



Universidad  
Continental

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de  
Ingeniería Eléctrica

**Cambio del nivel de 10 kv a 22,9 kv y su  
influencia en la subestación tipo interior  
de la zona registral IX Sede Lima**

**Cesar Christian Cisneros Solis Pereira**

Huancayo, 2018

Tesis para optar el Título Profesional de  
Ingeniero Electricista



Repositorio Institucional Continental  
Tesis digital



Obra protegida bajo la licencia de [Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.5/peru/)

**Asesor**

Ing. Jorge Eliseo Lozano Miranda

## **Agradecimiento**

A la Escuela Académica Profesional de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Continental, por haber permitido formarme en sus aulas.

A los docentes, maestros y doctores de la Universidad Continental de la Facultad de Ingeniería Eléctrica por compartir sus sabias enseñanzas, y en particular a mi asesor, Ing. Jorge Eliseo Lozano Miranda, por su aporte importante en el desarrollo del presente trabajo de investigación.

Al Ing. Carlos Hipólito García Huayaney, gerente general de la empresa GH Ingenieros por su experiencia del tema y constante aliento para lograr la superación constante.

A los directivos y personal administrativo de la Zona Registral IX sede Lima, por permitirme utilizar información relacionada a la tesis y poder recabar datos técnicos dentro de sus instalaciones.

Y a todos los que contribuyeron de manera desinteresada en el desarrollo de esta investigación.

## **Dedicatoria**

A mis padres y hermanos por su amor y apoyo incondicional en este camino de superación y retos.

César

## Tabla de Contenido

Portada .....	i
Asesor .....	ii
Agradecimiento.....	iii
Dedicatoria.....	iv
Tabla de Contenido .....	v
Lista de Tablas .....	vii
Lista de Figuras.....	ix
Resumen.....	x
Abstract.....	xi
Introducción .....	xii
<b>1. Capítulo I Planteamiento del Estudio .....</b>	<b>14</b>
1.1. Planteamiento y Formulación del Problema .....	14
1.1.1. Planteamiento del Problema.....	14
1.1.2. Formulación del problema.....	15
1.2. Objetivos .....	15
1.2.1. Objetivo General.....	15
1.2.2. Objetivos Específicos. ....	15
1.3. Justificación e Importancia.....	16
1.3.1. Justificación Técnica. ....	16
1.3.2. Justificación Económica. ....	16
1.3.3. Justificación Ambiental. ....	16
1.3.4. Justificación Social. ....	17
1.3.5. Importancia.....	17
1.4. Descripción de la Entidad Zona Registral IX.....	17
1.4.1. Sistema Eléctrico Actual. ....	18
1.4.2. Potencia Actual.....	23
1.4.3. Problemática del Sistema Eléctrico. ....	23
1.5. Descripción de la Empresa Luz del Sur .....	24
1.5.1. Zona de Concesión. ....	24
1.5.2. Máxima Demanda.....	25
1.5.3. Estadística de la Calidad de Tensión. ....	25
1.5.4. Perdidas de Energía. ....	25
1.6. Hipótesis y Descripción de Variables .....	27
1.6.1. Hipótesis.....	27
1.6.2. Descripción de la Variable. ....	27
1.6.3. Operacionalización de las Variables.....	29
<b>2. Capítulo II Marco Teórico.....</b>	<b>30</b>
2.1. Antecedentes del Problema .....	30
2.1.1. Nacionales. ....	30
2.1.2. Internacionales.....	32

2.2.	Bases Teóricas.....	36
2.2.1.	Nivel de Tensión.....	36
2.2.2.	Subestación Eléctrica (S.E). ....	40
2.3.	Definición de Términos Básicos .....	56
3.	Capítulo III Metodología.....	59
3.1.	Método y Alcance de la Investigación .....	59
3.1.1.	Método de la Investigación.....	59
3.1.2.	Alcance de la Investigación.....	59
3.2.	Diseño de la Investigación .....	59
3.2.1.	Diseño Cuasi Experimental. ....	60
3.3.	Población y Muestra.....	61
3.3.1.	Población. ....	61
3.3.2.	Muestra. ....	61
3.4.	Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos .....	62
3.4.1.	Técnicas de Recolección de Datos. ....	62
3.4.2.	Instrumentos. ....	63
3.5.	Técnicas de Procesamiento y Análisis de Datos .....	63
4.	Capítulo IV Resultados y Discusión.....	64
4.1.	Presentación de Resultados .....	64
4.1.1.	Características Eléctricas del Sistema de utilización.....	64
4.1.2.	Cálculo de la Corriente Nominal del Sistema Eléctrico. ....	65
4.1.3.	Calidad del Producto (Tensión).....	72
4.1.4.	Cálculo de las Pérdidas de Energía.....	75
4.1.5.	Dimensionamiento del Embarrado. ....	87
4.1.6.	Cálculo de las Instalaciones de Puesta a Tierra. ....	92
4.1.7.	Estudio de Coordinación de Protecciones. ....	93
4.1.8.	Suministro de Emergencia.....	109
4.1.9.	Planos.....	111
4.2.	Análisis Técnico del Cambio de 10 A 22,9 kV.....	112
4.2.1.	Calidad del Servicio Eléctrico. ....	112
4.2.2.	Perdida de energía. ....	116
4.3.	Resultados de la Investigación .....	120
4.3.1.	Prueba de Hipótesis. ....	122
4.3.1.	Prueba de regresión lineal múltiple. ....	123
4.4.	Discusión e Interpretación de Resultados .....	125
4.4.1.	Interpretación de los Resultados.....	125
4.4.2.	Comparación de los Resultados.....	127
4.4.3.	Evaluación de Resultados.....	130
4.4.4.	Consecuencias Teóricas.....	130
4.4.5.	Aplicaciones Prácticas.....	130
	Conclusiones .....	131
	Recomendaciones .....	132
	Referencias Bibliográficas .....	133
	Anexos .....	136

## Lista de Tablas

Tabla 1	<i>Cantidad de Mediciones en Aplicación de la NTCSE</i> .....	26
Tabla 2	<i>Descripción de la Variable Independiente</i> .....	28
Tabla 3	<i>Descripción de la Variable Dependiente</i> .....	28
Tabla 4	<i>Operacionalización de las Variables</i> .....	29
Tabla 5	<i>Niveles de Tensión Normalizados en el Perú</i> .....	36
Tabla 6	<i>Ventajas e Inconvenientes de los Distintos Tipos de Transformadores</i> .....	41
Tabla 7	<i>Características Eléctricas de las Celdas Modulares SM6</i> .....	49
Tabla 8	<i>Parámetros Eléctricos del Cable de Energía NKY 8,7/10 kV</i> .....	53
Tabla 9	<i>Parámetros eléctricos del cable de energía N2XSJ 18/30 kV</i> .....	54
Tabla 10	<i>Requerimiento de Puesta a Tierra del Sistema</i> .....	55
Tabla 11	<i>Características Eléctricas del Sistema de Utilización Zona Registral IX</i> .....	64
Tabla 12	<i>Resistividad Térmica del Terreno según Grado de Humedad</i> .....	67
Tabla 13	<i>Factores de Corrección Relativos a la Resistividad Térmica del Terreno</i> .....	68
Tabla 14	<i>Factores de Corrección Relativos a la Profundidad de la Instalación</i> .....	68
Tabla 15	<i>Factores de Corrección Relativos a la Temperatura del Terreno</i> .....	69
Tabla 16	<i>Corriente del Cable Aplicando los Factores de Corrección como Resultado del Cálculo.</i> ..	70
Tabla 17	<i>Corriente Admisible del Cable de Energía como Resultado de los Cálculos.</i> .....	71
Tabla 18	<i>Parámetros Eléctricos del Cable de Energía Actual</i> .....	71
Tabla 19	<i>Caída de Tensión del Cable Seleccionado como Resultado de los Cálculos</i> .....	72
Tabla 20	<i>Caída de Tensión del Cable Seleccionado, Como Resultado de los Cálculos.</i> .....	73
Tabla 21	<i>Pérdidas en Transformador de Potencia en 10kV como Resultado de los Cálculos.</i> .....	81
Tabla 22	<i>Pérdidas en Transformador de Potencia en 22.9kV, Como Resultado de los Cálculos.</i> .....	82
Tabla 23	<i>Corriente en los Transformadores lado Media Tensión Como Resultado de los Cálculos.</i> ..	83
Tabla 24	<i>Elección de Fusibles para Protección de Transformador</i> .....	84
Tabla 25	<i>Fusibles Seleccionados Compatibilizados con Datos de Fabricante.</i> .....	85
Tabla 26	<i>Capacidad del Fusible de Diseño como Resultado de los Cálculos.</i> .....	86
Tabla 27	<i>Selección de fusibles CF para Celdas Aisladas en Gas, hasta 24 kV.</i> .....	87
Tabla 28	<i>Ajustes de Sobrecorriente de Fases- Subestación 22,9 kV como Resultado del Estudio</i> .....	99
Tabla 29	<i>Ajustes de Sobrecorriente de Tierra – Subestación 22,9 kV como Resultado del Estudio</i> ....	99
Tabla 30	<i>Ajustes de Sobrecorriente de Fases – Celda de Protección 22,9 kV como Resultado del Estudio</i> .....	99
Tabla 31	<i>Ajustes de Sobrecorriente de Tierra – Celda de Protección 22,9 kV como Resultado del Estudio</i> .....	100
Tabla 32	<i>Ajustes de Sobrecorriente de Fase – Lado de Baja Tensión del Transformador 400kVA como Resultado del Estudio</i> .....	101
Tabla 33	<i>Tolerancias de los Indicadores N y D Según el Nivel de Tensión</i> .....	112
Tabla 34	<i>Desempeños Obtenidos y Esperados de la Zona Registral IX años 2015 y 2016</i> .....	113
Tabla 35	<i>Valores Límites de Calidad de Tensión en Media TENSIÓN</i> .....	114
Tabla 36	<i>Caída de Tensión del Cable en el Nivel de 10 kV como Resultado de Calculo.</i> .....	115
Tabla 37	<i>Caída de Tensión del Cable en el Nivel de 22.9 kV como Resultado de Calculo.</i> .....	115
Tabla 38	<i>Caída de Tensión en Subestación de la Zona Registral IX, como Resultado del Cálculo.</i> ..	115
Tabla 39	<i>Comparativo de Pérdidas de Energía en 10 y 22,9 kV como Resultado del Cálculo.</i> .....	117
Tabla 40	<i>Cargos de Facturación para Tarifa MT2 (Nov 2016).</i> .....	119
Tabla 41	<i>Beneficio Económico Anual del Cambio de 10 a 22.9 kV</i> .....	119
Tabla 42	<i>Matriz de Datos</i> .....	121
Tabla 43	<i>Prueba Regresión Lineal Múltiple</i> .....	123

Tabla 44 <i>Prueba de Correlación de Pearson</i> .....	124
Tabla 45 <i>Prueba de Regresión Múltiple, Valores de Coeficientes del Modelo</i> .....	124
Tabla 46 <i>Coeficientes Tipificados y sus Valores de probabilidad.</i> .....	126

## Lista de Figuras

<i>Figura 1.</i> Vista de la Zona Registral IX Sede Lima. ....	18
<i>Figura 2.</i> Esquema del Sistema de Utilización de la Zona Registral IX en 10 kV. ....	19
<i>Figura 3.</i> Distribución Actual de la Subestación de la Zona Registral IX. ....	20
<i>Figura 4.</i> Zona de Concesión de Luz del Sur. ....	24
<i>Figura 5.</i> Pérdidas de Energía Luz del Sur. ....	26
<i>Figura 6.</i> Características de Fabricación de Transformadores en Resina (tipo seco). ....	44
<i>Figura 7.</i> Descripción de las Funciones y Representación Gráfica de las Celdas modulares. ....	46
<i>Figura 8.</i> Celda de Media Tensión con Aislamiento de Gas SF6 Diferente del Aire. ....	47
<i>Figura 9.</i> Descripción del Cable de Energía Marca Ceper. ....	51
<i>Figura 10.</i> Plano de ubicación del predio (Zona registral IX) ....	62
<i>Figura 11.</i> Detalle de Instalación Actual del Cable de Energía en 10 kV. ....	66
<i>Figura 12.</i> Factor de Simultaneidad de la Subestación Electrica. ....	77
<i>Figura 13.</i> Esquema Eléctrico en Estudio de la S.E. Zona Registral IX. ....	96
<i>Figura 14.</i> Curva de Operación de Sobrecorriente de Fases-Falla Trifásica Máxima y Mínima en el Lado de Baja del Transformador 400 kVA- Barra de cargas 0,23 kV. ....	102
<i>Figura 15.</i> Curva de Operación de Sobrecorriente de Fases – Falla Bifásica R=0 Ohm Máxima y Mínima, Lado de Baja del Transformador 400 kVA - Barra de Cargas 0.23 kV. ....	103
<i>Figura 16.</i> Curva de Operación de Sobrecorriente de Fases – Falla Trifásica Máxima y Mínima en el Bushing de Alta del Transformador de 400 kVA. ....	104
<i>Figura 17.</i> Curva de Operación de Sobrecorriente de Fases – Falla Bifásica R=0 Ohm Máxima y Mínima, Bushing de Alta del Transformador de 400kVA. ....	105
<i>Figura 18.</i> Curva de Operación de Sobrecorriente de Tierra – Falla Monofásica R=0 Ohm Máxima y Mínima, en el Lado de Alta del Transformador 400 kVA. ....	106
<i>Figura 19.</i> Curva de Operación de Sobrecorriente de Tierra – Falla Monofásica R=25 Ohm Máxima y Mínima, en el Lado de Alta del Transformador 400 kVA. ....	107
<i>Figura 20.</i> Curva de Operación de Sobrecorriente de Tierra – Falla Monofásica R=400 Ohm Máxima y Mínima, en el Lado de Alta del Transformador 400 kVA. ....	108
<i>Figura 21.</i> Diagrama unifilar del sistema de cómputo existente. ....	110
<i>Figura 22.</i> Comparativo de Caída de Tensión en los Niveles de 10, 13.2, 20 y 22.9 kV. ....	116
<i>Figura 23.</i> Perdida de Energía en los Niveles de 10, 22.9 kV. ....	118
<i>Figura 24.</i> Base de datos SPSS. ....	120
<i>Figura 25.</i> Prueba de Distribución Normal. ....	122
<i>Figura 26.</i> Prueba Regresión múltiple. ....	125

## Resumen

La presente investigación resolvió la siguiente interrogante: ¿Cómo influye el cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX-sede Lima, para el año 2016? El objetivo general fue determinar la influencia por el cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX-sede Lima para el año 2016. Posteriormente se planteó como hipótesis: El cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV influye significativamente en la subestación tipo interior de La Zona registral IX sede Lima para el año 2016. El estudio se desarrolló desde la perspectiva de una investigación explicativa con un diseño cuasi experimental. Se utilizó como muestra la subestación tipo interior de la Zona Registral IX que trabaja a una tensión de 10kV. Esta muestra fue seleccionada mediante muestreo no estratificado y se recopiló los datos a través de registro de datos, cuyos resultados se analizaron con la estadística descriptiva según las celdas de media tensión y el transformador de potencia y el cable de energía. En conclusión, se halló una influencia significativa del cambio del nivel de tensión de 10kV a 22.9kV en la subestación tipo interior realizado en la Zona Registral IX sede Lima para el año 2016 con un 95 % de nivel de confianza.

**Palabras Claves:** Nivel de tensión, subestación tipo interior

## Abstract

The present investigation solved the following question: How does the change in the voltage level from 10 kV to 22.9 kV influence the interior type substation of the Registry Zone IX-Lima headquarters, for the year 2016? The general objective was to determine the influence by the change of the voltage level from 10 kV to 22.9 kV in the indoor type substation of the Registry Zone IX- Lima headquarters for the year 2016. Subsequently, the following hypothesis was proposed: The change of the voltage level from 10 kV to 22.9 kV significantly influences the indoor type substation of La Zona Registral IX Lima headquarters for 2016. The study was developed from the perspective of an explanatory research with a quasi-experimental design. The interior type substation of the Registry Zone IX that works at a voltage of 10kV was used as a sample. This sample was selected by non-stratified sampling and the data was collected through data recording, whose results were analyzed with descriptive statistics according to the medium voltage cells and the power transformer and the power cable. In conclusion, a significant influence of the change in the voltage level from 10kV to 22.9kV was found in the indoor type substation carried out in the Registry Zone IX Lima headquarters for 2016 with a 95% confidence level.

**Key Words:** Level of tension, substation type interior.

## Introducción

Actualmente las empresas eléctricas de distribución en el Perú deben brindar un nivel satisfactorio por la prestación de los servicios eléctricos garantizando a sus clientes un suministro eléctrico de manera continua, confiable y de calidad, regulado por la normativa técnica de calidad de los servicios eléctricos. Para cumplir con este objetivo, las empresas de distribución optan por el cambio a un nivel superior de la tensión de sus redes de distribución en concesión, como una de las soluciones más viables. Los usuarios en media tensión que se ven afectados por el cambio, deben adaptarse a las exigencias establecidas por las empresas de distribución eléctrica, mientras dure el proceso de transición. Es decir, están obligados a modificar su sistema de utilización, esto implica el adecuamiento de su subestación particular y las redes internas.

Este trabajo se enfoca en su mayor parte, en determinar la influencia debido al cambio del nivel de tensión en el caso particular de la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima, para entender de qué manera afecta o beneficia al usuario final, con un enfoque técnico. La subestación tipo interior es un conjunto de equipos eléctricos convenientemente seleccionados y adecuadamente dispuestos para distribuir y/o transformar la energía eléctrica, los cuales se encuentran instalados en el tipo interior de las edificaciones, cuyos elementos principales son: el transformador de potencia, las celdas de media tensión, equipos de medida, equipos de protección, cables de energía, circuitos auxiliares, entre otros.

La importancia de la investigación consiste en determinar de qué manera influye el cambio del nivel de tensión, dato que servirá como referente para los demás usuarios en media tensión de las empresas de distribución donde se pretenda hacer lo mismo y contribuir de manera significativa a la población.

Se ha organizado la investigación en cinco capítulos:

Capítulo I. Se considera el planteamiento del estudio: formulación del problema detallando los objetivos generales y específicos que se pretenden alcanzar y la justificación e importancia de la investigación, así como las hipótesis y descripción de las variables, se revisa la problemática actual que conlleva al estudio y por último una breve descripción de la entidad.

Capítulo II. Se presenta el marco teórico, los antecedentes del estudio donde se menciona las investigaciones previas nacionales e internacionales, las bases teóricas del estudio donde se expone científicamente las variables independientes y dependientes, así como la definición de los términos básicos en que se apoya esta investigación.

Capítulo III. Comprende la metodología y alcance de la investigación, el método y el diseño de la investigación, descripción de la población, así como las técnicas e instrumentos de recolección de datos.

Capítulo IV. Denominado resultados y discusión, se desgrega en dos sub capítulos: Presentación de resultados y Discusión e interpretación de resultados, que comprende: los resultados de la investigación, prueba de hipótesis, interpretación de los resultados, comparación de resultados, evaluación de resultados, consecuencias técnicas y las aplicaciones prácticas.

Finalmente, se da a conocer las conclusiones a las que se arriba al término de la investigación.

El autor

## **Capítulo I**

### **Planteamiento del Estudio**

#### **1.1. Planteamiento y Formulación del Problema**

##### **1.1.1. Planteamiento del Problema.**

La Zona Registral IX está considerando cambiar el nivel de tensión en 10 kV actual, a un nivel de tensión en 22,9 kV en los próximos años esto debido al crecimiento de la demanda, problemas de caída de tensión, pérdidas de energía, carga de conductores, asimismo pueda adaptarse a las exigencias de la empresa de distribución eléctrica Luz del Sur que en los próximos años modificara sus redes de distribución, permitiéndoles en gran medida atender la demanda creciente y mejorar la calidad del servicio eléctrico de sus instalaciones.

Según carta DMPT 1413550, Luz del Sur ha definido como zona de desarrollo, el área donde se proyecta realizar el cambio del nivel de tensión, los clientes en media tensión de la empresa Luz del Sur, que se encuentren dentro de esta zona deben adecuarse a las nuevas condiciones, esto implica realizar las modificaciones necesarias del sistema de utilización, es decir subestación y redes.

Para que la Zona Registral IX pueda realizar el cambio del nivel de tensión a 22,9 kV, es necesario modificar el sistema de utilización actual en 10 kV a un sistema de utilización en 22,9 kV, teniendo en cuenta que este debe ser capaz de operar para esos dos niveles de tensión mientras dure el proceso de transición, esto incluye: El dimensionamiento de los transformadores de potencia, celdas de media tensión, cables de energía, equipos de protección y demás componentes de la subestación eléctrica; de acuerdo a los lineamientos y exigencias de la empresa Luz del Sur, el Código Nacional de Electricidad (CNE) y las Normas Técnicas Peruana (NTP).

A fin de que este proceso sea eficiente se deberá realizar un análisis técnico y así poder establecer las implicancias por el cambio del nivel de tensión.

### **1.1.2. Formulación del problema.**

¿Cómo influye el cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV en la subestación tipo interior de La Zona Registral IX sede Lima, para el año 2016?

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo General.**

Determinar la influencia por el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima para el año 2016.

### **1.2.2. Objetivos Específicos.**

- Determinar si el cambio del nivel de tensión disminuye la caída de tensión en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima.
- Determinar si el cambio del nivel de tensión reduce las pérdidas de energía en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima

### **1.3. Justificación e Importancia**

#### **1.3.1. Justificación Técnica.**

En esta investigación se pretende desarrollar el adecuamiento del cambio de nivel de tensión en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX, considerando entre otros aspectos, los cálculos justificativos, las especificaciones técnicas de los materiales y equipos, estudio de protecciones, desarrollo de planos, plan de contingencia, entre otros, teniendo en cuenta los lineamientos de la empresa Luz del Sur, basadas en la normatividad vigente.

#### **1.3.2. Justificación Económica.**

La modificación del sistema de utilización es muy costosa, debido a las adquisición de equipos eléctricos con características especiales que puedan adecuarse al cambio, como por ejemplo: Los transformadores con doble nivel de tensión 10-22.9/0.23 kV, celdas de media tensión con nivel de tensión en 24 kV, cables unipolares subterráneos de 18/30 kV, comparados con los equipos que se emplean actualmente, para ello es necesario un análisis económico ya que los gastos son asumidos en su totalidad por los usuarios.

#### **1.3.3. Justificación Ambiental.**

La modificación del sistema de utilización requiere de tecnología moderna y confiable la misma que contribuirá en la disminución de la contaminación ambiental, debido a sus componentes y las características de fabricación de los equipos, como por ejemplo; las celdas de media tensión utilizan como aislante dieléctrico el aire (elemento que al expandirse o propagarse no contamina el medio ambiente) por otro lado, requieren de poco mantenimiento (celdas libre mantenimiento) lo cual contribuye a no utilizar componentes químicos contaminantes como los solventes, además ofrecen mayor confiabilidad a todo el sistema, siendo muy atractiva esta propuesta en el mundo.

#### **1.3.4. Justificación Social.**

El cambio del nivel de tensión en el sistema de utilización de la Zona registral IX, aumentará la capacidad de la red optimizando las pérdidas que repercuten en la calidad de la tensión, que por ende favorece a los usuarios, ya que el sistema será capaz de abastecer las demandas futuras, con calidad en el servicio eléctrico.

#### **1.3.5. Importancia.**

La importancia de esta investigación radica en determinar las consecuencias debido al cambio del nivel de tensión, tomando el caso de la subestación tipo interior de la Zona Registral IX, para ello, es necesario realizar el adecuamiento del sistema de utilización actual en 10 kV a un nivel de tensión en 22,9 kV, dimensionando adecuadamente todos los componentes que conforman la subestación eléctrica tales como transformadores, celdas de media tensión, equipos de protección, cables, zanjas, ductos, sistema de puesta a tierra, sistema de ventilación, etc. Con tecnología moderna, confiable, teniendo en cuenta la normativa vigente y los lineamientos de la empresa Luz del Sur.

Asimismo, es importante que pueda servir como referente para investigaciones y proyectos similares, contribuyendo de manera significativa a la población de la zona sureste de Lima, y a todos aquellos lugares del país, donde se pretenda hacer lo mismo.

### **1.4. Descripción de la Entidad Zona Registral IX**

La Zona Registral IX sede Lima es el órgano desconcentrado de la Superintendencia Nacional de los Registros Públicos (organismo autónomo del sector justicia y ente del sistema nacional de los registros públicos), que goza de autonomía registral y económica dentro de los límites del estatuto y la ley, en ellas se encuentran las Oficinas Registrales que son las encargadas de prestar los servicios de inscripción y publicidad registral de los diversos actos y contratos inscribibles.



*Figura 1.* Vista de la Zona Registral IX Sede Lima.

*Nota.* Recuperada de <https://www.sunarp.gob.pe/transparencia.asp?ID=62688> (Sunarp, 2017)

#### **1.4.1. Sistema Eléctrico Actual.**

La Zona Registral IX tiene un sistema de utilización particular en 10 kV en estado operativo alimentado desde la Subestación n.º 301, (Punto de entrega de la concesionaria Luz del Sur), el sistema de utilización particular cuenta con dos subestaciones tipo interior

- Subestación eléctrica (S.E. nº1) de 800 kVA.
- Subestación eléctrica (S.E. nº2) de 400 kVA.

Las cuales se encuentran ubicados en el sótano del edificio de la Zona Registral IX, alimentados con cable unipolar NKY y conductores de cobre de 25 mm<sup>2</sup>, (distancia total de 3.89 km), Según informe técnico n.º 03-2015 de la Zona Registral IX, los equipos del sistema de utilización que operan actualmente no son confiables ya que muchos de ellos cumplieron su vida útil.

La Zona Registral IX se alimenta desde la subestación n.º 301 en 10 kV (punto de entrega concesionaria Luz del Sur), esta subestación es de tipo interior con celdas modulares,

aquí llega la energía desde la subestación SET AT/MT José Gálvez, la subestación n.º 301 cuenta con un sistema de protección y seccionamiento mediante seccionador de potencia en celda tipo interior.

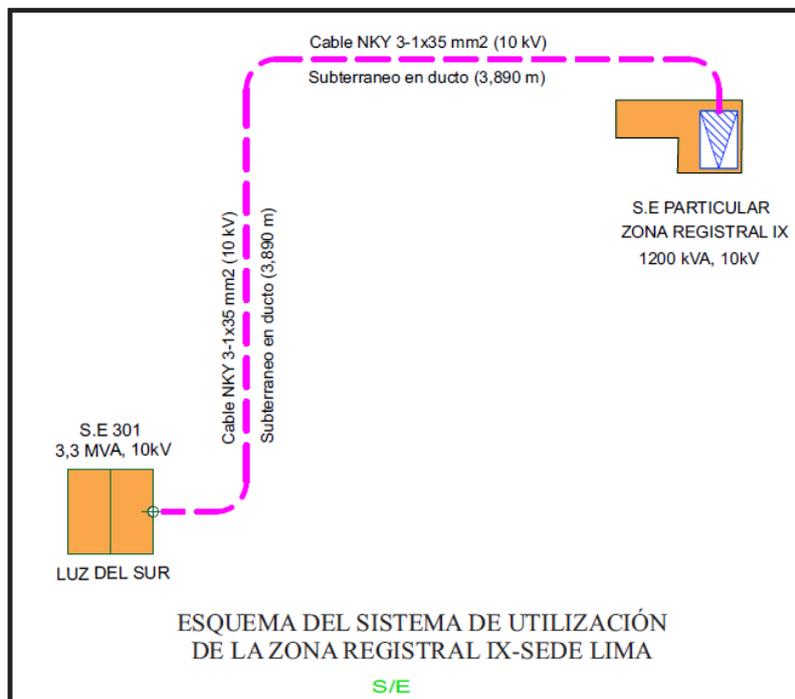


Figura 2. Esquema del Sistema de Utilización de la Zona Registral IX en 10 kV.

Las subestaciones (S.E 1 y S.E 2) son de tipo interior con equipamiento electromecánico protegidas en celdas convencionales (rejas metálicas), en el Figura 3, se detalla el estado y la distribución de la subestación de la Zona Registral IX.

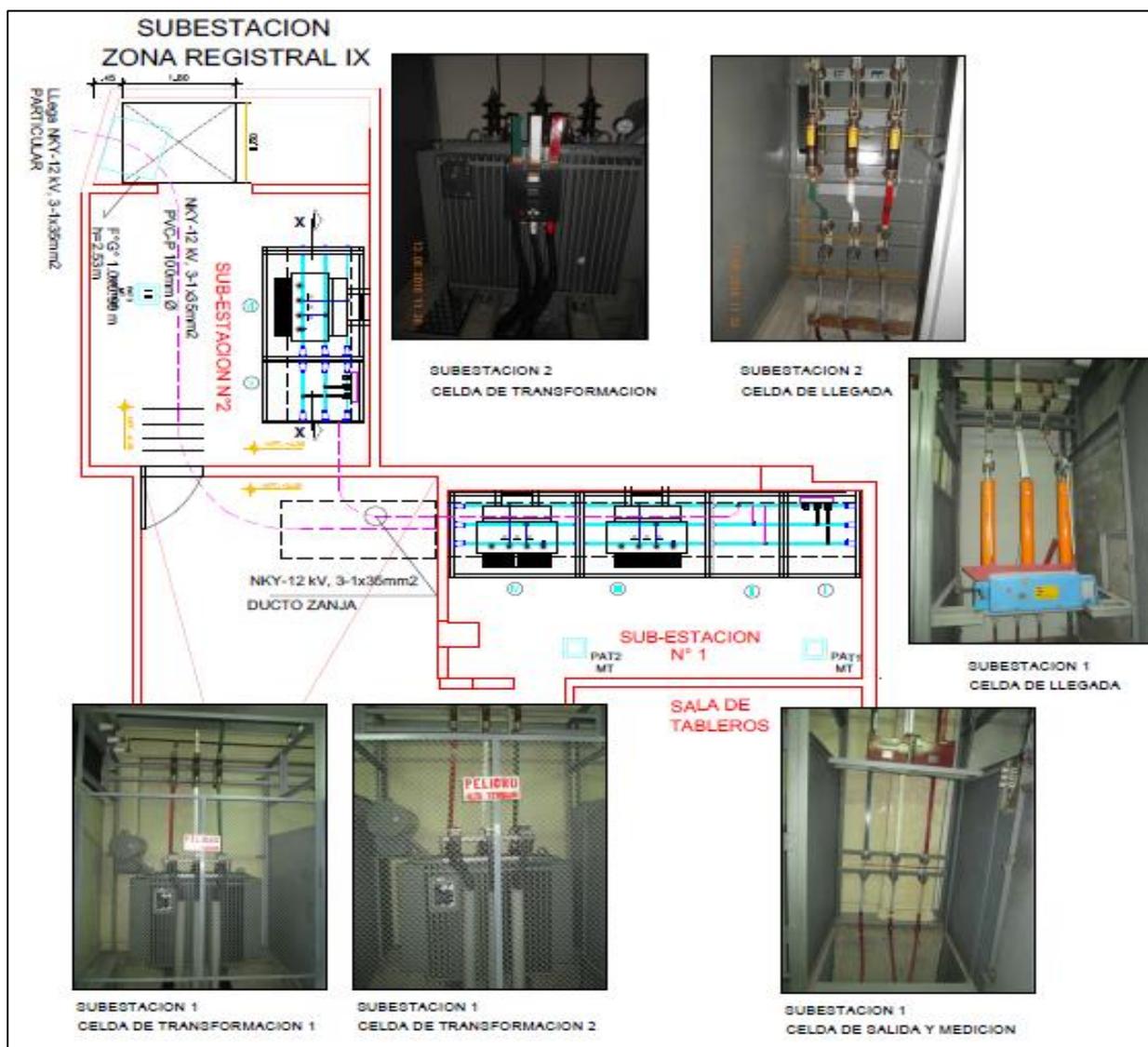


Figura 3. Distribución Actual de la Subestación de la Zona Registral IX

A continuación, se detalla el equipamiento de las subestaciones:

#### 1.4.1.1. Subestación (S.E. n° 1).

Instalado el año 1985, opera con dos transformadores de 400 kVA 10/0.23 kV cada uno, está ubicada en el semisótano (ver anexo 07), ha sido equipada desde el inicio de funcionamiento del edificio y consta de lo siguiente:

*A. Celda de Llegada.*

- Cable de energía de llegada, tipo NKY 3-1x35 mm<sup>2</sup> –10 kV.
- 01 cabeza terminal (existente) para cable de energía de llegada tipo NKY 3-1x25 mm<sup>2</sup> – 10 kV.
- 01 seccionador tripolar 400 A, 250 MVA.
- 03 seccionadores unipolares 400 A, 250 MVA.
- 01 interruptor reducido volumen de aceite 630 A, 250 MVA.

*B. Celda de Salida y Medición.*

- 01 kilovatímetro 0-800 kW.
- 01 medidor de energía activa.
- 01 medidor de energía reactiva
- 01 frecuencímetro de lengüetas.

*C. Celda de Transformación 1 y 2.*

- Transformador de potencia:
  - ✓ Potencia: 400 kVA
  - ✓ Tensión primaria: 10 kV
  - ✓ Tensión secundaria: 0.23 kV
  - ✓ Conexión: Yy0
  - ✓ Frecuencia: 60 Hz
  - ✓ Número de fases: 3
  - ✓ Refrigeración: ONAN

#### *1.4.1.2. Subestación (S.E. n° 2).*

Instalado el año 1997, equipada con un transformador de 400 kVA 10/0.46 kV, al cual se alimenta de la celda de salida de la subestación 01, está ubicada en el semisótano contiguo a la subestación 01 (ver anexo 07) consta del siguiente equipamiento:

##### *A. Celda de Llegada.*

- Cable de energía de llegada, tipo NKY, 10 kV
- Kit de terminales internos para cable seco, tipo NKY, 10 kV
- 03 seccionadores unipolares de 400 A
- 01 seccionador de potencia 400 A, 12 kV, 31 kA, Marca FELMEC.

##### *B. Celda de Transformación*

- 03 fusibles unipolares 40 A.
- Transformador de potencia:
  - ✓ Potencia: 400 kVA
  - ✓ Tensión primaria: 10.5-9.5 kV
  - ✓ Tensión secundaria: 0.46 kV
  - ✓ Conexión: Dy5
  - ✓ Frecuencia: 60 Hz
  - ✓ Número de fase: 3
  - ✓ Refrigeración: ONAN
  - ✓ Año de fabricación: 1997

### **1.4.2. Potencia Actual.**

La Zona Registral IX tiene una potencia contratada de 800 kW y una potencia instalada de 1200 kVA

### **1.4.3. Problemática del Sistema Eléctrico.**

La demanda actual de la Zona Registral es de 800 kW, en la subestación de la Zona Registral IX.

