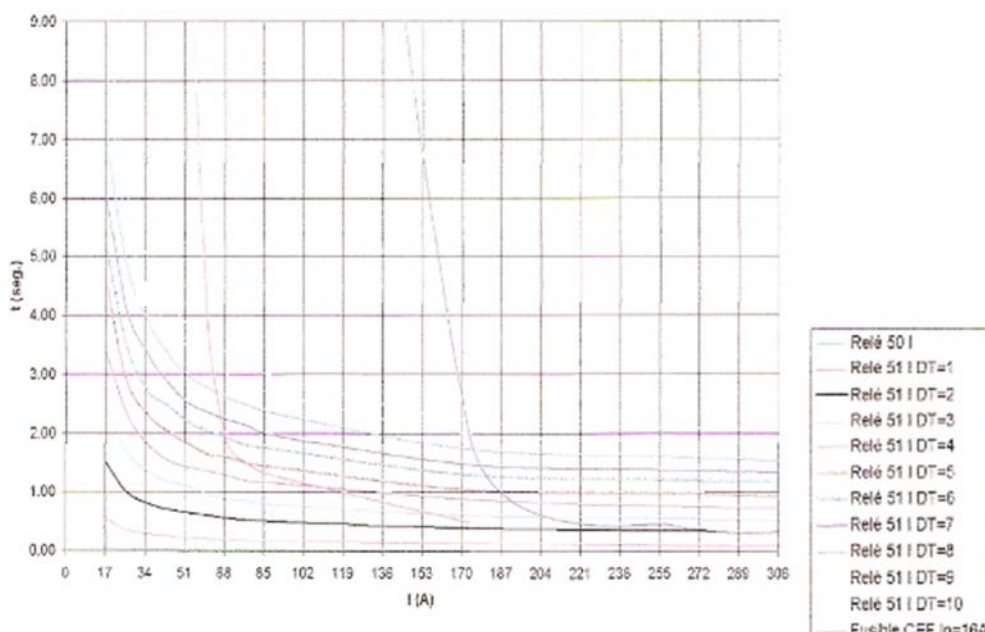


Figura 23. Curvas de protección de los relevadores de tiempo 501, 511 (DT = 1,2,...,10), fusibles tipo CEF de 50 y 40 A.

#### 4.2. COORDINACIÓN DE INTERVALOS DE TIEMPO PARA LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

Para la protección del transformador se debe tomar en cuenta la capacidad de sobrecarga del transformador que depende del tipo de enfriamiento y de las temperaturas de diseño que varían de acuerdo al proceso de fabricación vistos algunos en el protocolo de prueba y otras características como son el punto de magnetización del transformador (CORRIENTE DE INRUSH) que puede alcanzar un rango de 8 a 25 veces la corriente nominal para transformadores de tipo seleccionado y el tiempo de duración de esta corriente que es de 0.1 segundos.

Hallaremos la protección que permita circular la corriente nominal en forma permanente y permitir pasar el momento de la excitación; los límites inferiores de la protección, quedan determinados por estas dos condiciones.

$$1) I_n = 400 / (1.732 \times 10) = 23.1 \text{ A}$$

2) La corriente de excitación de acuerdo con la capacidad del transformador, esta definida de acuerdo a su múltiplo del punto de magnetización de transformadores.



Tabla N° 6: Múltiplos del punto de magnetización de transformadores.

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	MULTIPLIO
Menores de 1500 KVA	8
Mayores de 1500 KVA y Menores de 3750 KVA	10
Mayores de 3750 KVA	12

Fuente : Texto de protección de Transformadores

$I_{exc} = 8 (I_n)$

Durante 0.1 seg.

$I_{exc} = 8 (23.1)$

$I_{exc} = 184.75 \text{ A}$

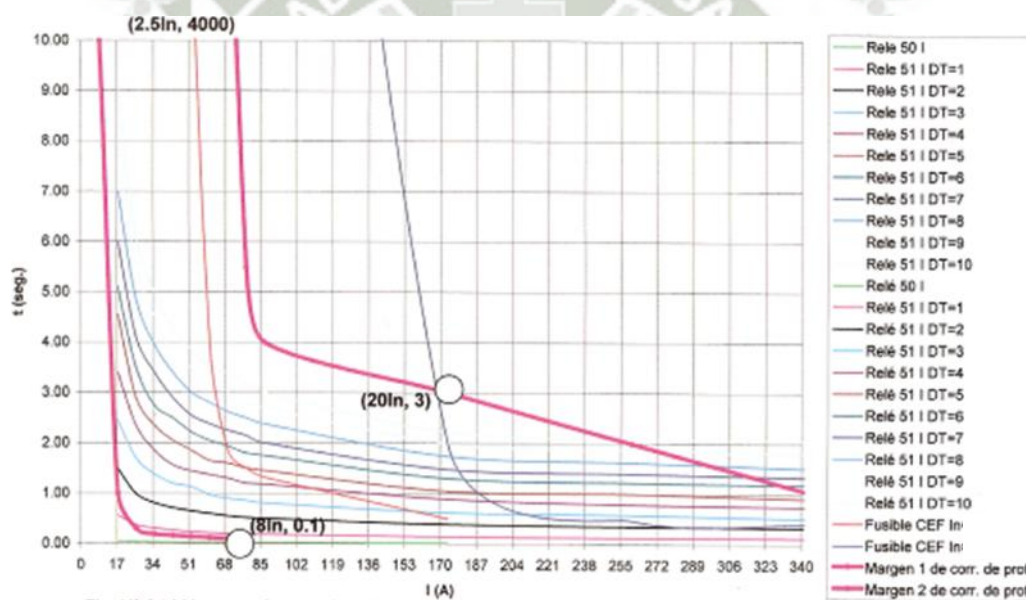


Figura 24.- Margenes de coordinación de protección del transformador y curvas de protección de los reveladores de tiempo 50 I, 51 I (DT=1,2,... 10), fusibles tipo CEF de 60 y 50 A.

Considerando que ya sabemos los límites del funcionamiento del transformador ahora seleccionaremos los dispositivos mas adecuados para la coordinación de protección de la subestación.

### 4.3. COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LA RED PRIMARIA

Tomando en cuenta:

Temperatura del conductor para operación normal	= 90°C
Temperatura del conductor para sobrecarga de emergencia	= 130°C
Temperatura del conductor para condiciones de corto circuito	= 250°C

Se debe considerar que el tiempo no deberá ser mayor de 4 segundos en condiciones normales para proteger nuestro conductor utilizaremos seccionadores fusible de potencia, tripolares, equipados con fusibles tipo CEF de rápido accionamiento. El amperaje de la protección requerida en la línea de media tensión para un Demanda Máxima de 400 KVA utilizando fusibles limitadores de corriente tipo CEF se obtiene con la siguiente fórmula:  $I_{mtr} \geq 1.35 I_n$

Reemplazando tenemos:  $I_{mtr} \geq 1.35 I_n = 1.35 \times 23.1 = 31.85A$

De acuerdo a la corriente, las curvas y tabla del catalogo del fabricante seleccionamos fusibles limitadores de corriente tipo CEF 100B de 40 A. 10 KV.

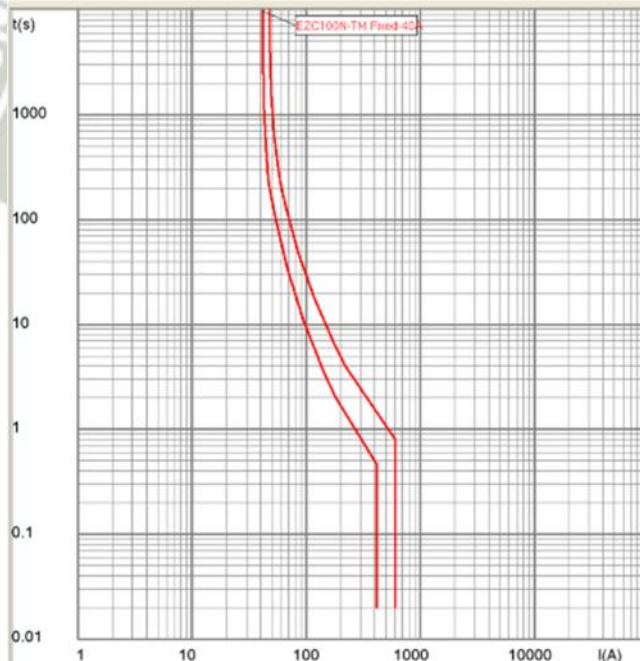


Figura 25.- Curvas del fabricante seleccionamos fusibles limitadores de corriente tipo CEF 100B de 40 A

#### 4.4. COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

##### 4.4.1. Selección del Revelador de sobrecorriente Instantáneo (50)

Este revelador opera en forma casi instantánea para un valor de corriente excesivo, indicando una falla en el aparato o circuito protegido. Su tiempo de operación es del orden de 0.05 segundos.

Para transformador de 400 KVA en el lado de MT.

$$TAP = 400 / (1.732 \times 10) = 23.1 \text{ A}$$

Los transformadores de corriente en el lado de MT se deben seleccionar para una corriente primaria de:

$$I_p = 1.5 I_n = 1.5 \times 23.1 = 34.65 \text{ A}, \text{ es decir: } I_p = 35 \text{ A}$$

La relación de transformación de los (transformadores de corriente) TCs seleccionados es:

$$RTC = 100/5 = 20$$

##### 4.4.2. Selección del Revelador de sobrecorriente con retraso de tiempo (51)

Este es un revelador con una característica de tiempo definida e inversa, que opera cuando una corriente en el circuito excede un valor determinado, por lo general a mayor corriente, menor tiempo de la característica inversa.

La curva del dispositivo seleccionado es de característica de tiempo muy inversa.

La corriente de arranque (Pick Up) primaria, se debe ajustar al 200% de la corriente nominal:

$$I_p = 23.1 \text{ A}$$

$$I_{\text{Pick Up}} = 200\% I_p = 2.0 \times 23.1 = 46.2 \text{ A}$$

Los transformadores de corriente que alimentan a este revelador se conectan en estrella en su secundario, por lo que se deben cubrir los siguientes requisitos:

1. Se requiere que la corriente de carga, la corriente secundaria no sea mayor de 5 A.

$$I_p / RTC = 46.2 / 20 = 2.31 < 5 \text{ A}$$



### Selección del TAP

El TAP se selecciona con la corriente de arranque y Pick Up y la RTC seleccionados, se tiene:

$$\text{TAP} = \frac{I_{\text{Pick Up}}}{\text{RTC}} = \frac{46.2}{20} = 2.31$$

El revelador seleccionado debe contar con la siguientes TAPs de ajuste: 0.75, 1, 1.5, 2, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14 y 15 A.

Al tomar al más cercano, es el TAP de 3A.

Con lo que se puede definir el valor exacto de Pick Up:

$$I_{\text{Pick Up}} = \text{TAP} \times \text{RTC} = 3 \times 20 = 60 \text{ A}$$

La corriente de falla trifásica en 10 KV es:

$$I_f = I_p / z = 23.1 / 0.08 = 288.75 \text{ A}$$

De la curva característica del fabricante, se centra en el eje de las abcisas con un MT = 46.2 y se traza una vertical, tomando t = 0.6 segundos se toma el punto de cruce, en este caso DT = 2.

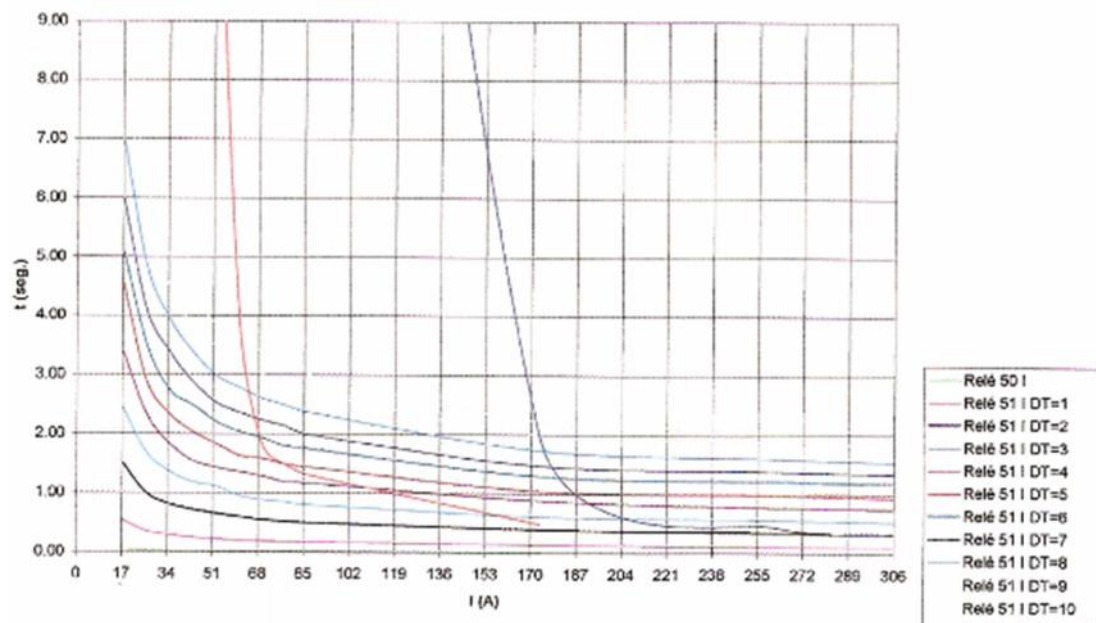


Figura 26. Curvas de protección de los relevadores de tiempo 501, 511 (DT = 1,2,... 10), fusibles tipo CEF de 40 y50 A

Al seleccionar  $DT = 2$  y el fusible CEF de 50 A nuestra coordinación de protección en el lado de MT queda así:

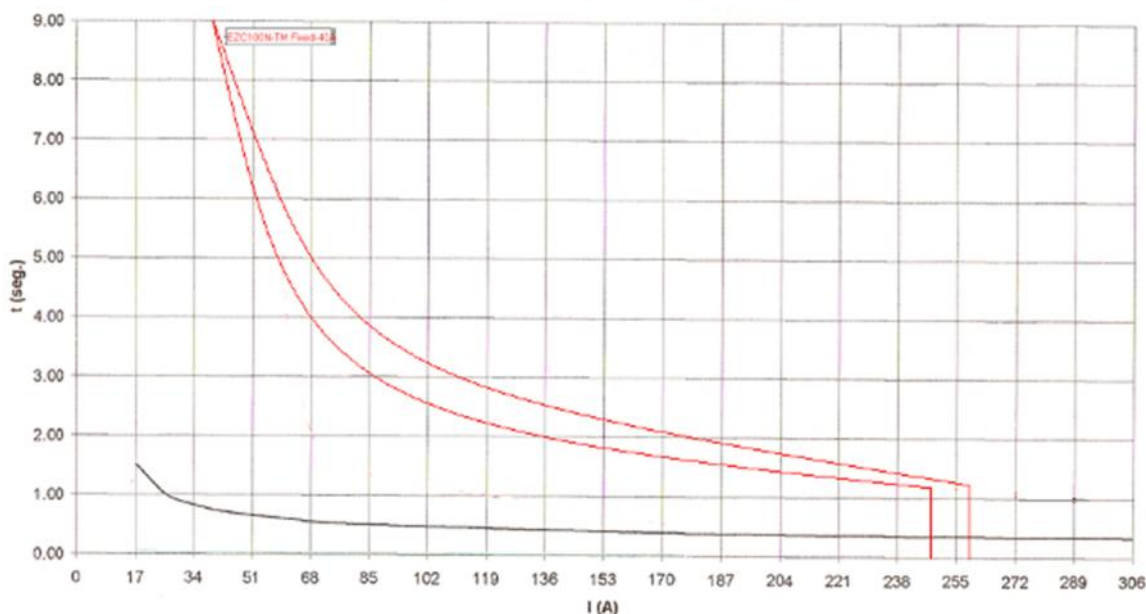


Figura 27. Curvas de protección en el lado de Media Tensión de la subestación de los relevadores de tiempo 50I, 51I ( $DT = 2$ ), fusibles tipo CEF de 40 A (línea roja)

#### 4.5. PROTECCIÓN DIFERENCIAL

“En el esquema diferencial se comparan las corrientes de entrada y salida, del elemento protegido, siendo que el revelador denominado diferencial, opera cuando a través del mismo circula una corriente cuya diferencia entre la entrada y salida rebasa cierto valor ajustado y denominado corriente diferencial que debe compensar las corrientes de magnetización inicial, a los errores propios de los transformadores de corriente, a la posible conexión del transformador de potencia en TAPs distintos.”<sup>63</sup>

Este elevador diferencial no debe operar para carga o para falla externa, debe operar para falla interna suficientemente severa.

Considerando las excelentes características de diseño de los equipos ABB (la marca de transformadores recomendados), el tipo de proceso en la planta, la potencia del transformador (400 KVA) y la continuidad de servicio que se requiere para todos los circuitos, es por ello que la protección diferencial se realiza en el lado de baja tensión en forma independiente cada tres circuitos como máximo. Entonces el relé diferencial

<sup>63</sup>Fuente.- “www.scribd.com”

resulta complementario en la instalación pero si útil la instalación de un relé electrónico multifunción de alta sensibilidad para fallas a tierra y sobrecorriente FASE - FASE ya que es de vital importancia económica para la planta mantener la continuidad del proceso ante posibles corrientes de falla y calculamos su regulación del amperaje.

#### 4.6. PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD

Los circuitos eléctricos de la subestación eléctricas deberán de estar protegidas contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos, que puedan originar las corrientes de cortocircuito y las de sobrecarga cuando éstas puedan producir averías y daños en las instalaciones.

Para las protecciones contra las sobreintensidades se utilizaran interruptores automáticos o cortacircuitos fusibles ya seleccionados en el punto 4.1.

Deberá de existir una adecuada coordinación de actuación para que la parte desconectada en caso de cortocircuito o sobrecarga sea la menor posible entre los diferentes dispositivos de protección contra las sobreintensidades pertenecientes a la misma instalación, o en relación con otras exteriores a ésta, será:

$$I_{mt} \geq 1.25 I_n$$

Reemplazando tenemos:

$$I_{mfr} \geq 1.25 I_n = 1.25 \times 23.1 = 28.875A$$

De acuerdo a la corriente, las curvas y tabla del catálogo del fabricante seleccionamos fusibles limitadores de corriente tipo CEF 100B de 40 A. 10 KV.

#### 4.7. CALCULO ELÉCTRICO DE BT SOFTWARE ECODIAL

Para utilizar el software Ecodial se tiene que contar con las características eléctricas del los equipos a utilizar, factor de potencia, voltaje, potencia, caída de tensión permitida por la normatividad, distancia de los equipos con respecto a la subestación, si se va a contar o no con un grupo electrógeno así como también que cargas se alimentarían de ésta, el factor de utilización  $K_u$ , la sección máxima permisible en el proyecto, si se quisiera realizar el cálculo del banco de capacitores se debe de ingresar un factor de potencia deseado (Target power factor), la potencia de cc, la frecuencia y el tipo de sistema de puesta a tierra que va a tener la subestación y las cargas; con todos estos valores se podrá calcular las secciones de los conductores de



cada circuito, la potencia del grupo electrógeno, el banco de condensadores, el tipo y la capacidad de amperaje de todos los interruptores de protección para cada uno de los circuitos, además se podrá verificar la coordinación de la protección una vez realizados los cálculos, así como también se podrá modificar cualquier resultado indicado por el software y re calcular hasta obtener los valores deseados o de acuerdo con la normatividad especificad<sub>i</sub> de un determinado país. Por lo tanto a continuación se muestra el diagrama unifilar donde se encuentran los datos que se utilizaron para el cálculo.

Tabla N° 7: Resumen carga instalada

Descripción de la carga	Potencia kW	L	Ku
Banco de compresores	33,6	45	1
Área de soldadura	18	30	1
Hornos de inducción	200	15	1
Cámara de secado	30	20	1
Circuitos Planta 1	15	20	0.8
Circuitos Planta 2	10	29	0.8
Sistemas de Compuo	8	25	1
Otros	10	20	1

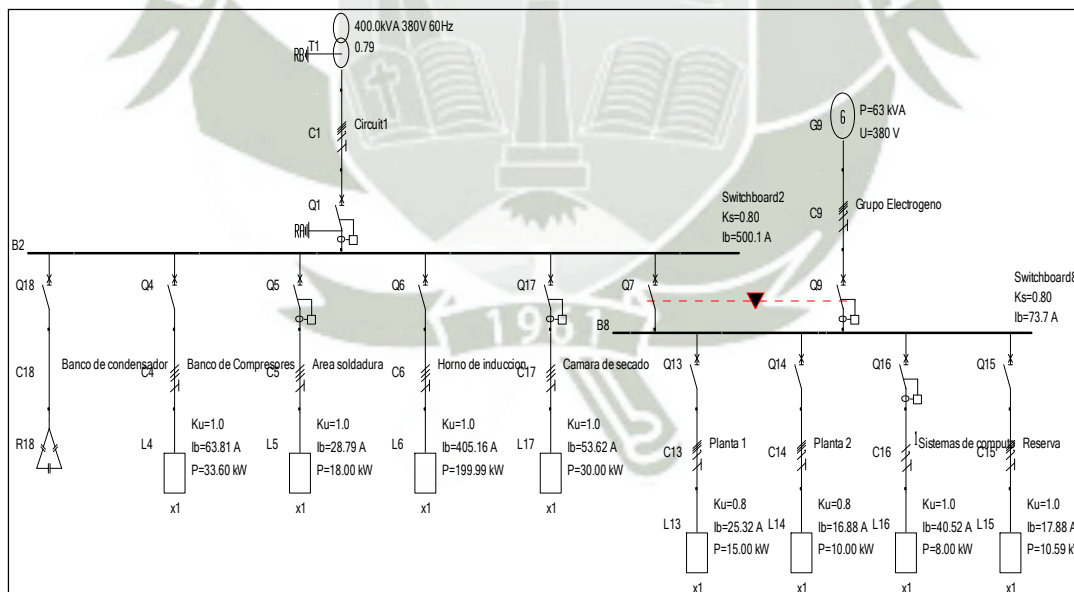


Diagrama unifilar de la planta industrial Khumo llantas S.A.

**Project KHUMO LLANTAS PERU**

<b>Network</b>	Earthing arrangement:	TT
	Voltage:	380 V
	Max. permissible CSA:	120.0 mm <sup>2</sup>
	CSA N / CSA Ph:	1/2
	CSA tolerance:	5.0 %
	Target power factor:	0.98
	System frequency:	60 Hz

**Circuit :**

Upstream :	
Downstream :	Switchboard2
Voltage :	380

**Circuit1 ( T1-C1-Q1) - Calculated**

**Source :**

Upstream	<b>T1</b>	
Upstream short-circuit power:	500 MVA	
Upstream impedances:	Resistance Rt:	0.0317 mOhm
	Inductance Xt:	0.3168 mOhm

**Transformer :**

Type:	dry-type	Earthing arrangement:	TT
Number of transformers:	1	Unit power:	400.0 kVA
Total power:	400 kVA	Short-circuit voltage:	6.00 %
Connection:	Delta-Star	Resistance Rt:	1.1661 mOhm
Source impedances:	Inductance Xt:	23.8517 mOhm	
Ib:	578.80 A		
IMD:	-		

**Cable :**

Length:	<b>C1</b>		
Installation method:	5.0 m		
	B1-in masonry		
	insulated conductors in ducts		
Cable type:	Insulated conductor	Number of layers:	1
Insulation:	PVC	Nb additional touching circuits:	0
Arrangement of conductors:	Touching, flat	THDI level:	0 %
Ambient temperature:	30 °C		

**Permitted current by the cable (Iz):**

Iz under normal conditions of use (A):	957.5 A
Iz x correction factors (real conditions of use):	622.4 A

**Sizing constraint: overloads**

Correction :	Temperature	: 1.00	(52-D1)
	x Soil thermal resistivity	: 1.00	(A.52-16)
	x Neutral loaded	: 1.00	(D.52-1)
	x touching conductors	: 0.65	(52-E1)
	x User	: 1.00	
	/ Protection )	: 1.00	(\$433.1)
			0.65

CSA (mm <sup>2</sup> )	theoretical	used	reference	metal
Per phase	4 x 98.5	4 x 120.0		Copper
Neutral	2 x 95.0	2 x 120.0		Copper
PE	1 x 70.0	1 x 70.0		Copper

Voltagedrop	upstream	circuit	downstream
ΔU (%)	0.00	0.0676	0.07

**Calculationresults:**

	Iscupstr.	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	I fault
(kA)		<b>9.9424</b>	<b>8.6104</b>	<b>9.8355</b>	<b>7.7896</b>	<b>8.8956</b>	<b>0.0109</b>
R (mΩ)		1.3906	2.7813	1.7763	2.8584	1.8920	3.0158
X (mΩ)		24.2885	48.5769	24.5285	48.5769	24.5285	24.7685
Z (mΩ)		24.3283	48.6565	24.5927	48.6609	24.6014	24.9514

Calculation results in accordance with guide UTE C15-500 (CENELEC report R064-003).  
UTE approval 15L-602.  
All assumptions and device choices are the user's responsibility.

**Circuit breaker: Q1**  
Name: NS630N>03/2004-50.0 kA Frame rating (In): 630 A  
Trip unit rating: 630.00 A Trip unit: STR23SE  
Number of poles: 4P3d+Nr  
Discrimination limit:  
BC reinforced by cascading:  
Earth leakage protection: Yes  
Earth leakage protection device : Vigi MB  
Sensitivity : 3000.00 mA  
Delay : 310 ms

Settings:  
Overload:  $I_r = 1.00 \times 0.93 I_n = 585.90 \text{ A}$   
Magnetic:  $I_m(\text{Isd}) = 10.0 \times I_r = 5859.00 \text{ A}$   
 $t_m = 60 \text{ ms}$

**Circuit : Switchboard2 ( B2) - Calculated**  
Upstream : Circuit1  
Downstream : Banco de condensadores  
Voltage : 380

**Busbars: B2**  
Designation: STANDARD Dimensions: 0.0 m-1/ 5.0 mmx50 mm  
Type : Standard on edge Metal: Copper  
Ambient temperature: 35 °C I available: 700 A  
Short-circuit temperature: 85 °C Isc max: 9.94 kA  
Ks : 0.80 Peak Isc (kA) : 16.90 kA  
Voltage drop: 0.0000 %

**Circuit : Banco de condensadores ( Q18-C18-R18) - Calculated**  
Upstream : Switchboard2  
Downstream :  
Voltage : 380

**Circuit breaker: Q18**  
Name: NR630F-36.0 kA Frame rating (In): 630 A  
Trip unit rating: 630.00 A Trip unit: STR23SE  
Number of poles: 3P3d  
Discrimination limit:  
BC reinforced by cascading: 50.0 kA  
Earth leakage protection: No  
Earth leakage protection device : -  
Sensitivity : -  
Delay : -

Settings:  
Overload:  $I_r = 0.70 \times 0.95 I_n = 418.95 \text{ A}$   
Magnetic:  $I_m(\text{Isd}) = 10.0 \times I_r = 4189.50 \text{ A}$   
 $t_m = 60 \text{ ms}$

**Cable : C18**  
Length: 5.0 m  
Installation method: F-touching, in a ribbon cable  
Single-core cables on perforated vertical shelves

Cable type: Single-core Number of layers: 1  
Insulation: PVC Nb additional touching circuits: 0  
Arrangement of conductors: Trefoil  
Ambient temperature: 30 °C THDI level: -

**Permitted current by the cable (Iz):**  
Iz under normal conditions of use (A): 431.9 A  
Iz x correction factors (real conditions of use): 423.3 A



**Sizing constraint: overloads**

Correction :	Temperature	: 1.00	(52-D1)
	x Soil thermal resistivity	: 1.00	(A.52-16)
	x Neutral loaded	: 1.00	(D.52-1)
	x touching conductors	: 0.98	(52-E5)
	xUser	: 1.00	
	/ Protection )	: 1.00	(§433.1)
			0.98

CSA (mm <sup>2</sup> )	theoretical	used	reference	metal
Per phase	2 x 63.7	2 x 70.0		Copper
Neutral	-	-	-	-
PE	1 x 16.0	1 x 16.0		Copper

Voltagedrop	upstream	circuit	downstream
ΔU (%)	0.07	0.0449	0.11

**Thermal stress check:**

Energy received by the phase conductor : 1800000 A<sup>2</sup>s  
Permitted thermal stress : 64802500 A<sup>2</sup>s

**Calculation results:**

	Iscupstr.	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	I fault
(kA)	<b>9.9424</b>	<b>9.8269</b>	<b>8.5104</b>		<b>7.6952</b>		<b>0.0109</b>
R (mΩ)	1.3906	2.0517	4.1034		4.4450		9.1637
X (mΩ)	24.2885	24.5285	49.0569		49.0569		25.0085
Z (mΩ)	24.3283	24.6142	49.2282		49.2579		26.6345

Calculation results in accordance with guide UTE C15-500 (CENELEC report R064-003).

UTE approval 15L-602.

All assumptions and device choices are the user's responsibility.

**Automatic capacitor bank :**

**Rectiphase solution :**

Power :	180.00 kvar	Step :	6x30 kvar
Voltage :	380	Frequency :	60 Hz
Type of Compensation :	Classic		
Power of the harmonic sources :	0.00 kVA		

**Circuit :**

Upstream : Switchboard2  
Downstream :  
Voltage : 380

**Banco de Compresores ( Q4-C4-L4) - Calculated**

**Circuit breaker:**

<b>Q4</b>			
Name:	NS250N-36.0 kA	Frame rating (In):	250 A
Trip unit rating:	200.00 A	Trip unit:	TM-D
Number of poles:	3P3d		
Discrimination limit:	T		
BC reinforced by cascading:			
Earth leakage protection:	No		
Earth leakage protection device :	-		
Sensitivity :	-		
Delay :	-		

**Settings:**

Overload:	Ir = 0.80 In = 160.00 A
Magnetic:	Im(Isd) = 10.0 x In = 2000.00 A

**Cable :**

<b>C4</b>			
Length:	45.0 m		
Installation method:	F-touching, in a ribbon cable		
	Single-core cables on perforated horizontal shelves		
Cable type:	Single-core	Number of layers:	1
Insulation:	PVC	Nb additional touching circuits:	0

Arrangement of conductors: Touching, flat  
Ambient temperature: 30 °C THDI level: -

**Permitted current by the cable (Iz):**  
Iz under normal conditions of use (A): 321.1 A  
Iz x correction factors (real conditions of use): 314.7 A

**Sizing constraint: user-defined**

Correction :

Temperature	:	1.00	(52-D1)
x Soil thermal resistivity	:	1.00	(A.52-16)
x Neutral loaded	:	1.00	(D.52-1)
x touching conductors	:	0.98	(52-E5)
xUser	:	1.00	
/ Protection )	:	1.00	(§433.1)
		<hr/>	
		0.98	

CSA (mm <sup>2</sup> )	theoretical	used	reference	metal
Per phase	1 x 39.7	1 x 120.0		Copper
Neutral	-	-	-	-
PE	1 x 16.0	1 x 35.0		Copper

Voltagedrop	upstream	circuit	downstream
ΔU (%)	0.07	0.2786	0.35

**Thermal stress check:**

Energy received by the phase conductor : 258759 A<sup>2</sup>s  
Permitted thermal stress : 190440000 A<sup>2</sup>s

**Calculation results:**

	Iscupstr.	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	I fault
(kA)	<b>9.9424</b>	<b>7.9787</b>	<b>6.9097</b>		<b>6.1657</b>		<b>0.0109</b>
R (mΩ)	1.3906	8.3319	16.6638		19.5174		38.3170
X (mΩ)	24.2885	29.1485	58.2969		58.2969		34.0085
Z (mΩ)	24.3283	30.3159	60.6318		61.4773		51.2325

Calculation results in accordance with guide UTE C15-500 (CENELEC report R064-003).  
UTE approval 15L-602.

All assumptions and device choices are the user's responsibility.

**Load**

I:	63.81 A	Polarity of circuit:	3P
P:	33.60 kW	Earthing arrangement:	TT
Power factor	0.80	Phase distribution:	-
		Ku:	1.0
Number of identical circuits:	1		

**Circuit :**

Upstream :  
Downstream :  
Voltage :

**Area soldadura ( Q5-C5-L5) - Calculated**

Switchboard2

380

**Circuit breaker:**

**Q5**

Name:	C60N-10.0 kA	Frame rating (In):	63 A
Trip unit rating:	32.00 A	Trip unit:	C
Number of poles:	3P3d		
Discrimination limit:	T		
BC reinforced by cascading:			
Earth leakage protection:	Yes		
Earth leakage protection device :	RH99M		
Sensitivity :	1000.00 mA		
Delay :	150 ms		

**Settings:**

Overload:	Ir = 32.0 A
Magnetic:	Im(Isd) = -

<b>Cable :</b>	<b>C5</b>	
Length:	30.0 m	
Installation method:	F-touching, in a ribbon cable	
	Single-core cables on perforated horizontal shelves	
Cable type:	Single-core	Number of layers: 1
Insulation:	PVC	Nb additional touching circuits: 0
Arrangement of conductors:	Touching, flat	
Ambient temperature:	30 °C	THDI level: -

**Permitted current by the cable (Iz):**

Iz under normal conditions of use (A):	34.2 A
Iz x correction factors (real conditions of use):	33.5 A

**Sizing constraint: overloads**

Correction :	Temperature	: 1.00	(52-D1)
	x Soil thermal resistivity	: 1.00	(A.52-16)
	x Neutral loaded	: 1.00	(D.52-1)
	x touching conductors	: 0.98	(52-E5)
	xUser	: 1.00	
	/ Protection )	: 1.00	(§433.1)
			0.98

CSA (mm <sup>2</sup> )	theoretical	used	reference	metal
Per phase	1 x 3.5	1 x 4.0		Copper
Neutral	-	-	-	-
PE	1 x 4.0	1 x 4.0		Copper

Voltagedrop	upstream	circuit	downstream
ΔU (%)	0.07	2.0899	2.16

**Thermal stress check:**

Energy received by the phase conductor : 37000 A<sup>2</sup>s  
Permitted thermal stress : 211600 A<sup>2</sup>s

**Calculation results:**

	Iscupstr.	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	I fault
(kA)	<b>9.9424</b>	<b>1.6927</b>	<b>1.4660</b>		<b>1.1132</b>		<b>0.0108</b>
R (mΩ)	1.3906	140.2156	280.4313		336.0384		334.6092
X (mΩ)	24.2885	27.5285	55.0569		55.0569		30.7685
Z (mΩ)	24.3283	142.8924	285.7848		340.5188		336.0209

Calculation results in accordance with guide UTE C15-500 (CENELEC report R064-003).

UTE approval 15L-602.

All assumptions and device choices are the user's responsibility.

<b>Load</b>	I:	28.79 A	Polarity of circuit:	3P
	P:	18.00 kW	Earthing arrangement:	TT
	Power factor	0.95	Phase distribution:	-
			Ku:	1.0
	Number of identical circuits:	1		

**Circuit :**

Upstream :	Switchboard2
Downstream :	
Voltage :	380

**Horno de induccion ( Q6-C6-L6) - Calculated**

**Circuit breaker:**

Name:	<b>Q6</b>	NS630N>03/2004-50.0 kA	Frame rating (In):	630 A
Trip unit rating:	630.00 A		Trip unit:	STR23SE
Number of poles:	3P3d			
Discrimination limit:				
BC reinforced by cascading:				
Earth leakage protection:	No			
	Earth leakage protection device :	-		
	Sensitivity :	-		
	Delay :	-		



Settings:

Overload:  $I_r = 0.70 \times 0.93 I_n = 410.13 \text{ A}$   
Magnetic:  $I_m(I_{sd}) = 10.0 \times I_r = 4101.30 \text{ A}$   
 $t_m = 60 \text{ ms}$

**Cable :**

Length: 15.0 m  
Installation method: F-touching, in a ribbon cable  
Single-core cables on perforated horizontal shelves  
Cable type: Single-core Number of layers: 1  
Insulation: PVC Nb additional touching circuits: 0  
Arrangement of conductors: Touching, flat  
Ambient temperature: 30 °C THDI level: -

**Permitted current by the cable (Iz):**

Iz under normal conditions of use (A): 450.4 A  
Iz x correction factors (real conditions of use): 409.9 A

**Sizing constraint: overloads**

Correction :  
Temperature : 1.00 (52-D1)  
x Soil thermal resistivity : 1.00 (A.52-16)  
x Neutral loaded : 1.00 (D.52-1)  
x touching conductors : 0.91 (52-E5)  
x User : 1.00  
/ Protection ) : 1.00 (§433.1)  

---

0.91

CSA (mm <sup>2</sup> )	theoretical	used	reference	metal
Per phase	2 x 64.8	2 x 70.0		Copper
Neutral	-	-	-	-
PE	1 x 16.0	1 x 16.0		Copper

Voltage drop	upstream	circuit	downstream
ΔU (%)	0.07	0.4286	0.50

**Thermal stress check:**

Energy received by the phase conductor : 1800000 A<sup>2</sup>s  
Permitted thermal stress : 64802500 A<sup>2</sup>s

**Calculation results:**

	Iscupstr.	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	I fault
(kA)	<b>9.9424</b>	<b>9.5514</b>	<b>8.2717</b>		<b>7.4658</b>		<b>0.0109</b>
R (mΩ)	1.3906	3.3739	6.7477		7.6181		24.6328
X (mΩ)	24.2885	25.0985	50.1969		50.1969		26.7185
Z (mΩ)	24.3283	25.3243	50.6484		50.7717		36.3408

Calculation results in accordance with guide UTE C15-500 (CENELEC report R064-003).

UTE approval 15L-602.

All assumptions and device choices are the user's responsibility.

**Load**  
I: 405.16 A Polarity of circuit: 3P  
P: 199.99 kW Earthing arrangement: TT  
Power factor: 0.75 Phase distribution: -  
Ku: 1.0  
Number of identical circuits: 1

**Circuit :**

Upstream : Switchboard2  
Downstream :  
Voltage : 380

**Camara de secado ( Q17-C17-L17) - Calculated**

**Circuit breaker:**

Name: **Q17**  
C60N-10.0 kA Frame rating (In): 63 A

Trip unit rating: 63.00 A Trip unit: C  
 Number of poles: 3P3d  
 Discrimination limit: T  
 BC reinforced by cascading:  
 Earth leakage protection: Yes  
 Earth leakage protection device : RH99M  
 Sensitivity : 1000.00 mA  
 Delay : 150 ms

Settings:  
 Overload: Ir = 63.0 A  
 Magnetic: Im(Isd) = -

**Cable :** C17  
 Length: 20.0 m  
 Installation method: F-touching, in a ribbon cable  
 Single-core cables on perforated horizontal shelves  
 Cable type: Single-core Number of layers: 1  
 Insulation: PVC Nb additional touching circuits: 0  
 Arrangement of conductors: Touching, flat  
 Ambient temperature: 30 °C THDI level: -

**Permitted current by the cable (Iz):**  
 Iz under normal conditions of use (A): 62.6 A  
 Iz x correction factors (real conditions of use): 61.3 A

**Sizing constraint: overloads**

Correction :  
 Temperature : 1.00 (52-D1)  
 x Soil thermal resistivity : 1.00 (A.52-16)  
 x Neutral loaded : 1.00 (D.52-1)  
 x touching conductors : 0.98 (52-E5)  
 xUser : 1.00  
 / Protection ) : 1.00 (§433.1)  
 0.98

CSA (mm <sup>2</sup> )	theoretical	used	reference	metal
Per phase	1 x 9.6	1 x 10.0		Copper
Neutral	-	-	-	-
PE	1 x 10.0	1 x 10.0		Copper

Voltagedrop	upstream	circuit	downstream
ΔU (%)	0.07	0.9507	1.02

**Thermal stress check:**

Energy received by the phase conductor : 1190700 A<sup>2</sup>s  
 Permitted thermal stress : 1322500 A<sup>2</sup>s

**Calculation results:**

	Iscupstr.	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	I fault
(kA)	<b>9.9424</b>	<b>5.1866</b>	<b>4.4917</b>		<b>3.5804</b>		<b>0.0109</b>
R (mΩ)	1.3906	38.4106	76.8213		91.7064		90.2772
X (mΩ)	24.2885	26.4485	52.8969		52.8969		28.6085
Z (mΩ)	24.3283	46.6358	93.2716		105.8685		94.7017

Calculation results in accordance with guide UTE C15-500 (CENELEC report R064-003).

UTE approval 15L-602.

All assumptions and device choices are the user's responsibility.

**Load**  
 I: 53.62 A Polarity of circuit: 3P  
 P: 30.00 kW Earthing arrangement: TT  
 Power factor: 0.85 Phase distribution: -  
 Ku: 1.0  
 Number of identical circuits: 1

**Circuit :**

Upstream :  
Downstream :  
Voltage :

**Circuit7 ( Q7) - Calculated**

Switchboard2  
Switchboard8  
380

**Circuit breaker:**

**Q7**  
Name: NS100N>03/2004-36.0 kA Frame rating (In): 100 A  
Trip unit rating: 80.00 A Trip unit: TM-D  
Number of poles: 4P3d+Nr  
Discrimination limit:  
BC reinforced by cascading:  
Earth leakage protection: No  
Earth leakage protection device : -  
Sensitivity : -  
Delay : -

**Settings:**

Overload: Ir = 80.0 A  
Magnetic: Im(Isd) = 640 A

**MC30**

**Load**

I: 73.73 A Polarity of circuit: 3P+N  
P: 43.67 kW Earthing arrangement: TT  
Power factor: 0.90 Phase distribution: -  
Ku: 1.0  
Number of identical circuits: 1

**Circuit :**

Upstream :  
Downstream :  
Voltage :

**Grupo Electrónico ( G9-C9-Q9) - Calculated**

380

**Generator:**

**G9**  
Number of generators: 1 Unit power: 63 kVA  
Total power: 63 kVA Zero phase-sequence reactance: 6.000 %  
Transient reactance: 30.000 % Subtransient reactance: 30.000 %  
Earthing arrangement: TT

**Cable :**

**C9**  
Length: 5.0 m  
Installation method: F-touching, in a ribbon cable  
Single-core cables on perforated vertical shelves  
Cable type: Single-core Number of layers: 1  
Insulation: PVC Nb additional touching circuits: 0  
Arrangement of conductors: Touching, flat  
Ambient temperature: 30 °C THDI level: 0 %

**Permitted current by the cable (Iz):**

Iz under normal conditions of use (A): 114.4 A  
Iz x correction factors (real conditions of use): 109.8 A

**Sizing constraint: overloads**

Correction :  
Temperature : 1.00 (52-D1)  
x Soil thermal resistivity : 1.00 (A.52-16)  
x Neutral loaded : 1.00 (D.52-1)  
x touching conductors : 0.96 (52-E5)  
xUser : 1.00  
/ Protection ) : 1.00 (§433.1)  

---

0.96

CSA (mm <sup>2</sup> )	theoretical	used	reference	metal
Per phase	1 x 18.8	1 x 25.0		Copper
Neutral	1 x 18.8	1 x 25.0		Copper
PE	1 x 25.0	1 x 25.0		Copper

Voltagedrop	upstream	circuit	downstream
ΔU (%)	0.00	0.1938	0.19



**Calculation results:**

	Iscupstr.	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	I fault
(kA)		<b>0.3515</b>	<b>0.3044</b>	<b>0.4786</b>	<b>0.2754</b>	<b>0.4330</b>	<b>0.0109</b>
R (mΩ)		3.7020	7.4040	7.4040	8.8848	8.8848	8.8848
X (mΩ)		688.1590	1376.3181	505.3340	1376.3181	505.3340	505.3340
Z (mΩ)		688.1690	1376.3380	505.3882	1376.3468	505.4121	505.4121

Calculation results in accordance with guide UTE C15-500 (CENELEC report R064-003).

UTE approval 15L-602.

All assumptions and device choices are the user's responsibility.

**Circuit breaker:**

**Q9**

Name: NS100N>03/2004-36.0 kA      Frame rating (In): 100 A  
 Trip unit rating: 100.00 A      Trip unit: STR22SE  
 Number of poles: 4P3d+Nr  
 Discrimination limit:  
 BC reinforced by cascading:  
 Earth leakage protection: Yes  
     Earth leakage protection device : Vigi MH  
     Sensitivity : 3000.00 mA  
     Delay : 310 ms

Settings:

Overload:  $I_r = 1.00 \times 0.98 I_n = 98.00 \text{ A}$   
 Magnetic:  $I_m(I_{sd}) = 2.0 \times I_r = 196.00 \text{ A}$   
 $t_m = 60 \text{ ms}$

**Circuit :**

Upstream :  
 Downstream :  
 Voltage :

**Switchboard8 ( B8) - Calculated**

Circuit7  
 Planta 1  
 380

**Busbars:**

Designation:  
 Type :  
 Ambient temperature:  
 Short-circuit temperature:  
 Ks :  
 Voltage drop:

**B8**  
 STANDARD      Dimensions: 0.0 m-1/ 5.0 mmx15 mm  
 Standard on edge      Metal: Copper  
 35 °C      I available: 160 A  
 85 °C      Isc max: 9.94 kA  
 0.80      Peak Isc (kA) : 16.90 kA  
 0.0000 %

**Circuit :**

Upstream :  
 Downstream :  
 Voltage :

**Planta 1 ( Q13-C13-L13) - Calculated**

Switchboard8  
 380

**Circuit breaker:**

**Q13**

Name: C60N-10.0 kA      Frame rating (In): 63 A  
 Trip unit rating: 32.00 A      Trip unit: B  
 Number of poles: 4P4d  
 Discrimination limit: T  
 BC reinforced by cascading:  
 Earth leakage protection: No  
     Earth leakage protection device : -  
     Sensitivity : -  
     Delay : -

Settings:

Overload:  $I_r = 32.0 \text{ A}$   
 Magnetic:  $I_m(I_{sd}) = -$

<b>Cable :</b>	<b>C13</b>		
Length:	20.0 m		
Installation method:	F-touching, in a ribbon cable		
	Single-core cables on perforated horizontal shelves		
Cable type:	Single-core	Number of layers:	1
Insulation:	PVC	Nb additional touching circuits:	0
Arrangement of conductors:	Touching, flat		
Ambient temperature:	30 °C	THDI level:	0 %

**Permitted current by the cable (Iz):**

Iz under normal conditions of use (A):	34.2 A
Iz x correction factors (real conditions of use):	33.5 A

**Sizing constraint: overloads**

Correction :	Temperature	: 1.00	(52-D1)
	x Soil thermal resistivity	: 1.00	(A.52-16)
	x Neutral loaded	: 1.00	(D.52-1)
	x touching conductors	: 0.98	(52-E5)
	xUser	: 1.00	
	/ Protection )	: 1.00	(§433.1)
		<hr/>	
		0.98	

CSA (mm <sup>2</sup> )	theoretical	used	reference	metal
Per phase	1 x 3.5	1 x 4.0		Copper
Neutral	1 x 3.5	1 x 4.0		Copper
PE	1 x 4.0	1 x 4.0		Copper

Voltagedrop	upstream	circuit	downstream
ΔU (%)	0.19	1.1645	1.35

**Thermal stress check:**

Energy received by the phase conductor : 37000 A<sup>2</sup>s  
Permitted thermal stress : 211600 A<sup>2</sup>s

**Calculation results:**

	Iscupstr.	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	I fault
(kA)	<b>9.9424</b>	<b>2.4785</b>	<b>2.1464</b>	<b>1.2792</b>	<b>0.2708</b>	<b>0.3911</b>	<b>0.0108</b>
R (mΩ)	1.3906	93.9406	187.8813	186.8763	231.0048	231.0048	226.5624
X (mΩ)	24.2885	26.4485	52.8969	28.8485	1380.6381	509.6540	509.1140
Z (mΩ)	24.3283	97.5928	195.1857	189.0899	1399.8303	559.5627	557.2500

Calculation results in accordance with guide UTE C15-500 (CENELEC report R064-003).

UTE approval 15L-602.

All assumptions and device choices are the user's responsibility.

<b>Load</b>	I:	25.32 A	Polarity of circuit:	3P+N
	P:	15.00 kW	Earthing arrangement:	TT
	Power factor	0.90	Phase distribution:	-
			Ku:	0.8
	Number of identical circuits:			1

**Circuit : Planta 2 ( Q14-C14-L14) - Calculated**

Upstream :	Switchboard8
Downstream :	
Voltage :	380

**Circuit breaker:**

	<b>Q14</b>		
Name:	C60N-10.0 kA	Frame rating (In):	63 A
Trip unit rating:	20.00 A	Trip unit:	C
Number of poles:	4P4d		
Discrimination limit:	T		
BC reinforced by cascading:			
Earth leakage protection:	No		
	Earth leakage protection device :	-	
	Sensitivity :	-	
	Delay :	-	

**Settings:**

Overload:	Ir = 20.0 A
Magnetic:	Im(Isd) = -

**Cable : C14**

Length:	29,0 m		
Installation method:	F-touching, in a ribbon cable		
	Single-core cables on perforated horizontal shelves		
Cable type:	Single-core	Number of layers:	1
Insulation:	PVC	Nb additional touching circuits:	0
Arrangement of conductors:	Touching, flat		
Ambient temperature:	30 °C	THDI level:	0 %

**Permitted current by the cable (Iz):**

Iz under normal conditions of use (A):	25.1 A
Iz x correction factors (real conditions of use):	24.6 A

**Sizing constraint: overloads**

Correction :	Temperature	: 1.00	(52-D1)
	x Soil thermal resistivity	: 1.00	(A.52-16)
	x Neutral loaded	: 1.00	(D.52-1)
	x touching conductors	: 0.98	(52-E5)
	xUser	: 1.00	
	/ Protection )	: 1.00	(§433.1)
			0.98

CSA (mm <sup>2</sup> )	theoretical	used	reference	metal
Per phase	1 x 1.7	1 x 2.5		Copper
Neutral	1 x 1.7	1 x 2.5		Copper
PE	1 x 2.5	1 x 2.5		Copper

Voltagedrop	upstream	circuit	downstream
ΔU (%)	0.19	1.7948	1.98

**Thermal stress check:**

Energy received by the phase conductor : 25000 A<sup>2</sup>s  
Permitted thermal stress : 82656 A<sup>2</sup>s

**Calculation results:**

	Iscupstr.	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	I fault
(kA)	<b>9.9424</b>	<b>1.1104</b>	<b>0.9616</b>	<b>0.5595</b>	<b>0.2564</b>	<b>0.2988</b>	<b>0.0107</b>
R (mΩ)	1.3906	216.1066	432.2133	431.2083	524.2032	524.2032	519.7608
X (mΩ)	24.2885	27.4205	54.8409	30.7925	1382.5821	511.5980	511.0580
Z (mΩ)	24.3283	217.8393	435.6786	432.3063	1478.6217	732.4763	728.9249

Calculation results in accordance with guide UTE C15-500 (CENELEC report R064-003).

UTE approval 15L-602.

All assumptions and device choices are the user's responsibility.