Actualmente la Zona Registral IX tiene problemas de caída de tensión y pérdidas de energía, en las subestaciones eléctricas 1 y 2.

Los cables instalados en la red de media tensión del sistema de utilización actual, tienen elevada caída de tensión, debido a la distancia (3.890 km), a la sección del cable 35 mm<sup>2</sup>, y mala configuración de los cables que no permiten el paso adecuado de la corriente, limitándolo en su ampacidad.

La carga en los conductores genera calor en todo su recorrido del cable, lo que trae consigo pérdidas de energía considerables en la subestación de la Zona Registral IX.

#### ***1.4.3.1. Calidad del Servicio Eléctrico.***

##### ***A. Calidad del Suministro.***

La Zona Registral IX se encuentra en una zona urbana de alta densidad, por lo cual rige las tolerancias en las interrupciones tanto en número (N), como en duración (D) para la zona urbana de alta densidad denominada STD1 (Sector típico de distribución 1).

Las interrupciones, tanto en número como en duración, en la subestación de la Zona Registral IX, se encuentran dentro de la tolerancia que establece la NTCSE.

### B. Calidad del Producto.

La caída de tensión en la subestación de la Zona Registral IX, es: 515.36 V, lo que representa un porcentaje de 5.15 %, esta caída de tensión en la subestación se encuentra fuera de la tolerancia  $\pm 5\%$  establecido en la NTCSE.

#### 1.4.3.2. Pérdidas de energía.

Actualmente en la subestación de la Zona Registral IX se tiene pérdidas de energía anual de 221715.6 kWh equivalentes al 2.64% de pérdidas.

## 1.5. Descripción de la Empresa Luz del Sur

### 1.5.1. Zona de Concesión.

Luz del Sur tiene una zona de concesión de más de 3,500 km<sup>2</sup>, que abarca 30 de los más importantes distritos de Lima Metropolitana y la provincia de Cañete, los mismos que en conjunto incluyen más de 4 millones de habitantes.

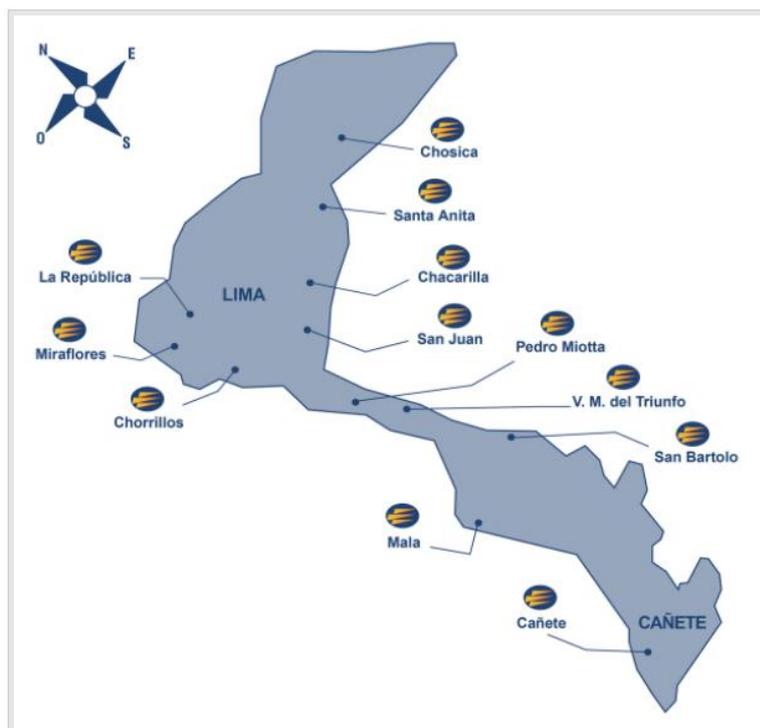


Figura 4. Zona de Concesión de Luz del Sur.

Nota: Recuperada de <https://www.luzdelsur.com.pe/media/pdf/nosotros/memoria.pdf> (Luz del Sur, 2017).

### **1.5.2. Máxima Demanda.**

Luz del Sur tiene una máxima demanda de 1.345,9 MW y la energía demandada en el año 2016 fue de 7.957,2 GWh.

### **1.5.3. Estadística de la Calidad de Tensión.**

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos establecida en Osinergmin (2016), establece los principales indicadores asociados a la evaluación de la calidad de tensión, las empresas de distribución deben realizar campañas de medición, instalando equipos registradores de tensión en los suministros elegidos aleatoriamente, por un periodo mínimo de 7 días.

Según el MINEM (1997), los suministros medidos presentan mala calidad de tensión, cuando dicha medición presenta variaciones de tensión fuera del rango  $\pm 5\%$  de la tensión nominal por un espacio de tiempo mayor al 5% del período medido, En la tabla 1 se presenta el total de suministros para los cuales aplica la NTCSE al segundo semestre 2016 (resultados de mediciones por nivel de tensión).

### **1.5.4. Pérdidas de Energía.**

Debido a que en la operación de los sistemas eléctricos se generan pérdidas de energía, el total de la energía producida no llega a los consumidores finales.

En junio del 2016, la empresa distribuidora Luz del Sur tuvo pérdidas que representan el 7.7 % de la energía entregada al sistema de distribución en media y baja tensión, en la figura 5 se representa las perdida de energía de Luz del Sur.

Tabla 1

## Cantidad de Mediciones en Aplicación de la NTCSE.

EMPRESAS	Total de Suministros Aplicación NTCSE(1)		Cantidad Mediciones Efectuadas		Cantidad de Mediciones con MCT(2)		% Mala Calidad de Tensión		
	BT	MT	BT	MT	BT	MT	BT	MT	Total
COELVISAC	1 823	5	72	6	0	0	0,00%	0,00%	0,00%
EDELNOR	1 327 156	1 917	2 237	966	268		8,37%	0,00%	8,37%
ELECTRO DUNAS	191 788	1 400	246	702	55		5,80%	0,00%	5,80%
ELECTRO ORIENTE	199 618	639	401	336	167		22,66%	0,00%	22,66%
ELECTRO PANGOA	1 897	0	69		44		63,77%	0,00%	63,77%
ELECTRO PUNO	98 854	272	198	143	117	36	34,31%	10,56%	44,87%
ELECTRO SUR ESTE	177 730	293	360	150	173		33,92%	0,00%	33,92%
ELECTRO UCAYALI	73 396	502	147	253	94	28	23,50%	7,00%	30,50%
ELECTROCENTRO	310 680	533	608	246	171		20,02%	0,00%	20,02%
ELECTRONORTE	267 254	851	540	426	202		20,91%	0,00%	20,91%
ELECTROSUR	132 331	627	270	318	54	5	9,18%	0,85%	10,03%
EMSEU	9 731	21	72	12	36	9	42,86%	10,71%	53,57%
ENOSA	307 820	1 231	622	622	398	10	31,99%	0,80%	32,80%
HIDRANDINA	517 679	1 932	1 032	959	298	4	14,97%	0,20%	15,17%
LUZ DEL SUR	1 040 397	2 696	1 304	1 334	433	43	16,41%	1,63%	18,04%
RIOJA	6 831	17	72	12	13	1	15,48%	1,19%	16,67%
SEAL	331 981	546	618	276	248		27,74%	0,00%	27,74%
<b>TOTAL</b>	<b>4 996 966</b>	<b>13 482</b>	<b>8 868</b>	<b>6 761</b>	<b>2 771</b>	<b>136</b>	<b>17,73%</b>	<b>0,87%</b>	<b>18,60%</b>

Nota. Cantidad total de suministros para los cuales aplica la NTCSE al segundo semestre 2016, NTCSE= Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos, BT= Baja tensión, MT= Media tensión, MTC= Mala calidad de tensión, Estadística de la Calidad de tensión segundo semestre. Recuperado de <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/calidad/NTCSE> (Osinergmin, 2016)

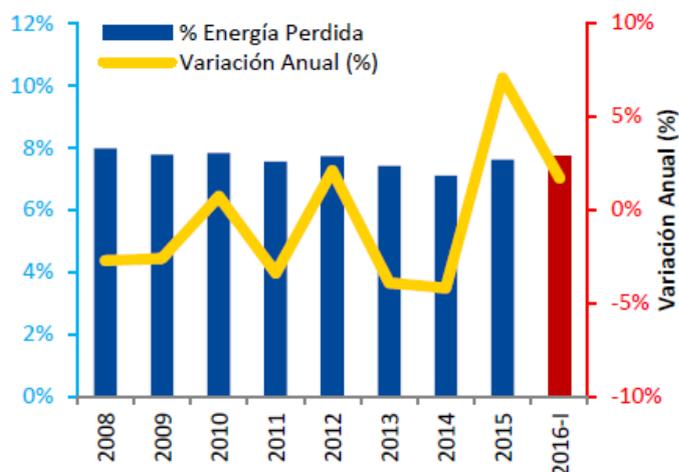


Figura 5. Pérdidas de Energía Luz del Sur.

Nota. Participación y variación anual. Recuperado de

<https://www.luzdelsur.com.pe/media/pdf/nosotros/memoria.pdf> (Luz del Sur, 2017).

## **1.6. Hipótesis y Descripción de Variables**

### **1.6.1. Hipótesis.**

#### ***1.6.1.1. Hipótesis General.***

El cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV influye significativamente en la subestación tipo interior de La Zona Registral IX sede Lima, en el año 2016.

#### ***1.6.1.2. Hipótesis Específicas.***

- El cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22,9kV disminuye la caída de tensión en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima.
- El cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV reduce las pérdidas de energía en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima.

### **1.6.2. Descripción de la Variable.**

- Variable Independiente (VI): Nivel de tensión
- Variable Dependiente (VD): Subestación tipo interior

Tabla 2

*Descripción de la Variable Independiente*

Variable Independiente	Definición Conceptual	Definición Operacional
Nivel de tensión	Es uno de los valores de tensión nominal utilizados en un sistema dado (en media tensión los límites son $1 \text{ kV} < U \leq 35 \text{ kV}$ , siendo U la tensión Nominal) (MINEM, 2011).	Variable que expresa el valor de tensión asignada en un sistema dado (en media tensión el rango es $1 \text{ kV} < U \leq 35 \text{ kV}$ ) (MINEM, 2011)

Tabla 3

*Descripción de la Variable Dependiente*

Variable Dependiente	Definición Conceptual	Definición Operacional
Subestación tipo interior	Es un conjunto de equipos eléctricos (transformador, celdas, cables, entre otros) convenientemente seleccionados y adecuadamente dispuestos para distribuir y/o transformar la energía eléctrica, que son instalados en el tipo interior de las edificaciones. (Elecín, 2015).	Variable que expresa un conjunto de equipos eléctricos debidamente seleccionados y dispuestos para transformar y/o distribuir la energía eléctrica. (Elecín, 2015).

### 1.6.3. Operacionalización de las Variables.

Tabla 4

#### *Operacionalización de las Variables*

Variable Independiente	Definición Conceptual	Dimensiones	Indicadores	Unidad de Medida	Técnica de Recolección
Nivel de tensión	Es uno de los valores de tensión nominal utilizados en un sistema dado (en media tensión los límites son $1\text{kV} < U \leq 35 \text{ kV}$ , siendo U la tensión Nominal)	Nivel en media tensión normalizados	Nivel en 10 kV Nivel en 13,2 kV Nivel en 20 kV Nivel en 22,9 kV	Se mide en kV utilizado en zona de concesión Se mide en kV utilizado en zona de concesión Se mide en kV utilizado en zona de concesión Se mide en kV utilizado en zona de concesión	La técnica de recolección de datos utilizada es la documental. Instrumento: Registro de datos
Variable Dependiente	Definición Conceptual	Dimensiones	Indicadores	Unidad de Medida	Técnica de Recolección
Subestación tipo interior	Es un conjunto de equipos eléctricos (transformador, celdas, cables, entre otros) convenientemente seleccionados y adecuadamente dispuestos para distribuir y/o transformar la energía eléctrica, que son instalados en el tipo interior de las edificaciones.	Transformador de Potencia Celdas de MT Cable de energía	Caída de tensión Perdida de energía Caída de tensión Perdida de energía Caída de tensión Perdida de energía	Se mide en V. Se mide en kWh. Se mide en V. Se mide en kWh Se mide en V. Se mide en kWh	La técnica de recolección de datos utilizada es la documental. Instrumento: Registro de datos

## **Capítulo II**

### **Marco Teórico**

#### **2.1. Antecedentes del Problema**

##### **2.1.1. Nacionales.**

Portillo (2015), en su tesis titulada: “Estudio para el mejoramiento de la operación en estado estacionario del sistema eléctrico rural Chumbivilcas”, menciona: En el sistema eléctrico rural Chumbivilcas se implementará una línea de subtransmisión en 60kV, desde la SET de Combapata hasta la SET Llusco. Con el cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV, en el SER Chumbivilcas, se mejora considerablemente la operación en estado estacionario, obteniendo niveles adecuados de tensión en todos los nodos del sistema, los cuales operan dentro de la tolerancia establecida por la NTCSER.

Al evaluar la operación actual, del sistema eléctrico rural Chumbivilcas, se demuestra que las caídas de tensión en varios nodos del sistema, infringen la tolerancia establecida por la NTCSER. De igual manera se aprecia la influencia del efecto Ferranti, cuando se producen variaciones bruscas de carga en el sistema, haciendo que la tensión se eleve hasta un 42.55% más de la tensión nominal, en los primeros 30 milisegundos (dos ciclos) al retirar de cualquier

carga importante, provocando la apertura de los equipos de protección, por consiguiente, interrupciones de energía.

El cambio de nivel de tensión es aceptable, pues genera valor. La capacidad de transmisión de una línea, básicamente se encuentra limitado por: el límite térmico, la capacidad máxima de potencia y la estabilidad en estado estacionario, dentro de las cuales, la tensión juega un papel muy importante, ya que la capacidad máxima de transmisión crece con el cuadrado de la tensión en la línea.

El estudio realizado plantea la problemática actual del sistema eléctrico rural de Chumbivilcas, como: Caída de voltaje, pérdidas de energía, sobretensiones, entre otros aspectos. Concluye que el cambio de nivel de tensión es aceptable, porque genera valor a la capacidad de transmisión de la línea, que se encuentra limitado, por la capacidad máxima de potencia, el límite térmico y la estabilidad en estado estacionario.

Vivanco (2010), en su tesis de pregrado titulada: “Estudio de las características funcionales y económicas de las subestaciones para optimizar la inversión en la electrificación” menciona que una subestación eléctrica es un conjunto de equipos eléctricos destinados a dirigir la energía eléctrica, en un punto de la red, en el que confluyen generalmente generadores, líneas y transformadores. El elevamiento de las tensiones, debido a grandes puntos de generación localizados y densidades de consumo en las ciudades, ha requerido de investigación para establecer nuevos sistemas de aislamiento, mejora de la protección, de la implantación y del diseño de dispositivos.

Las subestaciones como elementos de operación del sistema de transporte han tenido que acompañar a este proceso de incremento de tensiones y potencias. Por ello, el avance en este campo implicaba directamente mejoras en las subestaciones.

Principalmente este avance ha sido más acusado en la apartamentada y subestaciones dentro de un núcleo urbano que es donde más problemas de espacio y seguridad se han requerido, además de ser el último punto en el que la potencia llega a su fin.

Los parámetros básicos para el diseño de una subestación eléctrica son los que se definen para cada uno de los sistemas eléctricos presentes en las subestaciones: tensión más elevada para el material, nivel de aislamiento, intensidad de cortocircuito, intensidad en régimen permanente

La creciente necesidad de transportar la energía eléctrica, con tensiones cada vez más elevadas, a las regiones de gran densidad de población y a los centros industriales, plantea grandes dificultades a causa de las dimensiones de la instalación implicadas. Incluso si se consigue encontrar el terreno necesario, las prescripciones oficiales y las exigencias urbanísticas hacen difícil la construcción. Los sistemas de alimentación y distribución de energía eléctrica en grandes ciudades están caracterizados fundamentalmente por las condiciones impuestas por el entorno y las particularidades relativas al tipo de carga alimentada.

La investigación enfoca el cambio de nivel de tensión debido a la densidad de consumo, desde una perspectiva técnica, estableciendo que requiere de nuevos sistemas de aislamiento, mejora de la producción y el diseño de dispositivos. El desarrollo de la tecnología en las subestaciones, principalmente en la apartamentada por los espacios y seguridad que requieren además presenta la problemática de transporte de energía con tensiones más elevadas.

### **2.1.2. Internacionales.**

Neri (2006), en su tesis de pregrado titulada: “Estudio de planificación a corto y mediano plazo de las subestaciones guaira y casino” menciona: La Compañía “La Electricidad de Caracas” contempla el estudio de planificación a corto plazo para toda su red de distribución.

Esta planificación es constante y se hace para reducir pérdidas técnicas, adaptar los circuitos a demandas mayores y solucionar problemas técnicos que afectan la calidad del servicio eléctrico.

En los comienzos la C.E La Electricidad de Caracas usaba como nivel de tensión para su sistema de distribución 4,8 y 8,3 kV. A partir de 1973 se comienza el proceso de migración a un nuevo nivel de tensión de 12,47 kV. Con este cambio se puede satisfacer la creciente demanda del área servida por la EDC de una manera más económica y eficiente.

Este estudio abarca dos subestaciones de la región Vargas: Guaira y Casino, las cuales se encuentran en 4,8 kV. Los circuitos pertenecientes a estas subestaciones se encuentran sobrecargados, lo que ocasiona fallas, bajos niveles de tensión, pérdidas técnicas considerables y en caso de falla son capaces de recuperar carga de los circuitos que están interconectados. Utilizando herramientas de simulación de circuitos como el ASP, se pretende analizar las condiciones actuales de las subestaciones en estudio y así proponer soluciones óptimas y económicas para mejorar la calidad de servicio actual y futura.

Concluyendo que el cambio del nivel de tensión para las subestaciones es una estrategia necesaria que trae muchos beneficios tanto económicos como para la mejor operación de las subestaciones.

El cambio de nivel de tensión le va a permitir a las subestaciones recuperar toda la carga en caso de cualquier falla en cualquiera de los circuitos y además permite la interconexión con subestaciones vecinas.

La reducción de las pérdidas en los circuitos después de realizar las inversiones necesarias, representa un ahorro anual sustancial.

Esta investigación considera satisfactorio el cambio de nivel de tensión, dados los buenos antecedentes realizados, debido a la problemática de caída de tensión, sobrecarga de

las subestaciones, y demanda de energía. Mejora que trae consigo beneficios económicos y técnicos, además de satisfacer la demanda creciente.

Calipsa e Iza (2002), en su tesis titulada: “Estudio del cambio de voltaje en la subestación 17 de 6.3 kV a 23 kV para mejorar el servicio en el área noroccidental de Quito”. Mencionan: Dado el crecimiento que mantiene el sistema de distribución de la EEQ. S.A. en el sector, a largo plazo se tiene en mente estrangular el voltaje de 6.3 kV en la ciudad de Quito, debido a que muestra problemas de caídas de voltaje, pérdidas y carga de conductores por ello se ve necesario realizar una verificación de las condiciones de funcionamiento del mismo a fin de poder establecer las mejores alternativas para realizar el cambio de voltaje a 22.9 kV.

Para elevar el voltaje de 6.3 kV a 22.9 kV en todos los alimentadores de la S/E 17 sería necesario el cambio de todos los transformadores de distribución con RT 6.3 kV/ 220/121, a los transformadores de distribución con RT 22.9/220/121, representando una inversión demasiado grande para la EEQ S.A ... Por ello se plantea el cambio de máximo el 30 % de los transformadores de distribución en las líneas troncales de los alimentadores de la S/E 17, dejando sectores servidos a 6,3 kV con transformadores primarios cuya capacidad este en el límite de la necesaria para estos sectores y que cuando la carga se vea incrementada sea absolutamente necesario el cambio de transformadores de distribución cuya RT sea de 22,9 kV a 220/121 para de esta manera ir cambiándolos paulatinamente.

El análisis realizado en esta investigación nos da a entender, primero los inconvenientes de las redes primarias del sistema de distribución debido al crecimiento del sistema eléctrico y las pérdidas de energía, y segundo la solución planteada donde evalúa el cambio a un 30 % del sistema de distribución y cuando la carga se incremente sea necesario el cambio, debido a la grande inversión que esta conlleva.

Ortiz (2014), en su tesis titulada: “Cambio de tensión de los sistemas de distribución en la industria en México”. Menciona que hay que tomar en cuenta que la energía eléctrica es un servicio que debe ser prestado en las mejores condiciones de calidad. Hoy en día, existen normas, leyes y sistemas reguladores que verifican el cumplimiento de los reglamentos de las empresas del sector eléctrico, tanto en lo referido a la continuidad del servicio como a la calidad del mismo.

Los sistemas eléctricos de potencia, tienen varios componentes y cada uno con características singulares, éstos forman parte importante de todo el sistema. Para que operen de manera conjunta, se debe garantizar que cada uno esté instalado conforme a protocolos ya establecidos. Por lo tanto, el presente trabajo representa una guía confiable a seguir en el diseño, puesta en marcha y mantenimiento de una instalación de tipo industrial.

Es necesario saber los niveles de tensiones normalizados y la disponibilidad de los niveles de voltaje del servicio para seleccionar el nivel de voltaje adecuado en nuestra acometida y así, comenzar el diseño de nuestro nuevo sistema. En la industria, la subestación y su arreglo garantizan confiabilidad en el sistema.

Debido a que el sistema de distribución industrial es la base de cualquier proceso de producción, es necesario actualizarlo para mantenerlo en operación confiable a través de los años, hay que recordar que el cambio de tensión es una necesidad presente con el paso de los años, por normas, las tensiones obsoletas deben ser reemplazadas.

Esta investigación considera también el cambio muy positivo para la industria determinado que influye en la calidad del servicio y para que los equipos instalados estén más actualizados que mantengan una operación constante.

## 2.2. Bases Teóricas

### 2.2.1. Nivel de Tensión.

Es un valor de tensión nominal estándar normalizada en el código nacional eléctrico utilizado en un sistema eléctrico definido en baja tensión, media tensión, alta tensión y muy alta tensión.

Según el Ministerio de Energía y Minas MINEM (2011), es un valor de tensión nominal utilizado en un sistema dado, y establece que podrán continuar utilizándose los niveles de tensión existentes y las tensiones recomendadas dadas en la tabla 5.

Según el Instituto Nacional de defensa del consumo de la Protección de la Propiedad Intelectual INDECOPI (2014), y normada en la Norma Técnica Peruana IEC 60038, define como un valor de la tensión nominal del sistema, que lo designa y lo identifica.

Coincide, también Sarzo (2007), indicando que es el valor de la tensión nominal asignado a un sistema eléctrico y al cual se le refieren las características del funcionamiento del sistema.

Tabla 5

#### *Niveles de Tensión Normalizados en el Perú*

Baja Tensión:	Alta Tensión:
380/220 V	60 kV
440/220V	138 kV
	220 kV
Media Tensión:	Muy Alta Tensión
10 kV	500 kV
20,0 kV (*)	
22,9 kV	
33 kV	
22,9/13.2KV	
33/19 kV	

*Nota:* Valores de tensión nominal en baja, media, alta y muy alta tensión, (\*) tensión nominal en media tensión considerada en la NTP- IEC 60038. Tensiones normalizadas. Norma del Código Nacional eléctrico (MINEM, 2011)

### **2.2.1.1. Nivel en Media Tensión.**

“Son cualquier conjunto de niveles de tensión comprendidos entre la alta tensión y la baja tensión, cuyos límites están dados por:  $1 \text{ kV} < U \leq 35 \text{ kV}$ . Siendo U la tensión nominal, y abreviatura MT”. (MINEM, 2011, pág. 16).

### **2.2.1.2. ¿Cuáles son los niveles en media tensión más utilizados en zonas urbanas?**

Las siguientes tensiones están normalizadas y son las más utilizadas en zonas urbanas:

#### **A. Nivel en 10 kV**

Es un nivel en media tensión estándar utilizado en el Perú, y normado por el Código Nacional de electricidad Suministro 2011.

Comúnmente utilizado en Sistemas de Distribución, el sistema de distribución en 10 kV están pensados con una perspectiva a corto y medio plazo, dado que puede afectar el desarrollo posterior de la red.

La conexión típica en un sistema de distribución en 10 kV es delta con el neutro aislado (Sin conexión física del neutro a tierra). Configuración trifásica de tres hilos sin neutro corrido.

#### **B. Nivel en 20 kV**

Es un nivel en media tensión utilizado en el Perú, y normado por la Norma técnica peruana NTP- IEC 60038

Es adoptado por la empresa de distribución ENEL en el Perú, el sistema de distribución en 20 kV, al igual que 22,9 kV tiene también una perspectiva a largo plazo.

#### **C. Nivel en 22,9 kV**

Es un nivel en media tensión estándar utilizado en el Perú, y normado por el Código Nacional de electricidad Suministro 2011.

Comúnmente utilizado en Sistemas de Distribución, el sistema de distribución en 22,9 kV está pensado con una perspectiva más optimista a largo plazo.

La conexión típica de un sistema de distribución en 22,9 kV es en estrella con el neutro aterrado en la fuente y en las subestaciones de distribución SED, configuración trifásica de tres hilos sin neutro corrido.

Además de estos dos niveles de tensión para la zona urbana se considera también el siguiente nivel de tensión, pero a manera excepcional

### ***2.2.1.3. Selección de la Tensión más Conveniente.***

En baja tensión no es posible modificar el nivel de tensión del suministro, porque viene fijado en el código nacional eléctrico, y esto para proteger los equipos receptores existentes en las viviendas.

Por el contrario, en media y alta tensión, cuanto mayor es la tensión empleado se precisa de menor sección de los conductores, pero a medida que aumenta la tensión se hacen más costosos los equipos que los conforman como aisladores, interruptores, transformadores, etc.

#### ***A. Consideraciones.***

Las siguientes consideraciones determinan la selección del nivel de tensión en un sistema de utilización.

- *Capacidad de la Red.* Conocida también como la demanda máxima en el sistema eléctrico. Según Yebra Morón (2009), es la mayor de todas las potencias demandadas que ocurrieron durante un periodo especificado de tiempo.
  
- *Calidad del Servicio Eléctrico.* Osinergmin (2016), define la calidad de servicio como el conjunto de características, técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico exigible en las normas técnicas y legales para el cumplimiento de las empresas

eléctricas, para asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos y garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno.

- *Pérdidas de Energía.* Ramírez (2004), indica que las pérdidas son una función de los cuadrados de las corrientes de cargas (amperios) las cuales están directamente relacionadas con los cuadrados de las demandas.

Las pérdidas de energía están dadas a su vez por las pérdidas por dispersión, pérdida por efecto Joule y pérdidas por efecto corona (esto último solamente para altísimas tensiones).

#### ***2.2.1.4. Cambio del Nivel de Tensión.***

El cambio a un nivel de tensión superior de la red primaria de distribución es una de las soluciones convencionales, para mejorar la capacidad de la red y reducir las pérdidas de energía ampliando así su capacidad de la red.

Medina y Ttito (2012), señalan que las empresas de distribución ya han optado por adecuar sus sistemas eléctricos para propiciar en un mediano plazo el cambio a un nivel superior de tensión, con el objetivo de reducir las pérdidas de distribución y mejorar la capacidad de la red de distribución.

#### ***2.2.1.5. Selección de la Media Tensión.***

La selección de la media tensión tiene que tener en cuenta el análisis que incluya los costos de ejecución, de operación y de mantenimiento de las líneas. La tensión de la una red urbana se elegirá bastante elevada entre 20 y 23 kV, cuando se considere el desarrollo a muy largo plazo, y una tensión inferior 12 kV, será más apropiada cuando se tiene una perspectiva muy corta o a mediano plazo.

### **2.2.2. Subestación Eléctrica (S.E).**

También denominado centro de transformación, según Elecin (2015), es un conjunto de equipos eléctricos que se encuentran convenientemente dispuestos y seleccionados para la distribución y transformación de la energía eléctrica.

Según García (2008), es una instalación que utiliza transformadores para reducir de media a baja tensión las líneas de distribución de energía eléctrica y/o utilización, que alimenta a los usuarios finales como edificios e industrias.

Es importante dimensionar adecuadamente las subestaciones para el buen funcionamiento de la misma, de acuerdo a las exigencias y normativas del Código Nacional Eléctrico.

#### *A. Clasificación de la S.E.*

García (2008), clasifica las subestaciones de acuerdo a su emplazamiento en:

- *De intemperie o exteriores.* Ubicados en exterior sobre apoyos de hormigón, madera o estructura metálica (postes), sobre los cuales se instala el transformador y la aparamenta.
- *De tipo interiores.* Ubicados al tipo interior de edificios, que según la colocación pueden ser de superficie, semienterradas o subterráneos.

#### *B. Elementos principales en la S.E.*

Las subestaciones eléctricas se consideran elementos principales tales como: transformador de potencia, celda de media tensión, equipos de medida, equipos de protección, cables, circuitos auxiliares, adicionalmente Trashorras (2013), señala las obras civiles como elemento principal tanto para las subestaciones de tipo interior y exterior.

### 2.2.2.2. Transformador de Potencia.

Es un equipo eléctrico utilizado para transformar la tensión de un nivel a otro, debido a su capacidad de potencia son utilizados en sistemas de alta tensión y media tensión y en sistemas de distribución de MT/BT.

“Los transformadores y autotransformadores más utilizados en subestaciones eléctricas son los de baño de aceite con depósito de expansión. Para servicios auxiliares y de reserva se utilizan también los de aislamiento sólido a base de resinas (secos)”. (Trashorras, 2013, pág. 79)

Tabla 6

*Ventajas e Inconvenientes de los Distintos Tipos de Transformadores*

Con aceite mineral		Con aceite silicona	
Ventajas	Inconvenientes	Ventajas	Inconvenientes
-Fluido muy común	-Peligro de incendio	- Fluido no toxico	- Inflamable a partir de 300 °C
- Más barato	- Se necesita sistema contra incendio		- Coeficiente de dilatación elevado
-Larga vida	- Se necesita foso para recogida de aceite		- Viscosidad elevada
-Muy experimentado	- Debe efectuarse un control de aceite		- Propiedades dieléctricas inferiores a los de aceite mineral
- Bajo nivel de ruido			- Se debe evitar la humedad.
- Bajas pérdidas en vacío			
- Puede instalarse a la intemperie			
- Buen funcionamiento en atmosferas contaminadas			
- Mayor resistencia a las sobretensiones y a las sobrecargas prolongadas			
Seco impregnado		Seco encapsulado	
Ventajas	Inconvenientes	Ventajas	Inconvenientes
- No contamina	- Precio alto	- No contamina	- Precio elevado
- Pocos elementos	- Muy sensible a la contaminación y a la humedad	- Bueno ante la humedad y contaminación	- Alto nivel de ruido
- Combustibles para el caso de incendio	- Alto nivel de descargas parciales	- Poco inflamable	- Mayores pérdidas en vacío
		- No requiere mantenimiento	- No son adecuado para intemperie
		- Elevada resistencia a los cortocircuitos	- En la actualidad solo hasta 36 kV y 15 MVA
		- Se puede reparar en situ	
		- Se comporta bien ante sobrecargas	

*Nota:* Ventajas e inconvenientes de los transformadores secos y en aceite. Desarrollo de redes eléctricas y centros de transformación, (Trashorras, 2013).

Actualmente es tendencia, el uso de los transformadores de potencia tipos secos en los sistemas de utilización debido a sus ventajas frente a los transformadores en baño de aceite.

#### A. Clasificación.

Por su forma constructiva se tiene los siguientes:

- Transformadores con aislamiento en aceite
- Transformadores en resina (secos)
- Transformador en baño de ester vegetal biodegradable
- Transformadores en baño de silicona líquida

#### B. Tipos de Fallos.

Según Trashorras (2013), los fallos más comunes en los transformadores son las sobrecargas, los cortocircuitos y defectos a masa.

- *Sobrecargas.* La sobrecarga de un transformador suele ser provocado por un aumento de la potencia requerida reflejada en la carga, lo que genera una intensidad de corriente elevado superior al valor nominal. De acuerdo a Trashorras (2013), las sobrecargas generan una máxima intensidad de corriente de larga duración, provocando un aumento de la temperatura que puede perjudicar el aislamiento y por tanto la vida útil del transformador.
- *Cortocircuitos.* Los cortocircuitos suelen producirse en el interior y exterior del transformador.
  - ✓ *Cortocircuitos internos.* Son fallos en los conductores o bobinas del devanado interno, capaces de producir arco eléctrico que puede provocar incendios y la destrucción del bobinado y la armadura.
  - ✓ *Cortocircuitos externos.* Son fallos entre las fases externas del transformador, Trashorras (2013), añade que la corriente de cortocircuito

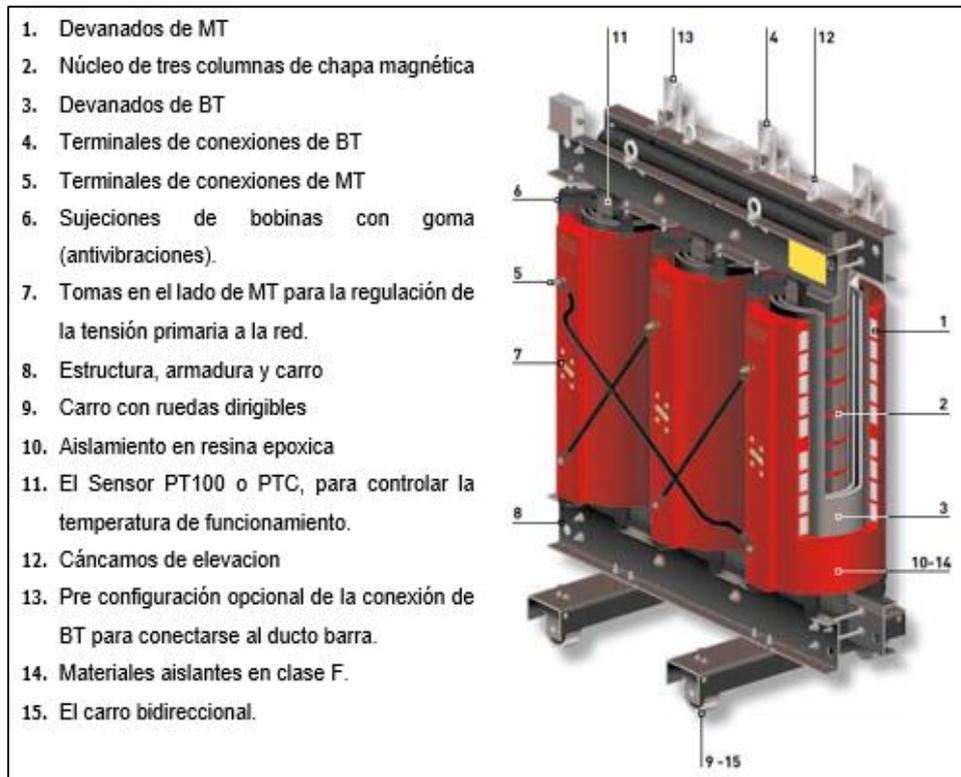
generada debida a estos fallos crea una tensión electrodinámica en el transformador que puede generar un defecto mecánico en los bobinados provocando un fallo interno.