<b>Load</b>	I:	16.88 A	Polarity of circuit:	3P+N
	P:	10.00 kW	Earthing arrangement:	TT
	Power factor	0.90	Phase distribution:	-
			Ku:	0.8
	Number of identical circuits:	1		

**Circuit : Sistemas de computo ( Q16-C16-L16) - Calculated**

Upstream :	Switchboard8
Downstream :	
Voltage :	380

**Circuit breaker:**

<b>Q16</b>			
Name:	C60N-10.0 kA	Frame rating (In):	63 A
Trip unit rating:	50.00 A	Trip unit:	C
Number of poles:	2P1d		
Discrimination limit:	T		
BC reinforced by cascading:			
Earth leakage protection:	Yes		
	Earth leakage protection device :	RH99M	
	Sensitivity :	1000.00 mA	
	Delay :	150 ms	

Settings:	Overload:	Ir = 50.0 A
	Magnetic:	Im(Isd) = -



<b>Cable :</b>	<b>C16</b>
Length:	25.0 m
Installation method:	F-touching, in a ribbon cable
	Single-core cables on perforated horizontal shelves
Cable type:	Single-core
Insulation:	PVC
Arrangement of conductors:	Touching, flat
Ambient temperature:	30 °C
	Number of layers: 1
	Nb additional touching circuits: 0
	THDI level: -

**Permitted current by the cable (Iz):**

Iz under normal conditions of use (A):	53.1 A
Iz x correction factors (real conditions of use):	52.0 A

**Sizing constraint: overloads**

Correction :	Temperature	: 1.00	(52-D1)
	x Soil thermal resistivity	: 1.00	(A.52-16)
	x Neutral loaded	: 1.00	(D.52-1)
	x touching conductors	: 0.98	(52-E5)
	x User	: 1.00	
	/ Protection )	: 1.00	(§433.1)
			0.98

CSA (mm <sup>2</sup> )	theoretical	used	reference	metal
Per phase	1 x 5.2	1 x 6.0		Copper
Neutral	1 x 5.2	1 x 6.0		Copper
PE	1 x 6.0	1 x 6.0		Copper

Voltagedrop	upstream	circuit	downstream
ΔU (%)	0.19	3.1199	3.31

**Thermal stress check:**

Energy received by the phase conductor : 750000 A<sup>2</sup>s  
Permitted thermal stress : 476100 A<sup>2</sup>s

**Calculation results:**

	Iscupstr.	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	I fault
(kA)	<b>9.9424</b>			<b>1.5225</b>		<b>0.4006</b>	<b>0.0108</b>
R (mΩ)	1.3906			156.0263		193.9848	189.5424
X (mΩ)	24.2885			29.9285		510.7340	510.1940
Z (mΩ)	24.3283			158.8708		546.3326	544.2649

Calculation results in accordance with guide UTE C15-500 (CENELEC report R064-003).  
UTE approval 15L-602.

All assumptions and device choices are the user's responsibility.

<b>Load</b>	I:	40.52 A	Polarity of circuit:	1P
	P:	8.00 kW	Earthing arrangement:	TT
	Power factor	0.90	Phase distribution:	Phase1/Neutral
			Ku:	1.0
	Number of identical circuits:			1

**Circuit :**

Upstream :	Switchboard8
Downstream :	
Voltage :	380

**Reserva ( Q15-C15-L15) - Calculated**

**Circuit breaker:**

Name:	<b>Q15</b>	Frame rating (In):	63 A
Trip unit rating:	C60N-10.0 kA	Trip unit:	C
Number of poles:	20.00 A		
Discrimination limit:	4P4d		
BC reinforced by cascading:	T		

Earth leakage protection: No  
 Earth leakage protection device : -  
 Sensitivity : -  
 Delay : -

Settings:  
 Overload:  $I_r = 20.0 \text{ A}$   
 Magnetic:  $I_m(I_{sd}) = -$

**Cable :** **C15**  
 Length: 20.0 m  
 Installation method: F-touching, in a ribbon cable  
 Single-core cables on perforated horizontal shelves  
 Cable type: Single-core Number of layers: 1  
 Insulation: PVC Nb additional touching circuits: 0  
 Arrangement of conductors: Touching, flat  
 Ambient temperature: 30 °C THDI level: 0 %

**Permitted current by the cable (Iz):**  
 Iz under normal conditions of use (A): 25.1 A  
 Iz x correction factors (real conditions of use): 24.6 A

**Sizing constraint: overloads**

Correction :  
 Temperature : 1.00 (52-D1)  
 x Soil thermal resistivity : 1.00 (A.52-16)  
 x Neutral loaded : 1.00 (D.52-1)  
 x touching conductors : 0.98 (52-E5)  
 x User : 1.00  
 / Protection ) : 1.00 (§433.1)  


---

 0.98

CSA (mm <sup>2</sup> )	theoretical	used	reference	metal
Per phase	1 x 1.7	1 x 2.5		Copper
Neutral	1 x 1.7	1 x 2.5		Copper
PE	1 x 2.5	1 x 2.5		Copper

Voltage drop	upstream	circuit	downstream
$\Delta U$ (%)	0.19	1.3109	1.50

**Thermal stress check:**

Energy received by the phase conductor : 25000 A<sup>2</sup>s  
 Permitted thermal stress : 82656 A<sup>2</sup>s

**Calculation results:**

	Iscupstr.	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	I fault
(kA)	<b>9.9424</b>	<b>1.5935</b>	<b>1.3800</b>	<b>0.8081</b>	<b>0.2655</b>	<b>0.3493</b>	<b>0.0107</b>
R (mΩ)	1.3906	149.4706	298.9413	297.9363	364.2768	364.2768	359.8344
X (mΩ)	24.2885	26.4485	52.8969	28.8485	1380.6381	509.6540	509.1140
Z (mΩ)	24.3283	151.7926	303.5852	299.3297	1427.8863	626.4541	623.4403

Calculation results in accordance with guide UTE C15-500 (CENELEC report R064-003).

UTE approval 15L-602.

All assumptions and device choices are the user's responsibility.

**Load**  
 I: 17.88 A  
 P: 10.59 kW  
 Power factor: 0.90  
 Number of identical circuits: 1  
 Polarity of circuit: 3P+N  
 Earthing arrangement: TT  
 Phase distribution: -  
 Ku: 1.0

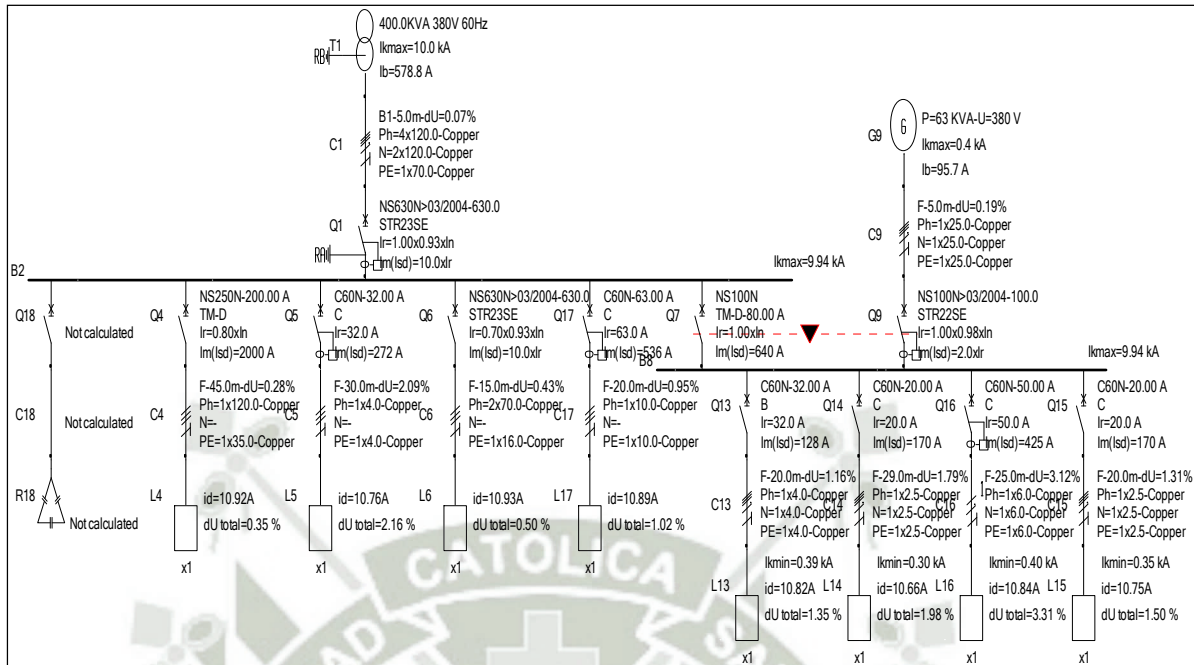


Diagrama unifilar mostrando todos los resultados de los cálculos requeridos

#### 4.8. PROTECCIÓN PARA LOS SISTEMAS DE BAJA TENSIÓN

Se ha realizado el cálculo con el software ECODIAL verificando que existe **selectividad** en la selección adecuada de cada uno de los circuitos.

##### Protección del banco de condensadores

Un Banco de Condensadores es una inversión costosa por lo que se debe evitar cualquier tipo de daño a este. Por lo tanto se requiere que la protección de un Banco de Condensadores sea confiable, para que exista el menor daño posible. El Banco de Condensadores debe ser desconectado si se encuentra expuesto a algún tipo de falla en la estabilidad del sistema. El Banco de Condensadores debe protegerse de las siguientes condiciones.

1. Sobrecorriente en el Banco de Condensadores debido a falla en la barra.
2. Sobre voltajes del sistema.
3. Sobre corriente debido a la falla de una unidad.
4. Sobre voltajes continuos en las unidades.
5. Descarga de corriente desde unidades de condensadores en paralelo.



6. Corriente de inrush debido a operaciones.
7. Formación de arcos dentro de la estructura.

La protección de una unidad de condensadores es un fusible, cuya función es detectar la falla de una unidad dejándola fuera de servicio, lo cual previene el daño a las unidades adyacentes, permitiendo de esta forma que el Banco continúe en servicio.

La protección de un Banco de Condensadores de falla a tierra o falla entre líneas, se utiliza generalmente fusibles de poder o interruptores (circuitbreaker) gobernadores por relés.

Un Banco de Condensadores puede operar indefinidamente con un 125 % a 135 % de su corriente nominal dependiendo del tipo de conexión, es decir, si el Banco de Condensadores está conectado en estrella no aterrizada utiliza un factor de 1.25 de su corriente nominal y 1.35 veces su corriente nominal para Bancos aterrizados. Estos factores se utilizan al no contar con la siguiente información.

- A. *Tolerancia del Condensador*: La tolerancia de fabricación es de 0 a 15 % con una frecuencia media de 0 a 5 %. Un factor en el rango de 1.05 a 1.15 se puede seleccionar para ajustar la corriente nominal al valor disponible por la tolerancia del condensador.
- B. *Factor de tensión*: La potencia reactiva nominal del Banco de condensadores debe ser multiplicada por la razón de entre la máxima tensión de servicio y la tensión nominal del banco cuando se calcula la corriente capacitiva a la tensión aplicada. Este factor puede ser 1.1 ya que el condensador puede operar en forma continua hasta un 110 % de su tensión nominal.
- C. *Componente Armónica*. Los bancos de condensadores presentan una trayectoria de baja impedancia para los flujos de corrientes armónicas. Cuando el Banco de Condensadores no está aterrizado, no existe trayectoria para los armónicos de corriente de secuencia cero, en este caso el multiplicador por armónicos es menor. Un multiplicador de 1.1 es generalmente usado para bancos con neutro aterrizado y de 1.05 veces la corriente nominal para bancos no aterrizados.

#### 4.9. COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN PARA LOS SISTEMAS DE BAJA TENSIÓN

El calculo de protección y coordinación de protección de BT se realizo mediante el software ECODIAL, y se verifico cada uno de las curvas de tiempo –corriente de cada circuito.El diagrama unifilar se muestra a continuación fíjese que en cada interruptor se indica si existe protección total o parcial. En los siguientes gráficos se analiza la curva TC (tiempo corriente) entre los interruptores generales y los que se encuentran aguas abajo circuito por circuito.

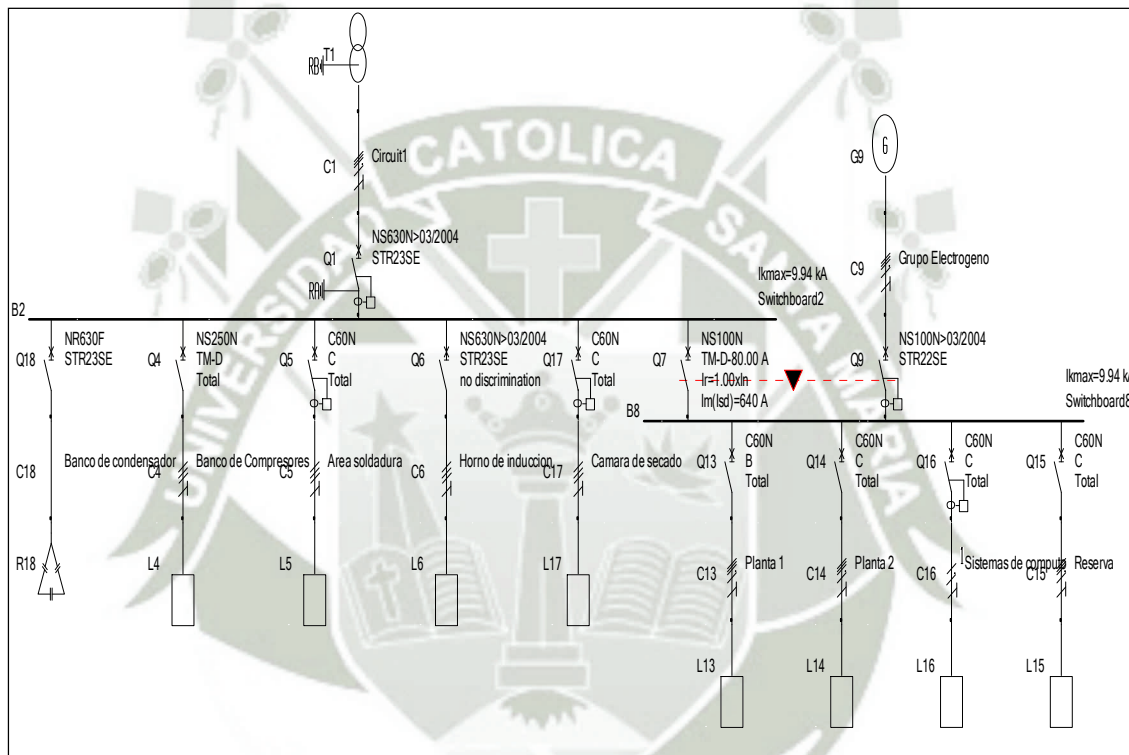


Figura 28 .- Curvas de TC para el interruptor general y el circuito de Banco de compresores

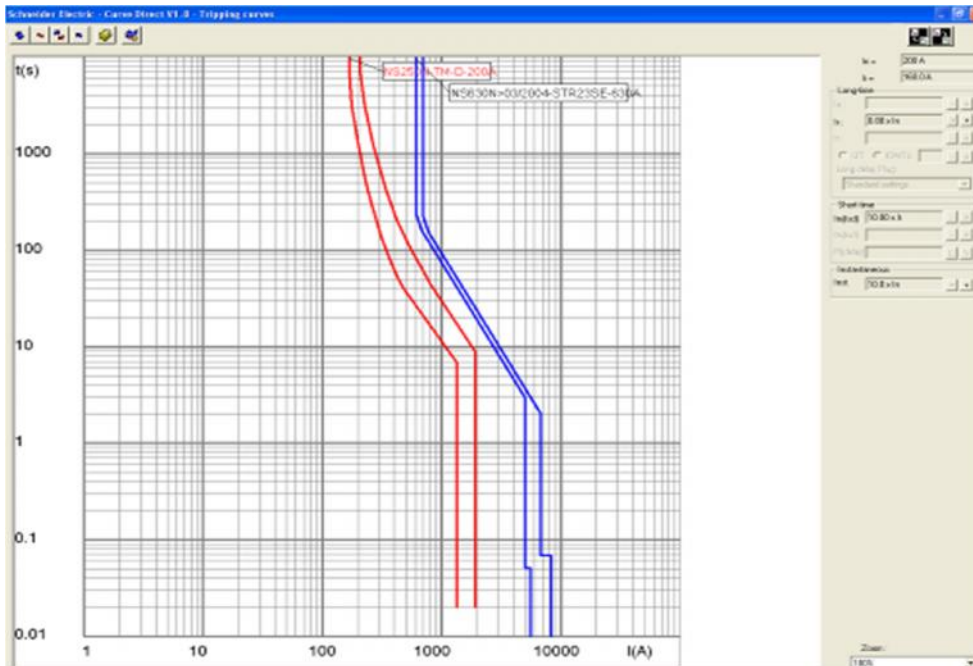


Figura 29: Curvas de TC para el interruptor general y el circuito de Área de soldadura

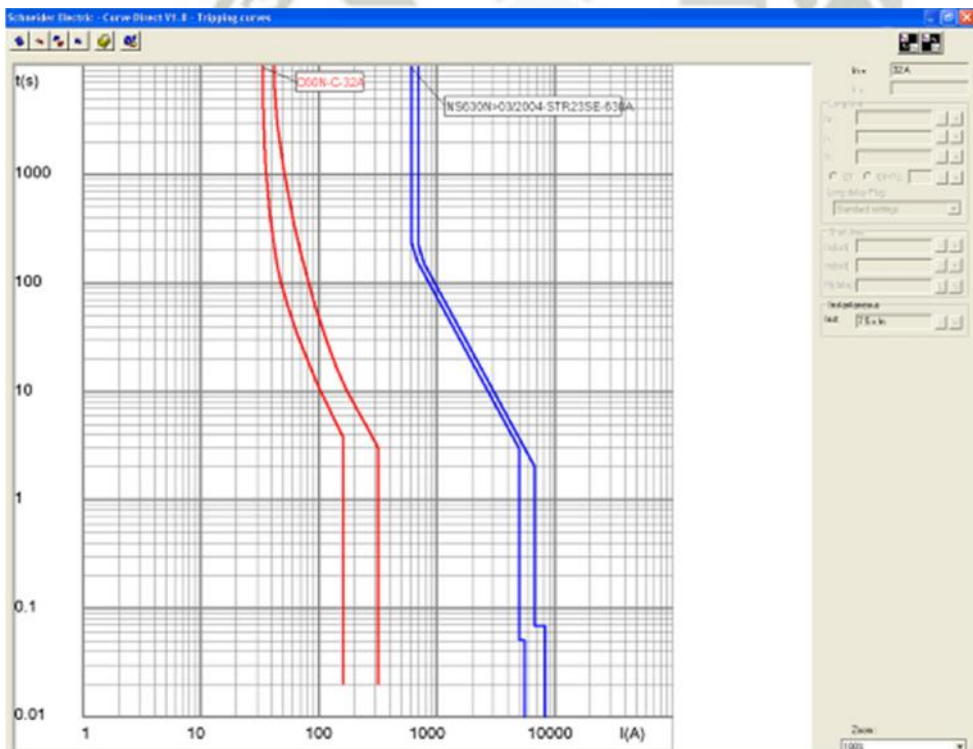


Figura 30: Curvas de TC para el interruptor general y el circuito de Horno de inducción



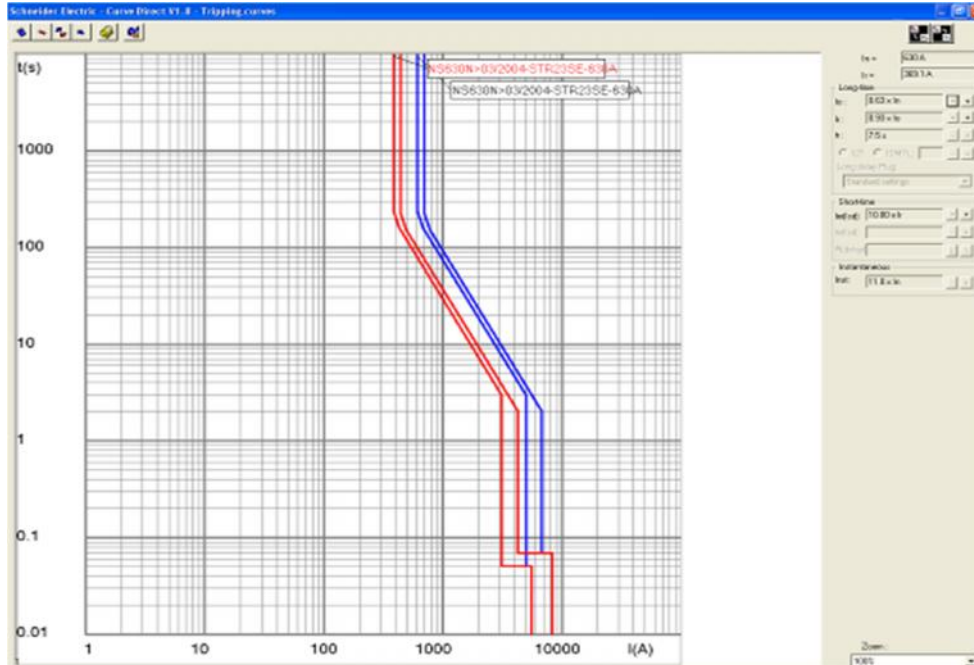


Figura 31. Curvas de TC para el interruptor general y el circuito de Cámara de secado