- ✓ *Defectos a masa.* Son fallos internos, que suelen producirse entre el núcleo y la armadura fija con el devanado, Emiten gases que causan daños al transformador, Trashorras (2013), añade que la amplitud de la corriente de defecto a masa depende de las disposiciones de puesta a tierra del neutro instalado, así como de la posición del fallo en el devanado

### C. Normas Aplicables.

Cumple los requisitos según la normativa para las Clases E2, C2 y F1:

- IEC 905 (Sobrecargas para Transformadores Secos)
- IEC 76-1(Transformadores de Potencia, parte 1, generalidades)
- IEC 76-2 (Transformadores de Potencia, parte 2, calentamiento)
- IEC 60076-3 (Transformadores de Potencia, parte 3, niveles de aislación, pruebas dieléctricas y distancia aislante en aire)
- IEC 60076-5 (Transformadores de Potencia, parte 5, capacidad de resistencia al cortocircuito)
- IEC 60076-11 (Antes era IEC 726)
- HD 538.1 S1 (Transformador trifásico de distribución Tipo seco desde 100 a 2500 kVA, con una tensión máxima no superior a 36kV.



*Figura 6.* Características de Fabricación de Transformadores en Resina (tipo seco).

*Nota.* Transformadores en resina de distribución, guía técnica. Recuperado de [http://www.bticino.com.pe/catalogos/book/GUIA\\_TECNICA\\_TRASFOMADORES\\_EN\\_RESINA.pdf](http://www.bticino.com.pe/catalogos/book/GUIA_TECNICA_TRASFOMADORES_EN_RESINA.pdf) (Bticino, 2012).

### **2.2.2.3. Celdas de Media Tensión (MT).**

Es el conjunto de secciones verticales (celdas) en donde se encuentran ubicados la aparatación eléctrica destinados para recibir y distribuir la energía eléctrica en media tensión.

Trashorras, (2013), considera que actualmente este conjunto de equipos de maniobra, protección y medida, vienen montados y conexiados entre sí, en recintos metálicos denominados celdas.

#### **A. Clasificación de las Celdas.**

Trashorras (2013), clasifica las celdas por el tipo de aislamiento en:

- *Celdas con Aislamiento al Aire.* Son aquellas donde el aislamiento utilizado es el aire la cual se encuentra dentro de una envolvente metálico. De acuerdo a (Trashorras, 2013 pág. 84), las celdas con aislamiento en aire se subdividen en:

- ✓ *Aparamenta Compartimentada.*

La celda esta compartimentada tipo interiormente mediante tabiques y/o particiones metálicas, Los elementos que forman el conjunto de la Aparamenta, están ubicados dentro de los distintos compartimentos así formados

- ✓ *Aparamenta Bloque.*

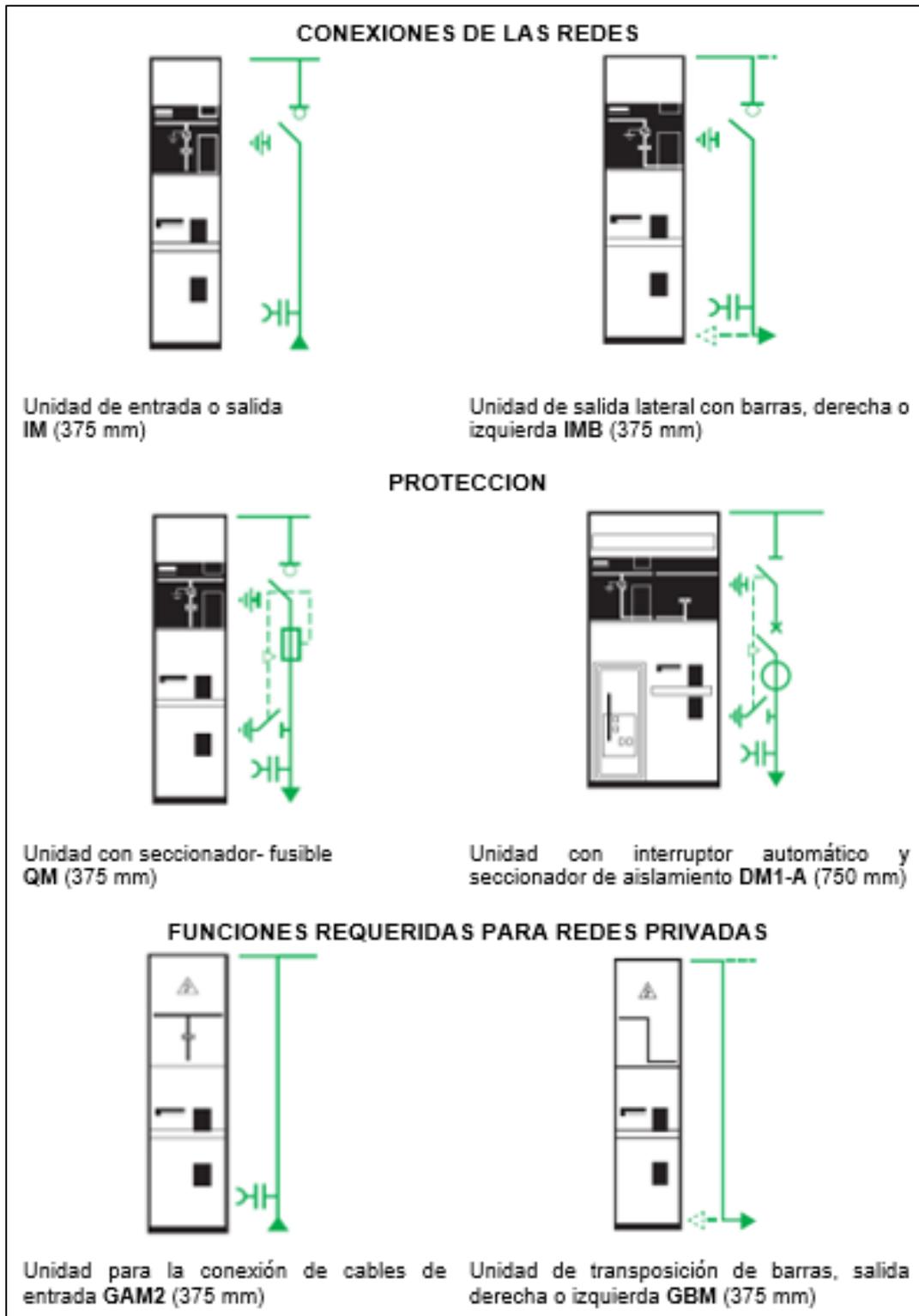
Las celdas de este tipo, no tienen ninguna compartimentación tipo interior, o tienen un número inferior de compartimentos al que tendría una celda compartimentada o blindada

- ✓ *Aparamenta Encapsulada.*

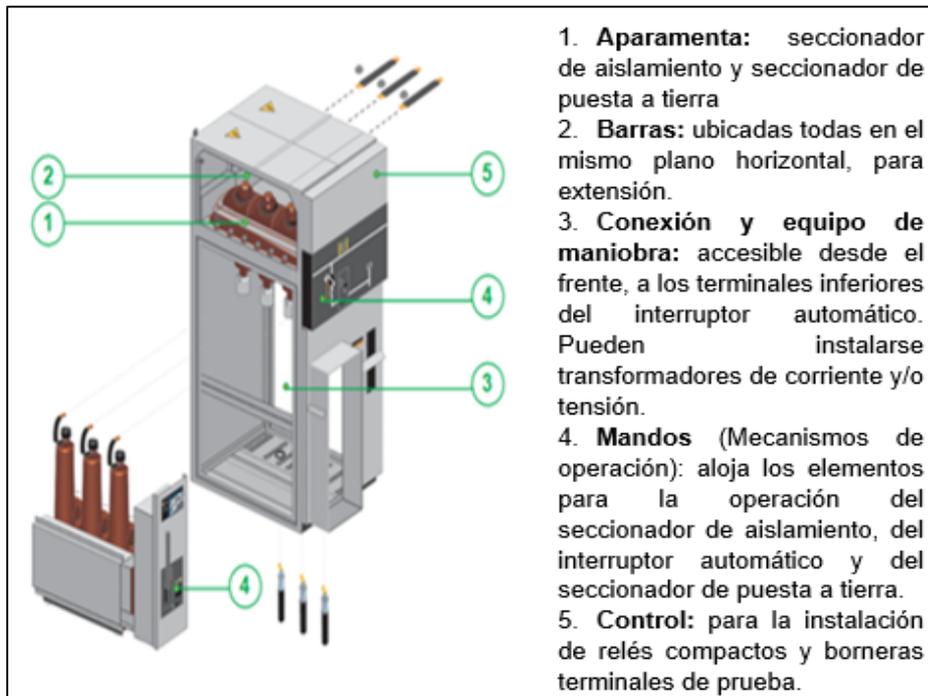
Los elementos de la aparamenta que forman el circuito principal (circuito destinado al transporte de la energía eléctrica de MT.) están individualmente recubiertos de material aislante solido (capsulado), este tipo puede considerarse una variante del tipo compartimentado.

- *Celdas con Aislamiento de Gas Diferente del Aire.*

Este tipo de Celdas utilizan el gas dieléctrico hexafloruro de azufre (SF<sub>6</sub>) a presión como medio aislante sustituyendo al aire total o parcialmente. A comparación de las celdas con aislamiento en aire, las celdas en gas SF<sub>6</sub> son más reducidas, debido a sus características.



*Figura 7.* Descripción de las Funciones y Representación Gráfica de las Celdas modulares.  
*Nota.* Celdas modulares, SM6 Merlin Gerin 24 KV. Catálogo 2010 recuperado de <http://www.schneider-electric.es/es/product-range-download/970-sm6-24> (Schneider, 2010).



*Figura 8.* Celda de Media Tensión con Aislamiento de Gas SF6 Diferente del Aire.

*Nota.* Celdas modulares, SM6 Merlin Gerin 24 kV, catalogo 2010. Recuperado de <http://www.schneider-electric.es/es/product-range-download/970-sm6-24> (Schneider, 2010).

### *B. Funciones de las Celdas.*

Trashorras (2013), considera que existen diferentes funciones de las celdas. Entre las más importantes se tiene:

- *Celdas de Línea (llegada o salida).* Su función es de maniobra de llegada o salida de cables de las líneas de distribución.
- *Celda de Protección con Fusibles.* Su función es la protección del transformador contra cortocircuitos. De acuerdo a la fusión de los fusibles pueden ser asociados o combinados.
- *Celda de Protección con Interruptor Automático.* Su función es de proteger al transformador generalmente de potencia contra máxima intensidad de corriente y protección diferencial.

- *Celda de Medida.* Su función es alimentar los equipos de medida con transformadores de tensión y de intensidad.
- *Celda de Remonte.* Su función es trasladar a la parte superior una conexión que entra por la parte inferior o viceversa.

*C. Denominación de las Celdas (celdas modulares SM6).*

Trashorras (2013), muestra las principales funciones de las celdas de MT. Existen diferentes denominaciones de las celdas estandarizados por cada fabricante; por ejemplo, las celdas modulares de la gama SM6 del fabricante Merlin Gerin (2000) tiene la siguiente denominación:

- **IM, IMB:** unidades de entrada o salida
- **QM, QMB:** Unidades equipadas con seccionador-fusible.
- **CRM:** Unidad equipada con contactor o contactor-fusible y seccionador de aislamiento.
- **DM1-A, DM1-D:** Unidades equipadas con interruptor automático y seccionador de aislamiento.
- **DM1-W:** Unidad equipada con interruptor automático extraíble y seccionador de aislamiento.
- **CM:** Unidad equipada con transformadores de tensión.
- **GBC-A, GBC-B, GBC-C:** Unidades para medición de tensión y/o corriente
- **NSM:** Unidad para entrada doble (alimentación normal/emergencia)

- **GAM2:** Unidad para la conexión de cables de entrada.
- **GBM:** Unidad de transposición de barras.

Tabla 7

*Características Eléctricas de las Celdas Modulares SM6*

Tensión Asignada (Un)- Aislamiento				
Tensión asignada (kV)		7.2	12	24
50 Hz/1 min (kV)	Aislamiento	20	28	50
	Seccionamiento	23	32	60
Tipo rayo (kV cresta)	Aislamiento	60	75	125
	Seccionamiento	70	85	145
Tensión Asignada (Un) - Limite Térmico (Ith) - Intensidad Asignada (In)				
Serie 12.5 (12.5 kA 1 s)		400- 630 A	400-630 A	400-630 A
Serie 16 (16 kA 1 s)		400- 630 A	400-630 A	400-630 A
Serie 20 (20 kA 1 s)		400- 630 A	400-630 A	400-630 A
Serie25 (25 kA 1 s)		400- 630 A	400-630 A	NO
Valor de Cresta de la Intensidad de Corta Duración: 2,5 x Ith (kA cresta)				
Poder de Corte (Pdc) Máximo				
IM, IMC, IMPE, IMBD, IMBI, IMR,GCSA,GCSI,GCMD, GCMI, NSM		400-630 A		
		400-630 A (interruptor)		
PM, PMBD,PMBI		25 kA-12 kV/ 20 kA- 24 kV (fusibles)		
		400-630 A (interruptor)		
QM, QMMC,QMBD, QMBI		25 kA-12 kV/ 20 kA- 24 kV (fusibles)		
DM1-C,DM1-D,DMI-W,DM1-A		25 kA-12 kV/ 20 kA- 24 kV		
DM2		25 kA-12 kV/ 20 kA- 24 kV		
CRM sin fusibles		10 kA -7.2 kV/8 kA -12 kV		
CRM con fusibles		25 kA- 7.2 kV/ 12.5 kA - 12 kV		
SM, SME		No tiene Pdc		

*Nota:* Valores nominal de la tensión asignada, aislamiento, valor de intensidad máxima asignada, valor de cresta, poder de corte de las celdas SM6. El poder de corte de las celdas PM, QM, CRM es del propio aparato de maniobra, Celdas modulares, SM6 Merlin Gerin 24 kV a temperatura ambiente de -5°C a +40 °C, y para altura de hasta 1000 m.s.n.m, catalogo 2010. Recuperado de <http://www.schneider-electric.es/es/product-range-download/970-sm6-24> (Schneider, 2010).

#### *D. Conjunto de Celdas.*

Es la combinación de diferentes funciones de las celdas, varía de acuerdo al tipo, tamaño y capacidad de la subestación eléctrica; Trashorras (2013), señala que por lo menos debe llevar dos celdas de línea y una de seccionamiento (protección de transformador) para no dejar fuera de servicio la red.

Es recomendable consultar con los fabricantes las medidas y espacios recomendados para su instalación del conjunto de celdas, ya que cada fabricante tiene sus propios diseños y dimensiones, la tabla 7 muestra las dimensiones y características eléctricas de las celdas de Media tensión.

#### *E. Normas Aplicables.*

Según Merlín Gerin (2000), las celdas cumplen con las siguientes normas:

- IEC 298, 265, 129, 694, 420, 56.

#### **2.2.2.4. Cable de Energía.**

##### *A. Cableado de Interconexión.*

Para la interconexión entre todos los equipos que conforman la subestación eléctrica desde el suministro de la concesionaria hasta el transformador (incluido las celdas), se realiza mediante conductores eléctricos.

García (2008) y Trashorras (2013), coinciden que los conductores de media tensión utilizados en MT deben ser de cobre recocido o aluminio semiduro que van desde 50 a 240 mm<sup>2</sup> de sección, con un aislamiento de polietileno reticulado, pantalla de alambre helicoidal de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de sección y una cubierta exterior de poliolefina.

Los conductores unipolares cableados con hilos redondos son más utilizados actualmente.

García (2008), añade que la resistividad del aluminio es 1,64 veces mayor que la del cobre; y el peso del cobre es el doble del aluminio.

### *B. Cable de Energía Tipo N2XSY- 18/30 kV.*

Es un cable de media tensión unipolar que se utiliza para sistema de distribución y subtransmisión, ideal tendidos subterráneos (directamente enterrado o en ducto) debido a sus características constructivas puede estar en ambientes secos o húmedos.

El cable de energía N2XSY es de cobre electrolítico recocido, cableado redondo compactado, conductor compacto de sección circular (clase 2), según Norma IEC 60228, IEC 60502-2, lleva sobre el conductor una capa de semiconductor del tipo extruido, resistente a la deformación, Ceper (2014), menciona que la cubierta externa de cloruro de polivinilo (PVC), tipo ST2, resistente a rayos ultravioleta, la figura 19 muestra la descripción de los elementos que conforman el cable de la marca Ceper.



*Figura 9. Descripción del Cable de Energía Marca Ceper.*

*Nota.* Catálogo General Ceper. Recuperado de <http://www.ceper.com.pe/catalogo/catalogo-de-productos.html> (Ceper, 2014).

### C. Aislamiento.

Aislamiento de Polietileno reticulado (XLPE), con grado de aislamiento de E0/E = 18/30 kV y para temperatura máxima de operación en condiciones normales hasta 90°C. Pantalla semiconductora constituida por una capa semiconductora del tipo extruida sobre el aislante. La pantalla metálica a base de cinta y/o hilo de cobre recocido con una resistencia eléctrica máxima de 1.5 ohm/km, medido con una corriente continua a 20 °C. La cinta de cobre es aplicada helicoidalmente en un mismo sentido, puede incluir una cinta semiconductora higroscópica sobre y debajo de esta pantalla metálica, para bloquear ingreso longitudinal del agua. Asimismo, la cubierta exterior de cloruro de polivinilo (PVC ST2) color rojo.

### D. Temperatura Máxima en el Conductor.

En operación normal	:	90°C
En condiciones de emergencia	:	130°C
En condiciones de cortocircuito	:	250°C

### E. Características Eléctricas (parámetros eléctricos).

Las capacidades de corriente indicada en condiciones normales de operación se indican en la Tabla 8, 9 y está referida a las condiciones normales de instalación siguientes:

- Resistividad térmica del terreno :150 °C-cm/w =1 k°.m/W
- Temperatura del terreno :20 °C
- Profundidad de instalación :0.70 m
- Cantidad de cables en la zanja :3
- Conexión a tierra de la pantalla del cable en ambos extremos y en los empalmes.

- La temperatura máxima sobre el conductor en condiciones normales de operación es de 90 °C
- Considera tres cables unipolares directamente enterrados en forma horizontal en un mismo plano y con una separación entre cables igual a 7 cm.

Ceper (2014), en su catálogo muestra las características eléctricas del cable NKY, para el nivel de 8,7/10 kV, mostrada en la tabla 8.

Nexans (2017), muestra las características eléctricas del cable N2XSY tales como: la sección, la resistencia continua (DC), resistencia alterna (AC), la reactancia inductiva, la Ampacidad, mostrada en la tabla 9.

Tabla 8

*Parámetros Eléctricos del Cable de Energía NKY 8,7/10 kV*

Calibre Cable	Resistencia Eléctrica		Reactiva inductiva cond. Plomo	Capacidad cond./plomo	Capacidad Corriente (*)		
	D.C. a 20°	A.C a 70°			Enterrado	Aire	ducto
		(Eficaz)					
mm <sup>2</sup>		Ohm/Km	Ohm/Km	Uf/Km	A	A	A
16	1,15	1,361	0,136	0,202	90	75	70
25	0,727	0,8701	0,1277	0,227	120	100	95
35	0,524	0,6273	0,1278	0,246	140	120	115
50	0,387	0,4635	0,1201	0,272	170	145	135
70	0,268	0,3213	0,1128	0,296	210	180	170
95	0,193	0,2319	0,1084	0,323	250	220	205
120	0,153	0,1843	0,1065	0,345	290	255	230
150	0,124	0,1499	0,1026	0,367	330	290	265
185	0,0991	0,1206	0,1002	0,387	375	335	290
240	0,0754	0,0929	0,097	0,412	435	395	335
300	0,0601	0,0753	0,0947	0,438	490	445	385

*Nota.* Valores de resistencia en DC, Resistencia en AC, reactancia inductiva, ampacidad de los cables de energía según la sección nominal. Catálogo general Ceper recuperado de <http://www.ceper.com.pe/catalogo/catalogo-de-productos.html> (Ceper, 2014).

Tabla 9

*Parámetros eléctricos del cable de energía N2XSY 18/30 kV*

Sección Nominal	Resistencia dc a 20 °C	Resistencia AC		Reactancia inductiva		Ampacidad enterrado 20 °C		Ampacidad aire 30°C	
		(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)
mm2	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	A	A	A	A
50	0.3870	0.4940	0.4940	0.2761	0.1711	250	230	280	245
70	0.2680	0.3420	0.3420	0.2638	0.1622	305	280	350	300
95	0.1930	0.2470	0.2470	0.2528	0.1539	365	330	425	365
120	0.1530	0.1960	0.1960	0.2439	0.1471	410	375	485	420
150	0.1240	0.1590	0.1590	0.2374	0.1430	450	415	540	470
185	0.0991	0.1270	0.1280	0.2302	0.1379	505	470	615	540
240	0.0754	0.0980	0.0980	0.2211	0.1317	580	545	720	630
300	0.0601	0.0780	0.0800	0.2143	0.1278	645	610	815	720
400	0.0470	0.0620	0.0640	0.2069	0.1230	700	685	905	825
500	0.0366	0.0500	0.0520	0.2004	0.1194	770	765	1015	930

*Nota.* Valores de resistencia en DC, Resistencia en AC, reactancia inductiva, ampacidad de los cables de energía según la sección nominal. (A)= 3 cables unipolares en formación tripolar tendidos en paralelo con una separación mayor o igual a 7 cm, (B)= 3 cables unipolares en formación tripolar tendidos agrupados en triángulo en contacto. Catálogo general Indeco. Recuperado de [http://www.nexans.pe/eservice/Peru-es\\_PE/navigate\\_273138/N2XSY\\_18\\_30\\_kV.html](http://www.nexans.pe/eservice/Peru-es_PE/navigate_273138/N2XSY_18_30_kV.html) (Nexans, 2017).

### 2.2.2.5. Sistema de Protección Puesta a Tierra.

#### A. Requerimientos de Puesta a Tierra del Sistema.

El MINEM (2011), indica los requerimientos de puesta a tierra para los sistemas de baja, media y alta tensión indicados en la tabla 10.

#### B. Puesta a Tierra de Protección o de Herrajes.

El sistema de puesta a tierra es fundamental para salvaguardar la integridad de las personas, equipos en demás componentes de una subestación, (Trashorras, 2013) indica que las partes metálicas de la subestación que normalmente están sin tensión, debe ser conectada a tierra para prever consecuencias en caso de averías, descargas, sobretensiones y otros, se debe conectar a tierra lo siguiente:

- Carcasa del transformador.
- Chasis y bastidores de los aparatos de maniobra.
- Envoltentes metálico de las celdas de MT.
- Apantallamiento de los cables de MT.
- Rejas metálicas de protección.
- Puesta a tierra del neutro del transformador.

Se pondrá a tierra efectiva el neutro del transformador de una subestación eléctrica, El código nacional de electricidad mediante el MINEM (2011), señala que el neutro del transformador en los sistemas de 20 y 22,9 kV deberá ser aterrado efectivamente (conexión directa a tierra) y para el sistema en 10 kV será con un neutro aislado (sin conexión física del neutro a tierra)

Tabla 10

*Requerimiento de Puesta a Tierra del Sistema*

Nivel de tensión	Requerimiento
0,38/0,22kV 0,44/0,22kV	De cuatro hilos, punto neutro de transformador puesto a tierra de manera efectiva y neutro con múltiples puesta a tierra.
20 kV, 22,9 kV y 33 kV	De tres hilos, punto neutro de transformador puesto a tierra de manera efectiva.
22.9/13,2 kV 33/19kV	De cuatro hilos (neutro corrido), y punto neutro de transformador puesto a tierra de manera efectiva.
60kV; 138 kV, 220 kV y 500 kV	De tres hilos, punto neutro de transformador puesto a tierra de manera efectiva.

*Nota.* Requerimientos de puesta a tierra de los diferentes sistemas de distribución. En sistemas con neutro no puesto a tierra el titular deberá garantizar la seguridad de las personas ante posibles tensiones peligrosas. Norma del Código Nacional Eléctrico Suministro 2011 (MINEM, 2011).

Es recomendable que se provee un sistema de puesta a tierra para el lado de MT, otro para el lado de BT y adicional una puesta a tierra para el neutro del transformador, esto garantiza la protección requerida para la subestación eléctrica.

*C. Normas Aplicables.*

- NTP 370.052. Materiales que constituyen el pozo de puesta a tierra, Punto 7: características técnicas de los materiales.
- NTP 370.085. Malla de alambre de hacer solado para concreto armado
- CNE Suministro 2011 Sección 3, Punto 036.D. Sistemas con solo una puesta a tierra (puesta a tierra en un punto o delta).

**2.3. Definición de Términos Básicos**

- *Concesionario de Distribución de Energía Eléctrica.* Es la persona natural o jurídica, nacional o extranjera, que desarrolla actividades de distribución de energía eléctrica en una Zona de concesión establecida por el Ministerio de Energía y Minas, cuya demanda supere los 500 KW.
- *Instalación al Tipo Interior.* Es una instalación eléctrica o de comunicaciones, dentro de un edificio o una envolvente, cuyos medios de servicio están protegidos contra las influencias atmosféricas.
- *Nivel de Tensión.* Uno de los valores de tensión nominal utilizados en un sistema dado:

- *Baja Tensión (abreviatura: B.T).* Conjunto de niveles utilizados para la distribución de la electricidad. Su límite superior generalmente es  $U \leq 1$  kV, Siendo U la tensión Nominal.
- *Media Tensión (abreviatura: M.T).* Cualquier conjunto de niveles de tensión comprendidos entre la alta tensión y la baja tensión, los límites son  $1 \text{ kV} < U \leq 35$  kV, siendo U la tensión Nominal.
- *Alta Tensión (abreviatura: A.T).* En un sentido restringido, conjunto de niveles de tensión superior utilizados en los sistemas eléctricos para la trasmisión masiva de electricidad. Con limites comprendidos entre  $35 \text{ kV} < U \leq 230$  kV.
- *Muy alta Tensión (abreviatura: M.A.T).* Niveles de tensión utilizados en los sistemas eléctricos de transmisión, superiores a 230 kV.
- *Sistema de Utilización en Media Tensión.* Es aquel constituido por el conjunto de instalaciones eléctricas de media tensión, comprendida desde el punto de entrega hasta los bornes de Baja tensión del transformador, destinado a suministrar energía eléctrica a un predio. Estas instalaciones pueden estar ubicadas en la vía pública o en propiedad privada, excepto la subestación, que siempre deberá instalarse en la propiedad del interesado. Se entiende que quedan fuera de este concepto las electrificaciones para usos de vivienda y centros poblados.
- *Subestación.* Conjunto de instalaciones, incluyendo las eventuales edificaciones requeridas para albergarlas, destinado a la transformación de la tensión eléctrica y al seccionamiento y protección de circuitos o solo al seccionamiento y protección de circuitos y está bajo control de personas calificadas.

- *Suministro eléctrico (suministro)*. Abastecimiento regular de energía eléctrica del concesionario al usuario dentro del régimen establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
  
- *Zona de Concesión*. Zona geográfica delimitada por un polígono, cuyos vértices están expresados en coordenadas UTM pertenecientes a un datum horizontal wgs84 o pasd56, dentro del cual el concesionario está obligado a prestar

## **Capítulo III**

### **Metodología**

#### **3.1. Método y Alcance de la Investigación**

##### **3.1.1. Método de la Investigación.**

En la investigación se utilizó el método sistémico, según Espinoza (2014), el propósito es estudiar al objeto mediante la determinación de sus elementos, sus relaciones y límites para observar su estructura y la dinámica de su funcionamiento, ya que enfrenta al problema en su complejidad a través de un pensamiento basada en la totalidad.

##### **3.1.2. Alcance de la Investigación.**

El alcance de la investigación está determinado por los usuarios de la Zona Registral IX Sede Lima.

#### **3.2. Diseño de la Investigación**

Para Espinoza (2014), el diseño de la investigación es una organización esquematizada para relacionar y controlar variables de investigación, tiene como objetivo asignar restricciones controladas a las observaciones de los fenómenos. Es un instrumento de dirección para el

investigador, contiene los pasos acciones a seguir para encontrar posibles soluciones a los problemas.

Para Ñaupas, Mejía, Novoa y Villagomez (2014), el diseño de investigación es un plan, una estructura que no solo responde a las preguntas de investigación, sino que además determina que variables van a ser estudiadas, como deben ser estudiadas, manipuladas, observadas y medidas; indica también cuantas observaciones deberá realizarse y medirse y cuando, implica además analizar e interpretar las diferencias estadísticas entre las puntuaciones obtenidas, y finalmente indicarnos que conclusiones se debe establecer.

En la investigación se utilizará el diseño cuasi-experimental, según (Espinoza, 2014 pag. 100). Los diseños cuasi experimentales se utilizan cuando se conoce la existencia de variables extrañas, se sabe cuáles son, pero no es posible controlar su influencia en la variable dependiente.

### **3.2.1. Diseño Cuasi Experimental.**

“En el diseño cuasi experimental se requiere de dos grupos, uno experimental y otro de control, los elementos del grupo no son asignados al azar, ni hay emparejamiento, el investigador aplica el tratamiento al GE, posteriormente evalúa a los dos grupos en la variable independiente”. (Espinoza, 2014 pág. 99)

El esquema es:

GE	X	O1
GC	—	O2

Donde:

GE: Grupo experimental. Subestación en 10 kV

GC: Grupo de control. Subestación en 10 kV

X = Tratamiento aplicado al grupo experimental (Cambio del nivel de tensión a 22.9 kV)

O1: Observación de la variable dependiente en el GE.

O2: Observación de la variable dependiente en el GC

### **3.3. Población y Muestra**

#### **3.3.1. Población.**

La población, es el conjunto de todos los individuos (objetos, personas, eventos, situaciones, etc.) en los que se desea investigar algunas propiedades. Según Hernández, Fernández y Baptista (2010), la población es el conjunto de individuos que tienen uno o más propiedades en común, se encuentran en un espacio o territorio y varían en el transcurso del tiempo

Para Salazar (2008), la población, es el total de elementos sobre el cual queremos hacer una inferencia basándonos en la información relativa de la muestra.

En la siguiente investigación, la población está definida por la subestación de la Zona registral IX que se encuentra dentro del área de Concesión de Luz del Sur.

#### **3.3.2. Muestra.**

Ccanto (2009), menciona que la muestra es el conjunto de casos extraídos de una población, seleccionados por algún método de muestreo, La muestra una parte de la población

La investigación se realizará en el caso censal específico de la subestación tipo interior de la Zona Registral IX-sede Lima.

Según Hernández, Fernández y Baptista (2010), la muestra es un subgrupo de la población del cual se colectan los datos y debe ser representativo de dicha población.

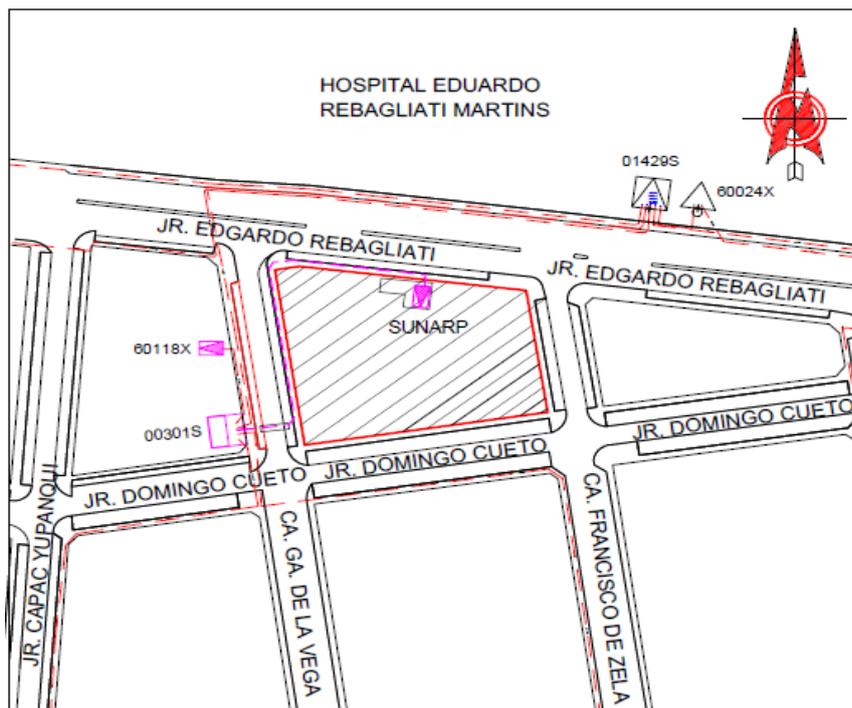


Figura 10. Plano de ubicación del predio (Zona registral IX)

### 3.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

#### 3.4.1. Técnicas de Recolección de Datos.

Para la recolección de datos de la variable dependiente e independiente se utilizará la técnica documental, que permite la recopilación de evidencias para demostrar la hipótesis de investigación.

Según Espinoza (2014), la técnica documental permite la recolección de evidencias para la demostración de la hipótesis de investigación, está formada por documentos de diferente tipo: revista, registro de datos e información estadística, entre otros.

#### **3.4.2. Instrumentos.**

Para la variable independiente y dependiente, se utilizará como instrumentos, registro de datos, catálogos de equipos, hojas de registro estadístico, etcétera.

### **3.5. Técnicas de Procesamiento y Análisis de Datos**

Para el procesamiento y análisis de datos se utilizó la estadística descriptiva mediante el software SPSS estadístico.

## Capítulo IV

### Resultados y Discusión

#### 4.1. Presentación de Resultados

##### 4.1.1. Características Eléctricas del Sistema de utilización.

Para efectos de los cálculos eléctricos se tendrán en cuenta las siguientes características:

Tabla 11

*Características Eléctricas del Sistema de Utilización Zona Registral IX*

- Tensión nominal de la red	10 kV (inicial)
- Tensión máxima de servicio	12 kV (inicial)
- Tensión nominal de la red	22.9 kV (final)
- Tensión máxima de servicio	24 kV (final)
- Frecuencia nominal	60 Hz
- Factor de potencia estimado	0.9 (atraso)
- Conexión del neutro	Neutro aislado (10 kV) Efectivamente puesto a tierra (22.9 kV)
- Potencia de cortocircuito mínima	170 MVA (10 kV)
- Potencia de cortocircuito mínima	470 MVA (22.9 kV)
- Tiempo de apertura de la protección	0.2 Seg.

*Nota.* Valores característicos del sistema de utilización en 22,9 kV (inicial 10 kV). Basados en datos del concesionario.

#### 4.1.2. Cálculo de la Corriente Nominal del Sistema Eléctrico.

Para la selección de la sección del cable de energía se determina según la norma técnica:

- NTP-IEC 60502-2.

La corriente está determinada según la siguiente fórmula:

$$I_N = \frac{S}{\sqrt{3}xU_N}$$

Donde:

$I_N$  = Corriente nominal en A

$S$  = Potencia nominal de diseño en kVA

$U_N$  = Tensión nominal del sistema en kV

Datos:

$S$  = 3x400 kVA (1200 kVA)

$U_N$  = 10 kV. / 22.9 kV.

Entonces:

$I_N$  = 69.28 A / 30.25 A.

Actualmente la subestación de la Zona registral IX se alimenta desde la subestación 301, con cable unipolar de 35 mm<sup>2</sup> tipo NKY 8,7/10 kV con la siguiente configuración (tres cables unipolares directamente enterrados en formación tripolar, agrupados en triángulos, en contacto) con una capacidad de corriente de 160 A.

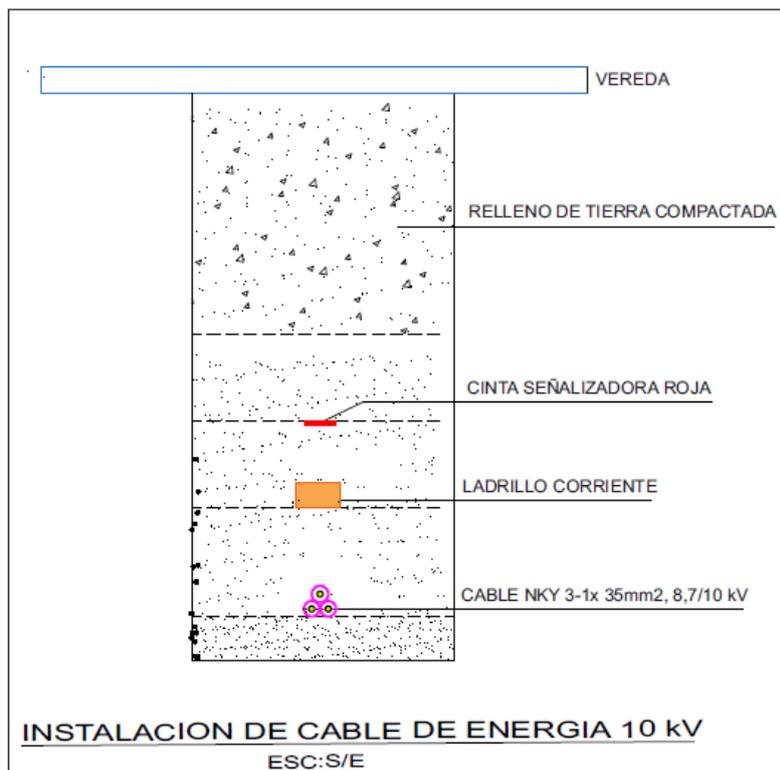


Figura 11. Detalle de Instalación Actual del Cable de Energía en 10 kV.

Para el nivel de 22,9 kV, se elige el cable de 50 mm<sup>2</sup> tipo N2XSY 18/30 kV (tres cables unipolares directamente enterrados en forma tripolar, tendidos en paralelo con una separación mayor o igual a 7 cm con capacidad de corriente de 250 A con las condiciones de instalación consideradas como normales:

- Temperatura del terreno = 20 °C
- Temperatura del aire = 30 °C
- Resistividad del terreno = 1 °K x m/W
- Profundidad de instalación = 70 mm. (Nexans, 2017)

#### 4.1.2.1. Condiciones Reales.

Las siguientes condiciones de instalación de los cables son consideradas como reales:

- Resistividad térmica del terreno = 150 °C-cm/w
- Temperatura del terreno = 25 °C
- Profundidad de instalación = 1.20 m
- Cantidad de cables en la zanja = 3

La transferencia de calor en los cables afecta la capacidad de conducción de corriente, para ellos se tiene que aplicar los siguientes factores de corrección.

#### **4.1.2.2. Factores de Corrección.**

Las condiciones de trabajo real del cable son distintas a las referidas por el fabricante, luego se tendrá que aplicar los factores de corrección para aquellas condiciones reales de trabajo.

En las tablas 12, 14 y 15 nos muestran los factores de corrección para los cables, basados en la norma técnica peruana NTP IEC 60502-2, asimismo en la tabla 13, se muestra los valores de la resistividad del terreno según el grado de humedad.

Tabla 12

#### *Resistividad Térmica del Terreno según Grado de Humedad*

<b>Resistividad térmica °K-m/W</b>	<b>Estado del suelo</b>	<b>Condición frecuente</b>
0.7	Muy húmedo	Muy lluvioso
1	Húmedo	Lluvia frecuente
2	Seco	Lluvia escasa
3	Muy seco	Muy poca lluvia

*Nota.* Valores de la resistividad térmica de terreno en °K-m/W. Adaptado de la normativa internacional IEC 60287.

Tabla 13

*Factores de Corrección Relativos a la Resistividad Térmica del Terreno*

Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Valor de resistividad térmica del terreno k.m/W						
	0.7	0.8	0.9	1	2	2.5	3
16	1.29	1.24	1.19	1.15	0.89	0.82	0.75
25	1.30	1.25	1.20	1.16	0.89	0.81	0.75
35	1.30	1.25	1.21	1.16	0.89	0.81	0.75
50	1.32	1.26	1.21	1.16	0.89	0.81	0.74
70	1.33	1.27	1.22	1.17	0.89	0.81	0.74
95	1.34	1.28	1.22	1.18	0.89	0.80	0.74
120	1.34	1.28	1.22	1.18	0.88	0.80	0.74
150	1.35	1.28	1.23	1.18	0.88	0.80	0.74
185	1.35	1.29	1.23	1.18	0.88	0.80	0.74
240	1.36	1.29	1.23	1.18	0.88	0.80	0.73
300	1.36	1.30	1.24	1.19	0.88	0.80	0.73
400	1.37	1.30	1.24	1.19	0.88	0.79	0.73

*Nota.* Factores de corrección diferente a 1,5 k.m/W para cables unipolares directamente enterrados. Adaptado de la norma técnica peruana NTP-IEC 60502-2.

Tabla 14

*Factores de Corrección Relativos a la Profundidad de la Instalación*

Profundidad del tendido m	Cables unipolares		Cables tripolares
	Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>		
	≤ 185 mm <sup>2</sup>	> 185 mm <sup>2</sup>	
0.5	1.04	1.06	1.04
0.6	1.02	1.04	1.03
1	0.98	0.97	0.98
1.25	0.96	0.95	0.96
1.5	0.95	0.93	0.95
1.75	0.94	0.91	0.94
2	0.93	0.9	0.93
2.5	0.91	0.88	0.91
3	0.90	0.86	0.90

*Nota.* Factores de corrección relativos a la profundidad de instalación diferente a 0.80 m para cable directamente enterrados. Adaptado de la norma técnica peruana NTP-IEC 60502-2.

Tabla 15

*Factores de Corrección Relativos a la Temperatura del Terreno*

Temperatura Máxima del Conductor °C	Temperatura ambiente del terreno								
	°C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
<b>90</b>	1.07	1.04	1	0.96	0.93	0.89	0.85	0.8	0.76

*Nota.* Factor de corrección para temperatura del terreno diferente de 20 °C. Adaptado de la Norma técnica peruana NTP-IEC 60502-2.

**4.1.2.3. Factores de Corrección Total.**

Los siguientes valores son tomados de las tablas 12, 14 y 15 según corresponde:

- Factor de corrección por la temperatura del terreno  
fc1: 25 °C 0.96
- Factor de corrección relativo a la resistividad térmica del terreno  
fc2: 2,0 k-m/w 0.89
- Factor de corrección relativo a la profundidad de instalación  
fc3: 1.2 m 0.96
- Factor de corrección total: fc1 x fc2 x fc3

Por lo tanto el factor de corrección total fct: 0.82

**4.1.2.4. Corriente Admisible del Cable.**

La corriente admisible corregida del cable, se obtiene de la siguiente formula:

$$I_{cable} = \frac{I_s}{Fct}$$

Donde:

I cable= Corriente de diseño del cable

I<sub>s</sub>= Corriente nominal del sistema

Fct= Factor de corrección total

La tabla 16 muestra los valores de las corrientes aplicando los valores de corrección descritos anteriormente.

Tabla 16

*Corriente del Cable Aplicando los Factores de Corrección como Resultado del Cálculo.*

Tensión (KV)	Corriente del Primario (A)	Corriente de Conducción del cable Ip/fct (A)
10	69.28	84.47
22.9	30.25	36.89

*Nota.* Valores de las corrientes del cable aplicando los factores de corrección.

#### **4.1.2.5. Comprobación del cable seleccionado.**

La capacidad nominal mínima del cable N2XSY – 18/30 kV de 3-1 x 50 mm<sup>2</sup> es de 250 A

Se comprueba que:

$$I \text{ cable admisible} = I_n \times Fct$$

Donde:

I cable admisible= Corriente admisible del cable

I<sub>n</sub>= Corriente nominal del cable

Fct= Factor de corrección total

En la tabla 17 se comprueba que la corriente admisible para el cable seleccionado es mayor que la corriente a transmitir respectivamente:

$$I_c = 131.2 \text{ A} > 84,48 \text{ A}$$

$$I_c = 205 \text{ A} > 84,48 \text{ A}$$

Tabla 17

*Corriente Admisible del Cable de Energía como Resultado de los Cálculos.*

Nivel de tensión (kV)	Sección del cable (mm <sup>2</sup> )	Ampacidad del cable (A)	Corriente corregida (In x fct)
10	35	160	131.2
22,9	50	250	205

Por lo tanto, se concluye que, el cable actual 3-1x35 mm<sup>2</sup> NKY 8,7/10 kV cumple con las condiciones de capacidad de conducción, el cable de energía de 3 – 1x 50 mm<sup>2</sup> N2XSY – 18/30 kV seleccionado, cumple con las condiciones de capacidad de conducción.

En la tabla 18 se representan los valores de resistencia y reactancia inductiva del cable unipolar NKY 35 mm<sup>2</sup> y (tres cables unipolares en formación, tendidos agrupados en triangulo en contacto), y cable unipolar N2XSY 50 mm<sup>2</sup> (tres cables unipolares en formación, tendidos en paralelo con una separación mayor o igual a 7 cm)

Tabla 18

*Parámetros Eléctricos del Cable de Energía Actual*

Sección	R 20 °C	Re	X1
(mm <sup>2</sup> )	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/km
35	0.727	0.927	0.1634
50	0.153	0.196	0.2439

*Nota.* R 20 = Resistencia a la corriente continua a 20 °C, Re = Resistencia efectiva a la temperatura máxima de operación (90 °C), X1= reactancia inductiva. Valores de los parámetros eléctricos del cable de energía actual. Adaptado de catálogo recuperado de [http://www.nexans.pe/eservice/Peru-es\\_PE/navigate\\_273138/N2XSY\\_18\\_30\\_kV.html](http://www.nexans.pe/eservice/Peru-es_PE/navigate_273138/N2XSY_18_30_kV.html) (Nexans, 2017).

### 4.1.3. Calidad del Producto (Tensión).

#### 4.1.3.1. Cálculo de la caída de tensión en 10 kV.

Para la caída de tensión se utiliza la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} \times I \times L \times (R \cos \phi + X \sin \phi)$$

Dónde:

I = In de carga en Amp = 84.48 (10kV)

L = Longitud del cable en km = 3.890

R = Resistencia del cable en ohmios/km = 0.927

X = Reactancia del cable en ohmios/km = 0.1634

Cos  $\phi$  = 0.9

Sen  $\phi$  = 0.436

En la tabla 19 se tiene los resultados obtenidos del cálculo, comprobando que los valores de caída de tensión es superior al 5% (10 kV).

Tabla 19

*Caída de Tensión del Cable Seleccionado como Resultado de los Cálculos.*

Nivel de Tensión	P	I Corregida	L	$\Delta V$	% $\Delta$
kV	kVA	(A)	(km)		
22,9	1200	84.47	3.89	515.36	5.15

*Nota.* P=Potencia, I corregida= Corriente aplicando el factor de corrección, L= longitud en km,  $\Delta V$ = Caída de tensión, % $\Delta$ = Porcentaje de caída de tensión.

#### 4.1.3.2. Cálculo de la Caída de Tensión en 22,9 kV.

Para la caída de tensión se utiliza la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} \times I \times L \times (R \cos \phi + X \sin \phi)$$

Dónde:

I = In de carga en Amp = 36.89 (22.9 kV)

L = Longitud del cable en km = 3.890

R = Resistencia del cable en ohmios/km = 0.196

X = Reactancia del cable en ohmios/km = 0.2439

Cos  $\phi$  = 0.9

Sen  $\phi$  = 0.436

En la tabla 20 se tiene los resultados obtenidos del cálculo, se comprueba que la caída de tensión es inferior al 5% (22.9 kV).

Tabla 20

*Caída de Tensión del Cable Seleccionado, Como Resultado de los Cálculos.*

Nivel de tensión	P	I Corregida	L		
kV	kVA	(A)	(km)	$\Delta V$	% $\Delta$
22,9	1200	36.89	3.89	70.27	0.2

*Nota.* P=Potencia, I corregida= Corriente aplicando el factor de corrección, L= longitud en km,  $\Delta V$ = Caída de tensión, % $\Delta$ = Porcentaje de caída de tensión.

Por lo tanto, el cable de energía 3-1-50 mm<sup>2</sup> N2XSY 18/30 kV seleccionado cumple con las condiciones de caída de tensión.

#### 4.1.3.3. Cálculo de la corriente Térmica Admisible del Cable ( $I_k$ ).

Orte (2009), señala que en una condición de cortocircuito se incrementa muy rápido la temperatura de los elementos metálicos de los cables de energía (conductor, pantalla y cubierta metálica).

La corriente térmica admisible del cable está dada por la siguiente formula:

$$I_k = \frac{0.14356 \times S}{\sqrt{t}}$$

Donde:

$I_k$  = Corriente de cortocircuito (media eficaz) térmicamente admisible por el cable (kA)

$S$  = Sección nominal del cable (mm<sup>2</sup>) = 50

$T$  = Tiempo de apertura máxima (s) = 0.2 s

Luego:

$$I_{km} = \frac{0.14356 \times S}{\sqrt{t}} = \frac{0.14356 \times 50}{\sqrt{0.2}} = 16.05 \text{ kA}$$

#### 4.1.3.4. Verificación del conductor por corriente de cortocircuito del sistema ( $I_{cc}$ ).

La  $I_{cc}$  en el punto de diseño dado por Luz del Sur.

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U_N}$$

A. Condiciones.

Potencia de cortocircuito ( $S_{cc}$ ) (Dato concesionaria)

- 170 MVA (tensión inicial 10 kV)
- 470 MVA (tensión definitiva 22.9 kV)
- Corriente de Cortocircuito Permanente ( $I_{cc}$ )

*B. Tensión Nominal ( $U_n$ ) en kV.*

Se sabe que:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{170}{1.732 \times 10} = 9.81 \text{ kA (condición inicial 10 kV)}$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{470}{1.732 \times 22.9} = 11.85 \text{ kA (22.9 kV)}$$

$$16.05 \text{ kA} > 9.81 \text{ kA}$$

$$16.05 \text{ kA} > 11.89 \text{ kA}$$

Se verifica entonces que:  $I_k > I_{cc}$  en ambos casos. Por lo tanto, el cable de energía tipo N2XSY de 50 mm<sup>2</sup> 18/30 kV seleccionado, sí cumple las condiciones para las condiciones de cortocircuito del sistema.

#### **4.1.4. Cálculo de las Pérdidas de Energía.**

“Las pérdidas de energía en la S.E. se determinará como la sumatoria de las pérdidas correspondientes a cada transformador, calculadas incluyendo las pérdidas en el hierro (Fe), las pérdidas en el cobre (Cu), las pérdidas en las celdas de media tensión y las pérdidas en los cables de conexión al tablero de BT”. (Osinergmin, 2015, pág.27).

##### **4.1.4.1. Cálculo de Pérdidas en el Transformador.**

Se calculará individualmente por cada transformador mediante las siguientes formulas:

$$E_{p_{S.E}} = E_{p_{fe}} + E_{p_{cu-cbt}}$$

$$Ep_{fe} = 8760xP_{fe}$$

$$Ep_{cu-cbt} = Fu^2 \times k_{AS} \times T_{EQ} \times (P_{cu} + P_{cbt})$$

**Donde:**

$Ep_{S.E}$ : Pérdidas de energía total anual del transformador (kWh)

$Ep_{FE}$ : Pérdidas de energía anuales en el hierro para el transformador (kWh)

$Ep_{CU}$ : Pérdidas de energía anual en el cobre para el transformador (kWh)

$P_{FE}, P_{CU}$ : Pérdidas de potencia nominales en el cobre y en el hierro según la potencia del transformador, en kW

$P_{CBT}$ : Pérdidas de potencia en los cables de conexión de BT entre el transformador y el tablero de BT, a corriente nominal del transformador (kW)

$F_U$ : Factor de utilización del transformador

$K_{AS}$ : Factor de simetría de corrientes de cargas de fase para el módulo de potencia, tipo y condición de instalación

$T_{EQ}$ : Tiempo de utilización de la S.E. (horas)

*A. Datos del Transformador.*

Potencia nominal: 400 kVA

$P_{FE}$ : 0.7 kW /0.85 kW (10,22.9 kV)

$P_{CU}$ : 5.1 kW/ 5.20 kW (10, 22.9 kV)

*B. Cálculo Tiempo Equivalente de Pérdidas de S.E.*

Se determina a partir de las horas de uso de la S.E mediante la siguiente fórmula.

$$Tu_{S.E} = \mu_{S.E} \times Tu_{al.}$$

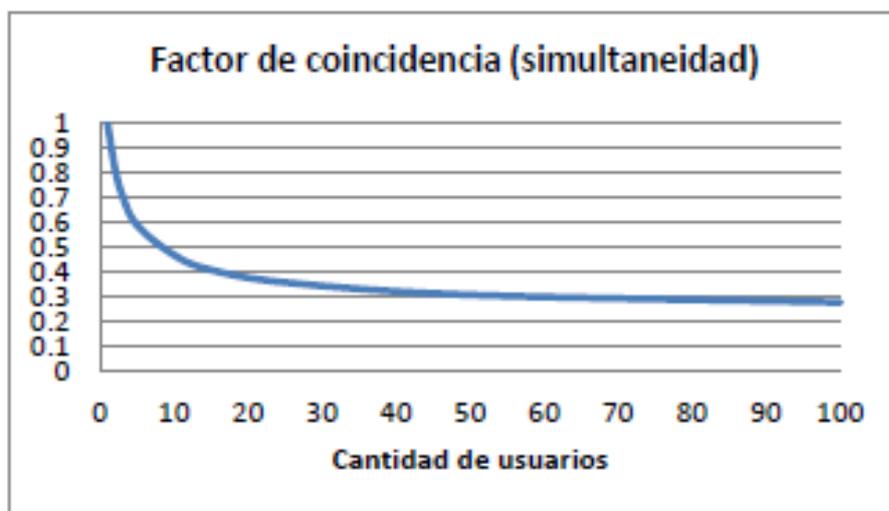
**Donde:**

Tu<sub>S.E</sub>: Tiempo de utilización de la S.E

Tu<sub>AL</sub>: Tiempo de utilización del alimentador.

$\mu_{S.E}$ : Factor de simultaneidad (o coincidencia) de la subestación eléctrica

*C. Factor de simultaneidad.*



*Figura 12. Factor de Simultaneidad de la Subestación Eléctrica.*

*Nota.* Recuperado de <http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2015/OSINERGMIN%20No.044-2015-OS-CD.pdf> (Osinergmin, 2015)

Remplazando los valores:

$$Tu_{S.E} = 0.9 \times 24 \times (365)$$

$$Tu_{S.E} = 7884 \text{ horas}$$

*D. Cálculo del Factor de Utilización (Fu).*

Esta dado por las siguientes formulas:

$$Fu = \frac{S_{S.E}}{S_N}$$

$$S_{S.E} = \frac{S_{S.E.1}}{\mu_{S.E}}$$

**Donde:**

Fu: Factor de utilización de la S.E.

S<sub>N</sub>: Potencia nominal de la S.E (kW)

S<sub>S.E</sub>: Demanda de la S.E ajustada según la carga del alimentador que la abastece.

S<sub>S.E.1</sub>: Demanda de la S.E calculada en base a los consumos de potencia y energía.

μ<sub>S.E</sub>: Factor de simultaneidad de la S.E respecto al alimentador de M.T.

Remplazando se tiene:

$$S_{S.E} = \frac{320 \times 0.8}{0.9} \text{ kW}$$

$$S_{S.E} = 284,4 \text{ kW}$$

Asimismo, se remplaza en la fórmula:

$$Fu = \frac{284,4}{320}$$

$$Fu = 0.89$$

*E. Calculo de las Pérdidas de Potencia en los Cables de Conexión de BT (kW).*

Esta dada por la siguiente formula:

$$P_{cbt} = 3 \times R \times I^2$$

**Donde:**

R: resistencia para cable 240 mm<sup>2</sup> tipo N2XH = 0,00031 ohmios

I: corriente para el cable N2XH = 400 A

Reemplazando se tiene:

$$P_{cbt} = 3 \times 0,00031 \times 400^2$$

$$P_{cbt} = 0.15 \text{ kW}$$

*F. Calculo de las Perdidas de Energía Totales del Transformador (10 kV).*

Esta dado por la siguiente formula:

$$E_{p_{fe}} = 8760 \times P_{fe}$$

**Donde:**

P<sub>FE</sub>: Perdidas en el fierro obtenido por datos de fabricante.

Reemplazando valores se tiene:

$$E_{p_{fe}} = 8760 \times 0.75$$

$$E_{p_{fe}} = 6570 \text{ kWh}$$

Luego reemplazamos en la formula

$$E_{p_{cu-cbt}} = F_u^2 \times k_{AS} \times T_{EQ} \times (P_{cu} + P_{cbt})$$

$$E_{p_{cu-cbt}} = (0.89)^2 \times 0.9 \times 7884 \times (5.1 + 0.15)$$

$$Ep_{\text{cu-cbt}} = 294433.60 \text{ kWh}$$

Finalmente se tiene:

$$Ep_{\text{S,E}} = Ep_{\text{fe}} + Ep_{\text{cu-cbt}}$$

$$Ep_{\text{S,E}} = 6570 + 29\ 433.60$$

$$Ep_{\text{S,E}} = 36003.60 \text{ kWh}$$

*G. Calculo de las Perdidas de Energía Totales del Transformador (22.9 kV).*

Remplazando los valores en formulas.

$$Ep_{\text{fe}} = 8760 \times P_{\text{fe}}$$

$$Ep_{\text{fe}} = 8760 \times 0.85$$

$$Ep_{\text{fe}} = 7446 \text{ kWh}$$

Asimismo se tiene:

$$Ep_{\text{cu-cbt}} = (0.89)^2 \times 0.2 \times 7884 \times (5.25 + 0.15)$$

$$Ep_{\text{cu-cbt}} = 6657.60 \text{ kWh}$$

Finalmente se tiene:

$$Ep_{\text{S,E}} = Ep_{\text{fe}} + Ep_{\text{cu-cbt}}$$

$$Ep_{\text{S,E}} = 7446 + 6657.60$$

$$Ep_{\text{S,E}} = 14103.60 \text{ kWh}$$

En la tabla 21 y 22 se muestra los resultados obtenidos de los cálculos de pérdidas de energía en los niveles de 10 y 22.9 kV.

Tabla 21

*Pérdidas en Transformador de Potencia en 10kV como Resultado de los Cálculos.*

Pérdidas en Transformador de Potencia 10 kV.		Valor	
S.E Zona Registral IX	Fórmula	Nominal	Unidades
Potencia nominal		400	kVA
		320	kW
U <sub>o</sub>		10	kV
Perdidas Fe nominal	Datos de fabricante	0.75	kW
Perdidas Cu nominal	Datos de fabricante	5.1	kW
Demanda ajustada S <sub>SEI</sub>		256	kW
Demanda calculada S <sub>SESI</sub>		118.12	kW
Perdidas			
$E_{p_{FE}}$	$E_{p_{fe}} = 8760 \times P_{fe}$	6570	kWh
Fu (factor de utilización)		0.89	
	$F_u = \frac{S_{S.E}}{S_N}$ , $S_{S.E} = \frac{S_{S.E.1}}{\mu_{S.E}}$		
K <sub>as</sub>	$k_{az} = \frac{\sum_{i=1}^3 I_i^2}{\left[ \frac{\sum_{i=1}^3 I_i}{3} \right]^2}$	0.9	
	$Tu_{S.E} = \mu_{S.E} \times Tu_{al.}$		
Tu <sub>SE</sub> (Tiempo equivalente)		7884	horas
Tu del alimentador		8760	horas
u (factor de coincidencia)		0.9	
P <sub>CBT</sub> (perdida de potencia en el cable BT)	$P_{cbt} = 3 \times R \times I^2$	0.15	kW
$E_{p_{CU-CBT}}$	$E_{p_{cu-cbt}} = Fu^2 \times k_{AS} \times T_{EQ} \times (P_{cu} + P_{cbt})$	29426.87	KWh
$E_{p_{SE}}$ (perdidas de energía anuales)	$E_{p_{S.E}} = E_{p_{fe}} + E_{p_{cu-cbt}}$	36003.60	KWh

Nota. Pérdidas de energía anual en transformador en 10 kV.

Tabla 22

*Pérdidas en Transformador de Potencia en 22.9kV, Como Resultado de los Cálculos.*

Pérdidas en Transformador de Potencia 22.9 kV		Valor	Unidades
S.E Zona Registral IX	Fórmula	Nominal	
Potencia nominal		400	kVA
		320	kW
U <sub>o</sub>		22.9	kV
Perdidas Fe nominal	Datos de fabricante	0.85	kW
Perdidas Cu nominal	Datos de fabricante	5.20	kW
Demanda ajustada S <sub>SEI</sub>		256	kW
Demanda calculada S <sub>SESI</sub>		118.12	kW
Perdidas	e		
$E_{p_{FE}}$	$E_{p_{fe}} = 8760 \times P_{fe}$	7446	kWh
Fu (factor de utilización)		0.89	
	$F_u = \frac{S_{S.E}}{S_N}$ , $S_{S.E} = \frac{S_{S.E.1}}{\mu_{S.E}}$		
K <sub>AS</sub>	$k_{as} = \frac{\sum_{i=1}^3 I_i^2}{\left[ \frac{\sum_{i=1}^3 I_i}{3} \right]^2}$	0.2	
	$T_{u_{S.E}} = \mu_{S.E} \times T_{u_{al}}$		
Tu <sub>SE</sub> (Tiempo equivalente)		7884	horas
Tu del alimentador		8760	horas
u (factor de coincidencia)		0.9	
P <sub>CBT</sub> (perdida de potencia en el cable BT)	$P_{c_{bt}} = 3 \times R \times I^2$	0.15	kW
$E_{p_{CU-CBT}}$	$E_{p_{cu-cbt}} = F_u^2 \times k_{AS} \times T_{EQ} \times (P_{cu} + P_{c_{bt}})$	6657.60	KWh
$E_{p_{SE}}$ (perdidas de energía anuales)	$E_{p_{S.E}} = E_{p_{fe}} + E_{p_{cu-cbt}}$	14103.60	KWh

Nota. Pérdidas de energía anual en transformador en 22.9 kV.

Por lo tanto, las pérdidas de energía anual en el transformador es 35996.87 kWh, en 10 kV.

(Actualmente), asimismo las pérdidas de energía anual en el transformador es 24261.46 kWh, en 22.9 kV. Lo que representa un 0.87%

#### 4.1.4.2. Corriente en los transformadores MT.

Para determinar la corriente del transformador del lado de media tensión se considera las recomendaciones del CNE, están dados por las siguientes relaciones:

$$I_p = \text{kVA} / \sqrt{3} \times V,$$

$$V = 10 \text{ kV} / 22.9 \text{ kV}$$

$$I_{sp} = 1.2 I_p$$

$$I_{cc} = 20 I_p$$

$$I_{ins} = 12 I_p$$

#### Donde:

$I_p$  : corriente nominal en el primario

$I_{sp}$  : corriente de sobrecarga en el primario

$I_{cc}$  : corriente de cortocircuito en el primario

$I_{ins}$  : corriente de inserción del transformador

Tabla 23

*Corriente en los Transformadores lado Media Tensión Como Resultado de los Cálculos.*

Nivel de Tensión (kV)	Potencia (kVA)	$I_p$ (Amp.)	$I_{sp}$ (Amp.)	$I_{cc}$ (Amp.)	$I_{ins}$ (Amp.)
10	400	23.09	27.71	461.88	277.13
22.9	400	10.08	12.09	201.69	121.02

*Nota.* Valores de las diferentes corrientes en el transformador (media tensión).

#### 4.1.4.3. Capacidad de fusibles – MT.

Para la protección de los transformadores tipo SECO, se elige los fusibles CF (limitadores de corriente) debido a su alto poder de ruptura, instalación en tipo interior de celdas compactas (SF6) y su amplia gama de capacidades.

Los fusibles seleccionados cumplen con la protección de los dispositivos de media tensión, frente a los efectos dinámicos y térmicos a causa de los cortocircuitos y sobrecargas.

La tabla 24 muestra la lista completa de los fusibles CF (limitadores) para la protección de transformadores con tensiones nominales de hasta 36 kV y de intensidades nominales hasta 250A. (Mesa, 2015)

Tabla 24

#### *Elección de Fusibles para Protección de Transformador*

Tipo de Fusibles	Tensión de Servicio (kV)	Potencia del Transformador (kVA)														Tensión Asignada	
		50	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600		2000
Fusarc CF	6	16	25	31.5	40	50	50	63	80	80	100						12
	10	10	16	20	25	31.5	40	50	50	63	80	80	100				12
	11	10	16	20	25	25	31.5	40	50	50	63	80	100				12
	12	10	16	20	20	25	31.5	40	50	50	63	80	80	100			12
	13.2	10	20	20	25	31.5	31.5	40	50	63	63	80	80	100			24
	15	10	10	16	16	20	25	31.5	40	40	50	63	80	80			24
	16	6.3	10	16	16	20	25	31.5	40	40	50	63	63	80	100		24
	20	6.3	10	10	16	16	25	25	31.5	40	40	50	50	63	80	100	24
	22		10	10	10	16	20	25	25	31.5	40	50	50	50	80	80	24
	24		10	10	10	16	20	25	25	31.5	40	50	50	50	63	80	24

*Nota.* Valores para elección de los fusibles tipo CF, para protección de transformadores según el nivel de tensión. Centro de transformación 24 kV MT/BT. Recuperado de <http://www.schneider-electric.es/es/product-range-download/970-sm6-24> (Schneider, 2010)

Siemens (2016), indica que el interruptor-seccionador de tres posiciones localizado en la salida al transformador, ha sido combinado y ensayado con cartuchos fusibles limitadores

de corriente CF en ejecución “media” con percutor y para una energía de disparo de  $1 \pm 0.5$  Joule según la normativa:

- IEC / EN 60282-1 / VDE 0670-4
- IEC / EN 60787 / VDE 0670-402
- DIM 43625 dimensiones principales

Tabla 25

*Fusibles Seleccionados Compatibilizados con Datos de Fabricante.*

Tensión de línea	Capacidad del Fusible (A) Potencia del transformador 400 kVA
10 kV	50 A
22,9 kV	25 A

*Nota.* Valores de los fusibles para protección de transformadores.

Por lo tanto, el fusible limitador de corriente indicado en la tabla 25, representa la capacidad mínima en amperios que garantiza la protección y coordinación segura para el transformador. Según Elecin (2015), la instalación de fusibles limitadores CF de menor capacidad causará actuación del fusible ante corrientes Inrush. La instalación de fusibles CF de mayor capacidad comprometerá la coordinación aguas abajo.

#### A. Cálculo del Fusible para la Protección del Transformador.

La corriente nominal del sistema está dada por:

$$I_n = \frac{S}{(\sqrt{3} \times V_n)}$$

Donde:

In: Corriente nominal en Amp.

S: Potencia nominal de diseño del transformador en kVA

Vn: Tensión nominal del sistema en kV

Datos:

S= 400 kVA

Vn = 10 kV/22.9 kV

Entonces:

$I_n = 23.09 \text{ A} / 10.08 \text{ A}$

La corriente de diseño esta dado por:

$$I_d = 2 I_n$$

Donde:

$I_d$  = Corriente de diseño del fusible.

Remplazando se tiene:

$I_d = 46.19 \text{ A} / 20.17 \text{ A}$

En la tabla 26 se tiene los valores obtenidos para la selección de los fusibles.

Tabla 26

*Capacidad del Fusible de Diseño como Resultado de los Cálculos.*

P. Transformador (kVA)	Fusible. (A)	Tensión Nominal (kV)	Capacidad de Ruptura (kA)
400	50	12	63
400	25	24	40

*Nota.* Resultados de la capacidad del fusible de diseño para tensión de 12 y 24 kV.

El valor mínimo de intensidad que provoca la fusión y corte del fusible



- Diámetro exterior 16 mm Ø
- Diámetro tipo interior 14 mm Ø
- Intensidad nominal 400 A
- Límite térmico 1 s 16/20 kA ef.
- Límite electrodinámico 40 kA cresta

#### ***4.1.5.2. Comprobación por Densidad de Corriente.***

La densidad de la corriente está dada por:

$$d = \frac{In}{A}$$

**Donde:**

d= densidad

In= Intensidad nominal asignada en Amp.