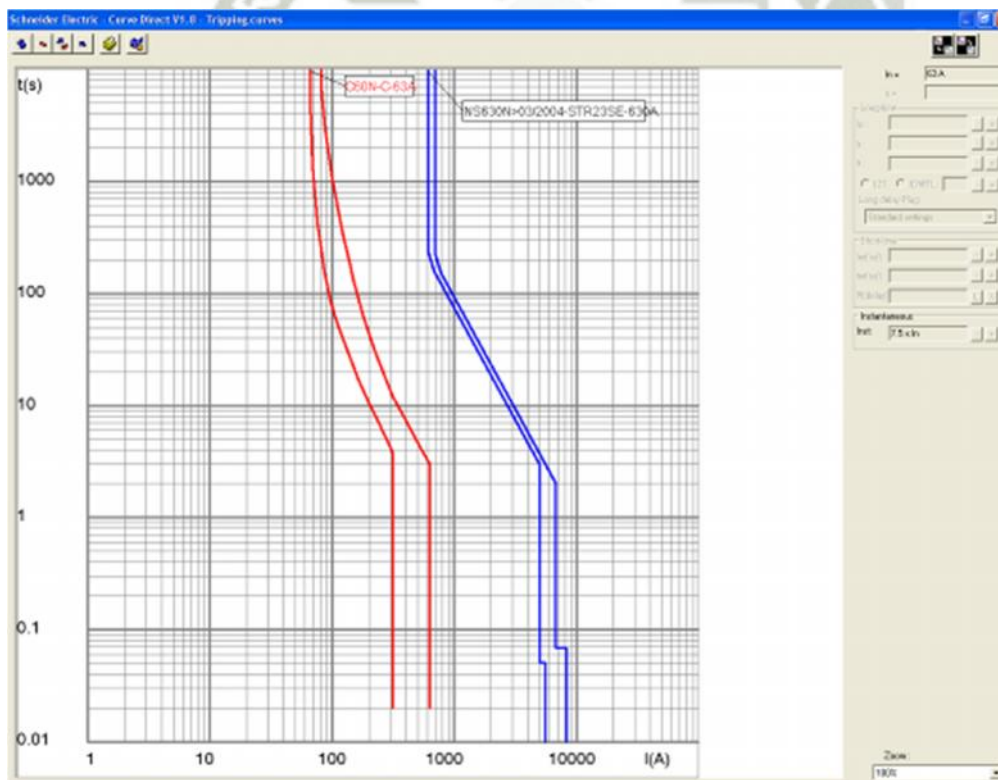


Figura 32: Curvas de TC para el interruptor general y el circuito de Planta 1

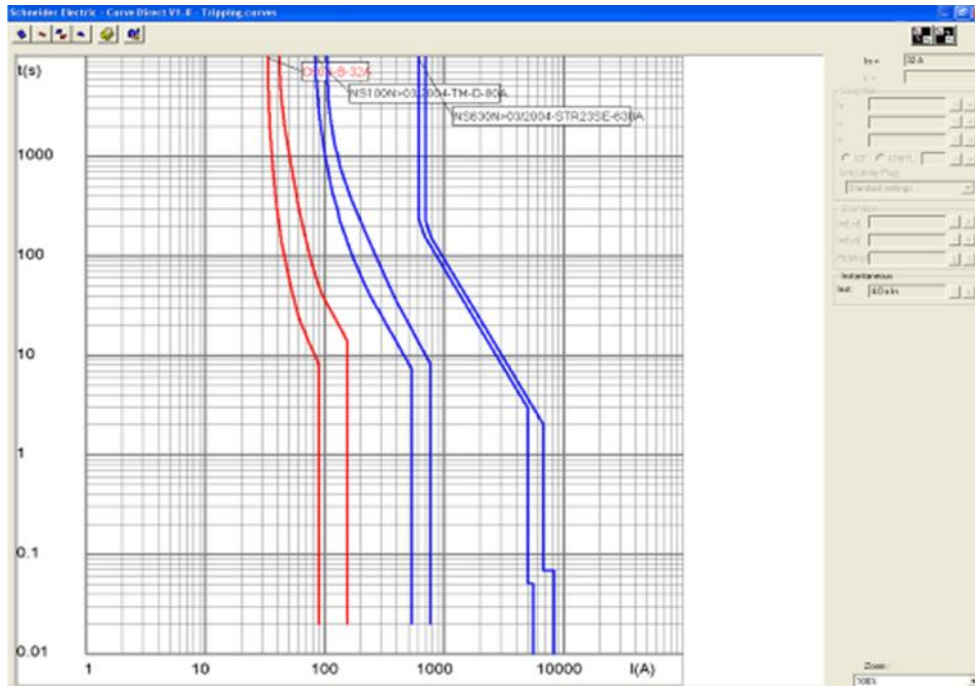


Figura 33: Curvas de TC para el interruptor general y el circuito de Planta 2

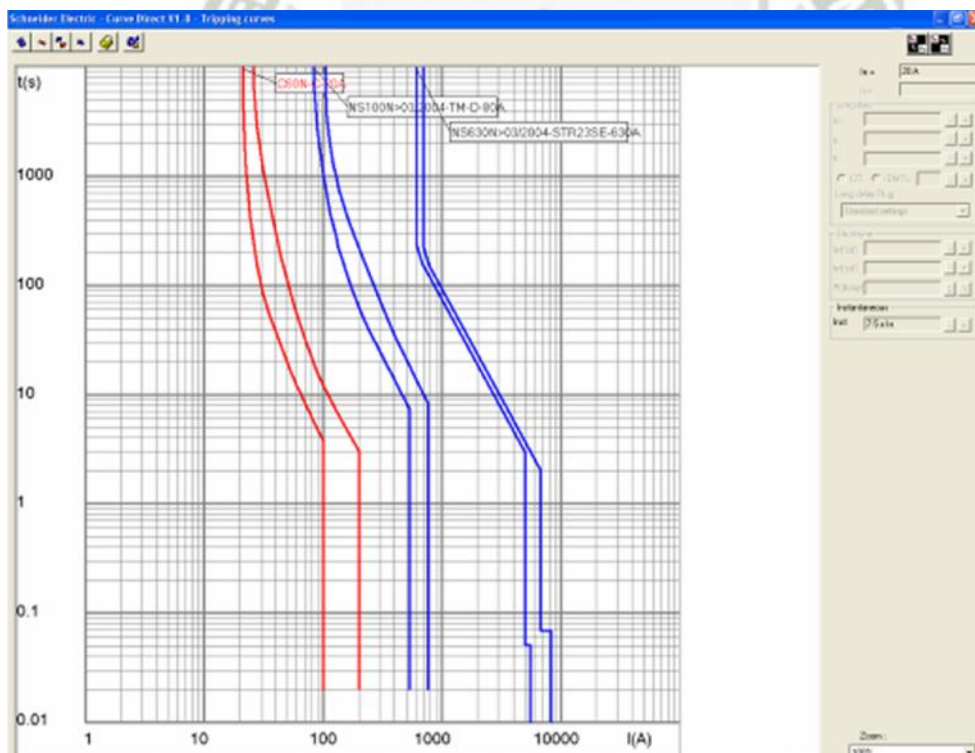
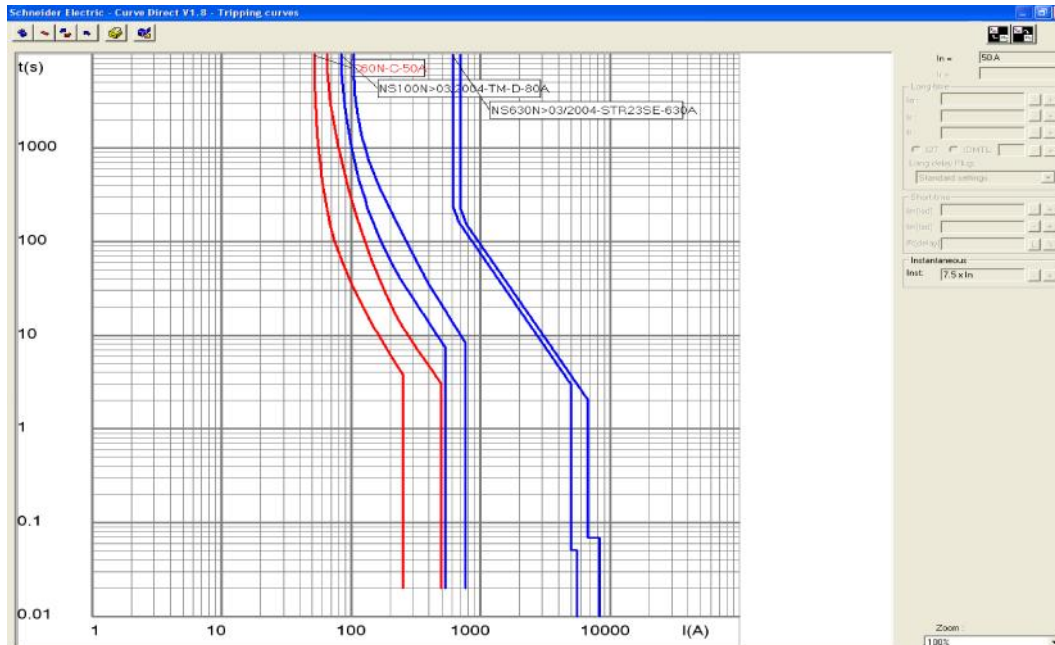


Figura 34: Curvas de TC para el interruptor general y el circuito de Sistemas de computo



Con las curvas mostradas se puede comprobar la perfecta selectividad que existe entre todos los elementos de protección del diagrama unifilar de la SED en la parte de baja tensión.





## CONCLUSIONES

1. Se diseñó una subestación interna tipo caseta de 400 KVA para la Planta Industrial Khumo llantas S.A. dicha subestación está protegida con dispositivos de protección debidamente coordinados y seleccionados de acuerdo al circuito que resguardan con los cuales se logra una total seguridad en la instalación, según los gráficos mostrados de tiempo-corriente.
2. Se logro total seguridad del personal que labora operando la planta desfogando las posibles sobre corrientes por el sistema de puesta a tierra: una para el sistema de Media Tensión y otro para el sistema de baja tensión pues el cable de puesta a tierra conectará todas las masas metálicas aumentando el nivel de seguridad al adicionarle un interruptor diferencial que actúa antes de los 30 milisegundos período en el cual el cuerpo humano empieza a sentir los efectos de la electrocución previniendo los accidentes que puedan suscitarse en la planta.
3. Se calculó y selecciono los circuitos de control y protección de las cargas que alimenta la subestación diseñada Las redes eléctricas aéreas están diseñadas para poder soportar 250°C de temperatura en un cortocircuito y protegidas con seleccionados dispositivos de corte ofrecen la mejor calidad en seguridad para el personal que labora en dicha planta y sus instalaciones existentes.
4. La subestación esta protegida por una caseta construida de material; tendrán ventilación natural con ventanas en marco metálico y malla de alambre y se ha considerado un canal que nace desde el exterior y se prolonga en el interior sobre el que descansan tanto el transformador de potencia y los equipos de medición y protección de la subestación de tal manera que dichos equipos cuenten con un sistema optimo de enfriamiento. Las celdas que contienen transformadores con aislamiento de aceite inflamable, estarán provistos de una fosa colectora o de otro medio de evacuación y extinción del aceite. Con dicho diseño se concluye que el diseño de las instalaciones que albergaran el transformador es seguro y adecuado para el transformador por sus condiciones de ventilación y desfogue a un pozo percolador de aceites.
5. El seccionador recomendado combina las funciones de apertura y seccionamiento ya que cualquier sobre presión accidental es eliminado por la apertura de la

- membrana de seguridad, se genera un movimiento relativo entre el arco y el gas extinguiendo al arco eléctrico y aumentar su enfriamiento.
6. Se previó los cortes intempestivos de energía eléctrica alimentando los circuitos de vital funcionamiento de la planta con un conmutador 1-0-2 3x80 A. SEAL o Grupo Electrónico de 63 KVA lográndose la continuidad en el proceso productivo evitando así importantes pérdidas económicas a la planta.
  7. Se calculó y selecciono conductores para las nuevas cargas eléctricas que minimicen las pérdidas eléctricas de operación del sistema. La capacidad de corriente real del conductor seleccionado es mayor que la corriente nominal, por tanto, el conductor seleccionando es correcto y soportará ampliamente la corriente a transmitir con lo que aseguramos el suministro para los requerimientos actuales y futuros de la Planta en 10KV.
  8. El cable de energía tipo AAAC de 25 mm<sup>2</sup> 10 KV seleccionado, si cumple las condiciones particulares de nuestro diseño (factores de corrección) y la corriente de cortocircuito máximo en función del tiempo admisible en el conductor  $I_k$ , es mayor que la corriente de cortocircuito de choque  $I_{ch}$  (valor máximo después de ocurrir el cortocircuito), por lo tanto el conductor seleccionado es técnicamente admisible.
  9. La caída de tensión resultante; 0.087% es menor de 2.5% requerido, confirmando que el conductor tipo AAAC de 3x25 mm<sup>2</sup>, 10 KV es conforme y en BT en la mayoría de circuitos se esta por debajo del 2% es decir mucho menos del que exige el CNE Utilización para circuitos derivados.
  10. Las pletinas o barras proyectadas de sección Cu, instaladas en disposición horizontal, pintados de acuerdo a normas. Sistema de barras, 1 por fase, soportaran los esfuerzos electrodinámicos producidos por la corriente de choque  $I_{ch}$ . El esfuerzo  $F_s$  de los soportes no sobrepasa la carga de rotura especificada por el fabricante de los aisladores.
  11. Es satisfactoria la elección de la barra ya que la temperatura admisible máxima para el cobre es de 200°C y la temperatura que alcanzarían las barras en eventos de corto circuito es de  $\Delta\theta + 70 = 102.6$  siendo este valor menor de 200 °C.
  12. Se selecciono aisladores para 12kv, 300 Kg. de esfuerzo de rotura para instalación interior, con lo que se obtiene un coeficiente de seguridad de  $300/91.7 \approx 3.3$ .

13. Para una Tensión máxima de diseño entre fases de 10KV le corresponde un BIL de 95 KV que implica una distancia de seguridad vertical de 0.6 m. entre las partes con tensión a las partes no protegidas, una distancia de seguridad horizontal de 1.2 m. entre las partes con tensión a las partes no protegidas.
14. Partiendo de que el área del canal de salida de la caseta es un 20% mayor al área del canal de entrada la ventilación natural con las paredes laterales de la caseta es suficiente para refrigerar naturalmente el transformador tal como lo comprobamos en los cálculos.
15. Se ha podido comprobar la utilización del software ECODIAL para el desarrollo del cálculo de los circuitos de BT, obteniendo todos los datos esperados y mostrados en el diagrama unifilar correspondiente, verificándose que todos los valores obtenidos así como la selección adecuada de interruptores cubren las expectativas del proyecto y de la normatividad vigente.





## RECOMENDACIONES

1. Se recomienda el uso del transformador de potencia de 400KVA tipo seco, si bien es cierto que en el proyecto se seleccionó uno de tipo sumergido en aceite debido a un factor económico, pero por seguridad sería recomendable el tipo seco.
2. Se recomienda seguir todas las normas de seguridad vigentes durante la ejecución del proyecto.
3. Se recomienda el uso de material certificado para toda la implementación de la subestación eléctrica, de acuerdo con las especificaciones dadas en el capítulo III.



## BIBLIOGRAFÍA

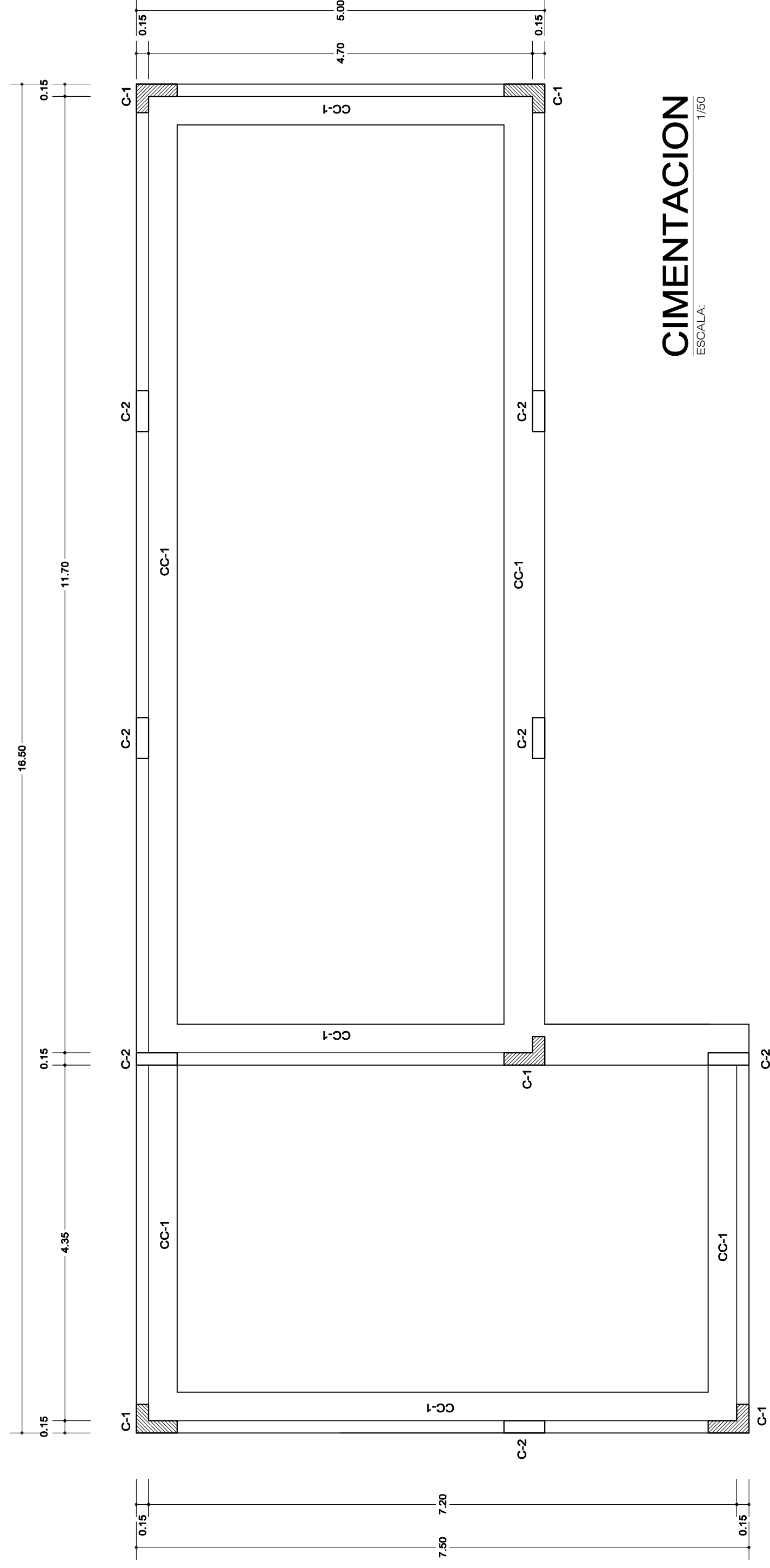
1. Decreto Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” y su Reglamento.
2. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
3. Código Nacional Electricidad Suministro
4. Normas DGE “Terminología en Electricidad” y “Símbolos Gráficos en Electricidad”.
5. Lista de Equipos y Materiales Técnicamente Aceptables del Concesionario respectivo.
6. Normas técnicas de las instalaciones del Concesionario.
7. Normas técnicas correspondientes a los sistemas de distribución.
8. Reglamento Nacional de Edificaciones.
9. Ley de Protección del Medio Ambiente y Protección del Patrimonio Cultural de la Nación según corresponda.
10. Catálogos de aisladores
11. Catálogos de seccionadores
12. Catálogos de aisladores
13. Catálogos de banco de condensadores
14. Westinghouse – Electrical Transmission and Distribution
15. Weedy – Sistemas Eléctricos de gran Potencia
16. Zopetti – Estaciones Transformadoras y de Distribución
17. CEAC – Estaciones de Transformación y Distribución
18. Favio Casas Ospina.(2010) “Tierras Soporte de la Seguridad eléctrica”. Ed. Icontec, Bogotá
19. Manual electrotécnico, TelesquemarioTelemecanique - Schneider



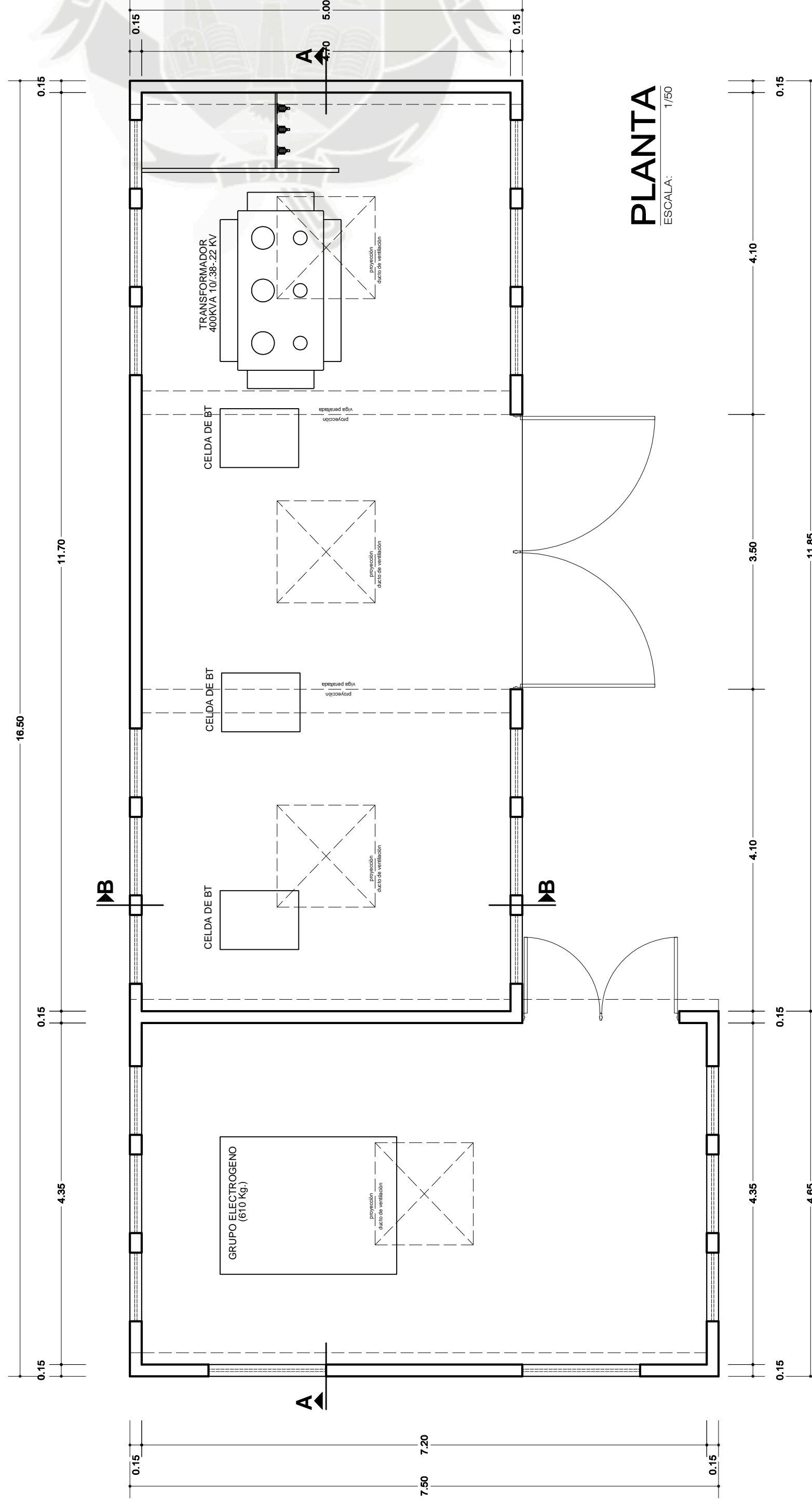




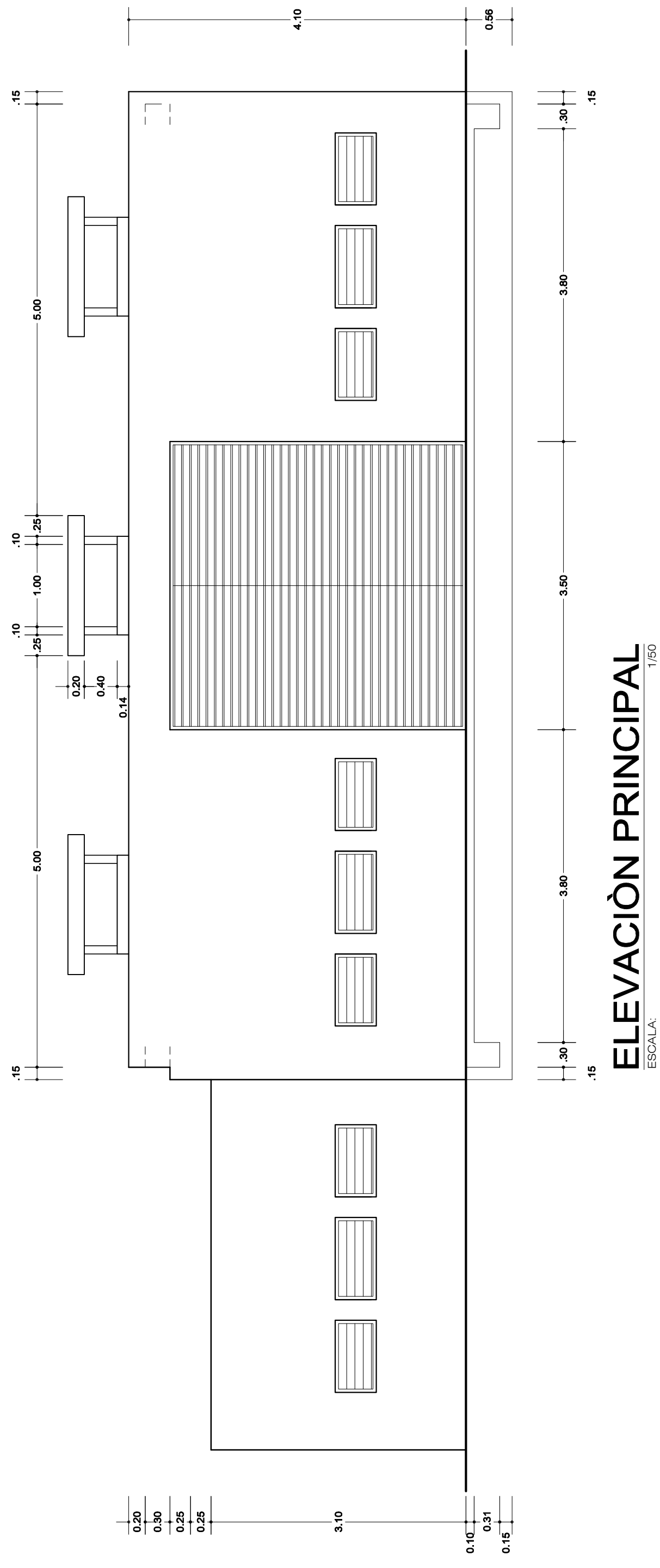
## PLANOS



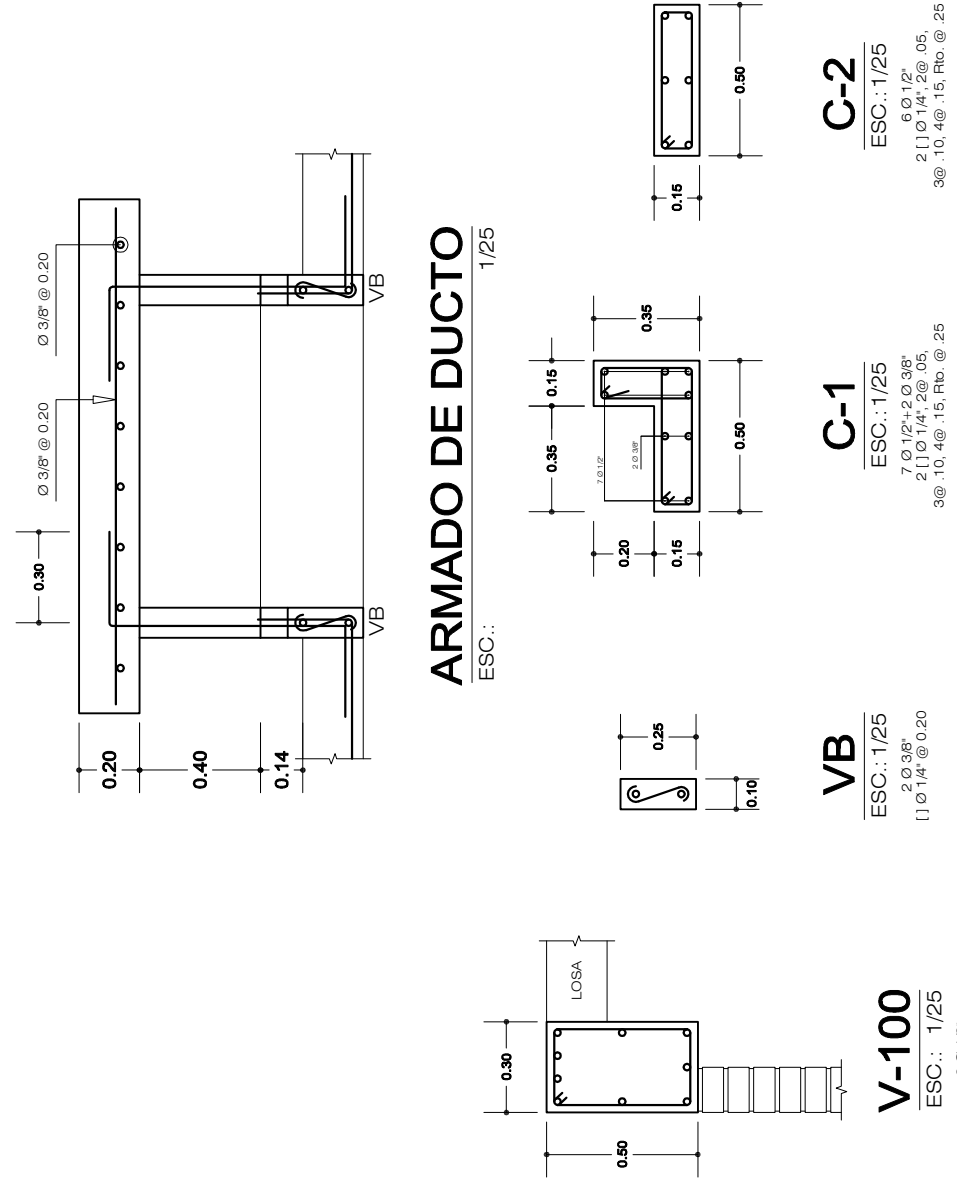
**CIMENTACION**  
ESCALA: 1/50



**PLANTA**  
ESCALA: 1/50



**ELEVACION PRINCIPAL**  
ESCALA: 1/50



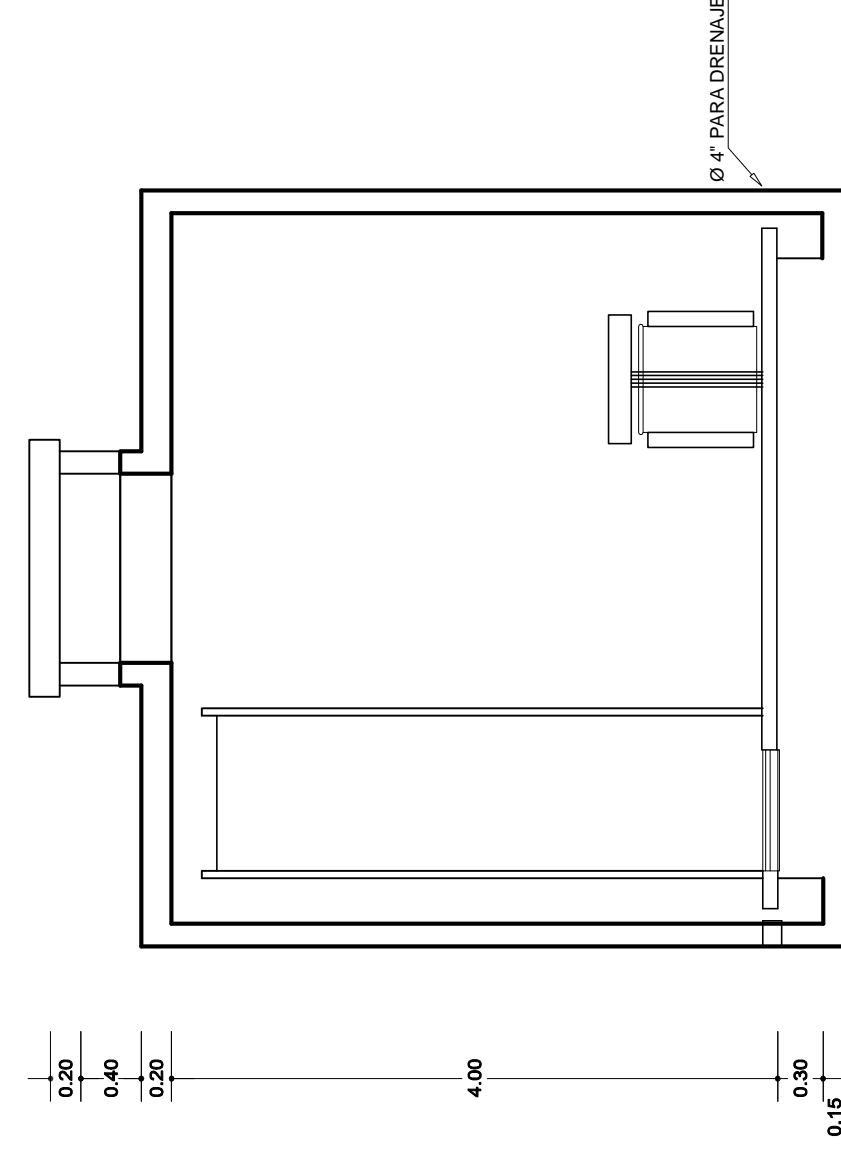
**ARMADO DE DUCTO**  
ESC: 1/25

**VB**  
ESC: 1/25

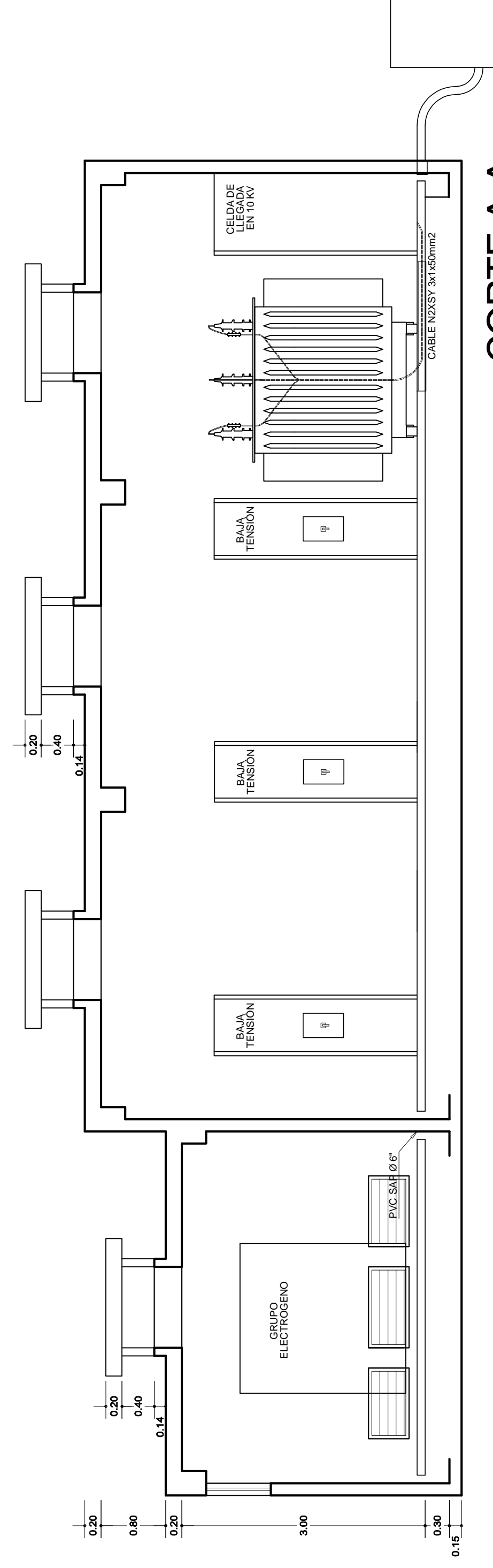
**V-100**  
ESC: 1/25

**C-1**  
ESC: 1/25

**C-2**  
ESC: 1/25



**CORTE B-B**  
ESCALA: 1/50



**CORTE A-A**  
ESCALA: 1/50

UNIVERSIDAD\_CATOLICA\_DE\_SANTA\_MARIA  
BACH.\_ROGER\_GALLEGOS\_FUENTES

MECANICO\_ELECTRICISTA

TITULO/TITLE

DISEÑO SUBESTACION ELECTRICA  
PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A.  
PLANTA, CORTES, ELEVACION CASETA ELECTRICA

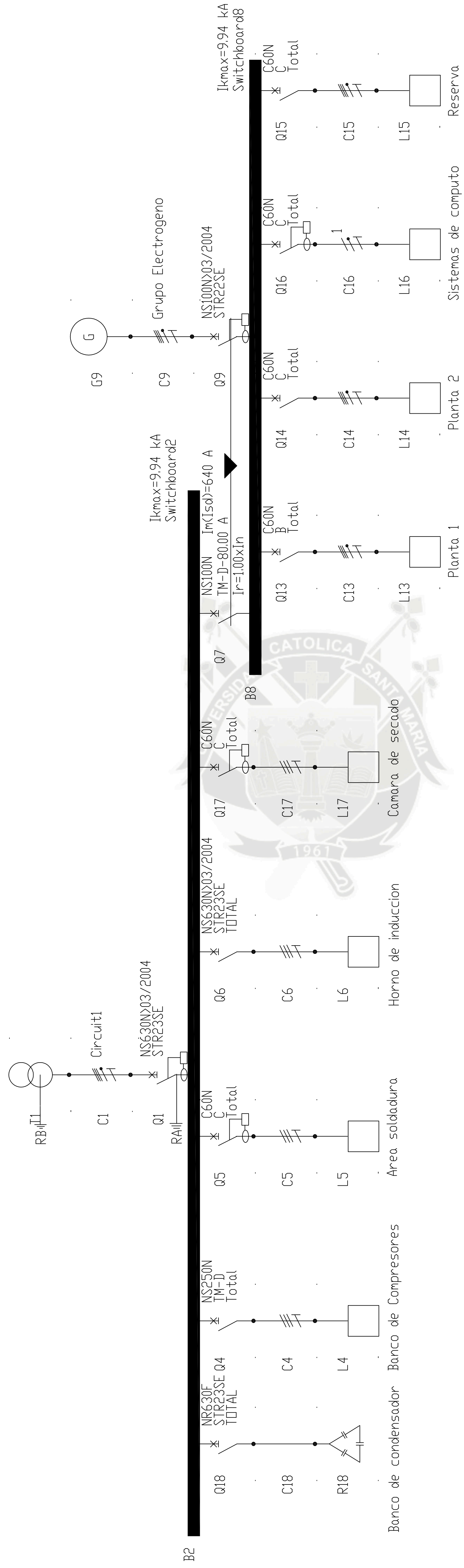
ESCALA/SCALE UNIDAD/UNIT PROYECTO/PROJECT

mm

PLANO/DRAWING NO.

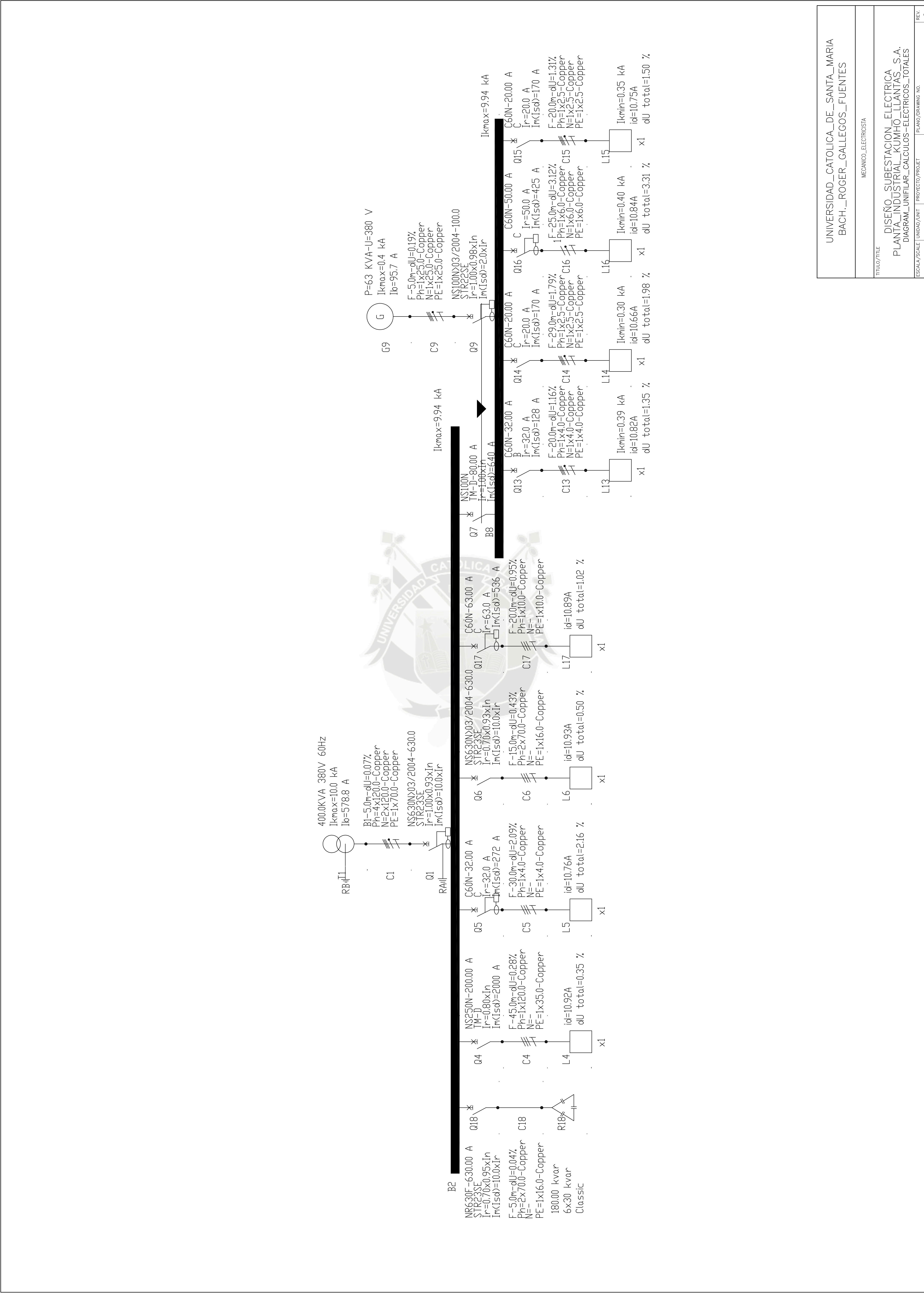
REV.

0

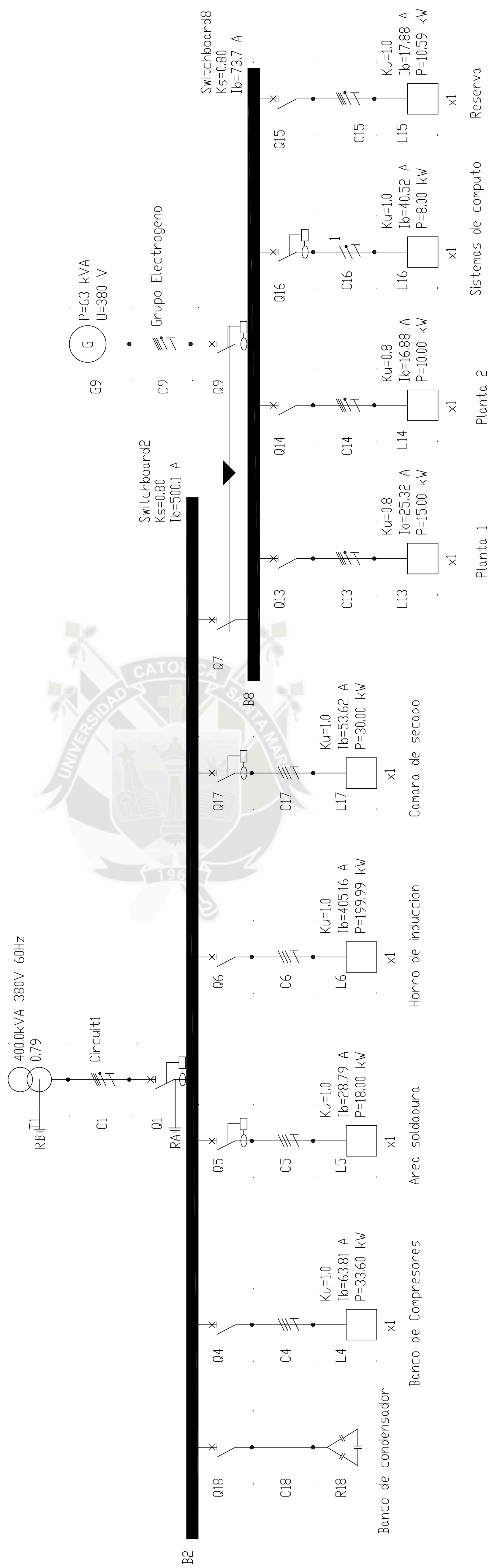


UNIVERSIDAD_CATOLICA_DE_SANTA_MARIA BACH._ROGER_GALLEGOS_FUENTES		MECANICO_ELECTRICISTA	
DISEÑO SUBESTACION ELECTRICA PLANTA INDUSTRIAL_KUMHO_LLANTAS_S.A. DIAGRAM_UNIFILAR_COORDINACION_DE_PROTECCION		PLANO/DRAWING NO.	
ESCALA/SCALE	UNIDAD/UNIT	PROYECTO/PROJET	REV.
mm			0



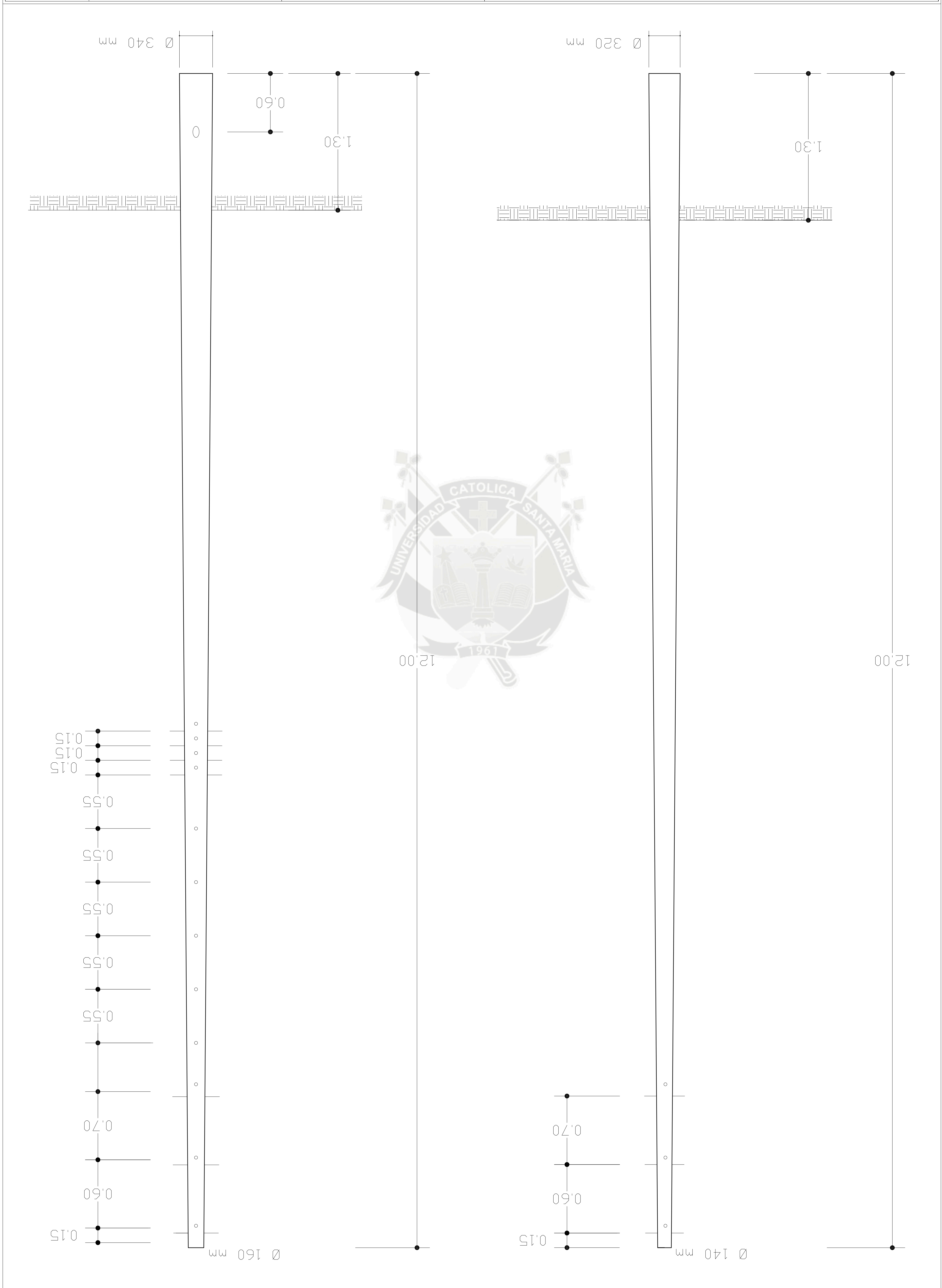


UNIVERSIDAD_CATOLICA_DE_SANTA_MARIA			
BACH,_ROGER,_GALLEGOS,_FUENTES			
MECANICO_ELECTRICISTA			
TITULO/TITLE	DISEÑO SUBESTACION ELECTRICA		
ESCALA/SCALE	UNIDAD/UNIT	PROYECTO/PROJECT	PLANO/DRAWING NO.
	mm		
			REV. 0



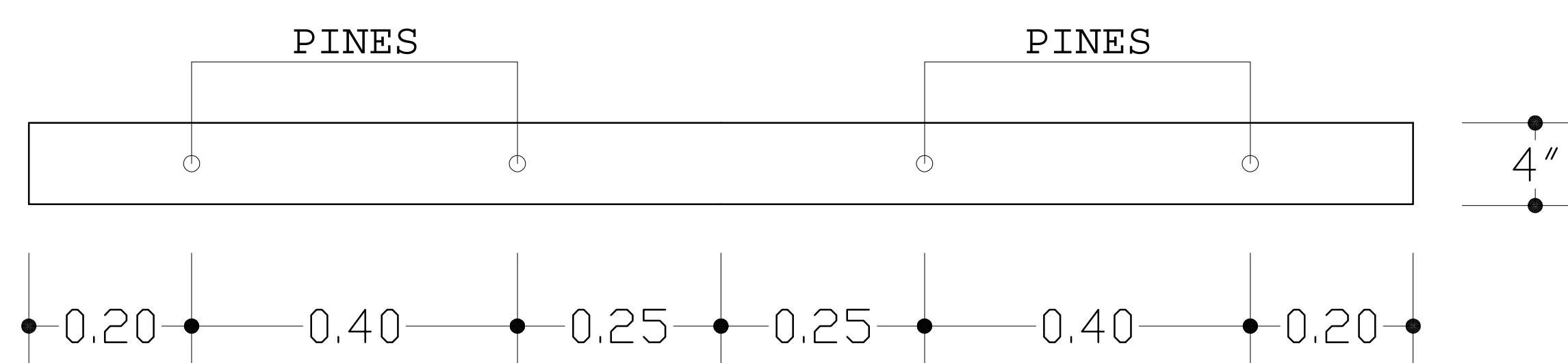
UNIVERSIDAD_CATOLICA_DE_SANTA_MARIA		MECANICO_ELECTRICISTA	
BACH._ROGER_GALLEGOS_FUENTES		TITULO/TITLE	
DISEÑO SUBESTACION ELECTRICA		PLANTA INDUSTRIAL_KUMHO_LLANTAS_S.A.	
DIAGRAM UNIFILAR_POTENCIAS-ELECTRICAS-NOMINALES		ESCALA/SCALE UNIDAD/UNIT	
PROYECTO/PROJET		PLANO/DRAWING NO.	
REV.		0	

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. DISEÑO:		DIBUJO: ROGER GALLEGOS	POSTES DE C.A.C. DE 12/200 Y 12/300
LAMINA N°: 1		ROGER GALLEGOS	EN 10 KV
ESC.: S/E	TIPO: PC-1		