A= sección en mm<sup>2</sup>

La densidad de corriente es

$$d = 400/201 = 1.99 \text{ A/mm}^2$$

Según Orte (2009), en un régimen permanente y a 35° C de temperatura ambiente, la intensidad máxima es de 464 A para un diámetro de 16 mm<sup>2</sup>, lo cual corresponde una densidad de 2.31 A/mm<sup>2</sup> siendo superior al calculado. Por lo tanto, por densidad de corriente es correcto.

#### 4.1.5.3. Comprobación por Solicitación Electrodinámica.

Orte (2009), considera un cortocircuito trifásico eficaz de 16 KA y una cresta de 40 kVA, además el mayor esfuerzo se produce en la fase central. Para la fuerza resultante se calcula con la siguiente formula:

$$F = 13.85 \times 10^{-7} \times f \times \frac{I_{cc}^2}{d} \times L \times \left( \sqrt{1 + \frac{d^2}{L^2}} - \frac{d}{L} \right)$$

**Donde:**

F= fuerza resultante en N.

f = coeficiente en función del Cos Ø, siendo f = 1 para Cos Ø = 0

I<sub>cc</sub>= intensidad máxima de cortocircuito = 16,000 A eficaces

d= separación entre fases = 0.130 m

L= longitud tramos embarrado = 0.550m

Y sustituyendo, F = 1318 N

Esta fuerza está uniformemente repartida en toda la longitud del embarrado, siendo la carga:

$$q = \frac{F}{L} = 0.244 \text{ kg/mm}$$

**Donde:**

q: Carga que está sometido el embarrado, en kg/mm

F: Fuerza que está sometido el embarrado, en N

L: Longitud tramos embarrado (550mm), en mm

Cada barra equivale a una viga empotrada en ambos extremos, con carga uniformemente repartida.

El momento flector máximo se produce en los extremos, siendo:

$$M_{max} = \frac{q \times L^2}{12} = 5647 \text{ kg. mm}$$

**Donde:**

$M_{max}$  : momento flector máximo, en kg.mm

q: carga que está sometido el embarrado, en kg/mm

L : longitud tramos embarrado (550mm), en mm

El embarrado tiene un diámetro exterior de 16mm y un diámetro interno de 14mm

El módulo resistente de la barra es:

$$W = \frac{\pi}{32} \left( \frac{D^4 - d^4}{D} \right) = 402 \text{ mm}^3$$

Siendo:

W : módulo resistente de la barra, en mm<sup>3</sup>

d : diámetro de la barra, en mm

D : diámetro exterior del embarrado

La fatiga máxima es:

$$r_{max} = \frac{M_{max}}{W} = \frac{5647}{402} = 14.04 \text{ kg/mm}^2$$

M<sub>max</sub> : momento flector máximo, en kg.mm

W : módulo resistente de la barra, en mm<sup>3</sup>

Para la barra de cobre deformada en frío se tiene:

$$r_{cu} = 19 \text{ kg/mm}^2 \gg r_{max}$$

Se comprueba que existe un gran margen de seguridad.

#### ***4.1.5.4. Cálculo por Solicitación Térmica, sobre Intensidad Térmica Admisible.***

La sobre intensidad máxima admisible está dada por la siguiente expresión: (norma IEC 298 1981)

$$S = \frac{I}{\alpha} \times \sqrt{\frac{t}{\delta}}$$

Siendo:

S= sección de cobre en mm<sup>2</sup> = 201 mm<sup>2</sup>

$\alpha$ = coeficiente del material 13 para el cobre

t = tiempo de duración del cortocircuito en segundos

I = Intensidad eficaz en Amperios

$\delta$  = 180° para conductores inicialmente a t° ambiente.

Orte (2009), considera que el cortocircuito se produce después del paso permanente de la intensidad nominal, entonces se reduce el valor de  $\Delta t$  en 30 °C para I= 16 KA

$$\Delta t = 150 \text{ °C}$$

Quedando la formula como sigue:

$$t = \Delta t. \left( \frac{S \cdot \alpha}{I} \right)^2$$

Remplazando valores se tiene:

$$t = 150 * (201 \times 13 / 16000)^2 = 4 \text{ s.}$$

Se comprueba que el embarrado podría soportar una intensidad de 16 KA eficaces durante más de 1 segundo.

#### **4.1.6. Cálculo de las Instalaciones de Puesta a Tierra.**

##### ***4.1.6.1. Características del Terreno.***

Según la investigación previa del terreno de la subestación, se tiene una resistividad media superficial en 100 Ohm-m

##### ***4.1.6.2. Cálculo del Conductor de Conexión a la Puesta a Tierra.***

En el CNE Suministro (norma 33.C1) del MINEM (2011), la capacidad continua de corriente de los conductores de puesta a tierra con un electrodo o conjunto de electrodos con un solo punto 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:

$$I_d = 23.09 \text{ Amp. (Para 10 kV)}$$

$$I_d = 10.08 \text{ Amp. (Para 22.9 kV)}$$

Se elige el conductor de cobre, temple blando, tipo TW, de 35 mm<sup>2</sup>, cuya capacidad de corriente, es en 100 A. (instalación en ducto) superior a la corriente de plena carga en ambos casos.

#### 4.1.6.3. Puesta a Tierra Utilizando Varillas para Media Tensión.

Según IEEE (2007), La resistencia teórica de la puesta a tierra para pozo vertical tipo turba húmeda (terreno de cultivo) está dada por la siguiente expresión:

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

Donde:

$\rho$	=	Resistividad específica del terreno:	100 ohm – metro
L	=	Longitud de la varilla de cobre	: 2,40 m
d	=	diámetro de la varilla de cobre	: 0,01905 m
Ln	=	Logaritmo neperiano	

Reemplazando valores se tiene:

$$R = \frac{100}{2 \times 3.1416 \times 2.4} \times \left( \ln \frac{4 \times 2.4}{0.019} - 1 \right) = 35.87 \Omega$$

Siendo necesario obtener una resistencia menor a 10  $\Omega$ , el terreno de alta resistividad se reducirá al cambiar íntegramente el terreno y utilizando tierra de chacra y luego del tratamiento con sales higroscópicas (bentonita + sal mineral), logrando reducir aproximadamente, según experiencias en 800% de la resistividad del terreno o sea a 20 $\Omega$  -m, luego el valor final es:

$$R = \frac{20}{2 \times 3.1416 \times 2.4} \times \left( \ln \frac{4 \times 2.4}{0.019} - 1 \right) = 6.93 \Omega < 10 \text{ Ohmios}$$

#### 4.1.7. Estudio de Coordinación de Protecciones.

##### 4.1.7.1. Objetivos.

Establecer una adecuada coordinación de las protecciones entre los equipos de protección instalados en la subestación tipo interior equipada con dos transformadores de

400kVA, 22,9-10/0,23 kV y uno de 400kVA, 22,9-10/0,46 kV, y los equipos de protección existentes encontradas aguas arriba.

#### ***4.1.7.2. Alcances de Estudio.***

Los estudios a ser analizados será en la subestación tipo interior de 1200 kVA perteneciente a la Zona Registral IX sede Lima.

Así mismo se realizará el análisis de la coordinación con las protecciones adyacentes al proyecto y de ser necesario se modificará sus ajustes.

#### ***4.1.7.3. Normas Empleadas.***

El presente estudio ha sido desarrollado en base a las siguientes normas:

- IEEE Std. 242-2001™ Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.
- IS/IEC 60947-2-2003 Low-Voltage Switchgear and Controlgear: Circuit Breakers.
- IEC 60282-1 High-Voltage Fuses - Part 1: Current-Limiting Fuses.

#### ***4.1.7.4. Base de Datos.***

Para el desarrollo del presente estudio se ha considerado la siguiente información:

- Ajuste de relés de protección (cabecera) – Barra de 22,9kV.
- Datos de potencia de cortocircuito trifásica en barra 22,9kV SE – 470 MVA.
- Datos de potencia de cortocircuito trifásica en barra 10kV SE – 170 MVA.
- Diagrama unifilar del sistema eléctrico de utilización.

- Esquema unifilar – Subestaciones tipo interior de dos transformadores de 400kVA, 22,9-10/0,23kV y un transformador de 400 kVA 22,9-10/0.46

#### ***4.1.7.5. Descripción del Sistema Eléctrico.***

La entidad se encuentra realizando modificación del sistema de utilización por cambios de nivel de tensión, lo que implica nuevos equipamientos que puedan garantizar la confiabilidad del sistema.

La red eléctrica del sistema de utilización es trifásica con cable tipo seco N2XSY 3-1x50mm<sup>2</sup>, se ha previsto seccionamientos tipo con un interruptor automático previo al seccionador de potencia, este sistema de utilización abastece a tres transformadores de potencia de 400 kVA el cual se encuentra protegido por un relé THYTRONIC NA con sus respectivas funciones de fase y tierra.

A continuación, se muestran los elementos de sistema que forman parte del análisis de selectividad.

#### ***4.1.7.6. Software Utilizado.***

Para el desarrollo del Análisis de Coordinación de las Protecciones se ha usado el software DigSilent Power Factory versión 15.1.7.

#### ***4.1.7.7. Consideraciones.***

- Se consideró que los transformadores de 400 kVA operarán aproximadamente al 80% de su carga.
- El cable que conecta el interruptor automático de Media tensión ubicado en el punto de medición en la celda tipo interior con el transformador de 400 kVA es un conductor de 3-1x50mm<sup>2</sup> N2XSY.

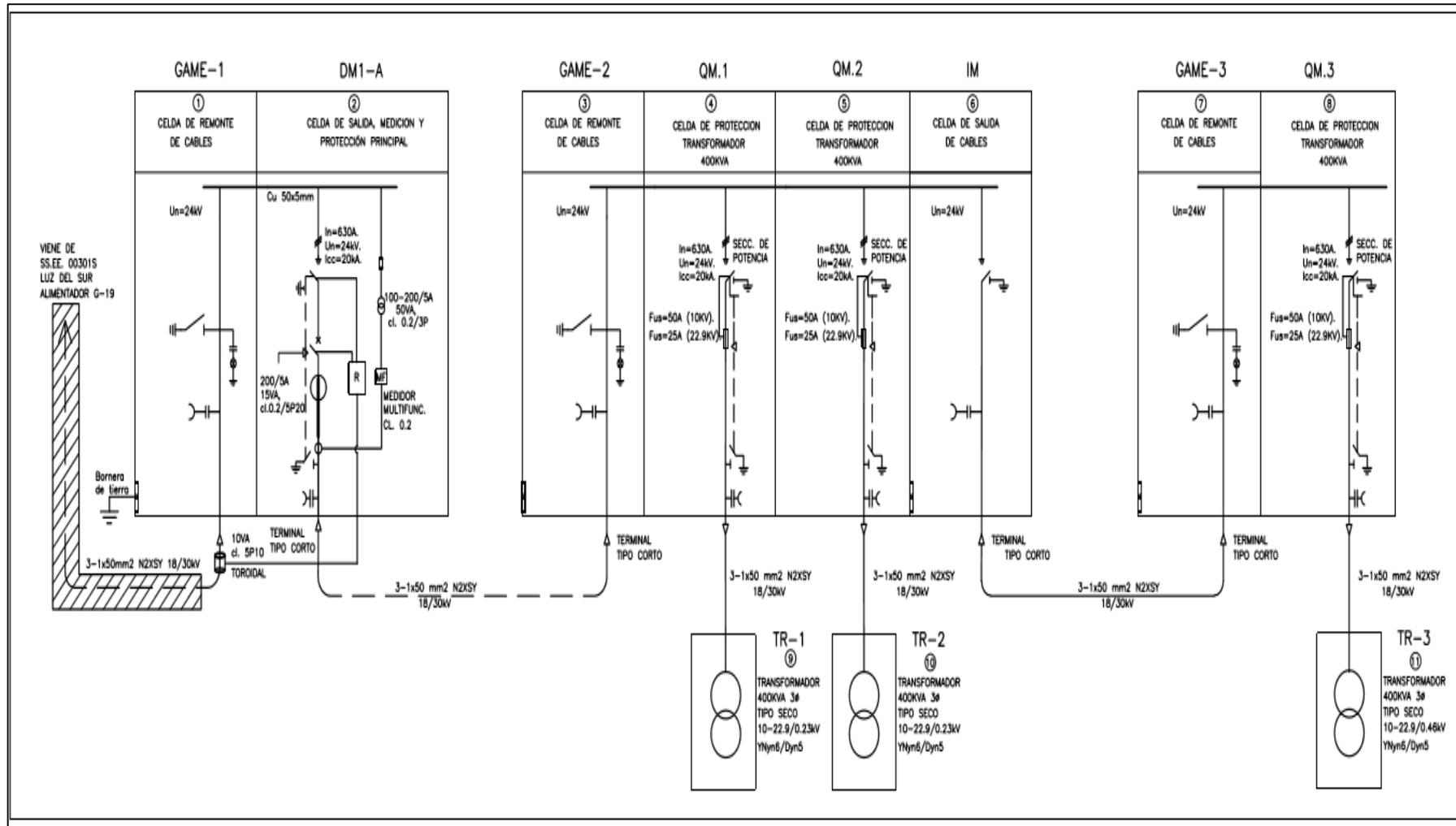


Figura 13. Esquema Eléctrico en Estudio de la S.E. Zona Registral IX.

Por lo tanto, del estudio de coordinación de protecciones se determina lo siguiente:

- En la coordinación de las protecciones se consideró los escenarios de cortocircuito máximo y mínimo del sistema considerando la potencia de cortocircuito trifásica en 22,9kV.
- Se consideró el relé de protección marca: SCHNEIDER, modelo: NS1250N, ubicado en el tablero de baja tensión. Para lo cual se requiere implementar los ajustes propuestos en el presente estudio.
- Se consideró que el interruptor termo magnético marca: SHNEIDER, modelo NS1250N tiene la unidad de disparo Micrologic 7.0.
- La tensión de 22,9 kV en el área de estudio se encuentran dentro del rango de +/- 5% de sus tensiones nominales de operación.
- No se presentan sobrecarga en la subestación con el nivel de 22,9 kV.
- Se consideró el relé de protección marca: THYTRONIC, modelo: NA011, ubicado en la subestación de la Zona Registral IX, para la cual se requiere implementar los ajustes determinados en el presente análisis.
- El tiempo de disparo mínimo considerado entre relé y relé es de 200 ms, el cual fue proporcionado por la empresa concesionaria Luz del Sur.
- Para la protección de fallas a tierra se recomienda subir el dial de ajuste actual de protección de sobrecorriente de tierra instantáneo.

#### **4.1.7.8. Criterio de Ajuste de Sobrecorriente de Fases.**

Para el cálculo de ajuste de los equipos de protección se han seguido los siguientes criterios:

- Corriente de arranque. - Se ha ajustado teniendo en cuenta la potencia instalada del transformador de potencia de 400 kVA multiplicando por 1.2 -1.5 veces
- Temporización. - Se ha determinado de modo que las protecciones despejen la falla en forma selectiva relés aguas abajo THYTRONIC y el relé del alimentador con un margen mínimo de 200ms y mediante uso de curvas inversas

#### **4.1.7.9. Criterio de Ajuste de Sobrecorriente de Tierra.**

Para el cálculo de ajuste se ha seguido básicamente los siguientes criterios:

- Corriente de arranque. - para este caso el valor de arranque se ha elegido para despejar fallas del orden de 2Amperios primarios, falla determinada con resistencia de 400 ohm y una sensibilidad del 70%.
- Temporización. - se ha determinado de modo que las protecciones despejen la falla en forma selectiva relés y el relé de alimentador con un margen mínimo de 200mms y mediante uso de curvas inversas.

#### **4.1.7.10. Cálculos Justificativos.**

Los ajustes actuales pertenecientes al punto de suministro son los siguientes:

##### **A. Ajuste del RELE (punto de diseño) – Fases.**

La corriente de arranque del RELE se considera adecuado así mismo la curva y dial existente.

Tabla 28

*Ajustes de Sobrecorriente de Fases- Subestación 22,9 kV como Resultado del Estudio*

Protección de Sobre Corriente de Fases		Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2		
Ubicación	CT	I>	Dial	Curva 1	I>>	T>>	Curva 2
Barra punto de diseño 22.9 kV	50/1 A	57A primarios	0.3	IEC VI	—	—	—

*B. Ajuste del RELE (punto de diseño) – Tierra.*

Tabla 29

*Ajustes de Sobrecorriente de Tierra – Subestación 22,9 kV como Resultado del Estudio*

Protección de sobre Corriente de Fases		Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2		
Ubicación	CT	I>	Dial	Curva 1	I>>	T>>	Curva 2
Barra punto de diseño 22.9 kV	20/1 A	6A primarios	1.00	IEC VI	—	—	—

*C. Ajuste de Sobrecorriente – Celda de Protección en S.E. EN 22,9 kV.*

Tabla 30

*Ajustes de Sobrecorriente de Fases – Celda de Protección 22,9 kV como Resultado del Estudio*

Protección de sobre Corriente de Fases		Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2		
Ubicación	CT	I>	Dial	Curva 1	I>>	T>>	Curva 2
Celda de protección 22.9kV	50/1 A	49A primarios	0.30	IEC VI	—	—	—

*D. Ajuste del RELE THYTRONIC NA011 en el Transformador de 400kVA – Fases.*

- P Trafo = 400 kVA (tensión 22,9 kV), I Trafo = 37.99Amp.
- Ajuste corriente de arranque ( $I>$ ) =  $1.2 \times I \text{ Trafo} = 45.588 \text{ Amp.}$
- El método Figura determina el uso de la curva IEC VI con  $TMS=0.09$
- Ajuste instantáneo ( $I>>$ ) =  $1.2 \times I \text{ falla remota con un tiempo de } 0.3 \text{ segundo.}$

*E. Ajuste del RELE THYTRONIC NA011 en el Transformador de 400kVA – Tierra.*

- I falla 1ph-400 ohm = 15.8 Amp.
- Ajuste de tierra temporizada ( $I'>$ ) =  $0.13 \times I \text{ falla } 1 \text{ ph-400 ohm} = 2 \text{ Amp.}$

Tabla 31

*Ajustes de Sobrecorriente de Tierra – Celda de Protección 22,9 kV como Resultado del Estudio*

Protección de sobre Corriente de Fases		Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2		
Ubicación	CT	$I>$	Dial	Curva 1	$I>>$	$T>>$	Curva 2
Celda de protección 10kV	20/1 A	4A primarios	1.37	IEC VI	—	—	—

*F. Ajuste de Sobrecorriente del Circuit Breaker NS1250N.*

Se elige el esquema LI; en la cual la función de protección “L” (Protección contra sobrecarga), actúa en caso de sobrecarga con intervención retardada a tiempo largo inverso ( $I_2 \times t = k$ ), de acuerdo con la norma IEC 60947-0. Y la función de protección “I” (Protección contra cortocircuito Instantáneo) actúa de forma instantánea en caso de cortocircuito.

Tabla 32

*Ajustes de Sobrecorriente de Fase – Lado de Baja Tensión del Transformador 400kVA como Resultado del Estudio*

Protección de sobre Corriente de Fases		L			S			I
Interruptor	Sensor	I1	t1	Curva	I2	t2	Curva	I3
NS 1250 N	1250 N	$0.9 \times I_n$ (1125 A)	0.5 s	$I_2 \times t$	$2 \times I_n$ (2500 A)	0.1 s	$I_2 \times t$	$4 \times I_n$ (5000 A)

#### **4.1.7.11. Curvas de Coordinación.**

En los Figuras siguientes, se muestran las curvas de coordinación del relé de protección en la Subestación 301 (Relés de protección), el relé de protección de la celda de protección de la S.E. de la Zona Registral IX en 22,9kV (THYTRONIC NA011) y el circuit Breaker (NS1250N). Ubicado en el lado de baja del transformador 400kVA

Para la selectividad se analizará la coordinación de los relés de protección con fallas trifásicas y bifásicas tanto en el lado de MT y BT, en las distintas barras del sistema.

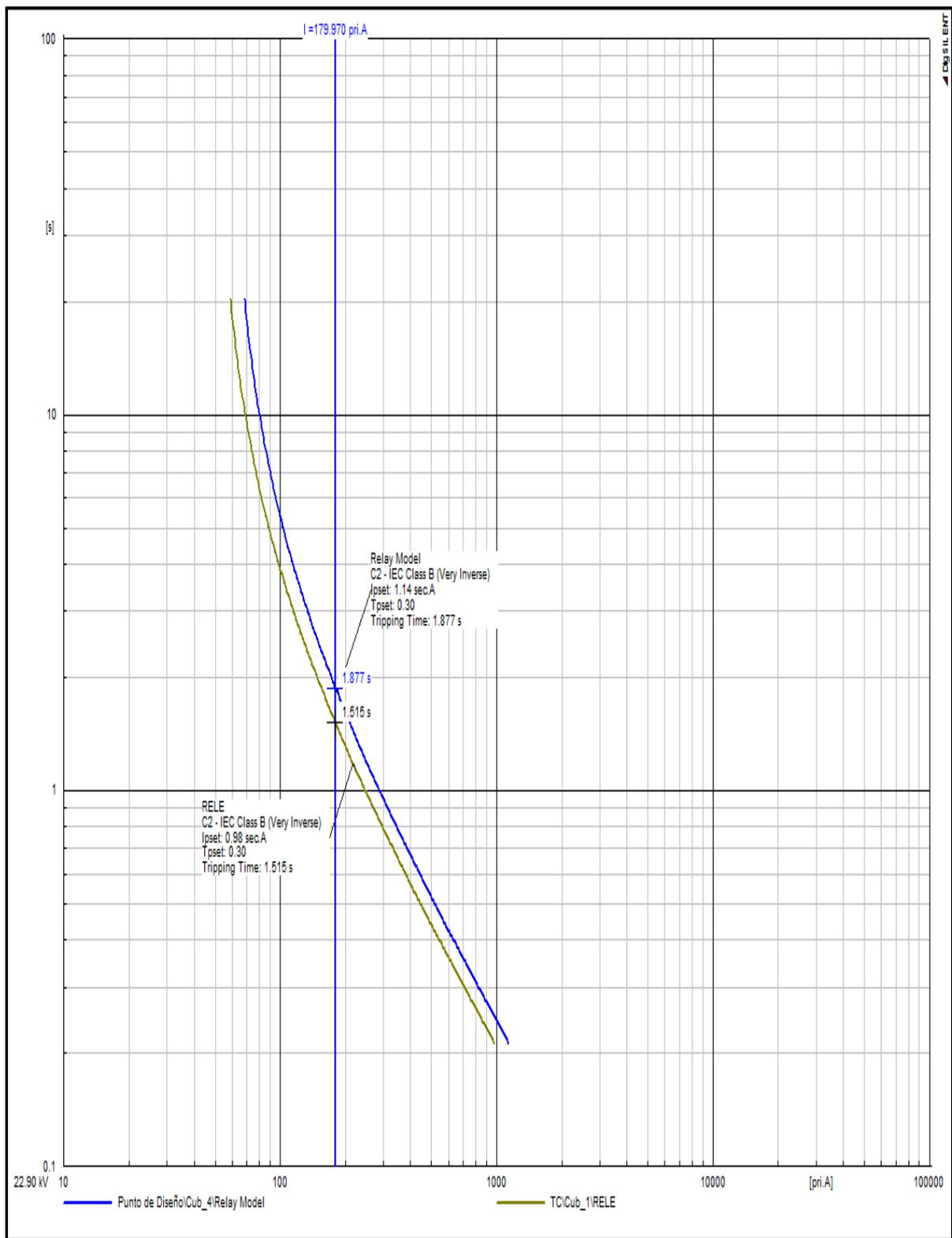


Figura 14. Curva de Operación de Sobrecorriente de Fases-Falla Trifásica Máxima y Mínima en el Lado de Baja del Transformador 400 kVA- Barra de cargas 0,23 kV.  
 Nota. Resultado del Software DigSilent versión 15.1.7.

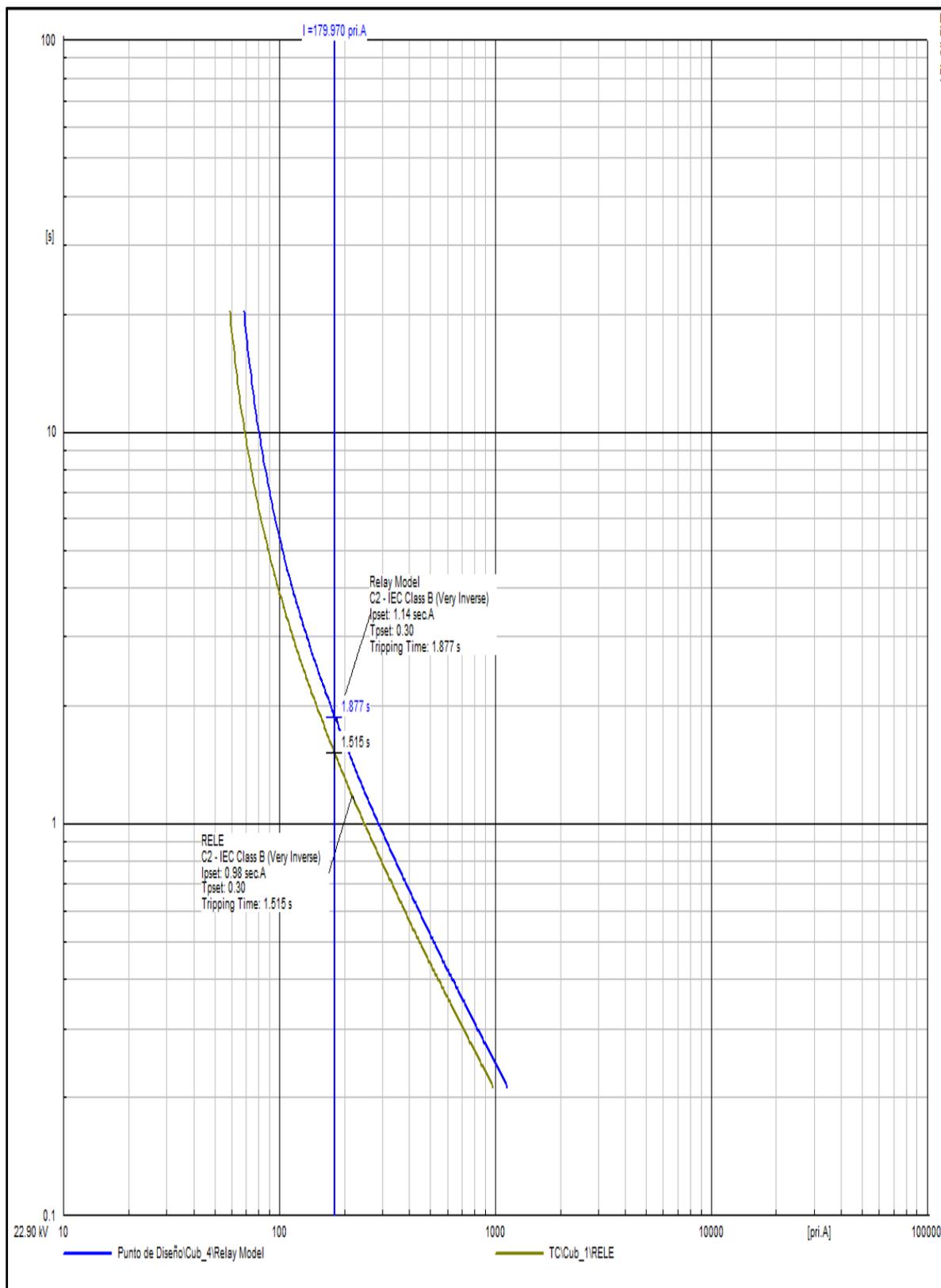


Figura 15. Curva de Operación de Sobrecorriente de Fases – Falla Bifásica R=0 Ohm Máxima y Mínima, Lado de Baja del Transformador 400 kVA - Barra de Cargas 0.23 kV.

Nota. Resultado del software DigSilent versión 15.1.7.

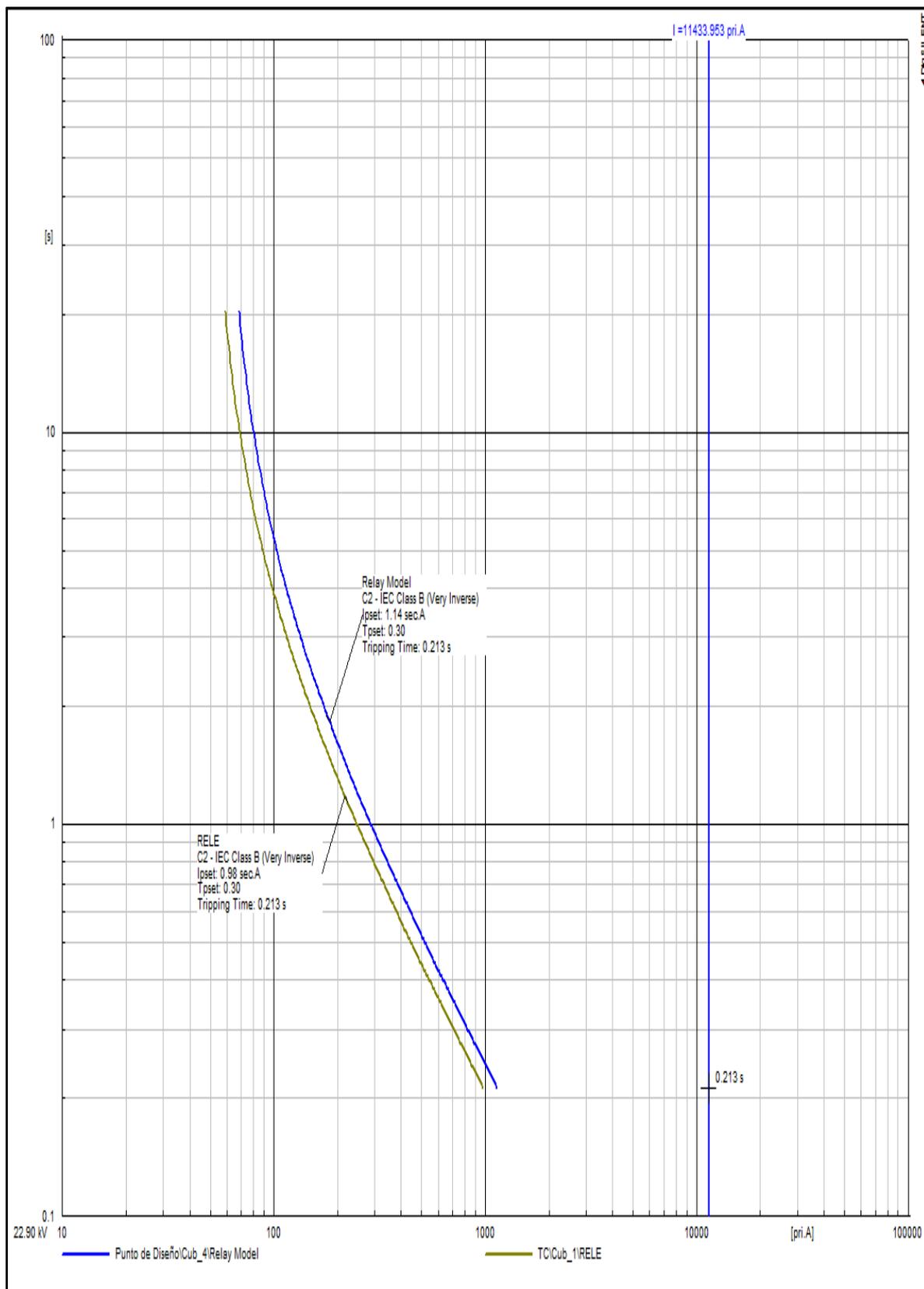
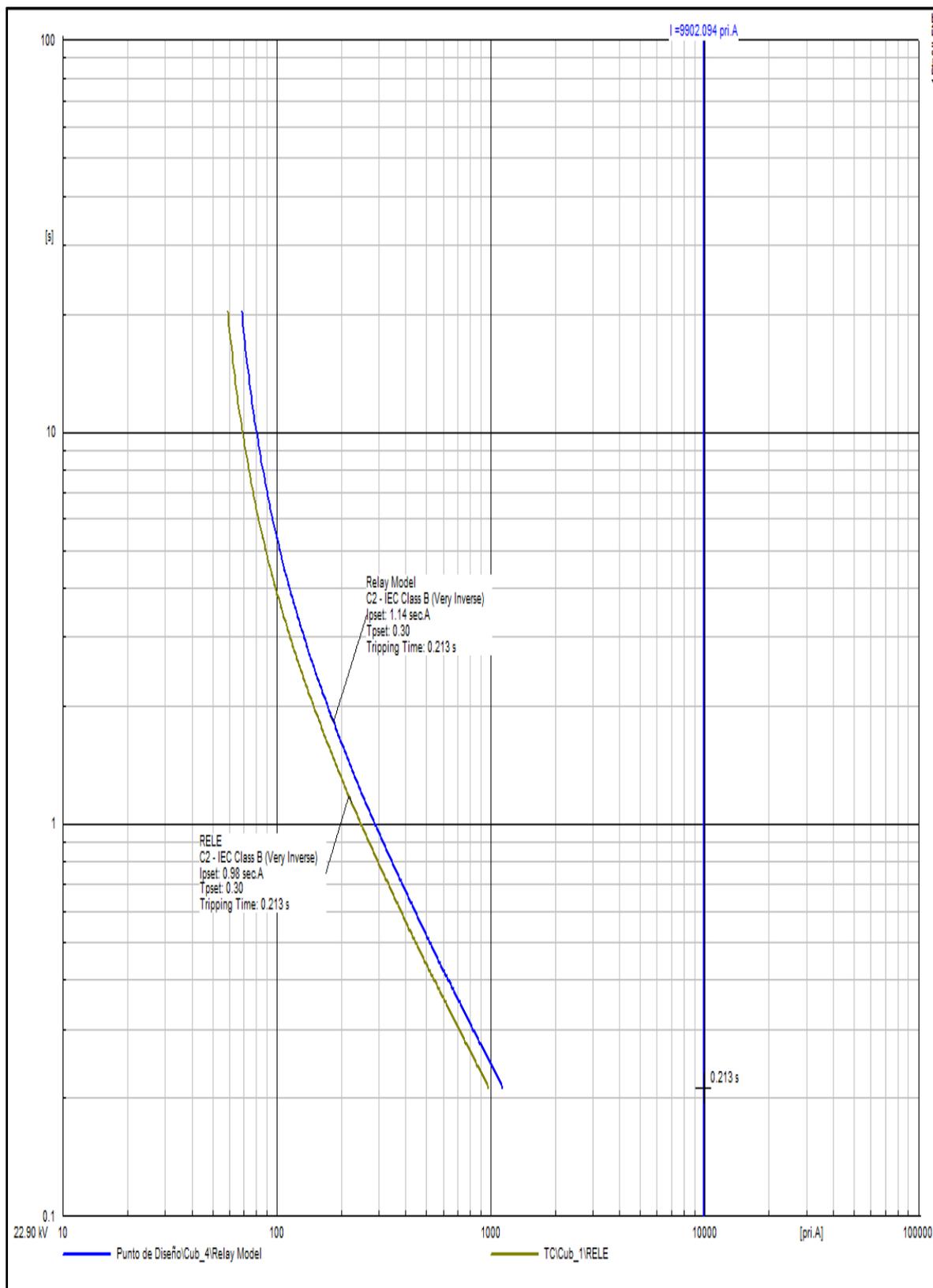


Figura 16. Curva de Operación de Sobrecorriente de Fases – Falla Trifásica Máxima y Mínima en el Bushing de Alta del Transformador de 400 kVA.