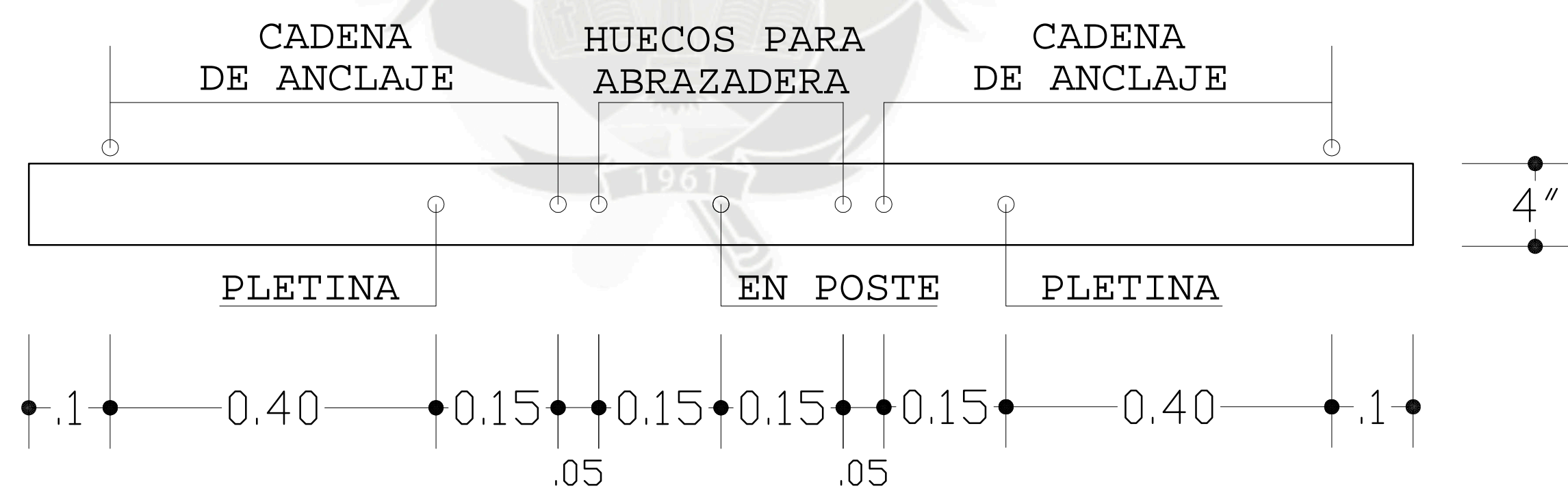




## CRUCETA DE 4"x 4"x 1.5 m.



VISTA HORIZONTAL

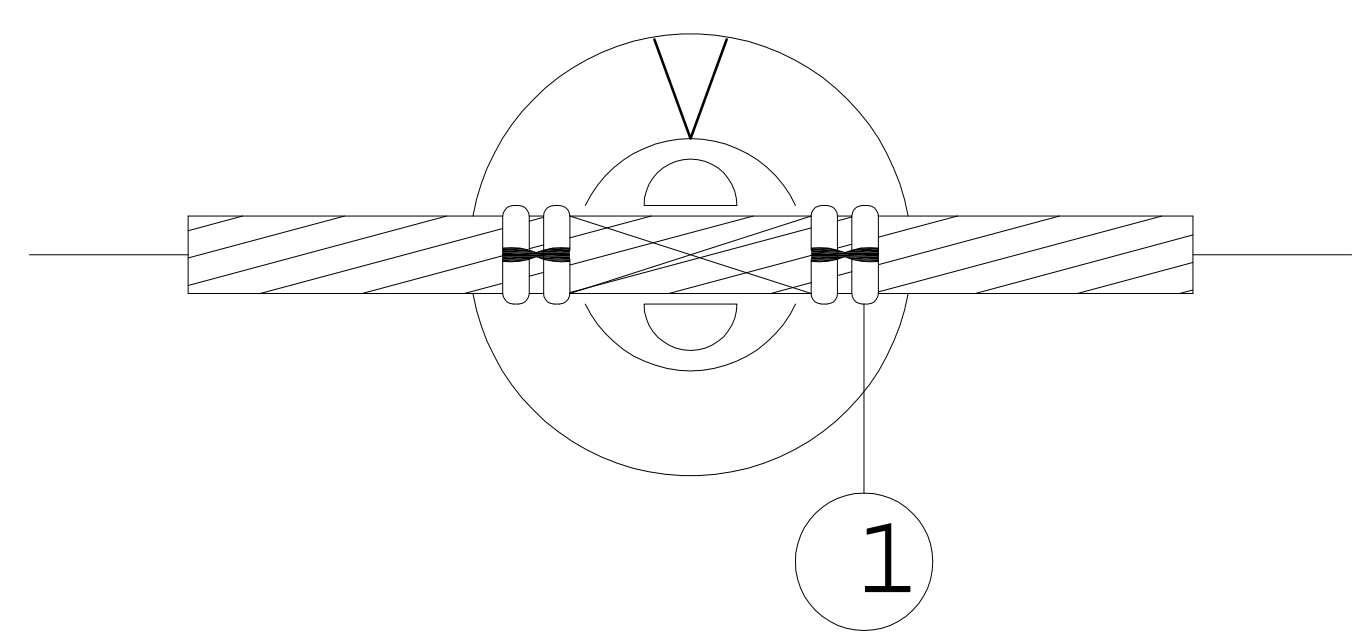
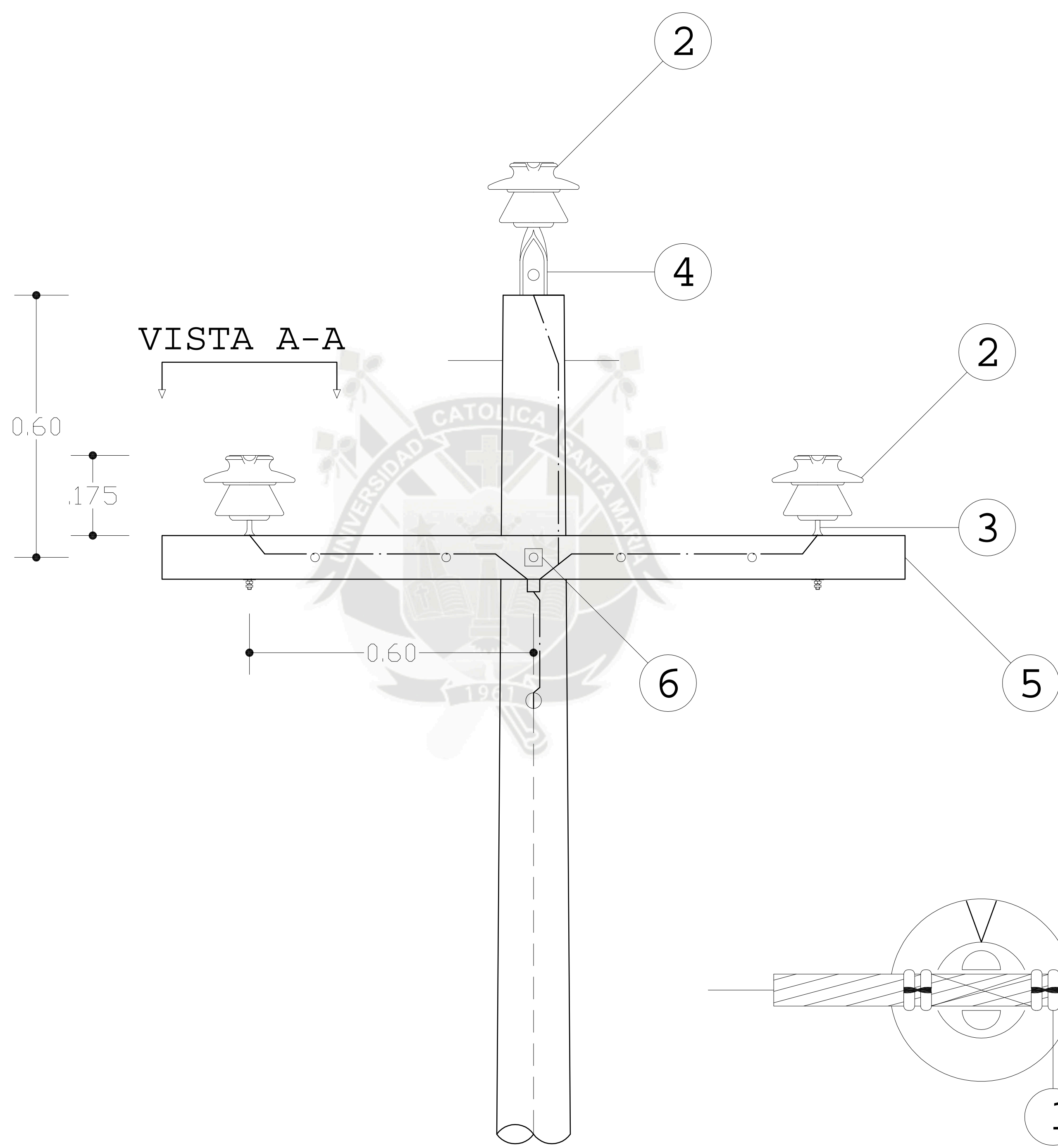
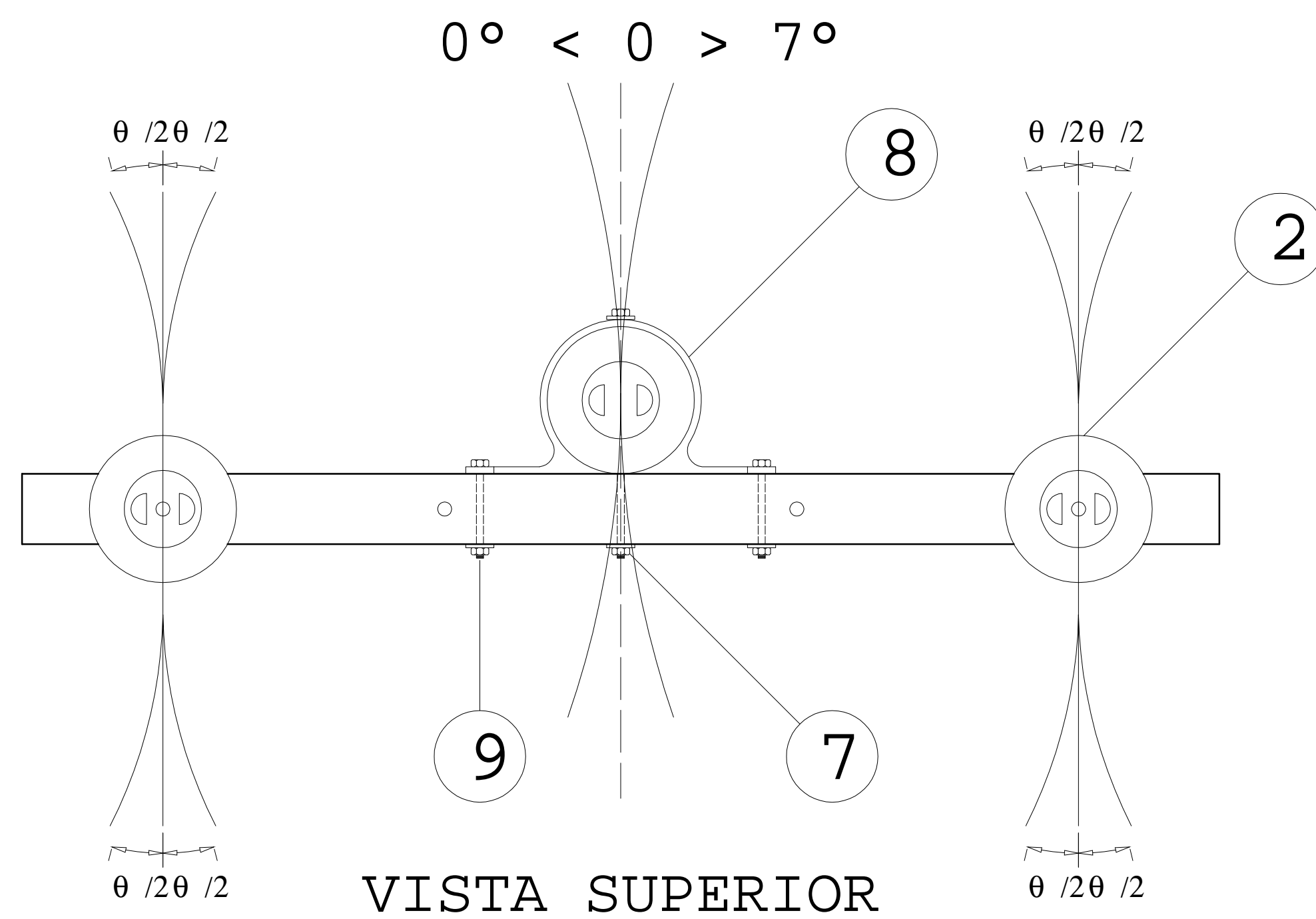


VISTA FRONTAL

**NOTA:**

LAS DIMENSIONES DE LOS AGUJEROS SERAN DE ACUERDO A LOS TAMAÑOS DE LOS PERNOS USADOS

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. EN 10 KV	DISEÑO: ROGER GALLEGOS	LAMINA N° : 2	ESC. : S/E
CRUCETAS DE MADERA 4"x4"x1.5m.	DIBUJO: ROGER GALLEGOS	TIPO : CM-1	

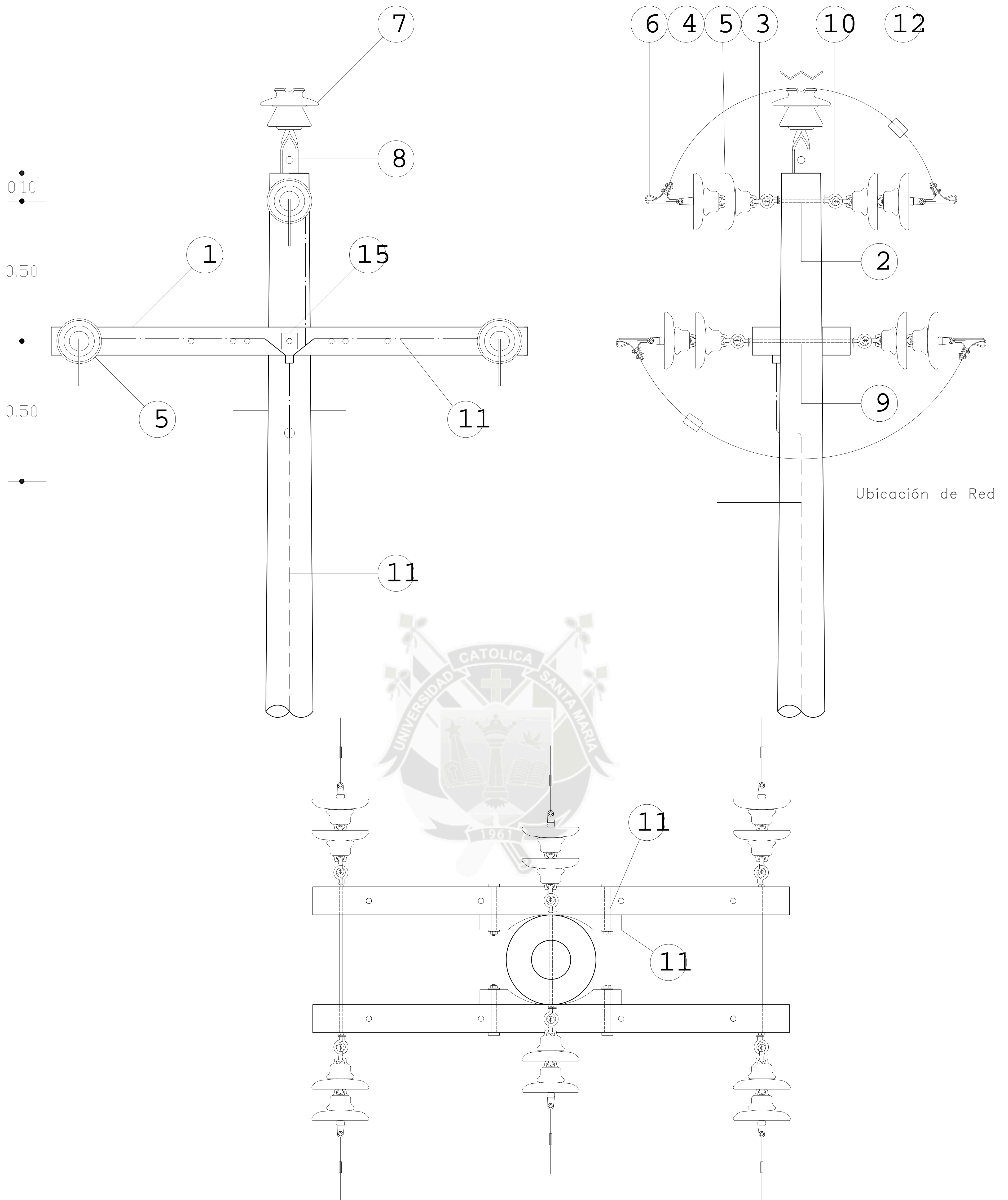


VISTA A-A

8	1	Pza	Abrazadera Tipo U de 145 mm.x3 1/2"x3/16"
7	1	Pza	Perno Maquinado ø5/8"x14" C/Tuerca y 2 Arandelas
6	1	Pza	Arandela Plana 2 1/4"x2 1/4"x3/16"-11/16"ø
5	1	Und	Cruceta de Madera Tratada 4"x4"x1.5 m.
4	1	Pza	Espiga de Punta de Poste P/Aislador Tipo PIN 55-5
3	2	Pza	Espiga de Cruceta P/Aislador Tipo PIN 55-5
2	3	Und	Aislador de Porcelana Tipo PIN ANSI 55-5
1	4.5	m	Conductor de Amarre Al. de 16 mm2
N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

9	2	Und	Perno Coche 3/8"x5" C/Tuerca
N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. EN 10 KV	DISEÑO: ROGER GALLEGOS	LAMINA N° : 3	ESC. : S/E
ALINEAMIENTO (0° - 7°)	DIBUJO: ROGER GALLEGOS	TIPO : AL-1	



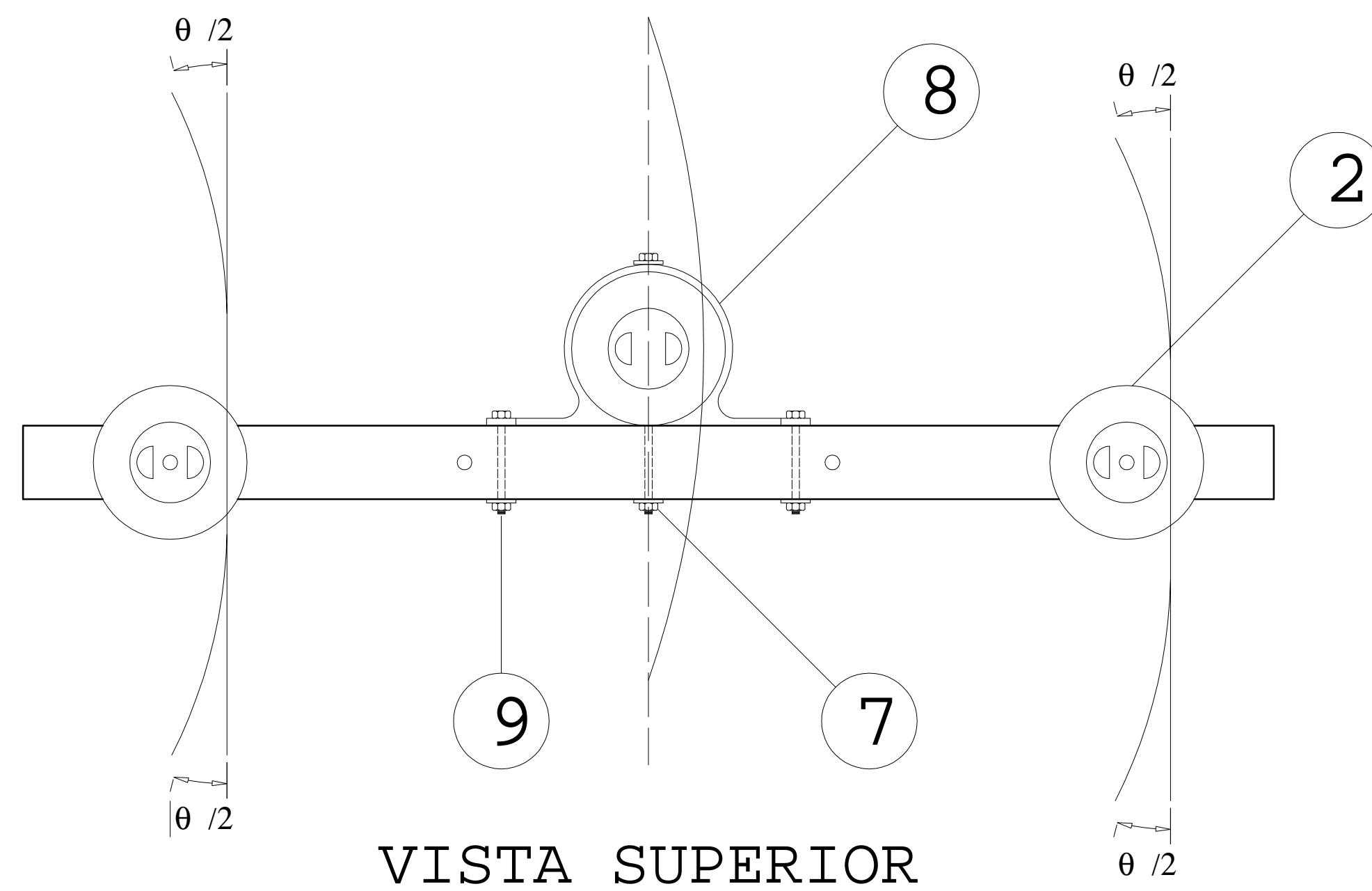
8	1	Pza	Espiga de Punta de Poste P/Aislador PIN 55-5
7	1	Pza	Aislador de Porcelana Tipo PIN ANSI 55-5
6	6	Pza	Grapa de Anclaje de Aluminio Tipo Pistola
5	12	Und	Aislador de Suspensión Tipo ANSI 52-3
4	6	Pza	Adaptador Casquillo-Ojo
3	6	Pza	Adaptador Horquilla-Bola
2	1	Pza	Perno Ojo de 5/8"x8" C/Tuerca y Arandela
1	2	Und	Cruceta de Madera Tratada 4"x4"x1.5 m.
N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

17	2	Pza	Asiento de Madera para Cruceta
16	4	Pza	Perno Coche de 5/8"øx5" C/Tuerca
15	1	Pza	Arandela Plana 2 1/4"x2 1/2"x3/16"-11/16"ø
12	3	Pza	Conector de doble Vía 2 Pernos P/Cablec Al. 35 mm2
11	15	m	Conductor Cu. 16 mm2 P.Tierra C/Conector Tipo Cruz
10	7	Pza	Tuerca Ojo para Perno de ø5/8"
9	3	Pza	Perno Doble Armado ø5/8"x20" C/4 Tuerca y Arandela
N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

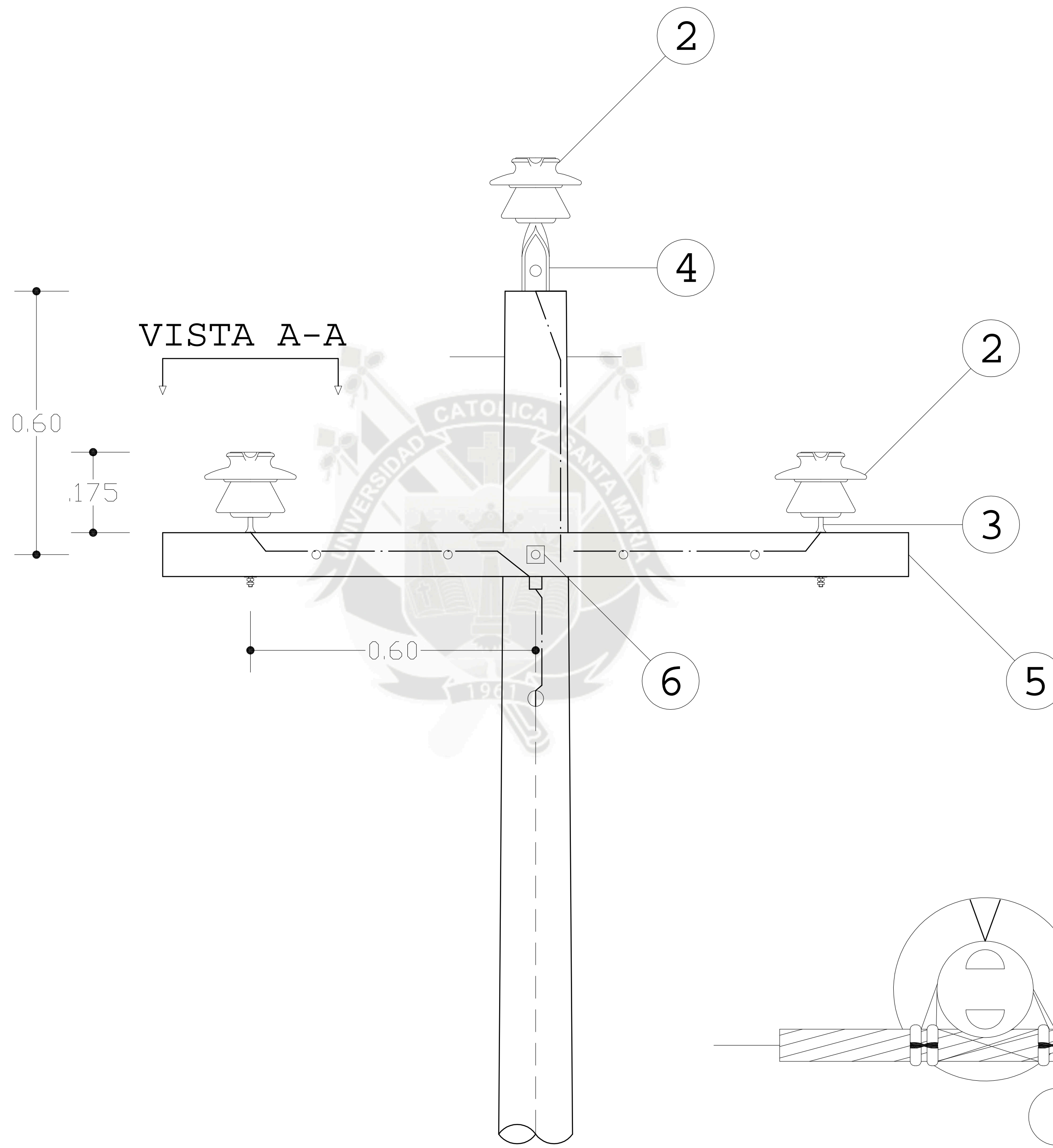
S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. EN 10 KV	DISEÑO: ROGER GALLEGOS	LAMINA N° : 5	ESC. : S/E
ALINEAMIENTO O ANGULO PARA SUBESTACION AEREA MONOPOSTE	DIBUJO: ROGER GALLEGOS	TIPO : AA-1	