Nota. Resultado del software DigSilent versión 15.1.7.



**Figura 17.** Curva de Operación de Sobrecorriente de Fases – Falla Bifásica R=0 Ohm Máxima y Mínima, Bushing de Alta del Transformador de 400kVA.  
 Nota. Resultado del software DigSilent versión 15.1.7.

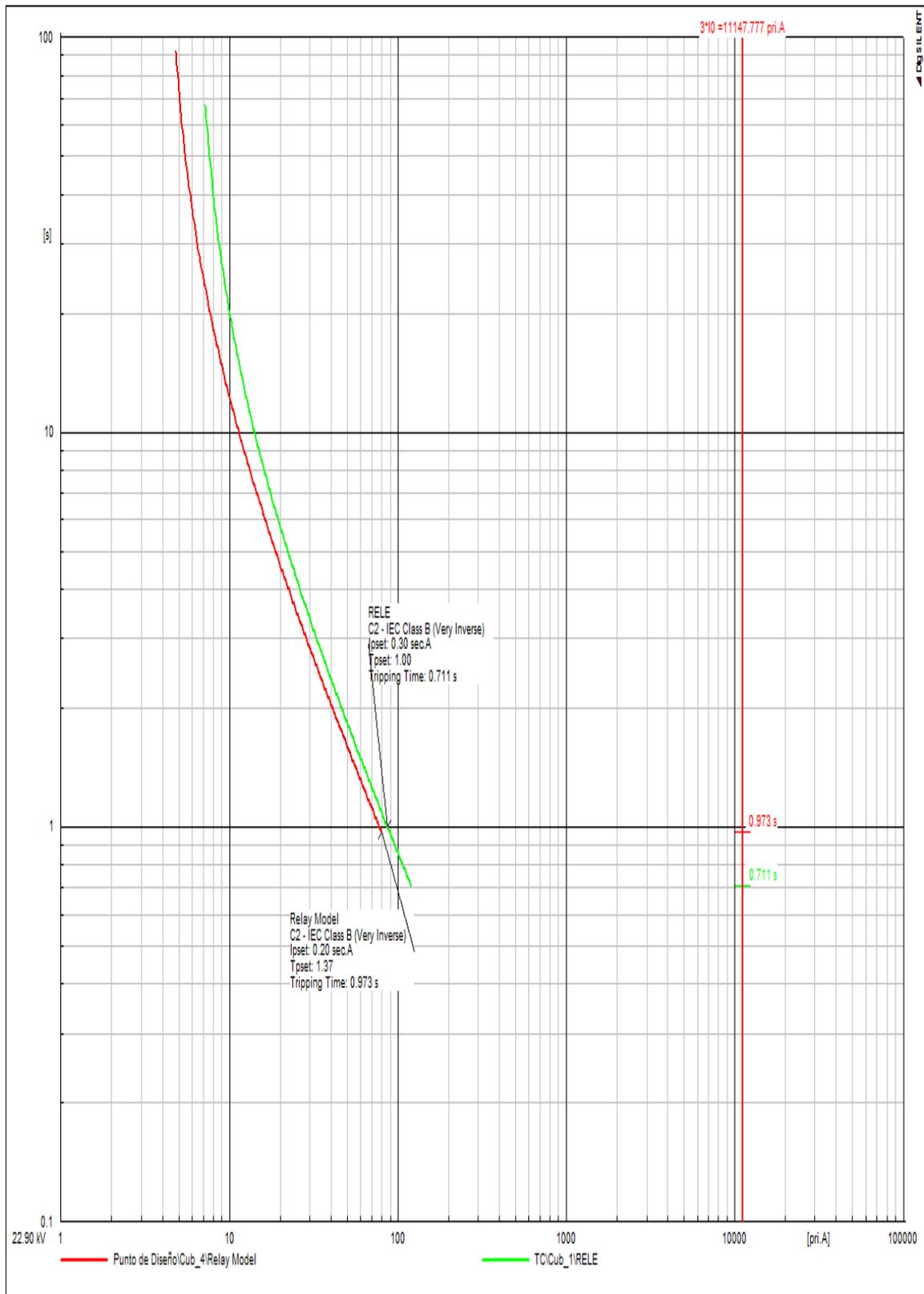


Figura 18. Curva de Operación de Sobrecorriente de Tierra – Falla Monofásica R=0 Ohm Máxima y Mínima, en el Lado de Alta del Transformador 400 kVA.  
Nota. Resultado del software DigSilent versión 15.1.7.

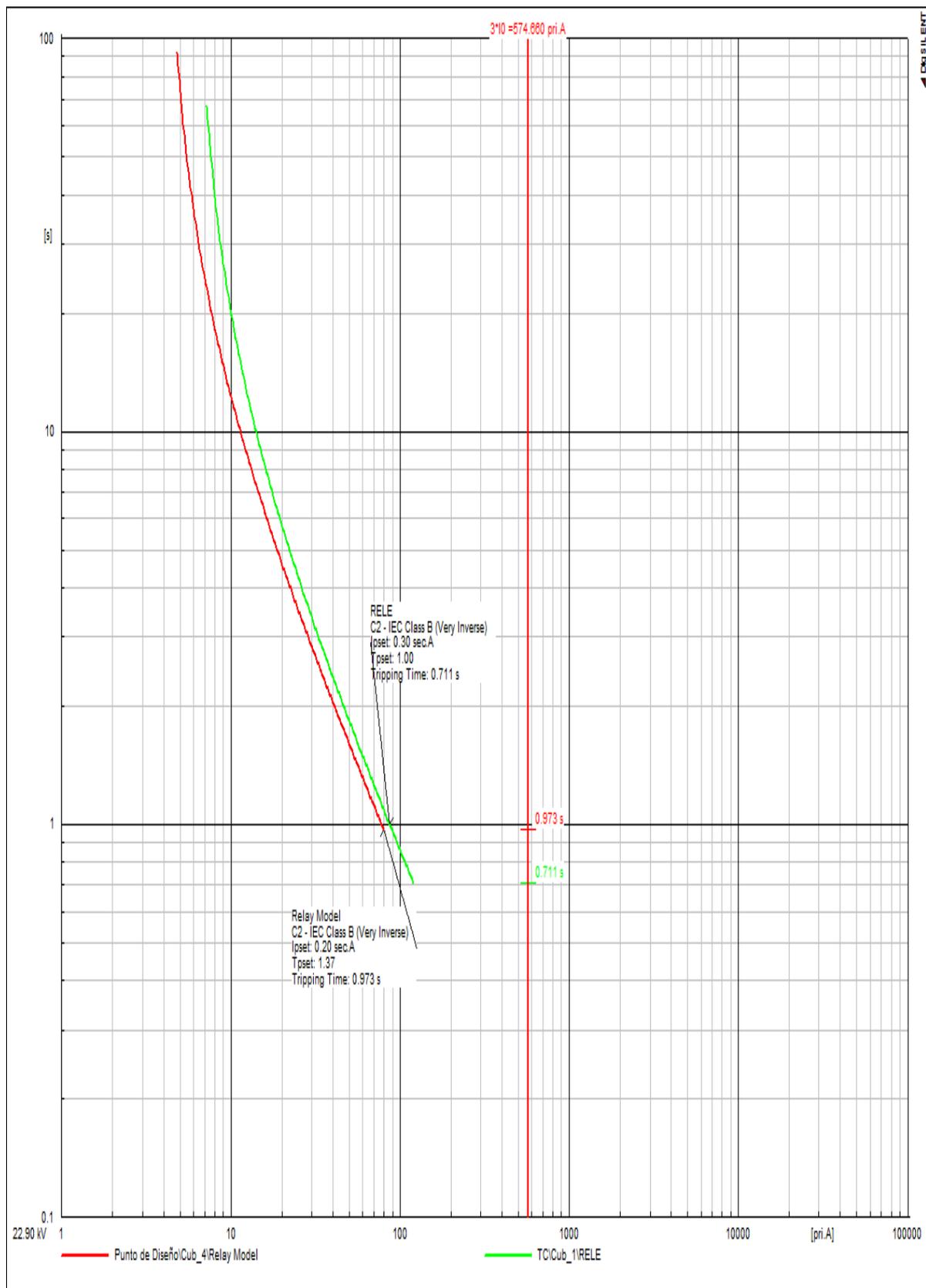


Figura 19. Curva de Operación de Sobrecorriente de Tierra – Falla Monofásica R=25 Ohm Máxima y Mínima, en el Lado de Alta del Transformador 400 kVA.

Nota. Resultado del software DigSilent versión 15.1.7.

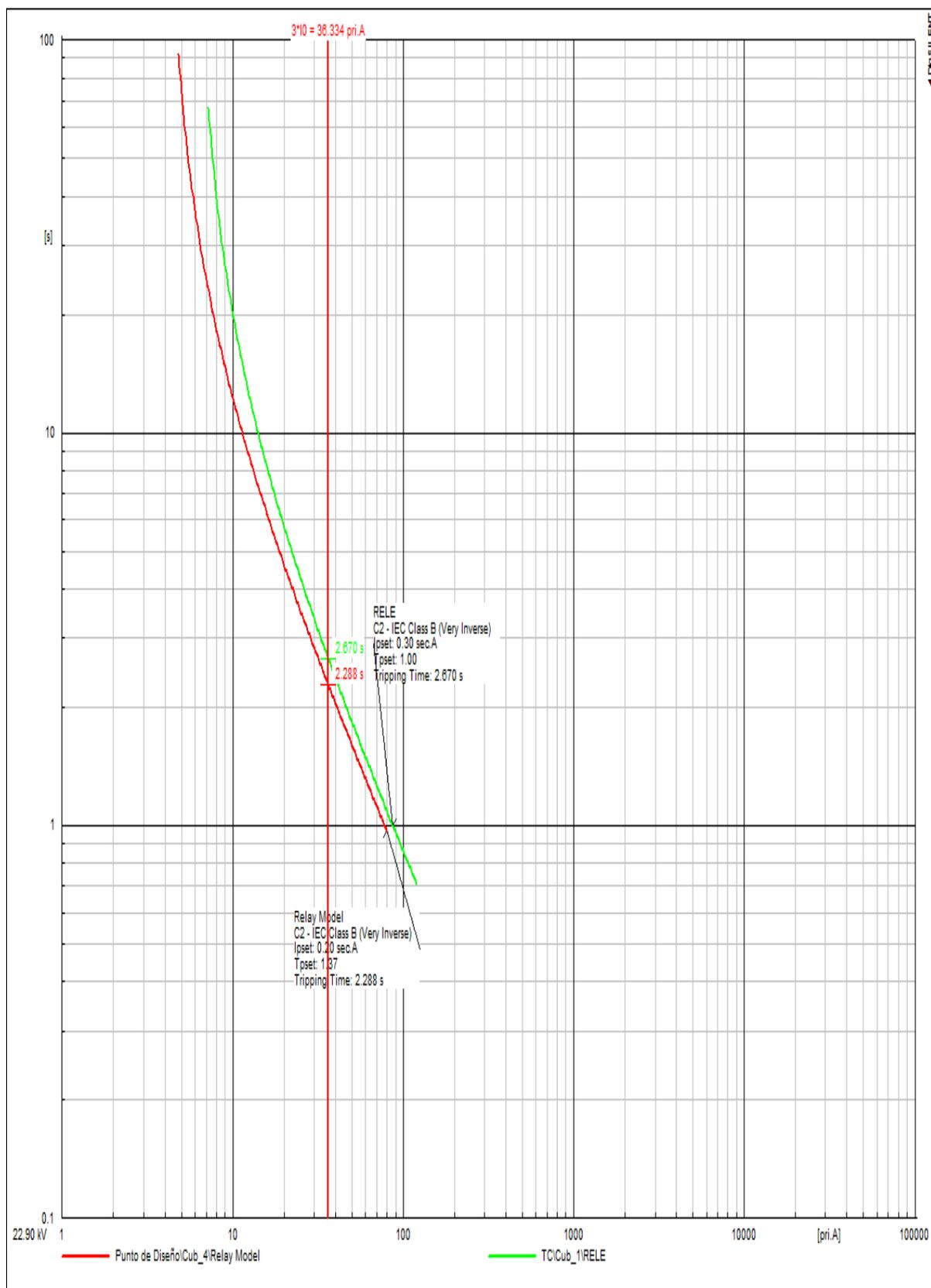


Figura 20. Curva de Operación de Sobrecorriente de Tierra – Falla Monofásica  $R=400 \text{ Ohm}$  Máxima y Mínima, en el Lado de Alta del Transformador 400 kVA.

Nota. Resultado del software DigSilent versión 15.1.7.

#### **4.1.8. Suministro de Emergencia.**

El sistema tiene un suministro eléctrico de emergencia como contingencia destinado para alimentar las cargas del sistema de cómputo, así como el UPS, Data center, dado que requiere un sistema ininterrumpido en caso de corte de energía, la demanda máxima del sistema de cómputo es de 160 kW.

##### ***4.1.8.1. Características del Grupo Electrógeno Existente.***

- Potencia	:	250 kVA.
- Tensión	:	0.38 kV.
- Frecuencia	:	60 Hz.
- Serie....	:	FGWNAY03PNM100689
- Modelo	:	P220HE2
- Marca	:	PERKINS
- Velocidad	:	1800 RPM

El Figura 29 muestra el diagrama unifilar del sistema de emergencia para el sistema de cómputo.

##### ***4.1.8.2. Plan de Contingencia.***

Asimismo, se prevé un sistema de contingencia en caso de corte de energía para las áreas de atención al público, oficinas principales, cajeros, ascensores, iluminación de pasillos y escalera, etc. para en caso de corte de energía, estas áreas sigan funcionando normalmente

La demanda actual del sistema de emergencia es de 280 kW, con una reserva de 20 kW en caso de aumento de carga.

Se tiene un total de 300 kW

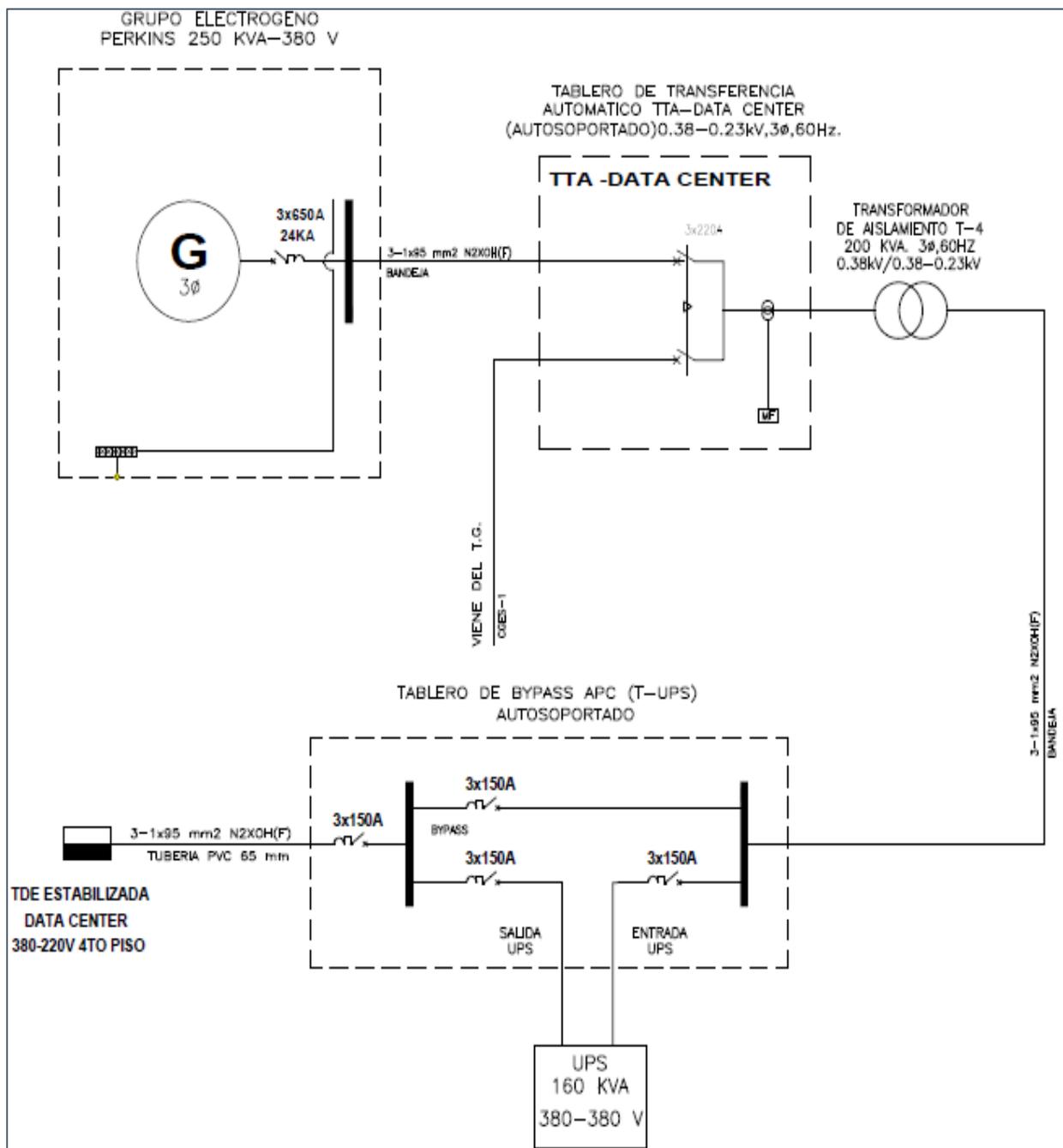


Figura 21. Diagrama unifilar del sistema de cómputo existente.

Nota. G= Grupo electrógeno, TTA= Tablero de transferencia automática, UPS= Sistema de alimentación ininterrumpida, TDE= Tablero de emergencia Data center.

#### 4.1.8.3. Características del Grupo Electrógeno Proyectado.

El grupo eléctrico a instalar será ubicado en el semisótano, al costado de los tableros generales y tendrá las siguientes características:

Grupo eléctrico de emergencia

- Potencia: 385 kVA.
- Tensión: 0.23 kV.
- Frecuencia: 60 Hz.
- Marca: MODASA
- Motor, modelo: DOUSAN-P126T1
- Velocidad: 1800 RPM

#### 4.1.9. Planos.

Ver planos adjuntos en Anexo 7

		Esc.
IE-01	Sistema de utilización en media tensión 10 kV estado actual de subestación particular, recorrido del cable.	1/50
IE-02	Sistema de utilización en media tensión 22,9 kV recorrido del cable, plano de ubicación.	1/50
IE-03	Sistema de utilización en media tensión 22,9 kV esquema de principio, diagrama unifilar.	1/50
IE-04	Sistema de utilización en media tensión 22,9 kV subestación N° 1, detalles.	1/50
IE-05	Sistema de utilización en media tensión 22,9 kV subestación N° 2, detalles.	1/50

## 4.2. Análisis Técnico del Cambio de 10 A 22,9 kV

La Zona Registral IX modificara el nivel de tensión de 10 a 22,9 kV, para reducir las pérdidas, mejorar la calidad de la energía y adecuarse a la disposición de la empresa concesionaria Luz del Sur

El presente análisis evalúa la demanda, la calidad del servicio eléctrico y las pérdidas de energía en la Zona Registral IX sede Lima

Los cables instalados en la red de media tensión del sistema de utilización actual, tienen un nivel de aislamiento en 10 kV (teniendo en cuenta el cambio del nivel de tensión), la red de media tensión será modificada.

### 4.2.1. Calidad del Servicio Eléctrico.

#### 4.2.1.1. Calidad del Suministro.

##### A. Tolerancia.

Tabla 33

*Tolerancias de los Indicadores N y D Según el Nivel de Tensión*

Límites N y D según nivel de tensión		
MAT/AT	N=2	D=4 h
MT	N=4	D=7h
BT	N=6	D=10 h

*Nota.* N: Número de interrupciones por usuario y por semestre, D: Duración ponderada de las interrupciones por usuario y por semestre. Consideraciones en la calidad de suministro. Según sector de distribución típico.

Adaptado de la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos. Recuperado de <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/calidad/NTCSE> (Osinergmin, 2016).

La Zona Registral IX se encuentra en una zona urbana de alta densidad, por lo cual rige las tolerancias en las interrupciones tanto en número (N), como en duración (D) para la zona urbana de alta densidad denominada STD1 (Sector típico de distribución 1).

En la tabla 34 se muestra los desempeños esperados u obtenidos en los años 2015 y 2016

Tabla 34

*Desempeños Obtenidos y Esperados de la Zona Registral IX años 2015 y 2016*

Año	Desempeño obtenido (N)	Desempeño Esperado (N)	Desempeño obtenido (D)	Desempeño Esperado (D)
2015 (2do Semestre)	0	4	0	7
2016 (1er Semestre)	1	4	3	7
2016 (2do Semestre)	1	4	2	7

*Nota.* Indicadores de la calidad de suministro tomados 2015, 2016, comparado con el desempeño esperado por año, adaptado de <https://www.sunarp.gob.pe/transparencia.asp?ID=62688> (Sunarp, 2016)

Los indicadores de calidad del suministro (N y D) se muestran en la tabla 34 se observa también las tolerancias (Desempeño esperado) estipulada en el Anexo 13 de la escala de multas y sanciones de la Gerencia de fiscalización eléctrica GFE.

Se puede observar que para La Zona Registral en el año 2016 1er y 2do semestre se tiene respectivamente:

- N= 1, 1 (1er y 2do Semestre) valores inferiores a la tolerancia N= 4
- D= 3, 2 (1er y 2do Semestre) valores inferiores a la tolerancia D=7

Por lo tanto, las interrupciones, tanto en número (N) como en duración (D), en la subestación de la Zona Registral IX, en el año 2015 y 2016 se encuentra dentro de la tolerancia que establece la NTCSE, asimismo no se puede afirmar el cumplimiento de la norma en los años anteriores debido a que la entidad no tiene un registro de las interrupciones.

#### 4.2.1.2. Calidad del producto tensión.

##### A. Tolerancia.

La tolerancia admitida es de  $\pm 5.0\%$  de las tensiones nominales o la tensión de operación, y hasta el 5% del tiempo de periodo de medición, en los niveles de tensión BT, MT, AT y MAT.

Los suministros medidos presentan mala calidad de tensión, cuando dicha medición presenta variaciones de tensión fuera del rango  $\pm 5\%$  de la tensión nominal por un espacio de tiempo mayor al 5% del período medido. (Osinermin, 2016)

Tabla 35

#### Valores Límites de Calidad de Tensión en Media TENSIÓN

Sector Típico	Tolerancia	Valor Nominal	Valores limites
1 2 y 3 (Urbano)	+- 5% Vn	10 000 voltios	10 500 voltios
		22 900 voltios	9 500 voltios
4, 5 y SER (Rural)	+- 6.0% Vn	10 000 voltios	24 045 voltios
			21 755 voltios
			10 600 voltios
			9 400 voltios

*Nota.* Valores límites del nivel en media tensión, adaptado de <http://www.osinermin.gob.pe/empresas/electricidad/calidad/NTCSE> (Osinermin, 2016).

##### B. Caída de tensión en 10 kV.

La Zona Registral IX se alimenta desde la subestación 301, con cable unipolar tipo NKY de 35 mm<sup>2</sup> subterráneo en ducto, con una distancia de 3.89 km, en la tabla siguiente muestra el cálculo de caída de tensión en 10 kV.

La caída de tensión en la subestación de la Zona Registral IX en 10 kV (Actual), está dada por:  $\Delta V = 515.36$  V, lo que representa un porcentaje de 5.15 % superior a la tolerancia de  $\pm 5\%$  establecido en la NTCSE, los resultados se muestran en la tabla 36.

Tabla 36

*Caída de Tensión del Cable en el Nivel de 10 kV como Resultado de Cálculo.*

Nivel de tensión	P	I	L	$\Delta V$	$\% \Delta V$
kV	kVA	(A)	(km)		
10	1200	84.47	3.89	515.36	5.15

*Nota.* P= Potencia del transformador, I = Corriente corregida, L= Longitud en km,  $\Delta V$  = Caída de tensión,  $\% \Delta V$  = Porcentaje de caída de tensión. Caída de tensión en la subestación de la Zona Registral IX en 10 kV.

### C. Caída de tensión en 22.9 kV.

En la siguiente tabla muestra el cálculo de la caída de tensión en 22.9 kV.

Tabla 37

*Caída de Tensión del Cable en el Nivel de 22.9 kV como Resultado de Cálculo.*

Nivel de tensión	P	I	L	$\Delta V$	$\% \Delta V$
kV	kVA	(A)	(km)		
22,9	1200	36.89	3.89	61.29	0.2

*Nota.* C P= Potencia del transformador, I = Corriente corregida, L= Longitud en km,  $\Delta V$  = Caída de tensión,  $\% \Delta V$  = Porcentaje de caída de tensión. Caída de tensión en la subestación de la Zona Registral IX.

La caída de tensión en la subestación de la Zona Registral IX en 22,9 kV es;  $\Delta V = 61.29V$ , lo que representa un porcentaje de 0.2%, este se encuentra dentro de la tolerancia del  $\pm 5\%$  establecido en la NTCSE.

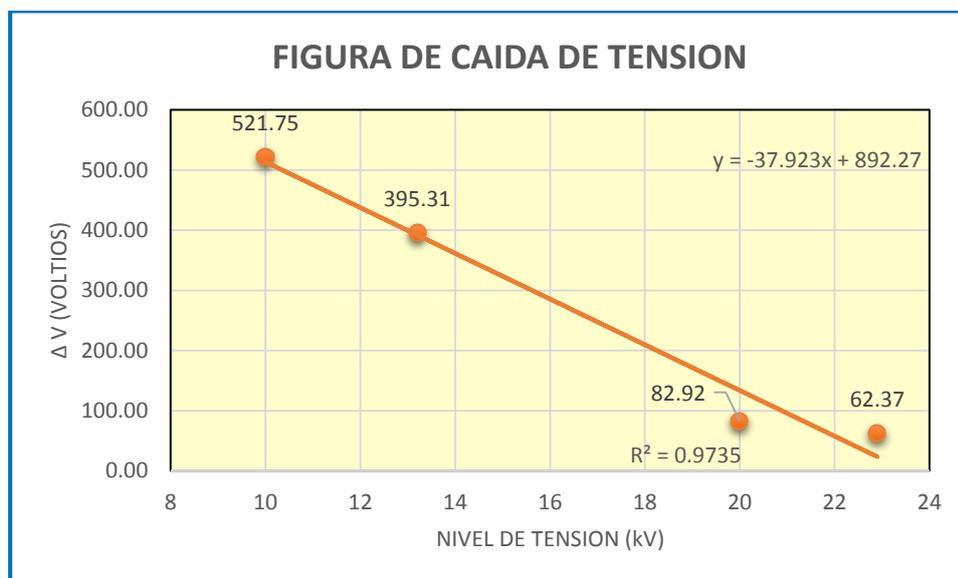
Tabla 38

*Caída de Tensión en Subestación de la Zona Registral IX, como Resultado del Cálculo.*

Nivel de tensión	Caída de tensión de Cable de energía	Caída de tensión Celda Llegada (GAME-1)	Caída de tensión Celda Protección (DM-1)	Caída de tensión Celda Salida (QM-1)	Caída de tensión de Trafo 1	Caída de tensión de Trafo 2	Caída de tensión de Trafo 3	Caída de Tensión Total	Porcentaje
kV	Voltios	Voltios	Voltios	Voltios	Voltios	Voltios	Voltios	Voltios	%
10	515.36	2.13	2.13	2.13	180.00	180.00	180.00	521.75	5.22
13.2	390.42	1.63	1.63	1.63	180.84	180.84	180.84	395.31	2.99
20	80.46	0.82	0.82	0.82	291.50	291.50	291.50	82.92	0.41
22.9	61.29	0.36	0.36	0.36	297.70	297.70	297.70	62.37	0.27

*Nota:* Resumen de resultados de caída de tensión en la subestación de la Zona Registral IX en 10, 13.2, 20 y 22.9 kV.

La caída de tensión en la subestación de la Zona Registral IX en 10 kV es 521.75V lo que representa el 5.22%. La caída de tensión en la subestación de la Zona registral IX en 22.9 kV es 62.37V lo que representa un 0.27%, la diferencia de la caída de tensión es: 459.38V, lo cual significa una disminución de 88.05%



*Figura 22.* Comparativo de Caída de Tensión en los Niveles de 10, 13.2, 20 y 22.9 kV.  
 Nota. Caída de tensión en 10 kV= 521.75, 13,2 kV= 395.31V, 20 kV=82.92V, 22.9 kV= 62.37 V = 61.29V.

Por lo tanto, con el cambio del nivel de tensión de 10 a 22.9 kV se disminuyó la caída de tensión en un 88.05% (62.37V en 22.9 kV) lo que representa un 0.27% de la caída de tensión en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX, la cual se encuentra dentro de la tolerancia establecido en la NTCSE ( $\pm 5\%$  de la tensión nominal).

#### 4.2.2. Pérdida de energía.

El cálculo de pérdidas se realizó mediante Flujo de Carga, según el estudio realizado para la evaluación y diagnóstico de la calidad de energía eléctrica en la Zona Registral IX sede Lima en mayo del 2016 por la empresa consultora GH Ingenieros E.I.R.L. El monitoreo se realizó con el equipo analizador de redes (Fluke 1760) y se realizó el análisis con el Software

de gestión energética Fluke Power Analyze evaluando los parámetros de estado estable (perfil de voltaje, corriente potencia, factor de potencia, distorsión armónica en voltaje y distorsión en corriente entre otros).

El flujo de carga se utilizó la demanda máxima de la S.E, y se consideró lo siguientes aspectos según la normativa Osinergmin n° 44-2015:

1. Se tomó como base la corriente máxima registrada en cada fase., la carga se determina con las mediciones y energía facturada y las potencias registradas.
2. Se asumieron tensiones constantes en la barra de referencia en MT, iguales a la tensión nominal o la tensión de operación del sistema.
3. Las pérdidas de energía se determinarán multiplicando las pérdidas de potencia del mismo por un tiempo equivalente del alimentador.

Los datos obtenidos y cálculos de pérdida de energía en la Subestación de la Zona Registral IX, se observa en la siguiente tabla:

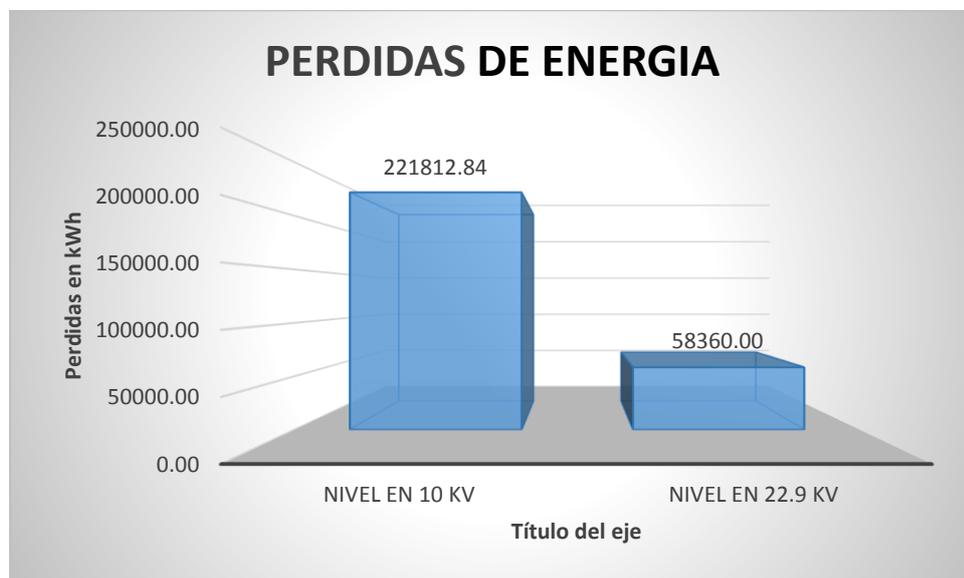
Tabla 39

*Comparativo de Pérdidas de Energía en 10 y 22,9 kV como Resultado del Cálculo.*

Nivel de tensión	Perdidas Cable de energía	Perdidas Celda Llegada (GAME-1)	Perdidas Celda Protección (DM-1)	Perdidas Celda Salida (QM-1)	Perdidas Trafo 1	Perdidas Trafo 2	Perdidas Trafo 3	Perdida Total
<b>kV</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>
<b>10</b>	113704.80	32.41	32.41	32.41	36003.60	36003.60	36003.60	221812.84
<b>13.2</b>	65262.00	18.40	18.40	18.40	33200.40	33200.40	33200.40	164918.39
<b>20</b>	21024.00	7.88	7.88	7.88	20323.20	20323.20	20323.20	82017.25
<b>22.9</b>	16030.80	6.13	6.13	6.13	14103.60	14103.60	14103.60	58360.00

*Nota.* Resumen de resultados de pérdidas de energía en la subestación de la Zona Registral IX en 10 y 22,9 kV.

Los resultados de los cálculos determinan la pérdida de energía dadas por las pérdidas de potencia multiplicadas por un tiempo equivalente.



*Figura 23.* Pérdida de Energía en los Niveles de 10, 22.9 kV.

*Nota.* Pérdida de energía en 10 kV = 221812.84 kWh, Pérdida de energía en 22,9 kV = 58360.00 kWh.

Para el nivel de tensión de 10 kV se tiene unas pérdidas de potencia total de 221812.84 kWh (Pérdidas de energía equivalente a un año), lo que equivale un 2.64% de pérdidas de energía en la subestación de la Zona Registral IX en el nivel de 10 kV.

Para el nivel de tensión de 22.9 kV se tiene unas pérdidas de potencia total de 58360.00 kWh (Pérdidas de energía equivalente a un año), lo que equivale un 0.69% de pérdidas de energía en la subestación de la Zona Registral IX en el nivel de 22.9 kV.

#### **4.2.2.1. Análisis económico.**

El beneficio económico del cambio del nivel de tensión se determina según las pérdidas de energía en cada nivel, para ello es necesario el pliego tarifario de Osinergmin (Tarifa MT2 actual en la Zona Registral IX).

Tabla 40

*Cargos de Facturación para Tarifa MT2 (Nov 2016).*

	<b>Tarifa con Doble Medición de Energía Activa y Contratación o Medición de Dos Potencias 2E2P</b>	<b>Unidad</b>	<b>Tarifa sin IGV</b>
Tarifa MT2	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.93
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	22.08
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	18.35
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	56.20
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	9.45
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	10.37
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.18

*Nota.* Pliego tarifario expresado en soles, empresa concesionaria Luz del Sur. Recuperado de <http://www2.osinerg.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegosTarifariosUsuarioFinal.aspx?Id=150000>. (Osinergmin, 2017).

En la tabla 40. Se muestra pérdidas económicas anuales en los niveles de tensión de 10 a 22.9 kV, así se tiene pérdidas anuales en soles en 10 kV = S/. 64 641.81 soles, y pérdidas anuales en soles en 22.9 kV = S/. 17 007.56 soles, por lo que se consigue un beneficio económico anual de 47 634.25 soles

Asimismo se redujo en un 1.94 % de las pérdidas de energía en la subestación de la Zona Registral IX cuando se cambia el nivel de tensión de 10 a 22,9 kV.

Tabla 41

*Beneficio Económico Anual del Cambio de 10 a 22.9 kV.*

Cargo por pérdida de energía	Total de horas (h)	Cargo unitario por energía activa ctm. S./kW.h	Nivel de tensión (kV)		
			10	22.9	
			Perdidas de energía kWh	22 1812.84	58 360.00
			Porcentaje de pérdidas %	2.64	0.69
Horas punta	1825	0.2204	Costo total horas punta Soles	14 806.01	3 895.53
Horas fuera de punta	6935	0.1838	Costo total horas fuera punta Soles	49 835.80	13 112.03
Total anual	8760		Total en soles	S/. 64 641.81	S/. 17 007.56
			Beneficio económico	Total	S/. 47 634.24

Por lo tanto, cuando se cambia del nivel de tensión de 10 a 22,9 kV en la subestación de la Zona Registral IX se logra una disminución de 1.94% de pérdidas de la energía (73.68% de total de las pérdidas de energía).

### 4.3. Resultados de la Investigación

Para hallar los resultados se ha verificado los datos obtenidos en la ficha de registro de datos para las tensiones en 10kV y 22.9kV, los que fueron tabulados en el software estadístico SPSS versión 22. Los resultados son presentados en primer lugar descriptivamente teniendo en cuenta las siguientes dimensiones: celda de llegada, celda de protección, celda de salida, transformador de potencia 1, transformador de potencia 2, evaluando la caída de tensión y las pérdidas de energía. Y luego se hará la prueba de hipótesis correspondiente para el logro de los objetivos. Finalmente se discutirán los resultados teniendo en cuenta los antecedentes del estudio.

	y	x1	x2	RES_1	E_cuadrado	var									
1	10000,00	521,75	221812,84	,00004	,00000										
2	13200,00	395,31	164918,39	-,00009	,00000										
3	20000,00	82,92	82017,25	,00013	,00000										
4	22900,00	62,37	58360,00	-,00008	,00000										
5															
6															
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															
21															
22															
23															
24															

Figura 24. Base de datos SPSS.

Nota. Resultado de software estadístico SPSS versión 22.

Tabla 42

Matriz de Datos

SUBESTACION INTERIOR  NIVEL DE TENSION	Cable de energía		Celda Llegada (GAME-1)		Celda Protección (DM-1)		Celda Salida (QM-1)		Transformador 1		Transformador 2		Transformador 3		Total	
	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe
<b>10</b>	515.36	113704.80	2.13	32.41	2.13	32.41	2.13	32.41	180.00	36003.60	180.00	36003.60	180.00	36003.60	<b>521.75</b>	<b>221812.84</b>
<b>13.2</b>	390.42	65262.00	1.63	18.40	1.63	18.40	1.63	18.40	180.84	33200.40	180.84	33200.40	180.84	33200.40	<b>395.31</b>	<b>164918.39</b>
<b>20</b>	80.46	21024.00	0.82	7.88	0.82	7.88	0.82	7.88	291.50	20323.20	291.50	20323.20	291.50	20323.20	<b>82.92</b>	<b>82017.25</b>
<b>22.9</b>	61.29	16030.80	0.36	6.13	0.36	6.13	0.36	6.13	297.70	14103.60	297.70	14103.60	297.70	14103.60	<b>62.37</b>	<b>58360.00</b>

Nota. Base de datos elaborados a partir de fuentes primarias y cálculos,  $\Delta t$ : Caída de tensión, Pe: Perdida de energía.

### 4.3.1. Prueba de Hipótesis.

#### 4.3.1.1. Hipótesis General.

El cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV influye significativamente en la subestación tipo interior de La Zona Registral IX Sede Lima, en el año 2016.

**H<sub>0</sub>** = El nivel de tensión No influye significativamente en la caída de tensión y las pérdidas de energía en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima para el año 2016.

**H<sub>1</sub>**= El nivel de tensión influye significativamente en la caída de tensión y las pérdidas de energía en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima para el año 2016.

Nivel de significancia = 5 % = 0.05, Grados de confiabilidad = 95 %

#### A. Prueba de distribución normal.

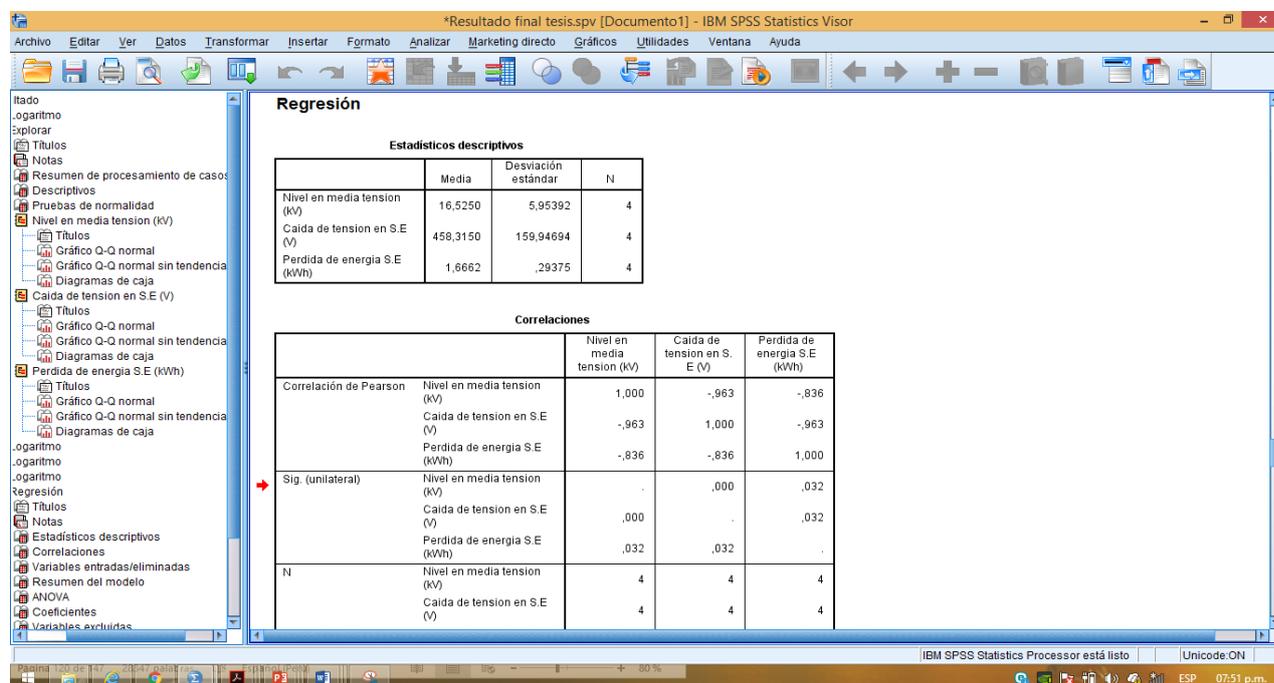


Figura 25. Prueba de Distribución Normal.

Nota. Resultado de software estadístico SPSS versión 22.

### 4.3.1. Prueba de Regresión Lineal Múltiple.

Tabla 43

#### Prueba Regresión Lineal Múltiple

Resumen del modelo <sup>c</sup>										
Modelo	R	R cuadrado	R cuadrado ajustado	Error estándar de la estimación	Estadísticas de cambios					
					Cambio de cuadrado de R	Cambio en F	df1	df2	Sig. Cambio en F	Durbin-Watson
1	,657 <sup>a</sup>	,432	,322	,00747	,001	1904401,137	1	2	,042	
2	,904 <sup>b</sup>	,818	,763	,00018	,000	3353,220	1	1	,011	2,339

#### ANOVA<sup>a</sup>

Modelo		Suma de cuadrados	gl	Media cuadrática	F	Sig.
1	Regresión	106,347	1	106,347	1904401,137	,000 <sup>b</sup>
	Residuo	,000	2	,000		
	Total	106,348	3			
2	Regresión	106,347	2	53,174	1596946702,093	,000 <sup>c</sup>
	Residuo	,000	1	,000		
	Total	106,348	3			

Nota: a Predictores: (Constante), Caída de tensión en S.E (V), b. Predictores: (Constante), Caída de tensión en S.E (V), Pérdida de energía S.E (kWh), c. Variable dependiente: Nivel en media tensión (kV). Resultado de software estadístico SPSS versión 22.

Tabla 44

*Prueba de Correlación de Pearson*

		Correlaciones		
		Nivel en media tensión (kV)	Caída de tensión en S.E (V)	Perdida de energía S.E (kWh)
Correlación de Pearson	Nivel en media tensión (kV)	1,000	-,963	-,836
	Caída de tensión en S.E (V)	-,963	1,000	-,963
	Perdida de energía S.E (kWh)	-,836	-,836	1,000
Sig. (unilateral)	Nivel en media tensión (kV)	.	,000	,032
	Caída de tensión en S.E (V)	,000	.	,032
	Perdida de energía S.E (kWh)	,032	,032	.
N	Nivel en media tensión (kV)	4	4	4
	Caída de tensión en S.E (V)	4	4	4
	Perdida de energía S.E (kWh)	4	4	4

Nota. Resultados de software estadístico SPSS versión 22.

Tabla 45

*Prueba de Regresión Múltiple, Valores de Coeficientes del Modelo*

		Coeficientes <sup>a</sup>				
		Coeficientes no estandarizados		Coeficientes estandarizados		
Modelo		B	Error estándar	Beta	t	Sig.
1	(Constante)	-,535	,013		-41,461	,001
	Caída de tensión en S.E (V)	,037	,000	1,000	1380,000	,000
2	(Constante)	-,391	,003		-155,292	,004
	Caída de tensión en S.E (V)	,037	,000	,997	19863,908	,000
	Perdida de energía S.E (kWh)	-,059	,001	-,003	-57,907	,011

Nota. a. Variable dependiente: Nivel en media tensión (kV). Resultados de software estadístico SPSS versión 22.

En la Tabla 44 de la prueba de correlación de Pearson se muestra una fuerte correlación entre la variable caída de tensión y las variables caída de tensión y pérdidas de energía en un 96 % y 83 % respectivamente.

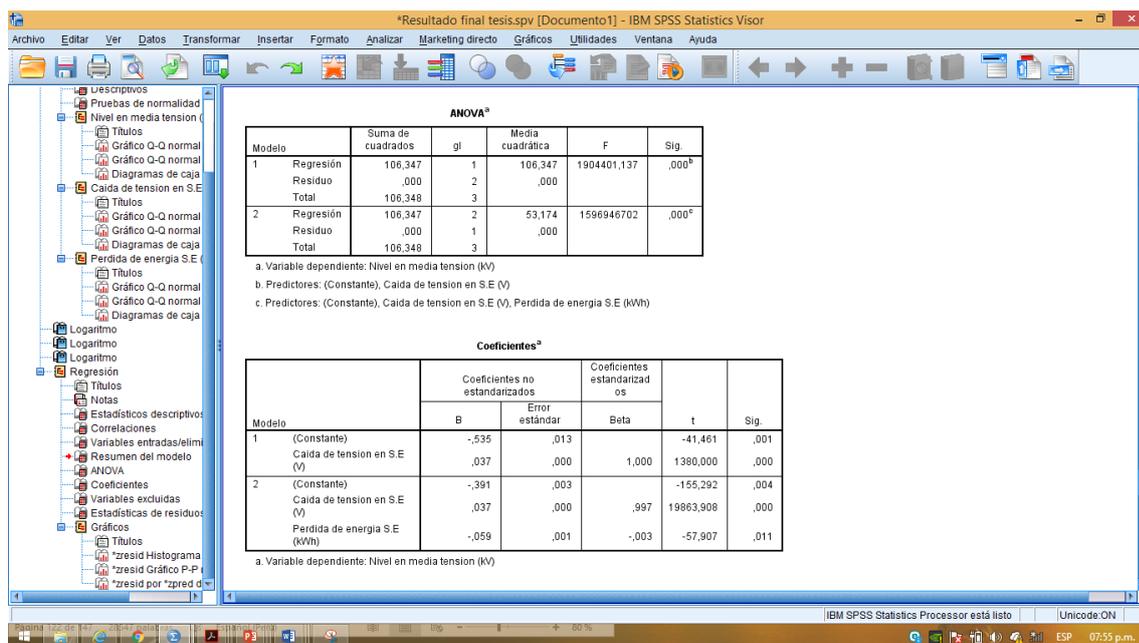


Figura 26. Prueba Regresión múltiple.

Nota. Resultado de software estadístico SPSS versión 22.

#### 4.4. Discusión e Interpretación de Resultados

##### 4.4.1. Interpretación de los Resultados.

El resumen de modelo de la tabla 43, donde se muestra R cuadrado indica una influencia significativa de 81.8 %, el puntaje de Durbin Watson (2,339) indica que hay independencia de los errores. También podemos ver la tabla ANOVA, que indica para el modelo 2, la predicción de la variable dependiente (pvalor < 0.05). En la tabla 44 se muestra la fuerte correlación entre las variables, En la tabla 45 se muestra los coeficientes del modelo de regresión donde se observa que la variable Caída de tensión en la S.E aporta significativamente al modelo de predicción (p valor  $0,000 < 0,05$ )

##### 4.4.1.1. Decisión estadística.

Se rechaza la hipótesis nula  $H_0$  y se acepta la hipótesis  $H_1$  en el sentido que el nivel de tensión influye significativamente en la caída de tensión y las pérdidas de energía en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima para el año 2016.

#### 4.4.1.2. Conclusión.

Se acepta H1, modelo con dos variables sig.  $p < 0,05$ ; por lo que se concluye que el cambio del nivel de tensión de 10 a 22,9 kV influye significativamente en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima para el año 2016.

Asimismo, el análisis de regresión lineal mostró la existencia de una relación entre las variables que viene explicada por la ecuación.

$$Y = -0.391 + 0.037X1 - 0,059 X2$$

Dónde:

Y: Nivel en media tensión,

X1: Caída de tensión en la S.E,

X2: Pérdidas de energía en la S.E.

En la tabla 46 se muestran los coeficientes tipificados y sus valores de probabilidad.

El coeficiente de determinación fue de 96.3

Tabla 46

*Coeficientes Tipificados y sus Valores de probabilidad.*

	<b>B</b>	<b>ES B</b>	<b>B estandarizado</b>
<b>Constante</b>	-0.391	0,003	
<b>Caída de tensión en S.E</b>	0,037	0,000	0,997
<b>Perdida de energía en S.E</b>	-0,059	0,001	-0,003

*Nota.* Adaptado de resultados de software estadístico SPSS versión 22.

#### 4.4.2. Comparación de los Resultados.

En la presente investigación encontramos que existe influencia cuando se efectúa el cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima para el año 2016. ( $p\text{valor} < 0.05$ ), considerando más conveniente (positiva) la tensión en 22,9 kV en comparación al nivel de tensión en 10 kV.

Se afirma entonces que el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV influye significativamente en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX para el año 2016.

En este sentido se tiene investigaciones similares como la de (Portillo, 2015) quien realizó un estudio para mejoramiento de la operación en estado estacionario del sistema eléctrico rural Chumbivilcas, consideró que con el cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV, en el SER Chumbivilcas, se mejora considerablemente la operación en estado estacionario, obteniendo niveles adecuados de tensión en todos los nodos del sistema, los cuales operan dentro de la tolerancia establecida por la NTCSE, evaluó la operación actual, del sistema eléctrico rural Chumbivilcas, demostrando que las caídas de tensión en varios nodos del sistema, infringen la tolerancia establecida en dicha norma.

Concluye que el cambio de nivel de tensión es aceptable, pues genera valor. La capacidad de transmisión de una línea, básicamente se encuentra limitado por: el límite térmico, la capacidad máxima de potencia y la estabilidad en estado estacionario, dentro de las cuales, la tensión juega un papel muy importante,

Por los estudios efectuados en los niveles de tensión y por las experiencias obtenidas, encontró que los resultados son satisfactorios.

También (Calipsa, e Iza, 2002) en su estudio del cambio de voltaje en la subestación 17 de 6.3 kV a 23 kV para mejorar el servicio en el área noroccidental de Quito menciona que debido al crecimiento que mantiene el sistema de distribución de la EEQ. S.A. en el sector

además de los problemas de caída de voltaje, pérdidas de energía y cargas de conductores, se tiene en mente estrangular el voltaje de 6.3 kV a 22,9 kV en la ciudad de Quito. Para mejorar el servicio,

Considerando esta propuesta conveniente en gran medida, además enfatizó que los cambios representan un costo de inversión inicial demasiado grande para la empresa distribuidora EEQ S.A. y que se considera el cambio paulatino dependiendo de la necesidad y requerimiento de la demanda de los usuarios.

Esta investigación está enfocada en la problemática desde la perspectiva de la empresa distribuidora de Quito, mas no desde el usuario final, pero concuerda que los costos son más elevados a medida que se eleva la tensión. Al igual que (Neri, 2006) en el estudio que realizó de planificación a corto y mediano plazo de las subestaciones Guaira y Casino en Venezuela, cuyo alcance contempló toda la red de distribución, indicando que la planificación es constante y se realiza para reducir pérdidas técnicas, adaptar los circuitos a demandas mayores y solucionar problemas técnicos que afectan la calidad del servicio eléctrico.

Dados los antecedentes satisfactorios del cambio del nivel de tensión, realizado en el año 1993 cuyos resultados son satisfactorios de manera económica y eficiente además de satisfacer la demanda creciente, concluye que el cambio de nivel de tensión para las subestaciones es una estrategia necesaria que trae muchos beneficios tanto económicos y técnicos.

Asimismo (Ortiz, 2014) en la investigación realizada del cambio de tensión de los sistemas de distribución en la industria en México, indica que la energía eléctrica es un servicio que debe ser prestado en las mejores condiciones de calidad. Reguladas por las normas, leyes y sistemas reguladores que verifican el cumplimiento de los reglamentos de las empresas del sector eléctrico, tanto en lo referido a la continuidad del servicio como a la calidad del mismo.

Además, indica que es necesario saber los niveles de tensiones normalizados y la disponibilidad de los niveles de voltaje del servicio para seleccionar el nivel de voltaje adecuado en nuestra acometida y así, comenzar el diseño de nuestro nuevo sistema. En la industria, la Subestación y su arreglo garantizan confiabilidad en el sistema.

Debido a que el Sistema de Distribución industrial es la base de cualquier proceso de producción, es necesario actualizarlo para mantenerlo en operación confiable a través de los años, y finaliza diciendo que el cambio de tensión es una necesidad presente con el paso de los años, por normas, las tensiones obsoletas deben ser reemplazadas.

Desde una perspectiva del sector industrial esta investigación encuentra atractiva la propuesta de cambio de nivel de tensión, para actualizar su sistema eléctrico y servicio de calidad, pero no considera los costos de inversión que conlleva dichas modificaciones.

Finalmente, Vivanco hace un estudio acerca de las características funcionales y económicas de las subestaciones para optimizar la inversión en la electrificación, mencionando que el elevamiento de las tensiones, debido a grandes puntos de generación localizados y densidades de consumo en las ciudades, se requiere unos flujos de energía elevados, teniendo la necesidad de requerir de investigaciones y desarrollo tecnológico para establecer nuevos sistemas de aislamiento, mejora de la protección, de la implantación y del diseño de los dispositivos, entre otros, que van de la mano con la aparamenta (equipos que lo conforman) de las subestaciones.

Por lo que termina diciendo que la creciente necesidad de transportar la energía eléctrica, con tensiones cada vez más elevadas, a las regiones de gran densidad de población y a los centros industriales, plantea grandes dificultades a causa de las dimensiones de la instalación implicadas.

#### **4.4.3. Evaluación de Resultados.**

Los resultados del estudio están sintetizados según los objetivos de la investigación., el análisis demostró que la hipótesis de la investigación es aceptable, además se sustenta con las investigaciones anteriores, que en gran medida están a favor, pero, tienen un enfoque desde otra perspectiva, se concuerda en que las modificaciones son necesarias tanto para las empresas distribuidoras como para el usuario, porque mejora la calidad del servicio que engloba las pérdidas, la continuidad del servicio, la capacidad máxima de potencia, entre otros aspectos.

Para el procesamiento estadístico los parámetros analizados tuvieron la premisa de guardar relación con los elementos que lo conforman con un enfoque técnico económico, principalmente los resultados han sido evaluados con el análisis comparativo, encontrando valores atípicos, que demostraron la hipótesis.

#### **4.4.4. Consecuencias Teóricas.**

La investigación refuerza la teoría en el campo eléctrico, específicamente en los parámetros de tensión, corriente, potencia, perdidas de energía, etc.

#### **4.4.5. Aplicaciones Prácticas.**

La investigación puede aplicarse en estudios, consultorías y ejecución de obras eléctricas en media tensión.

## Conclusiones

El estudio correlacional permitió confirmar una influencia significativa del cambio del nivel de tensión de 10 a 22,9 kV en la Zona Registral IX sede Lima. Esta investigación se fortalece con los estudios realizados en el 2016 por la empresa consultora “GH ingenieros” mediante la evaluación y diagnóstico de la calidad de energía eléctrica en la Superintendencia de registros públicos Zona registral IX sede Lima, donde se señaló la mala calidad del producto tensión en la subestación (superior al 5% de la tolerancia de la NTCSE) y las pérdidas de energía que ocasionan un gasto a la entidad, recomendando el cambio del nivel de tensión para mejorar la calidad del servicio y reducir pérdidas técnicas.

- 1) Respecto al objetivo general, se determinó que el cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV influye significativamente en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima, en el año 2016 porque permitió reducir las pérdidas técnicas y disminuir la caída de tensión, asimismo se determinó el porcentaje de influencia de 81.8 %.
- 2) Se determinó que el cambio del nivel de tensión disminuye la caída de tensión en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima, dado que, a mayor nivel de tensión, menor es la corriente que transporta disminuyendo la caída de tensión, así se tiene que, en 10 kV la caída de tensión es 521.75V (equivalente al 5.22 %  $\Delta V$ ), y cambiando al nivel de 22,9 kV la caída de tensión es 62.37V (equivalente al 0.27%  $\Delta V$ ) siendo este último un valor aceptable por la NTCSE ( $\Delta V < 5$  %)
- 3) Se determinó que el cambio del nivel de tensión reduce las pérdidas de energía en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima, dado que se tenía 221812.884 kWh de pérdidas de energía en 10 kV, se logró disminuir en un 73.68 % las pérdidas de energía, llegando a 58360 kWh de pérdida de energía en 22.9 kV.

## Recomendaciones

Después de determinar una influencia significativa del cambio del nivel de tensión| de 10 a 22,9 kV en la Zona Registral IX sede Lima. Se recomienda lo siguiente:

- 1) Realizar el cambio del nivel de tensión en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima, teniendo en cuenta la adecuación del sistema de utilización
- 2) Realizar el adecuamiento del sistema de utilización que comprende el cable de la red en media tensión, y subestación eléctrica, teniendo en consideración los resultados obtenidos en la presente investigación.
- 3) Considerar los parámetros determinados en el estudio de coordinación de protecciones para el cambio del nivel de tensión a 22.9 kV.
- 4) Para el suministro en caso de emergencia, considerar la instalación del equipo grupo electrógeno destinadas a las cargas de oficinas, pasillos y atención al público.
- 5) Para un estudio de la calidad del suministro la entidad debería llevar un registro de ocurrencias de fallas, detallado de los cortes de energía, duración, motivo, tiempo de retorno, entre otros.

Y por último se recomienda;

- 6) Usar como referente la presente investigación para las investigaciones y/o proyectos similares, como consultorías, ejecución de obras de sistema de utilización en media tensión, etc.

## Referencias Bibliográficas

**ABB. 2006.** Fusibles limitadores de corriente, CEF. Fusibles para aplicaciones de protección de motores, CMF (catalogo 1YMB631050-es). *ABB*. [En línea] 19 de Abril de 2006. [Citado el: 15 de Agosto de 2016.] <http://www.abb.com/product/db0003db004279/c125739900636470c1256eb50053004c.aspx>.

**Bticino. 2012.** Guía técnica transformadores en resina. *Bticino*. [En línea] 29 de Junio de 2012. [Citado el: 12 de Junio de 2016.] [http://www.bticino.com.pe/catalogos/book/GUIA\\_TECNICA\\_TRASFOMADORES\\_EN\\_RESINA.pdf](http://www.bticino.com.pe/catalogos/book/GUIA_TECNICA_TRASFOMADORES_EN_RESINA.pdf).

**Calipsa, Juan Carlos y Iza, Elva Elizabeth. 2002.** Estudio del cambio de Voltaje en la subestacion 17 de 6.3 kV a 23 kV para mejorar el servicio en el area noroccidental de Quito. *Tesis de Pregrado*. Quito, Ecuador : Escuela Politecnica Nacional, 2002.

**Ceper. 2014.** Ceper Cables (catalogo general). *Ceper* . [En línea] 2014. [Citado el: 14 de Agosto de 2016.] <http://www.ceper.com.pe/catalogo/catalogo-de-productos.html>.

**Coes. 2017.** Diagrama unifilar SEIN. *Coes Sinac*. [En línea] Coes Sinac, Marzo de 2017. [Citado el: 25 de Mayo de 2017.] [file:///C:/Users/CESAR/Downloads/UNIFILAR\\_ABRIL\\_2017.pdf](file:///C:/Users/CESAR/Downloads/UNIFILAR_ABRIL_2017.pdf).

**Elecin . 2015.** Subestaciones electricas de transformacion de media tension para usuarios finales. *Elecin* . [En línea] Octubre de 2015. [Citado el: 24 de agosto de 2016.] <http://www.elecinperu.com/pdf/SUBESTACIONES%20ELECTRICAS%20PARA%20USUARIOS%20EN%20MEDIA%20TENSION.pdf>.

**Elecin Peru. s.f..** Subestaciones Electricas de Distribucion. *Elecin Peru*. [En línea] s.f. [Citado el: 25 de Agosto de 2016.] <http://www.elecinperu.com/pdf/SUB.pdf>.

**Espinoza, Ciro. 2014.** *Metodología de investigación tecnológica, pensando en sistemas (2ª ed.)*. Huancayo, Perú : Auto editor Ciro Espinoza Montes, 2014. ISBN: 978-612-00-0222-3.

**Garcia Trasancos, Jose. 2008.** *Instalaciones electricas en baja y media tension*. Madrid : Ediciones Paraninfo, 2008. ISBN: 978-84-283-3190-6.

**Hernández, Roberto, Fernández, Carlos y Baptista, Maria del Pilar. 2010.** *Metodología de la investigación. 6ta Edicion*. Colombia : Editorial Mc. Graw Hill/Interamericana Editores, SA DE CV., 2010. ISBN: 978-1-4562-2396-0.

**IEEE. 2007.** Recommended practice for grounding of industrial and comercial power systems . *IEEE Std 142-2007 (revision of IEEE Std 142-1991)*. USA : IEEE, 2007. ISBN: 0-7381-5639-6 SH95700.

**INDECOPI. 2014.** NTP-IEC 60038 Tensiones Normalizadas IEC. *NTP- IEC 60038: 2009 Tensiones Normalizadas IEC*. Lima : Diario oficial El Peruano, 2014. Vol. 1era edicion, N° 43-2014/CNB-INDECOPI.

**Luz del Sur. 2017.** Memoria anual de empresa Luz del Sur. *Luz del Sur.com.pe*. [En línea] Luz del Sur.com.pe, 23 de Marzo de 2017. [Citado el: 25 de Mayo de 2017.] <https://www.luzdelsur.com.pe/media/pdf/nosotros/memoria.pdf>.

**Medina, Darwin y Ttito, Angel. 2012.** Planteamiento de metodologia e integracion de soluciones para mejora de la calidad de tension en los sistemas electricos de distribucion. *Guzlop*. [En línea] Enero de 2012. [Citado el: 15 de Agosto de 2016.] [https://guzlop-editoras.com/web\\_des/ing01/mecanica/pld0423.pdf](https://guzlop-editoras.com/web_des/ing01/mecanica/pld0423.pdf).

**Mesa. 2015.** Aparallaje MT 510 (Fusibles limitadores de corriente con percutor termico de 3.6 a 36 kV. *Mesa*. [En línea] Junio de 2015. [Citado el: 12 de Diciembre de 2016.] <http://www.mesa.es/productos/pdf/Cat%20Fusibles%20MESA%20Junio%202015.pdf>.

**MINEM. 2011.** Codigo Nacional Electrico - Suministro. *Ley N° 25962*. Lima : El Peruano, 2011.

**MINEM. 1997.** Norma Tecnica de Calidad de los Servicios Electricos. *Decreto Supremo N° 020-97-EM*. Lima : El Peruano, 1997.

**Neri, Maribel Carolina. 2006.** Estudio de la planificacion a corto y mediano plazo de las subestaciones Guaira y Casino. *Tesis de Pregrado*. Sartenejas Venezuela : Universidad Simon Bolivar, 2006.

**Nexans. 2017.** N2XSY 18/30 kV. *Nexans*. [En línea] Nexans, 2017. [Citado el: 12 de Enero de 2017.] [http://www.nexans.pe/eservice/Perues\\_PE/navigate\\_273138/N2XSY\\_18\\_30\\_kV.html](http://www.nexans.pe/eservice/Perues_PE/navigate_273138/N2XSY_18_30_kV.html).

**Ñaupas, Humberto, y otros. 2014.** *Metodologia de la investigacion*. Colombia : Ediciones de la U, 2014. ISBN 978-958-762-188-4.

**Orte Largo, Jesús. 2009.** *Centro de transformacion de 400 kVA para 50 viviendas*. Madrid : Departamento de ingenieria electrica, 2009.

**Ortiz, Pablo. 2014.** Cambio de tension de los sistemas de distribucion en la industria en Mexico. *Tesis de pregrado*. Mexico : Univeridad Nacional Autonoma de Mexico, 2014.

**OSINERGMIN- GART. 2007.** Fijacion de los costos de conexion a la red de distribucion electrica. *Osinergmin*. [En línea] Osinergmin, 2007. [Citado el: 20 de mayo de 2017.] <http://gart.osinergmin.gob.pe/ProcReg/CostosConexion/audienciasemp/ActadeAudiencia-LuzdelSur.pdf>.

**OSINERGMIN. 2017.** Mapa interactivo red de media tension. *Osinergmin*. [En línea] Osinergmin, 2017. [Citado el: 15 de Febrero de 2017.] <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/Paginas/mapaMT/index.html>.

**OSINERGMIN. 2016.** Supervision de la norma tecnica urbana NTCSE. *Osinergmin.gob.pe*. [En línea] Osinergmin.gob.pe, 2016. [Citado el: 25 de Marzo de 2017.] <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/calidad/NTCSE>.

**Portillo, Julio Cesar. 2015.** Estudio para el mejoramiento de la operacion del estado estacionario del sistema electrico rural Chumbivilcas. *Tesis de Pregrado*. Cusco : Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, 2015.

**Ramirez, Samuel. 2004.** *Redes de distribucion de energia*. Manizales Colombia : Publicaciones Universidad Nacional de Colombia, 2004. ISBN: 958-9322-86-7.

**Sarel. 2013.** Sarel\_SYStem6. *Sarel*. [En línea] Enero de 2013. [Citado el: 25 de Setiembre de 2016.]

[http://www.sarel.it/index.php?option=com\\_phocadownload&view=category&download=24:sysclad-operating-manual&id=2:manuals&lang=en..](http://www.sarel.it/index.php?option=com_phocadownload&view=category&download=24:sysclad-operating-manual&id=2:manuals&lang=en..)

**Sarzo, Miguel Angel. 2007.** *Proyectos de electrificacion*. Lima : Editorial Megabyte, 2007. ISBN: 978-9972-821-92-9.

**Schneider electric. 2010.** Centro de transformacion 24 kV MT/BT (Distribucion electrica en media tension, catalogo 08). *Schneider electric*. [En línea] 11 de Noviembre de 2010. [Citado el: 25 de Setiembre de 2016.] <http://www.schneider-electric.es/es/product-range-download/970-sm6-24>.

**Siemens. 2016.** Celdas Fijas NXPLUS con interruptores de potencia, hasta 24 kV, aisladas en gas. *Siemens*. [En línea] 2016. [Citado el: 14 de Octubre de 2016.] [https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/sitecollectiondocuments/en/mv/switchgear/gas-insulated/nxplus-c/catalogue-nxplus-c\\_es.pdf](https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/sitecollectiondocuments/en/mv/switchgear/gas-insulated/nxplus-c/catalogue-nxplus-c_es.pdf).

**Trashorras, Jesús. 2013.** *Desarrollo de redes electricas y centros de transformacion*. Madrid : Ediciones Paraninfo, 2013. ISBN: 978-84-9732-936-1.