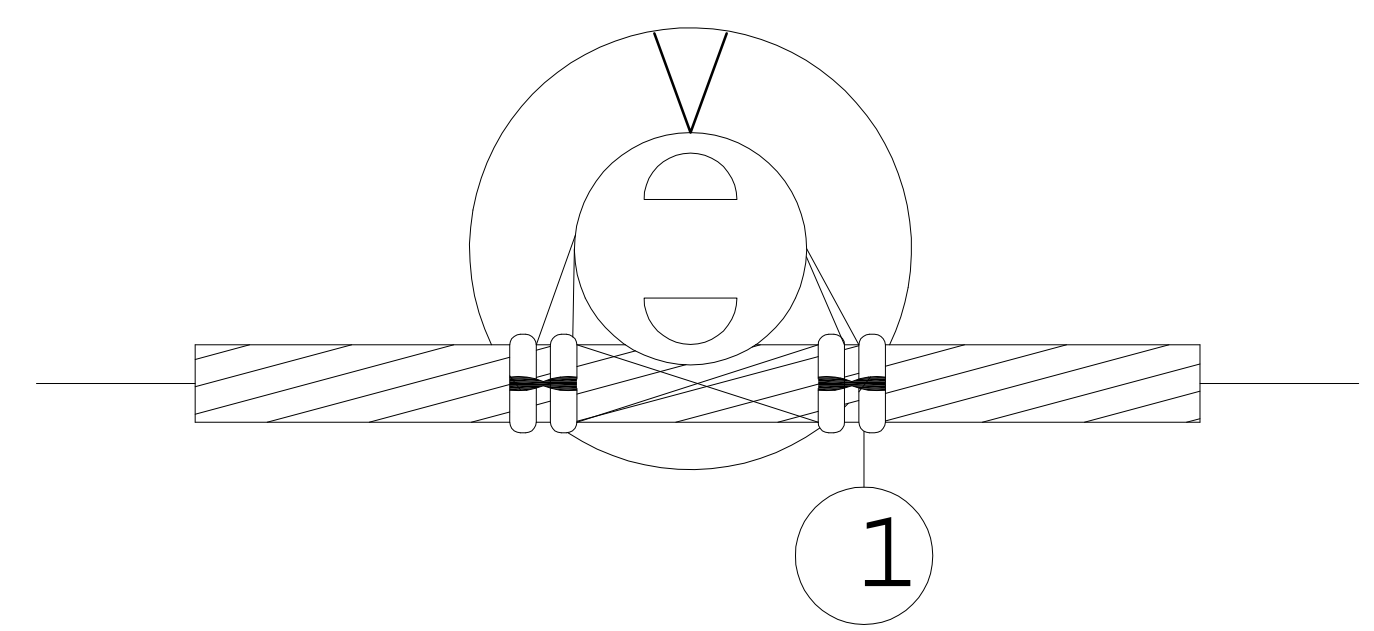
7° < 0 > 30°



VISTA SUPERIOR



VISTA A-A

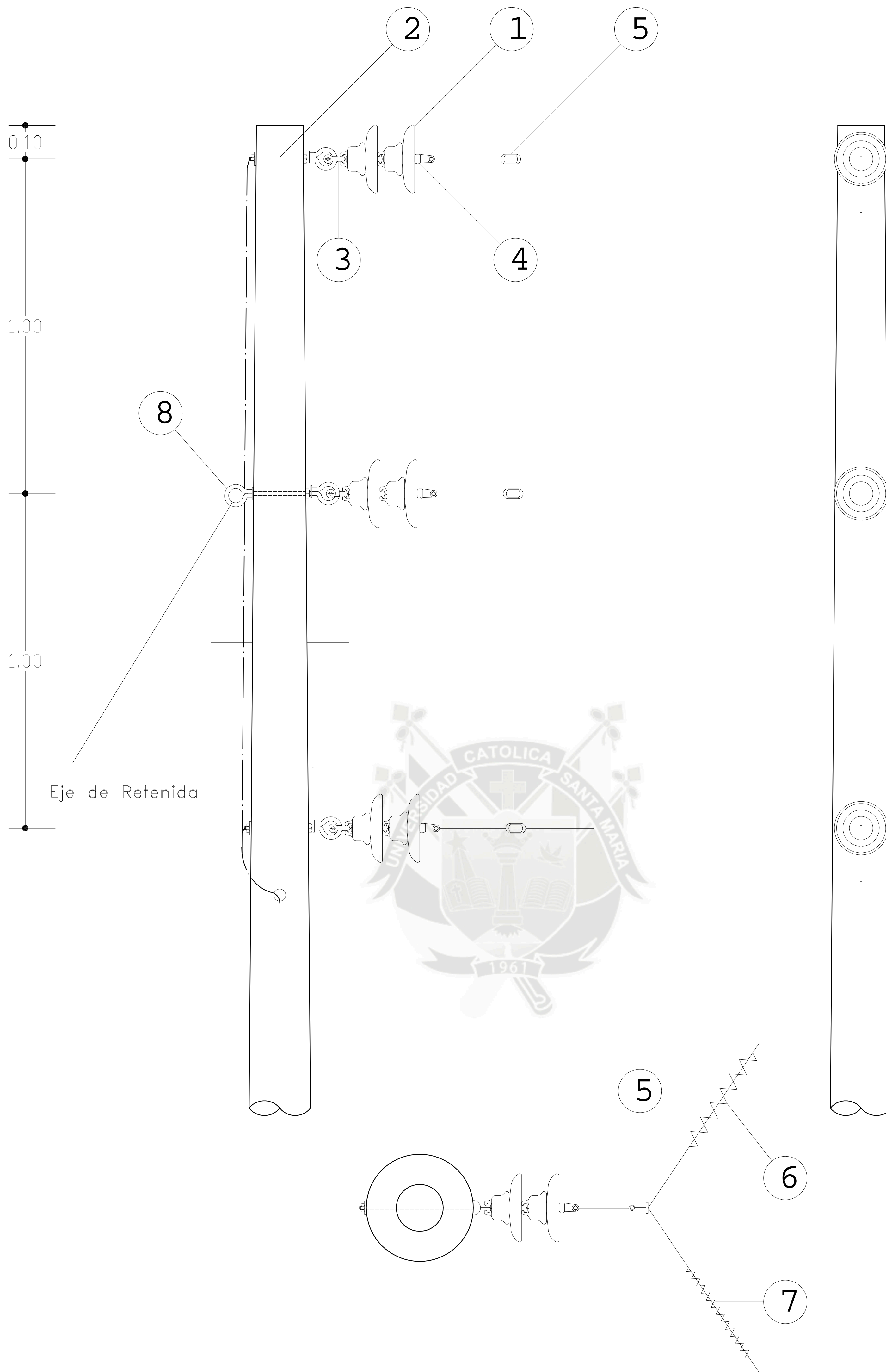


VISTA A-A

8	1	Pza	Abrazadera Tipo U de 145 mm.x3 1/2"x3/16"
7	1	Pza	Perno Maquinado ø5/8"x14" C/Tuerca y 2 Arandelas
6	1	Pza	Arandela Plana 2 1/4"x2 1/4"x3/16"-11/16"ø
5	1	Und	Cruceta de Madera Tratada 4"x4"x1.5 m.
4	1	Pza	Espiga de Punta de Poste P/Aislador Tipo PIN 55-5
3	2	Pza	Espiga de Cruceta P/Aislador Tipo PIN 55-5
2	3	Und	Aislador de Porcelana Tipo PIN ANSI 55-5
1	4.5	m	Conductor de Amarre Al. de 16 mm2
N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

9	2	Und	Perno Coche 3/8"x5" C/Tuerca
N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. EN 10 KV	DISEÑO: ROGER GALLEGOS	LAMINA N° : 4	ESC. : S/E
ANGULO (7° - 30°)	DIBUJO: ROGER GALLEGOS	TIPO : ANG-1	

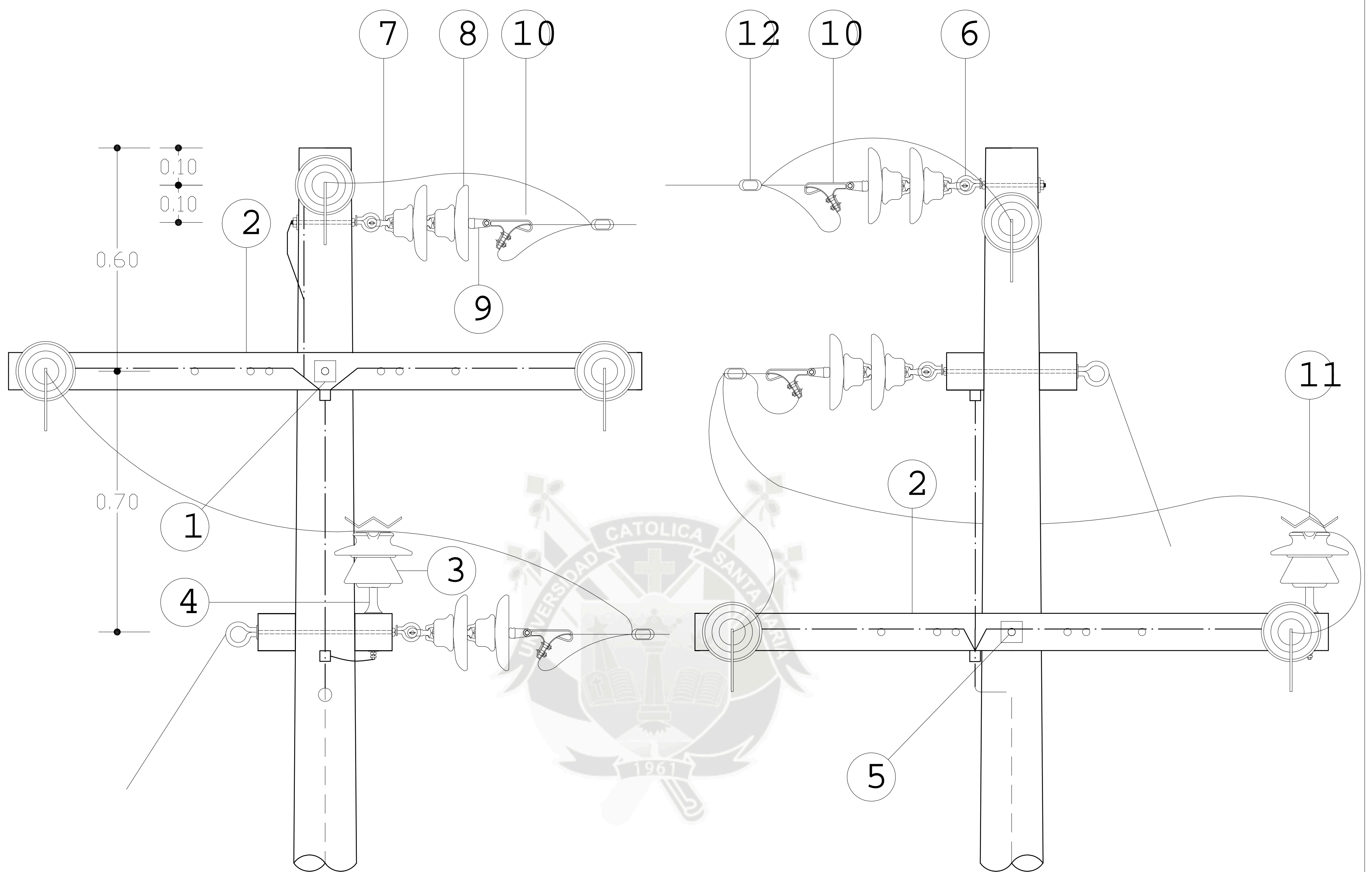


8	1	Pza	Tuerca Ojo para Perno de $\phi 5/8''$
7	4.5	m	Conductor de Amarre de Aluminio de 16mm <sup>2</sup>
6	3	Und	Varilla de Armar Simple P/Conductor Aluminio 35mm <sup>2</sup>
5	3	Pza	Grapa de Angulo de Aluminio
4	3	Pza	Adaptador Horquilla-Bola
3	3	Pza	Adaptador Casquillo-Ojo
2	3	Pza	Perno Ojo de $5/8'' \times 8''$ C/Tuerca y Contratuerca
1	6	Und	Aislador de Suspensi3n Tipo CI. ANSI 52-3
N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. EN 10 KV	DISEÑO: ROGER GALLEGOS	LAMINA N° : 6	ESC. : S/E
ANGULO (30° - 60°)	DIBUJO: ROGER GALLEGOS	TIPO : ANG-2	

VISTA A-A

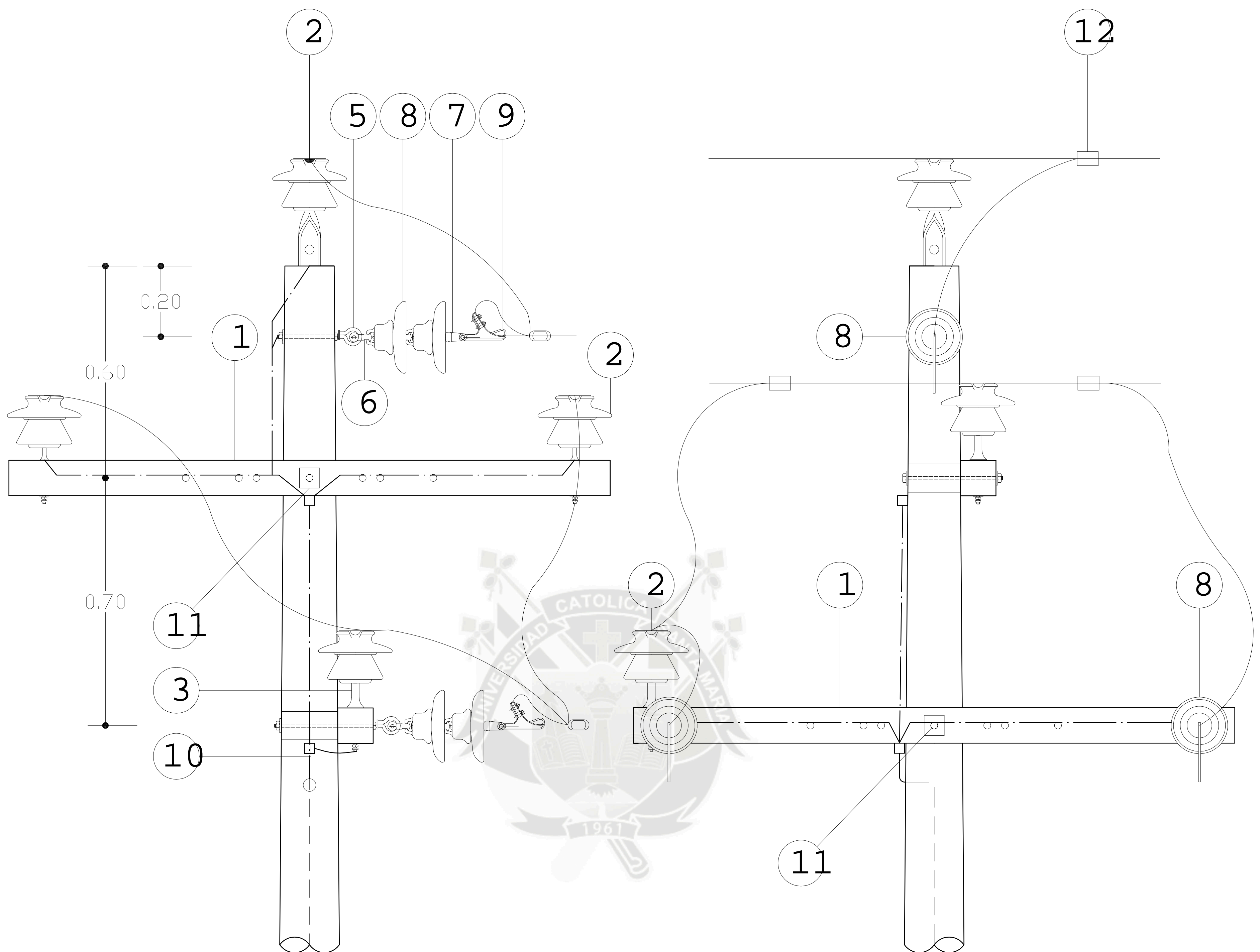


8	12	Und	Aislador de Suspensión Tipo CI. ANSI 52-3
7	6	Pza	Adaptador Horquilla-Bola
6	2	Pza	Perno Ojo de 5/8"x8" C/Tuerca y Contratuerca
5	6	Pza	Perno Doble Armado ø5/8"x20" C/4 Tuerca y Arandela
4	1	Pza	Espiga de Cruceta P/Aislador Tipo PIN 55-5
3	1	Und	Aislador de Porcelana Tipo PIN ANSI 55-5
2	4	Und	Cruceta de Madera Tratada 4"x4"x1.5 m.
1	2	Pza	Arandela Plana 2 1/4"x2 1/4"x3/16"-11/16"ø
N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

12	4	Pza	Conector Doble Vía 2 Pernos P/Cable Al. 35 mm2
11	1.5	m	Conductor de Amarre Al. de 16 mm2
10	6	Pza	Grapa de Anclaje de Aluminio Tipo Pistola
9	6	Pza	Adaptador Casquillo-Ojo
N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. EN 10 KV	DISEÑO: ROGER GALLEGOS	LAMINA N° : 7	ESC. : S/E
ANGULO (60° - 90°) CON ANCLAJE	DIBUJO: ROGER GALLEGOS	TIPO : ANG-3	

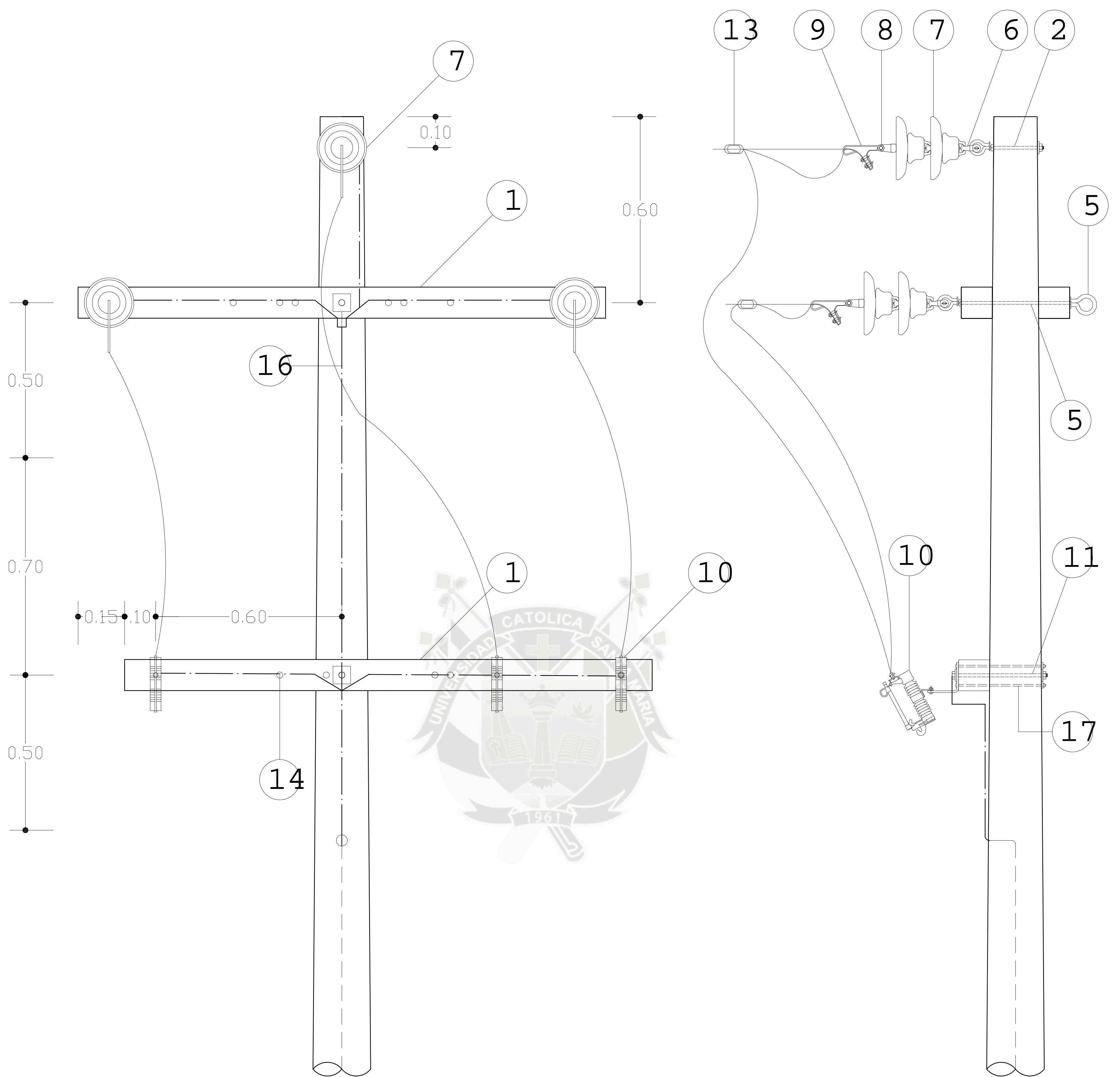




N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION
8	6	Und	Aislador de Suspensión Tipo ANSI 52-3
7	3	Pza	Adaptador Casquillo-Ojo
6	3	Und	Adaptador Horquilla-Bola
5	3	Pza	Perno $\phi 5/8$ "x8" C/Tuerca y Contratuerca
3	3	Pza	Espiga de Cruceta P/Aislador Tipo ANSI 55-5
2	4	Und	Aislador de Porcelana Tipo PIN ANSI 55-5
1	2	Und	Cruceta de Madera Tratada 4"x4"x1.5 m.

N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION
16	6	m	Conductor de Amarre Al. de 16 mm <sup>2</sup>
15	1	Pza	Espiga de Punta de Poste P/Aislador PIN ANSI 55-5
14	2	Pza	Perno Maquinado $\phi 5/8$ "x14" C/Tuerca y Arandela
13	4	Pza	Perno Coche $3/8$ "x5" C/Tuerca y Arandela
12	3	Pza	Conector de doble Vía 2 Pernos
11	2	Pza	Arandela Plana 2 1/4"x2 1/4"x3/16"-11/16"ø
10	2	Pza	Abrazadera Tipo U de 140 mm.x3 1/2"x3/16"
9	3	Pza	Grapa de Anclaje de Aluminio Tipo Pistola

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. EN 10 KV	DISEÑO: ROGER GALLEGOS	LAMINA N° : 8	ESC. : S/E
DERIVACION EN T	DIBUJO: ROGER GALLEGOS	TIPO : DT-1	

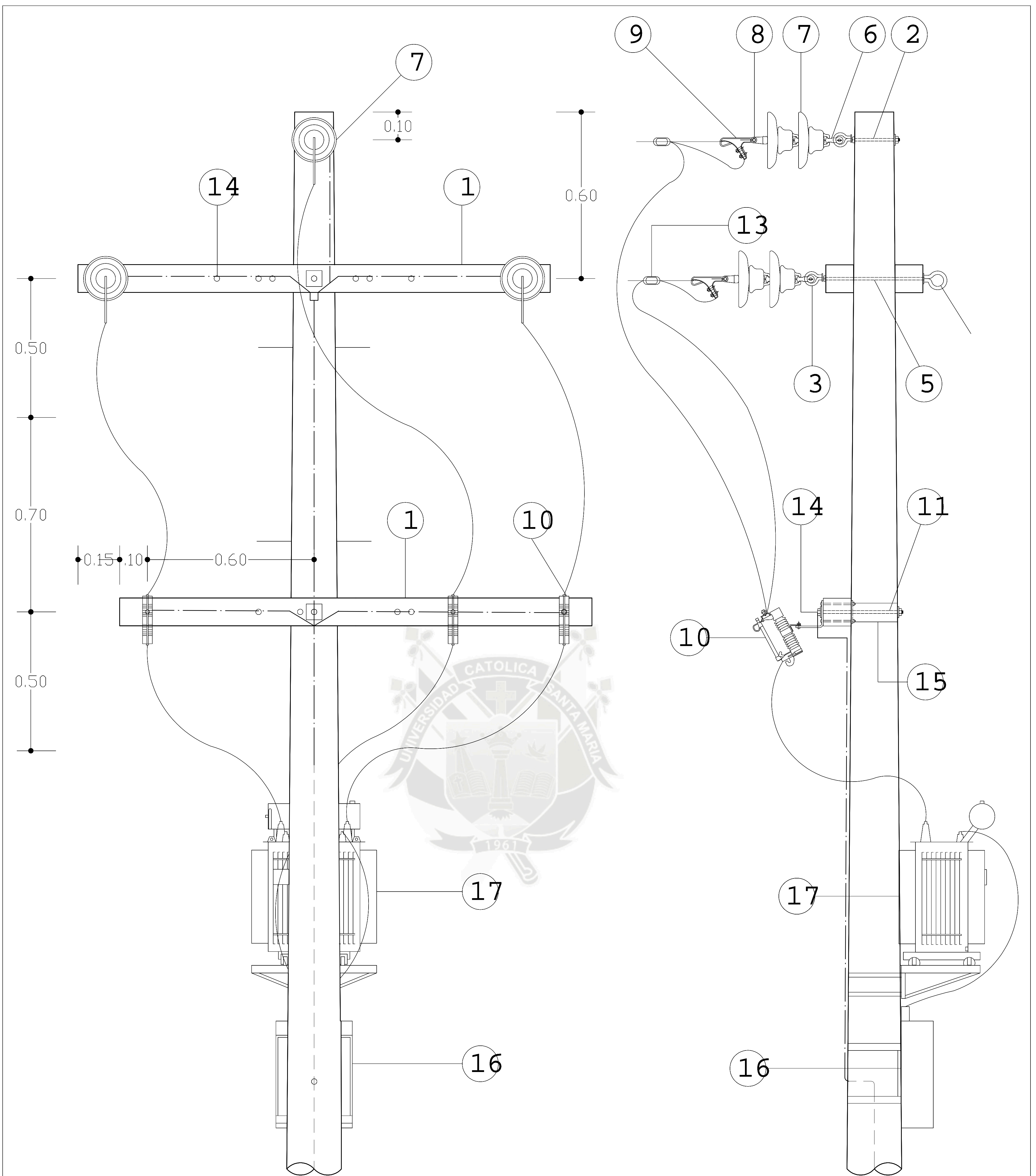


N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION
8	3	Pza	Adaptador Casquillo-Ojo
7	6	Und	Aislador de Suspensión Tipo ANSI 52-3
6	3	Pza	Adaptador Horquilla-Bola
5	3	Pza	Perno Doble Armado $\phi 5/8$ "x20" C/4 Tuerca y Arandela
3	3	Pza	Tuerca Ojo para Perno de $\phi 5/8$ "
2	1	Pza	Perno Ojo de $5/8$ "x8" C/Tuerca y Contratuerca
1	2	Pza	Cruceta de Madera Tratada 4"x4"x2.4 m.

N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION
17	1	Pza	Abrazadera Tipo U de 160 mm.x3 1/2"x3/16"
16	2	Pza	Arandela Plana de 2 1/2"x2 1/4"x3/16"-11/16"o
13	3	Pza	Conector de Grapa Paralela, 2 Vías, 3 Pernos
11	1	Pza	Perno Maquinado $\phi 5/8$ "x14" C/Tuerca y Arandela
10	3	Pza	Seccionador Fusible Tipo CUT-OUT 15 KV
9	3	Pza	Grapa de Anclaje de Aluminio Tipo Pistola

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. EN 10 KV	DISEÑO: ROGER GALLEGOS	LAMINA N° : 9	ESC. : S/E
TERMINAL CON SECCIONADOR CUT-OUT	DIBUJO: ROGER GALLEGOS	TIPO : TS-1	



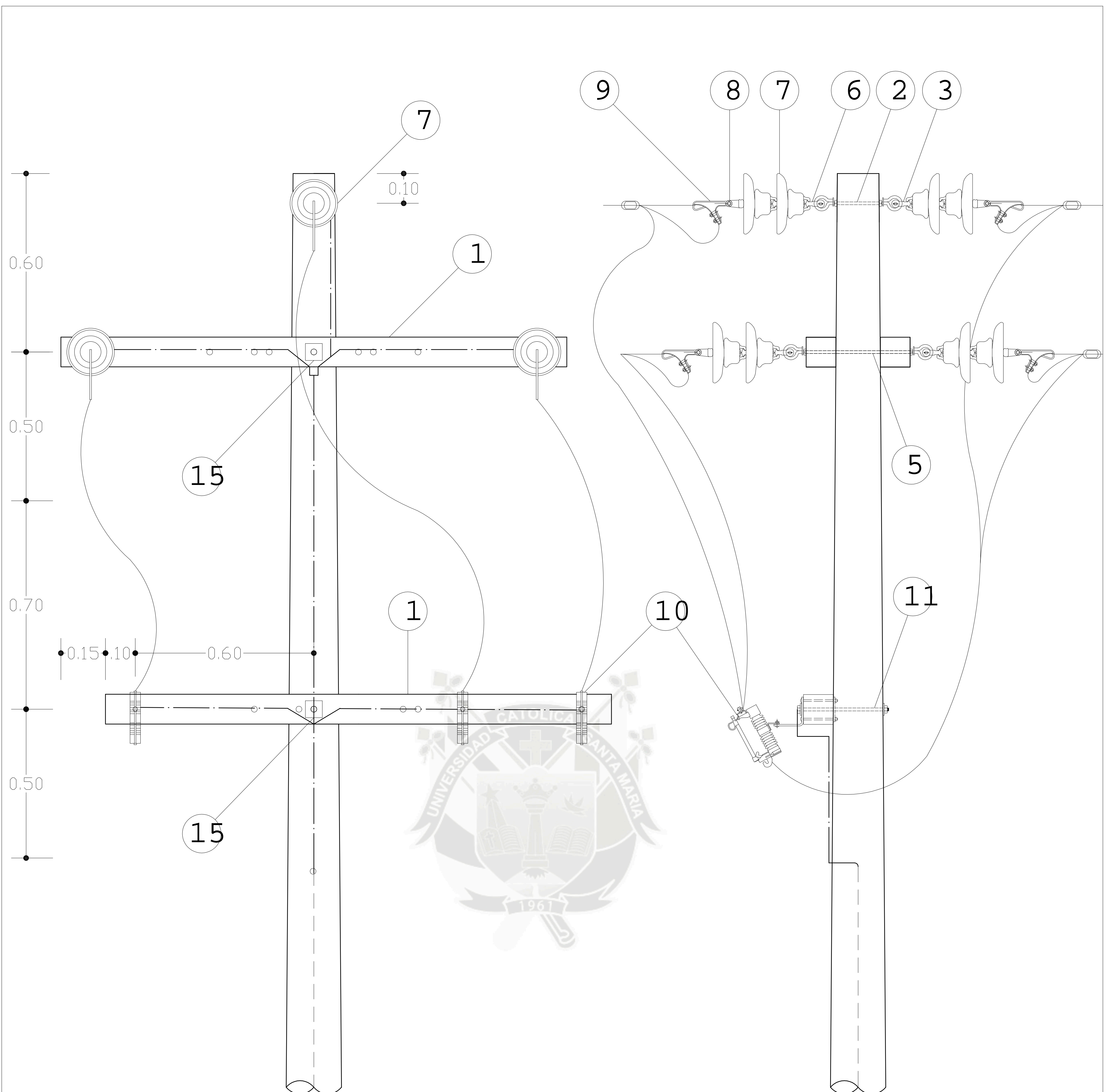


N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION
8	3	Pza	Adaptador Casquillo-Ojo
7	6	Und	Aislador de Suspensión Tipo ANSI 52-3
6	3	Pza	Adaptador Horquilla-Bola
5	3	Pza	Perno Doble Armado $\phi 5/8" \times 20"$ C/4 Tuerca y Arandela
3	3	Pza	Tuerca Ojo para Perno de $\phi 5/8"$
2	1	Pza	Perno Ojo de $5/8" \times 8"$ C/Tuerca y Contratuerca
1	2	Pza	Cruceta de Madera Tratada $4" \times 4" \times 1.5$ m.

N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION
17	1	Pza	Transformador Trifásico de 10/0.38-0.23 KV C/Acc.
16	1	Pza	Tablero de Distribucion Trifásico Para Poste
15	1	Pza	Abrazadera Tipo U de 140 mm.x3 1/2"x3/16"
14	4	Pza	Perno Coche $5/8" \times 5"$ C/Tuerca
13	3	Pza	Conector de Grapa Paralela, 2 Vías, 3 Pernos
11	2	Pza	Perno Maquinado $\phi 5/8" \times 14"$ C/Tuerca y Arandela
10	3	Pza	Seccionador Fusible Tipo CUT-OUT 15 KV
9	3	Pza	Grapa de Anclaje de Aluminio Tipo Pistola

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. EN 10 KV	DISEÑO: ROGER GALLEGOS	LAMINA N° : 11	ESC. : S/E
SUBESTACION AEREA MONOPOSTE	DIBUJO: ROGER GALLEGOS	TIPO : SAM-1	

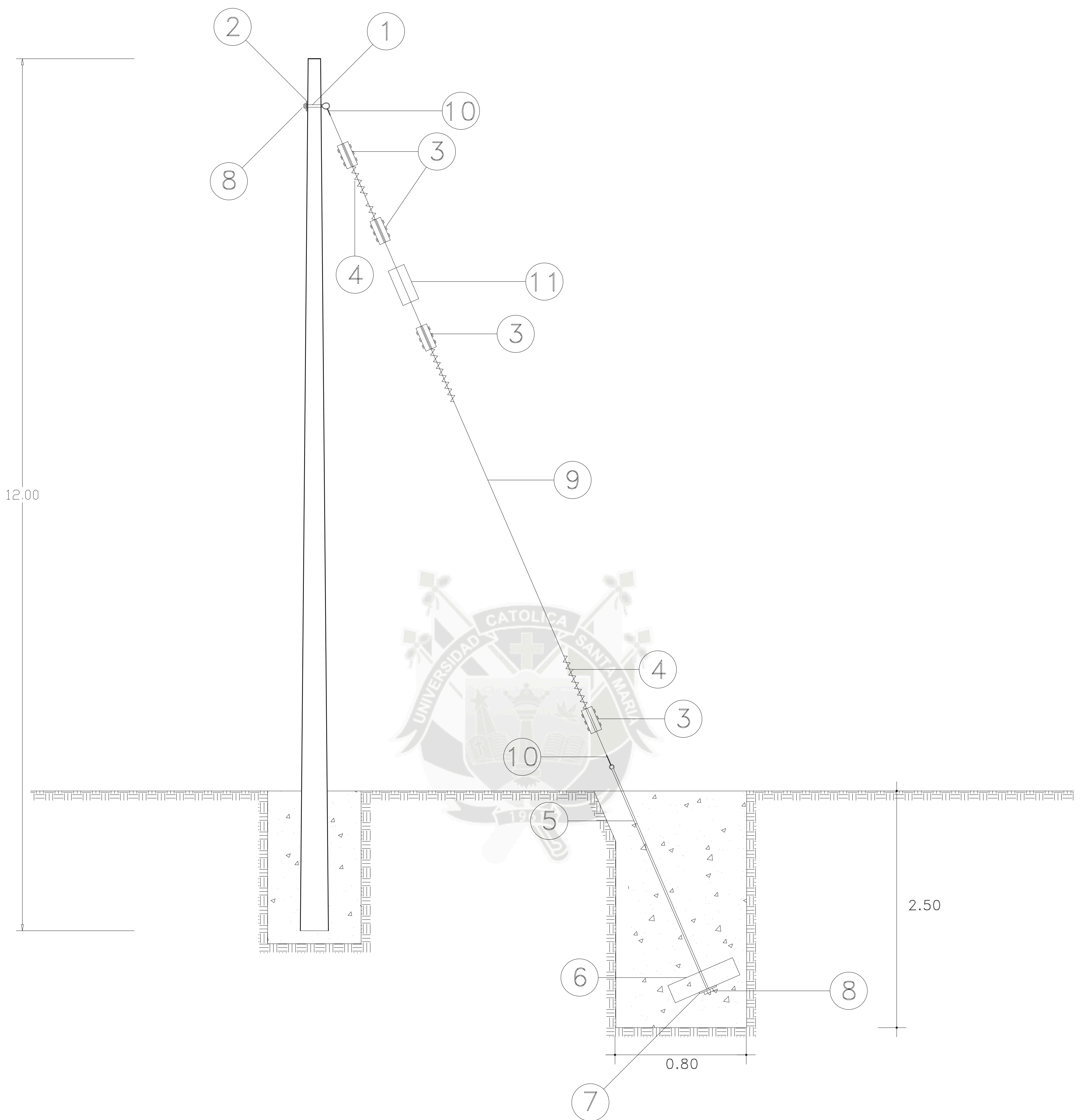




N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION
8	1	Pza	Espiga Punta de Poste P/Aislador PIN 55-5
7	1	Und	Aislador de Porcelana Tipo PIN ANSI 55-5
6	3	Pza	Grapa de Anclaje de Aluminio Tipo Pistola
5	12	Pza	Aislador de Suspensión Tipo ANSI 52-3
4	6	Pza	Adaptador Casquillo-Ojo
3	6	Pza	Adaptador Horquilla-Bola
2	1	Pza	Perno Ojo de 5/8"x8" C/Tuerca y Arandela
1	2	Pza	Cruceta de Madera Tratada 4"x4"x1.5 m.

N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION
20	1	Pza	Abrazadera Tipo U de 160 mm.x3 1/2"x3/16"
19	2	Pza	Perno Coche 5/8"x5" C/Tuerca
18	6	Pza	Conector Doble Vía, de 2 Pernos
17	1	Pza	Perfno Maquinado ø5/8"x14" C/Tuerca y Arandela
16	3	Pza	Seccionador Fusible Tipo CUT-OUT 15 KV
16	15	m	Conductor Cu. 16mm2 P.Tierra C/Conector Tipo Cruz
15	1	Pza	Arandela Plana 2 1/4"x2 1/2"x3/16"-11/16"
12	3	Pza	Conector Doble Vía, 2 Pernos P/Cable Al. 35mm2
10	7	Pza	Tuerca Ojo para Perno de ø5/8"
9	3	Pza	Perno Doble Armado ø5/8"x20" C/4 Tuerca y Arandela

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. EN 10 KV	DISEÑO: ROGER GALLEGOS	LAMINA N° : 10	ESC. : S/E
ALINEAMIENTO CON SECCIONAMIENTO	DIBUJO: ROGER GALLEGOS	TIPO : AS-1	

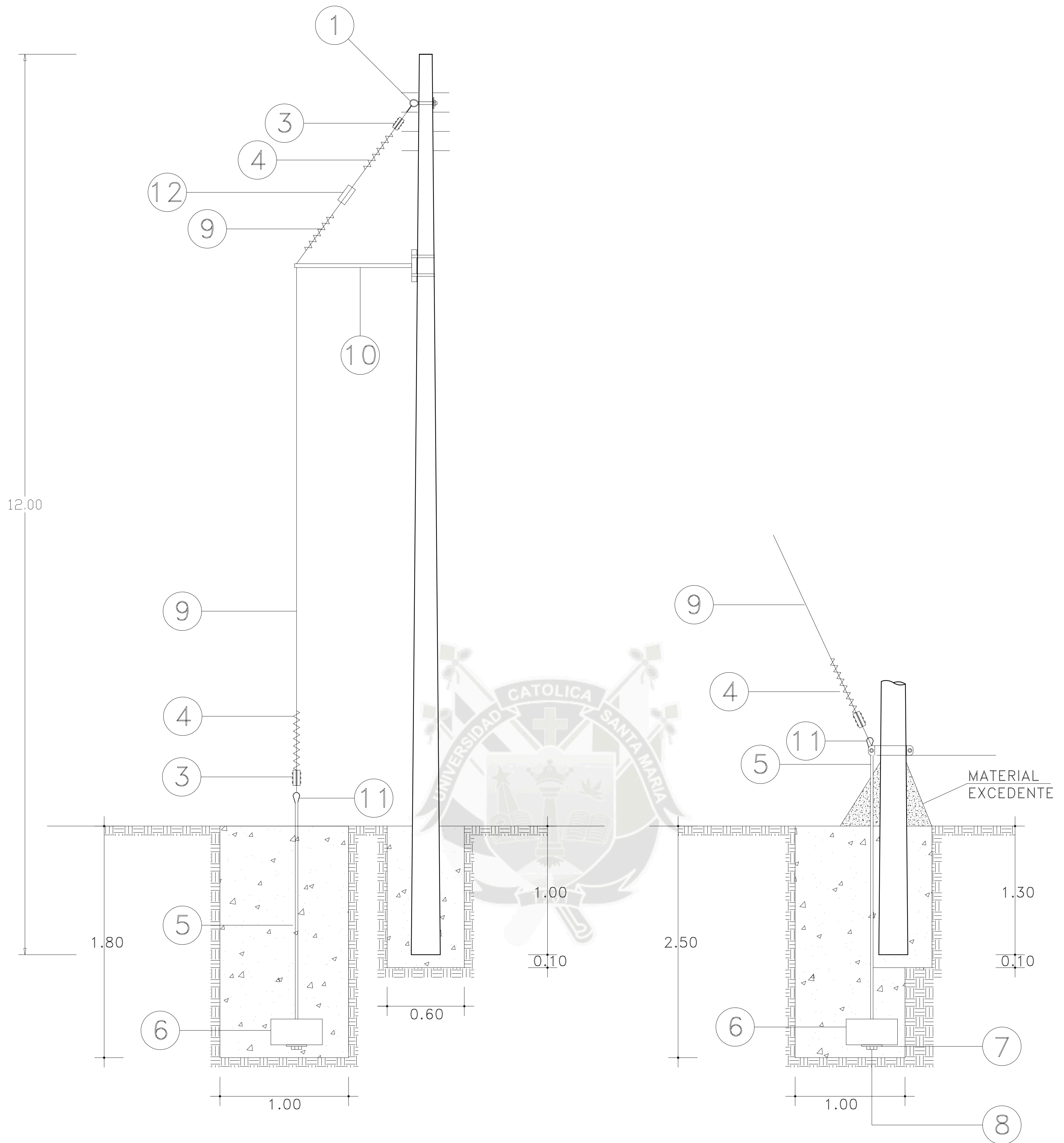


8	1	Und	Contratuera Para Perno de $\phi 5/8''$
7	1	Und	Arandela Cuadrada de $4'' \times 4'' \times 3/16'' - 11/16'' \phi$
6	1	Und	Bloque de Concreto de $0.4 \times 0.4 \times 0.15 \text{m}$ .
5	1	Und	Varilla de Anclaja de $2.4'' \times 5/8'' \phi$
4	5	m	Alambre de A°G° N° 8 Para Entorche
3	2	Pza	Grapa de F°G° de 2 Vías y 3 Pernos $\times 6''$ de Longitud
2	2	Pza	Arandela Curvada $2 \ 1/4'' \times 2 \ 1/4'' \times 3/16'' \phi$
1	1	Pza	Perno Ojo de $5/8'' \times 12''$ C/Tuerca y Arandela
N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

11	1	Pza	Aislador de Tracción Clase ANSI 54-2''
10	2	Pza	Guardacabo de $1/16''$ Para Cable de $\phi 5/8''$
9	13	m	Cable Para Retenida de A°G° de $\phi 5/8''$
N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. EN 10 KV	DISEÑO: ROGER GALLEGOS	LAMINA N° : 12	ESC. : S/E
RETENIDA SIMPLE	DIBUJO: ROGER GALLEGOS	TIPO : RS-1	



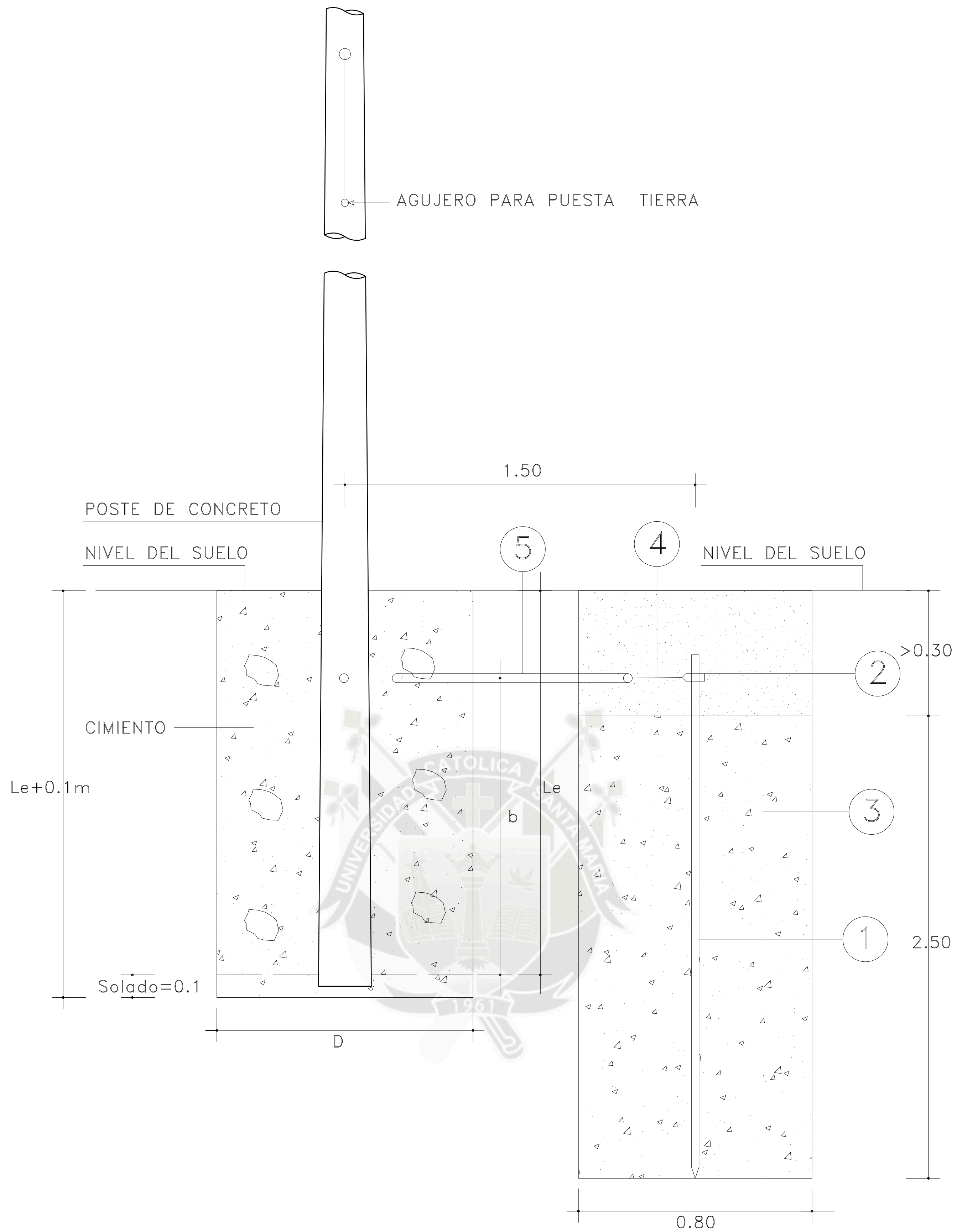


8	1	Und	Contratuera Para Perno de $\phi 5/8''$
7	1	Pza	Arandela Cuadrada de $4'' \times 4'' \times 3/16'' - 11/16'' \phi$
6	1	Und	Bloque de Concreto de $0.4 \times 0.4 \times 0.15 \text{m}$ .
5	1	Und	Varilla de Anclaje de $2.4'' \times 5/8'' \phi$
4	5	m	Alambre de A°G° N° 8 Para Entorche
3	4	Pza	Grapa de F°G° de 2 Vías y 3 Pernos $\times 6''$ de Longitud
2	1	Pza	Arandela Curvada $2 \ 1/4'' \times 2 \ 1/4'' \times 3/16'' \phi$
1	1	Pza	Perno Ojo de $5/8'' \times 12''$ C/Tuerca y Arandela
N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

12	1	Und	Aislador de Tracción Clase ANSI 54-2''
11	1	Pza	Guardacabo de $1/16''$ Para Cable de $\phi 5/8''$
10	2	Pza	Contrapunta Tubo F°G° de $1.0 \text{m} \times 2'' \phi$ C/Abrazadera
9	15	m	Cable Para Retenida de A°G° de $\phi 5/8''$
N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. EN 10 KV	DISEÑO: ROGER GALLEGOS	LAMINA N° : 13	ESC. : S/E
RETENIDA EN CONTRAPUNTA	DIBUJO: ROGER GALLEGOS	TIPO : RC-1	

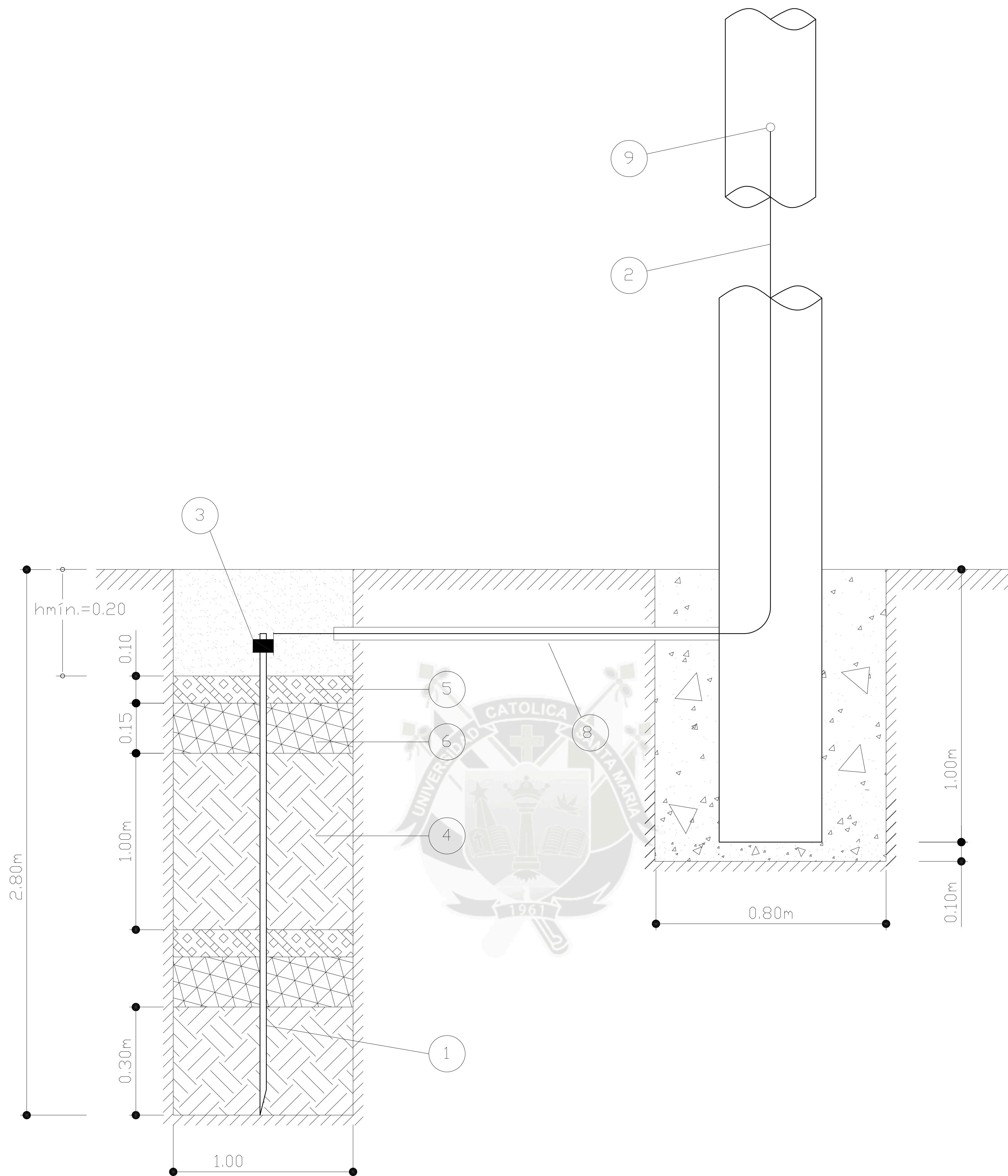




N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION
5	1	Und	Tubo de P.V.C.-S.A.P. de ø1 (para salida de P.T.)
4	15	Pza	Cable deCu. Desnudo T.B. de 16mm <sup>2</sup>
3		Pza	Tierra de Cultivo+Carbon Vegetal+Sal
2	1	Und	Conector Anderson Para Varilla de 5/8"
1	1		Varilla de Cu. Puro de 5/8"x2.4m

N°	Ctd.	Und	DESCRIPCION

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A. EN 10 KV	DISEÑO: ROGER GALLEGOS	LAMINA N° : 14	ESC. : S/E
PUESTA A TIERRA	DIBUJO: ROGER GALLEGOS	TIPO : PT-1	



DETALLE DE PUESTA A TIERRA

ITEM	UND.	DESCRIPCION	CTD.
1	Und.	Varilla de Cu de $\frac{5}{8}$ " x 1.80 ó 2.40 m	1
2	m	Conductor Cu desnudo t. blando 16 mm <sup>2</sup>	15
3	Und.	Conector de cobre p/cable 16mm <sup>2</sup> Anderson	1
4	m <sup>3</sup>	Tierra de chacra cernida y compactada	1.25
5	Kg	Sal industrial	25
6	Kg	Carbon vegetal	25
7	Und.	Conector de cobre Split Bolt de 16mm <sup>2</sup>	1
8	Und.	Tubo de PVC-SAP (Elec.) $\frac{3}{4}$ " x 3m	0.50
9	Und.	Agujero para Puesta a Tierra	1

S.E.D. PLANTA INDUSTRIAL KUMHO LLANTAS S.A.  
EN 10 KV

DISEÑO:  
ROGER GALLEGOS

LAMINA N° :  
14

ESC. :  
S/E

PUESTA A TIERRA

DIBUJO:  
ROGER GALLEGOS

TIPO :  
PT-1