**Vivanco, H. C. 2010.** Estudio de las características funcionales y económicas de las subestaciones para optimizar la inversión en la electrificación. *Tesis Pregrado*. Huancayo : Universidad Nacional del Centro del Perú, 2010.

**Yebra Morón, Juan Antonio. 2009.** *Sistemas electricos de distribucion*. Barcelona : Editorial Reverté, 2009. ISBN: 978-84-291-3029-4.

## **Anexos**

Anexo 1: GLOSARIO DE TÉRMINOS

Anexo 2: MATRIZ DE CONSISTENCIA

Anexo 3: CARTA DE LUZ DEL SUR

Anexo 4: RECIBO DE LUZ

Anexo 5: MATRIZ DE DATOS

Anexo 6: PRESUPUESTO

Anexo 7: PLANOS ELÉCTRICOS

ANEXO 01

## **Glosario de Términos**

## Glosario de términos

**A:** Unidad que expresa el flujo de una corriente eléctrica.

**Aislamiento:** Material no conductor que se utiliza en un conductor para separar los materiales conductores de un circuito

**CA:** Corriente alterna.

**Caída de tensión:** Pérdida de tensión en un circuito cuando circula la corriente.

**Capacidad:** Relación entre la carga que se le aplica a un conductor y el correspondiente cambio de tensión.

**CEE:** Comisión Internacional de Reglamentos para la aprobación de equipos eléctricos.

**Conductor:** Cable o combinación de cables adecuados para transportar una corriente eléctrica. Los conductores pueden estar aislados o desnudos

**Cortocircuito:** Carga que se produce cuando un conductor sin conexión a tierra entra en contacto con otro conductor u objeto con conexión a tierra

**FP:** Factor de potencia

**Hercio (Hz):** Medida del número de ciclos completos de una forma de onda por unidad de tiempo.

**IEC:** Comisión Electrotécnica Internacional.

**Kilo:** Prefijo que implica (1) multiplicar por mil el valor correspondiente.

**kVA:** Potencia aparente expresada en mil Kilovoltio-Amperios

**kW:** Potencia activa o efectiva expresada en kilovatios (kW).

**kWh:** Kilovatio-hora, uso de mil vatios durante una hora.

**N2XSY:** Cable de media tensión para instalación enterrada.

**NTCSE:** Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.

**NKY:** Cable de cobre con aislamiento de papel impregnado en aceite, con envoltura de plomo y forro externo de termoplástico.

**Ohmio ( $\Omega$ ):** Unidad de resistencia eléctrica que se define como la resistencia de un circuito con una tensión de un voltio y un flujo de corriente de un amperio.

**ONAN:** tipo de refrigeración de transformadores que utiliza el aceite.

**S.E:** subestación eléctrica

**Suministro eléctrico:** prestación del servicio eléctrico en media, baja tensión.

## ANEXO 2: MATRIZ DE CONSISTENCIA

**Título: CAMBIO DEL NIVEL DE 10 kV A 22.9 kV Y SU INFLUENCIA EN LA SUBESTACION TIPO INTERIOR DE LA ZONA REGISTRAL IX-SEDE LIMA**

Planteamiento del problema	Marco teórico	Metodología																				
<b>Formulación del problema</b> ¿Cómo influye el cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV en la subestación tipo interior de La Zona registral IX- Sede Lima para el año 2016?	<b>Antecedentes</b> - <b>(Vivanco, 2010)</b> , en su tesis titulada: <b>“Estudio de las características funcionales y económicas de las subestaciones para optimizar la inversión en la electrificación”</b> . Realizo un análisis técnico determinando los principales beneficios del cambio de tensión.  - <b>(Portillo, 2015)</b> , en su tesis titulada: <b>“Estudio para el mejoramiento de la operación en estado estacionario del sistema eléctrico rural Chumbivilcas”</b> . Realizo un análisis del cambio de voltaje teniendo en cuenta la problemática actual y los beneficios que se consiguen con el cambio.  - <b>(Calipsa y Otros, 2002)</b> , en su tesis titulada: <b>“Estudio del cambio de voltaje en la subestación 17 a 23 kV para mejorar el servicio en el área noroccidental de Quito”</b> . Realizo un análisis técnico determinando los principales consecuencias del cambio de voltaje.	<b>Tipo:</b> Tecnológica  <b>Nivel:</b> Explicativa  <b>Método y diseño:</b> Método sistémico Diseño Cuasi experimental Donde: <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 2px;">GE</td> <td style="padding: 2px; text-align: center;">X</td> <td style="padding: 2px;">O1</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">GC</td> <td style="padding: 2px; text-align: center;">—</td> <td style="padding: 2px;">O2</td> </tr> </table>	GE	X	O1	GC	—	O2														
GE	X	O1																				
GC	—	O2																				
<b>Objetivo general</b> Determinar la influencia por el cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV en la subestación tipo interior de la Zona registral IX sede Lima para el año 2016.	<b>Teoría básica</b> Nivel de tensión: Calidad de tensión, subestación eléctrica, código y normas. <b>Definición conceptual</b> <b>VI: Nivel de tensión.-</b> Es uno de los valores de tensión nominal utilizados en un sistema dado (en media tensión los límites son 1 kV<U<35 kV, Siendo U la tensión nominal <b>VD: Subestación tipo interior.-</b> Es un conjunto de equipos eléctricos (transformador, celdas, cables entre otros) convenientemente seleccionado y adecuadamente dispuestos para distribuir y/o transformar la energía eléctrica, son instalados en el interior de las edificaciones <b>Definición operacional</b> VI: Nivel de tensión.	<b>Variables</b> VI: Nivel de tensión VD: Subestación tipo interior <b>Población:</b> Zona Registral IX Sede Lima. <b>Muestra:</b> Caso específico (Zonal Registral IX - sede Lima)																				
<b>Objetivos específicos</b> - Determinar si el cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV disminuye la caída de tensión en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima.  - Determinar si el cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV reduce las pérdidas de energía en la subestación tipo interior de la Zona Registral IX sede Lima.	<b>Definición operacional</b> VI: Nivel de tensión.	<b>Técnicas e instrumentos:</b> Técnica Documental, instrumentos, registro de datos. <b>Técnicas de procesamiento de datos:</b> Prueba de significación: mediante el criterio de la hipótesis nula y la prueba de regresión lineal múltiple, para probar las igualdades o diferencias entre todas las medias, Significancia: 0.05, Grado de confiabilidad: 95 %																				
<b>Hipótesis general</b> El cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV influye significativamente en la subestación tipo interior de La Zona registral IX-Sede lima en el año 2016.	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Dimensiones</th> <th>Indicadores</th> <th>Unidad de Medida</th> <th>Instrumento de Medida</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">Nivel en media tensión normalizados</td> <td>Nivel en 10</td> <td>Kv utilizado en zona de concesión</td> <td rowspan="4">Registro de datos</td> </tr> <tr> <td>Nivel en 13.2</td> <td>Kv utilizado en zona de concesión</td> </tr> <tr> <td>Nivel en 20</td> <td>Kv utilizado en zona de concesión</td> </tr> <tr> <td>Nivel en 22.9</td> <td>Kv utilizado en zona de concesión</td> </tr> </tbody> </table>	Dimensiones	Indicadores	Unidad de Medida	Instrumento de Medida	Nivel en media tensión normalizados	Nivel en 10	Kv utilizado en zona de concesión	Registro de datos	Nivel en 13.2	Kv utilizado en zona de concesión	Nivel en 20	Kv utilizado en zona de concesión	Nivel en 22.9	Kv utilizado en zona de concesión	<b>Procedimientos de la investigación:</b> - Determinar el nivel de influencia del cambio del nivel de tensión de 10kV a 22,9 kV en la caída de tensión de la Zona Registral IX sede Lima. -Determinar el nivel de influencia del cambio del nivel de tensión de 10kV a 22,9 kV en las pérdidas de energía de la Zona Registral IX sede Lima.  - Determinar influencia del cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV en la subestación tipo interior de la zona registral IX sede Lima.  - Interpretación y descripción de resultados						
Dimensiones	Indicadores	Unidad de Medida	Instrumento de Medida																			
Nivel en media tensión normalizados	Nivel en 10	Kv utilizado en zona de concesión	Registro de datos																			
	Nivel en 13.2	Kv utilizado en zona de concesión																				
	Nivel en 20	Kv utilizado en zona de concesión																				
	Nivel en 22.9	Kv utilizado en zona de concesión																				
	<b>VI: Subestación tipo interior.</b> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Dimensiones</th> <th>Indicadores</th> <th>Unidad de Medida</th> <th>Instrumento de Medida</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Transformador de potencia</td> <td>Caída de tensión en transformador</td> <td>Se mide en Voltios</td> <td rowspan="6">Registro de datos</td> </tr> <tr> <td>Pérdida de energía</td> <td>Se mide en kWh</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Celdas de MT</td> <td>Caída de tensión en Celdas</td> <td>Se mide en Voltios</td> </tr> <tr> <td>Pérdidas de energía</td> <td>Se mide en kWh</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Cable de energía</td> <td>Caída de tensión en cable</td> <td>Se mide en Voltios</td> </tr> <tr> <td>Pérdidas de energía</td> <td>Se mide en kWh</td> </tr> </tbody> </table>	Dimensiones	Indicadores	Unidad de Medida	Instrumento de Medida	Transformador de potencia	Caída de tensión en transformador	Se mide en Voltios	Registro de datos	Pérdida de energía	Se mide en kWh	Celdas de MT	Caída de tensión en Celdas	Se mide en Voltios	Pérdidas de energía	Se mide en kWh	Cable de energía	Caída de tensión en cable	Se mide en Voltios	Pérdidas de energía	Se mide en kWh	
Dimensiones	Indicadores	Unidad de Medida	Instrumento de Medida																			
Transformador de potencia	Caída de tensión en transformador	Se mide en Voltios	Registro de datos																			
	Pérdida de energía	Se mide en kWh																				
Celdas de MT	Caída de tensión en Celdas	Se mide en Voltios																				
	Pérdidas de energía	Se mide en kWh																				
Cable de energía	Caída de tensión en cable	Se mide en Voltios																				
	Pérdidas de energía	Se mide en kWh																				

## ANEXO 03: Carta de Luz del Sur.


**LUZ DEL SUR**

Llevamos más que luz

**DPMT.1413550**

Exp.132109-MT

Chacarilla, 26 de junio 2016

Señores:

**CARLOS H. GARCÍA HUAYANAY**  
 Calle Michael Fort 357, 3er Piso  
 Lima 39

**Referencia:** Punto de diseño en 22.9 kV (operación inicial en 10 kV), para proyecto del sistema de utilización en media tensión para el predio del cliente SUNARP Zona Registral N° IX, ubicado en la Av. Edgardo Rebagliati N° 561, del distrito de Jesús María, provincia y departamento de Lima.

De nuestra consideración:

En atención a su solicitud, nos es grato manifestarle que hemos fijado el punto de diseño en 22,9 kV (operación inicial 10 kV), para el predio de la referencia en el punto de medición de la celda interior de la subestación N° 301 suministro N° 136068, el mismo que actualmente opera.

Para el desarrollo del proyecto de sistema de utilización deberán considerar una potencia de cortocircuito en 22,9 kV de 470 MVA y un tiempo de apertura para la protección de 0,2 segundos, adecuándose a lo señalado por las normas técnicas legales vigentes:

1. 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. N° 018-2002-EM/DGE.
2. Código Nacional de Electricidad.
3. Ley de Concesiones Eléctricas D.L. 25844.
4. Reglamento de la Ley de Concesiones D.S. 9-93-EM.

Cabe resaltar que Luz del Sur ha definido como zona de desarrollo en 22,9 kV la zona en la que ustedes prevén ejecutar este proyecto, por lo que deberán elaborar su proyecto de sistema de utilización para este nivel de tensión (22,9 kV), el cual operará inicialmente en 10 kV, para lo cual deberán considerar una potencia de cortocircuito en 10 kV de 170 MVA y un tiempo de apertura para la protección de 0,2 segundos.

Nuestra empresa, y bajo la exigencia de nuestras necesidades, le informará las nuevas condiciones en el momento que estas sean aplicables, mencionando además, que en el horizonte de 5 años, tenemos programado efectuar cambios en el nivel de tensión en la zona, siempre y cuando no varíen sus requerimientos de demanda.

Es oportuno mencionarle que la vigencia del punto de diseño es de dos (02) años y, asimismo, que las condiciones técnico económico de atención le serán informadas cuando solicite el correspondiente presupuesto.

Av. Intihuatana 290  
 Surquillo, Lima, Perú  
 Teléfonos : 51 (1)271-9000 • 271-9090  
 Fax: 51 (1) 271-4277  
 central@luzdelsur.com.pe  
 www.luzdelsur.com.pe

Carta de Luz del Sur.



**LUZ DEL SUR**

Llevamos más que luz

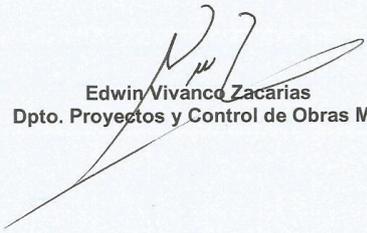
### DPMT.1413550

Los requisitos técnicos a cumplir para la elaboración de su proyecto son:

- La red de energía a instalar en la vía pública deberá estar señalizada en todo su recorrido y contar con la autorización municipal.
- La red a diseñar solo tendrá protección por cortocircuito en el punto de entrega, de ser necesarias protecciones adicionales por la naturaleza de su diseño deberán incluirlas en el proyecto.
- En su proyecto de sistema de utilización se sugiere considerar la implementación de equipos de protección contra fallas a tierra (fallas homopolares).
- Programa de capacitación en operación y mantenimiento de la subestación a instalar.
- Equipos de protección personal para maniobras en media tensión (mayores a 22,9 kV) de su subestación.

Es oportuno indicarle que se ha asignado el código 111355, para los trámites correspondientes a su expediente; así mismo deberán numerar los planos del proyecto con los códigos 111355-01, 02, etc. Cualquier consulta que tuviese al respecto, nuestro equipo de especialistas estará gustoso de absolverla, llamando a Fonoluz: 617-5000.

Atentamente,

  
**Edwin Vivanco Zacarias**  
**Dpto. Proyectos y Control de Obras MT**

  
mact

Av. Intihuatana 290  
Surquillo, Lima, Perú  
Teléfonos : 51 (1)271-9000-271-9090  
Fax: 51 (1) 271-4277  
central@luzdelsur.com.pe  
www.luzdelsur.com.pe

ANEXO 04: RECIBO DE LUZ

026098888 TELEFONO: 3112360  
 No.154421406 M - CAL-09465



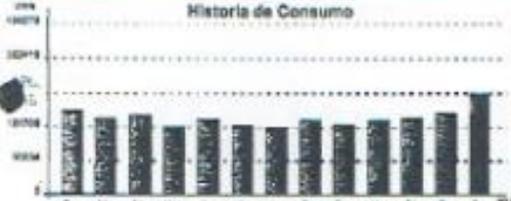
**LUZ DEL SUR**  
AV. SANJUAN Y BOQUILLA DE SAN MARCO - LIMA  
 1502000000 www.luzdelsur.com.pe

**Nº SUMINISTRO: 136068**

DATOS DEL SUMINISTRO:				DETALLE DE LOS IMPORTES FACTURADOS			
Suturnal	LA REPUBLICA	Conexión	Subestación CB,4	Descripción	Precio Unitario	Consumo	Importe
Ruta	30-341-0617	Potencia	Contratada 800.00 KW	Cargo Fijo			3.92
Tarifa	MT2	Facturación	Variable	Mant. y Reposición de Conexión			27.37
Nivel Tensión	10 KV	Medidor	Tríptico	Consumo de Energía Hora Punta	0.2111	37360.00	7,886.70
Alimentador	G-19		Electrónico 3 hilos	Consumo de Energía Fuera Punta	0.1753	235200.00	41,230.56
				Potencia Distribución Horas Punta	9.0000	608.00	4,851.40
				Potencia Generación Horas Punta	50.7000	552.00	27,585.40
				Exceso Potencia Fuera Punta	10.4800	294.00	3,061.12
				Alumbrado Público			900.00
				Interés Compensatorio			203.83
				I.G.V.			15,510.80
				Electrificación Rural (Ley N° 28749)	0.0079	272560.00	2,153.22
				Interés Moratorio			8.75
				<b>SUBTOTAL DEL MES</b>			<b>103,843.85</b>
				<b>TOTAL LUZ DEL SUR</b>			<b>103,843.85</b>

**REGISTRO DE DEMANDA / CONSUMO**

**Historia de Consumo**



Importe 2 Últimos meses Facturados  
 Dic-15 S/ 75,690.83 Ene-16 S/ 84,332.38

Energía Activa (kWh)			
		Horas Punta	Fuera Punta
Lectura Actual	(25/02/2016)	583.620	3103.320
Lectura Anterior	(25/01/2016)	544.280	3044.520
Diferencia entre lecturas		39.340	58.800
Factor de Medición		4000	4000
Consumo a facturar		37360.00	235200.00

Demanda (kW)			
		Horas Punta	Fuera Punta
Lectura Actual	(25/02/2016)	0.1360	0.2210
Lectura Anterior	(25/01/2016)	0.0000	0.0000
Diferencia entre lecturas		0.1360	0.2210
Factor de Medición		4000	4000
Potencia Registrada		552.0000	884.0000

Energía Reactiva (KVAR.h)	
	Inductiva
Lectura Actual	(25/02/2016) 1004.520
Lectura Anterior	(25/01/2016) 688.010
Diferencia entre lecturas	316.510
Factor de Medición	4000
Consumo Registrado	99040.00
Consumo a facturar	0.00

<b>TOTAL A PAGAR S/</b>	<b>**103,843.80</b>
<b>FECHA EMISIÓN</b>	<b>FECHA VENCIMIENTO</b>
<b>29-FEB-2016</b>	<b>15-MAR-2016</b>
<b>MENSAJES AL CLIENTE</b>	

Historia de Cobranzas y Remesas

	Mo	Ma	Mi	Ju	Vi	Do	Sa	Oc	Nov	Dic	Ene	Feb
GR.A - PP	1766	1860	1850	1750	1670	1520	1590	1520	1700	1560	1630	1630
GR.A - HP	370	3910	3350	3260	2930	2790	3260	2620	2130	2240	2260	2760
GR. - HP	4230	4430	3930	3840	3510	3370	3840	3200	2610	2720	2740	3240
GR. - PP	5830	5760	5430	5030	4630	4280	4930	4060	3470	3580	3600	4100

El total a pagar incluye: Recargo por POSE (Ley 27910) S/ 3,476.89

Secuencia	00162
Suministro	0136068 0
Vencimiento	15-MAR-2016
Cuenta	30-341-0617
Tarifa	MT2
20160225	**103,843.80
LA REPUBLICA	S/ **103,843.80
Total a Pagar	**103,843.80



01360680 02000010384380

**LUZ DEL SUR**

## ANEXO 05: Matriz de datos

NIVEL DE TENSION	SUBESTACION INTERIOR		Cable de energía		Celda Llegada (GAME-1)		Celda Protección (DM-1)		Celda Salida (QM-1)		TRAFO 1		TRAFO 2		TRAFO 3		TOTAL	
	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe	$\Delta t$	Pe
<b>10</b>	515.36	113704.80	2.13	32.41	2.13	32.41	2.13	32.41	180.00	36003.60	180.00	36003.60	180.00	36003.60	521.75	221812.84		
<b>13.2</b>	390.42	65262.00	1.63	18.40	1.63	18.40	1.63	18.40	180.84	33200.40	180.84	33200.40	180.84	33200.40	395.31	164918.39		
<b>20</b>	80.46	21024.00	0.82	7.88	0.82	7.88	0.82	7.88	291.50	20323.20	291.50	20323.20	291.50	20323.20	82.92	82017.25		
<b>22.9</b>	61.29	16030.80	0.36	6.13	0.36	6.13	0.36	6.13	297.70	14103.60	297.70	14103.60	297.70	14103.60	62.37	58360.00		

ANEXO 06

## **PRESUPUESTO**

## PRESUPUESTO PARA EJECUCIÓN DE UN SISTEMA DE UTILIZACIÓN 10 kV

CLIENTE **ZONA REGISTRAL IX**  
 PROYECTO **MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN 10kV**  
 FECHA **20 DE ABRIL DEL 2016**

### MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN 10kV

#### SUMINISTRO DE MATERIALES

Ítem	Descripción	METRADO		COSTO (S/.)		
		Und.	Cant.	Unit	Parcial	Total
<b>01.03</b>	<b>RED MT DESDE SS.EE 301 (LUZ DEL SUR) A SS.EE 1</b>					<b>S/. 12,346.64</b>
<b>01.03.01</b>	<b>TERMINACIONES MT</b>					<b>S/. 1,513.20</b>
01.03.01.01	TERMINACION TIPO INTERIOR UNIPOLAR 12kV-35MM2 (KIT PARA 3 FASES) INCLUYE TERMINAL COMPRESION	kit	2.00	756.60	1,513.20	
<b>01.03.03</b>	<b>CABLES Y CONDUCTORES</b>					<b>S/. 10,141.44</b>
01.03.03.01	CABLE UNIPOLAR N2XSY 8.7/15 kV 1X35 MM2 (152 m x Fase)	m	456.00	22.24	10,141.44	
<b>01.03.04</b>	<b>DUCTOS</b>					<b>S/. 692.00</b>
01.03.04.01	TUBERÍA PVC SAP 4"ØX3m	m	10.00	20.60	206.00	
	DUCTO DE CONCRETO DE 4 VIAS	m	9.00	54.00	486.00	
<b>01.05</b>	<b>SUBESTACION 1</b>					<b>S/. 173,812.23</b>
<b>01.05.09</b>	<b>TERMINACIONES MT</b>					<b>S/. 4,539.60</b>
01.05.09.01	TERMINACION TIPO INTERIOR UNIPOLAR 12kV-35MM2 (KIT PARA 3 FASES) INCLUYE TERMINAL COMPRESION	kit	6.00	756.60	4,539.60	
<b>01.05.08</b>	<b>CABLES Y CONDUCTORES</b>					<b>S/. 1,334.40</b>
01.05.08.01	CABLE SECO UNIPOLAR Cu 1X35MM2 N2XSY 8.7/15 kV (20m x Fase)	m	60.00	22.24	1,334.40	
<b>01.05.01</b>	<b>CELDA DE LLEGADA -REMONTA 12kV, 20KA. SCHNEIDER (GAME-1)</b>					<b>S/. 7,087.77</b>
01.05.01.01	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	7,087.77	7,087.77	
<b>01.05.01</b>	<b>CELDA DE MEDICION Y PROTECCION PRINCIPAL 12kV, 20KA. SCHNEIDER (DM1-A)</b>					<b>S/. 60,443.20</b>
01.05.02.01	CELDA MODULAR ANCHO: 750 MM, PROFUNDIDAD: 1220 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO DE CELDA, TRANSFORMADOR TOROIDAL)	Und	1.00	60,443.20	60,443.20	
<b>01.05.01</b>	<b>CELDA DE LLEGADA -REMONTA 12kV, 20KA. SCHNEIDER (GAME-2)</b>					<b>S/. 7,087.77</b>
01.05.01.01	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	7,087.77	7,087.77	
<b>01.05.03</b>	<b>CELDA DE PROTECCION TRAF0 1 12kV, 20KA. SHNEIDER (QM.1)</b>					<b>S/. 16,085.66</b>
01.05.03.01	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	16,085.66	16,085.66	
<b>01.05.04</b>	<b>CELDA DE PROTECCION TRAF0 2 12kV, 20KA. SHNEIDER (QM.2)</b>					<b>S/. 16,085.66</b>
01.05.04.01	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	16,085.66	16,085.66	
<b>01.05.05</b>	<b>CELDA DE SALIDA SCHNEIDER (IM)</b>					<b>S/. 14,198.17</b>
01.05.05.01	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	14,198.17	14,198.17	
<b>01.05.06</b>	<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA (TR-1)</b>					<b>S/. 19,850.00</b>
01.05.06.01	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TIPO SECO DE 400 kVA, 10 /0.23 kV (INCLUYE MONTAJE Y VIGA H)	Und	1.00	19,850.00	19,850.00	

<b>01.05.06</b>	<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA (TR-2)</b>					<b>S/. 19,850.00</b>
01.05.06.01	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TIPO SECO DE 400 kVA, 10 /0.23 kV (INCLUYE MONTAJE Y VIGA H)	Und	1.00	19,850.00		
				50.00		0
				0		
<b>01.05.07</b>	<b>TABLEROS</b>					<b>S/. 7,250.00</b>
01.05.07.02	TABLERO DE ALIM. AUXILIAR 220 V ADOSADO (INCLUYE: TUBO CONDUIT DE 1 1/2" 15M Y CABLE 3-1X6 MM2 LSOH)	Glb	1.00	1,950.00		
				0.00		
01.05.07.03	TAB. DE CONTROL DE TEMPERATURA DE TRAF. 1 Y 2 (INCLUYE TUB. CONDUIT 1 1/2" 10M, CABLEADO NLT Y CONTROLADOR DE TEMP.)	Glb	2.00	2,650.00		
				0.00		
<b>01.03</b>	<b>RED MEDIA TENSION DESDE SS.EE 1 A SS.EE 2</b>					<b>S/. 2,313.84</b>
<b>01.03.01</b>	<b>TERMINACIONES MT</b>					<b>S/. 1,513.20</b>
01.03.01.01	TERMINACION TIPO INTERIOR UNIPOLAR 12kV-35MM2 (KIT PARA 3 FASES) INCLUYE TERMINAL COMPRESION	kit	2.00	756.60		1,513.20
<b>01.03.03</b>	<b>CABLES Y CONDUCTORES (DIRECTAMENTE EN ZANJA EXISTENTE)</b>					<b>S/. 800.64</b>
01.03.03.01	CABLE UNIPOLAR N2XS Y 8.7/15 kV 1X35 MM2 (12 m x Fase)	m	36.00	22.24		800.64
<b>01.04</b>	<b>SUBESTACION 2</b>					<b>S/. 48,270.23</b>
<b>01.05.09</b>	<b>TERMINACIONES MT</b>					<b>S/. 1,513.20</b>
01.05.09.01	TERMINACION TIPO INTERIOR UNIPOLAR 12kV-35MM2 (KIT PARA 3 FASES) INCLUYE TERMINAL COMPRESION	kit	2.00	756.60		1,513.20
<b>01.05.08</b>	<b>CABLES Y CONDUCTORES</b>					<b>S/. 333.60</b>
01.05.08.01	CABLE SECO UNIPOLAR Cu 1X35MM2 N2XS Y 8.7/15 kV (5m x Fase)	m	15.00	22.24		333.60
<b>01.05.01</b>	<b>CELDA DE LLEGADA -REMONTE 12kV, 20KA. SCHNEIDER (GAME-3)</b>					<b>S/. 7,087.77</b>
01.05.01.01	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	7,087.77		
<b>01.05.03</b>	<b>CELDA DE PROTECCION TRAF. 3 12kV, 20KA. SHNEIDER (QM.3)</b>					<b>S/. 16,085.66</b>
01.05.03.01	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	16,085.66		
<b>01.05.06</b>	<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA (TR-3)</b>					<b>S/. 19,850.00</b>
01.05.06.01	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TIPO SECO 400 kVA, 10 /0.46 kV	Und	1.00	19,850.00		
				50.00		0
				0		
<b>01.05.07</b>	<b>TABLEROS</b>					<b>S/. 3,400.00</b>
01.05.07.02	TABLERO DE ALIM. AUXILIAR 220 V (INCLUYE: TUBO CONDUIT DE 1 1/2" 10M Y CABLE 3-1X6 MM2 LSOH Y TRAF. 0.44/0.22 V 0.5kVA)	Glb	1.00	1,650.00		
				0.00		
01.05.07.03	TAB. DE CONTROL DE TEMPERATURA DE TRAF. 3 (INCLUYE TUB. CONDUIT 1 1/2" 10M, CABLEADO NLT Y CONTROLADOR DE TEMP.)	Glb	1.00	1,750.00		
				0.00		
	TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES					S/. 236,742.94

#### MONTAJE ELECTROMECHANICO

<b>01.02</b>	<b>SEGURIDAD Y TRAMITES ADMINISTRATIVOS</b>					<b>S/. 4,900.00</b>
01.02.01	POLIZA DE SEGURO	Glb	1.00	1,800.00		
				0.00		
01.02.04	EQUIPOS DE PROTECCION PERSONAL EPP	Glb	1.00	1,500.00		
				0.00		
01.01.02	TRAMITES ANTE LA MUNICIPALIDAD.	Glb	1.00	1,600.00		
				0.00		
<b>01.01</b>	<b>OBRAS PRELIMINARES</b>					<b>S/. 2,577.50</b>
01.01.01	TRAZO Y REPLANTEO	Glb	117.00	7.50		877.50
01.01.03	TRANSPORTE DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	Glb	1.00	1,700.00		
				0.00		
<b>01.03</b>	<b>OBRAS CIVILES</b>					<b>S/. 11,213.10</b>
<b>01.03.04</b>	<b>MOVIMIENTO DE TIERRA</b>					<b>S/. 10,617.90</b>

01.03.02.0 1	ROTURA Y REPARACION DE VEREDA DE CONCRETO	m	117.00	32.8 0	3,837.60
01.03.02.0 1	ROTURA Y REPARACION DE PISTA DE ASFALTO	m	10.00	42.9 0	429.00
01.03.02.0 1	EXCAVACION DE ZANJA DE 0.6X1.20m P/CABLE SUBTERRANEO	m	117.00	25.5 0	2,983.50
01.03.02.0 2	RELLENO COMPACTADO CON MATERIAL PROPIO ZANJA 0.60 X 1.20 m	m	117.00	13.4 0	1,567.80
	ELIMINACION DE DESMONTE	m3	15.00	120. 00	1,800.00
<b>01.03.04</b>	<b>DUCTOS</b>				<b>S/. 595.20</b>
01.03.04.0 1	INSTALACION DE TUBERÍA PVC SAP 4"Ø	m	10.00	25.5 0	255.00
	INSTALACION DE DUCTO DE CONCRETO DE 4 VIAS	m	9.00	37.8 0	340.20
<b>01.05</b>	<b>EQUIPO ELECTROMECHANICO</b>				<b>S/. 60,979.60</b>
<b>01.05.09</b>	<b>TERMINACIONES MEDIA TENSION</b>				<b>S/. 2,880.00</b>
01.05.09.0 1	INSTALACION DE TERMINACION TIPO INTERIOR UNIPOLAR 12kV-35MM2	kit	12.00	240. 00	2,880.00
<b>01.05.08</b>	<b>CABLES Y CONDUCTORES</b>				<b>S/. 5,254.20</b>
01.05.08.0 1	INSTALACION DE CABLE SECO UNIP. Cu 1X35MM2 N2XS Y 8.7/15 kV	m	189.00	27.8 0	5,254.20
<b>01.05.01</b>	<b>MONTAJE DE CELDAS COMPACTAS</b>				<b>S/. 24,135.40</b>
<b>01.05.01</b>	CELDA DE LLEGADA -REMONTE 12kV, 20KA. SCHNEIDER (GAME-1)	unid	1.00	1,27 5.70	1,275.70
<b>01.05.02</b>	CELDA DE MEDICION Y PROT. PRINCIPAL 12kV, 20KA. SCHNE. (DM1-A)	unid	1.00	9,06 6.50	9,066.50
<b>01.05.01</b>	CELDA DE LLEGADA -REMONTE 12kV, 20KA. SCHNEIDER (GAME-2)	unid	1.00	1,27 5.70	1,275.70
<b>01.05.03</b>	CELDA DE PROTECCION TRAF0 1 12kV, 20KA. SHNEIDER (QM.1)	unid	1.00	2,89 5.40	2,895.40
<b>01.05.04</b>	CELDA DE PROTECCION TRAF0 2 12kV, 20KA. SHNEIDER (QM.2)	unid	1.00	2,89 5.40	2,895.40
<b>01.05.05</b>	CELDA DE SALIDA SCHNEIDER (IM)	unid	1.00	2,55 5.60	2,555.60
<b>01.05.01</b>	CELDA DE LLEGADA -REMONTE 12KV, 20KA. SCHNEIDER (GAME-3)	unid	1.00	1,27 5.70	1,275.70
<b>01.05.03</b>	CELDA DE PROTECCION TRAF0 3 12KV, 20KA. SHNEIDER (QM.3)	unid	1.00	2,89 5.40	2,895.40
<b>01.05.06</b>	<b>MONTAJE DE TRANSFORMADORES (INCLUYE VIGA H)</b>				<b>S/. 14,790.00</b>
<b>01.05.06</b>	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 400 KVA (TR-1)	unid	1.00	4,93 0.00	4,930.00
<b>01.05.06</b>	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 400 KVA (TR-2)	unid	1.00	4,93 0.00	4,930.00
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 400 KVA (TR-3)	unid	1.00	4,93 0.00	4,930.00
<b>01.05.07</b>	<b>MONTAJE DE TABLEROS</b>				<b>S/. 3,820.00</b>
01.05.07.0 2	TABLERO DE ALIM. AUXILIAR 220 V PARA CELDAS DE PROTECCION	Glb	2.00	650. 00	1,300.00
01.05.07.0 3	TAB. DE CONTROL DE TEMPERATURA DE TRAF0.	Glb	3.00	840. 00	2,520.00
<b>01.03.04</b>	<b>DESMONTAJE</b>				<b>S/. 10,100.00</b>
01.03.04.0 1	RETIRO DE CABLE EXISTENTE EN ZANJA	Glb	1.00	1,20 0.00	1,200.00
01.03.04.0 1	DESMONTAJE Y TRASALDO DE TRAFOS EXISTENTES A ALMACEN	Glb	1.00	6,50 0.00	6,500.00
01.03.04.0 1	DESMONTAJE Y RETIRO DE CELDAS CONVENCIONALES Y EQUIPAMIENTO	Glb	1.00	2,40 0.00	2,400.00
<b>01.07</b>	<b>PRUEBAS ELÉCTRICAS</b>				<b>S/. 4,300.00</b>
01.07.01	PRUEBAS DE AISLAMIENTO DE CABLE DE ENERGÍA N2XS Y 8.7/15 KV	Glb	1.00	2,50 0.00	2,500.00
01.07.02	PRUEBAS DE OPERATIVIDAD CELDAS MT	Glb	1.00	1,80 0.00	1,800.00
<b>01.01</b>	<b>PROYECTO SISTEMA DE UTILIZACION MT</b>				<b>S/. 7,000.00</b>
01.01.01	EXPEDIENTE TECNICO MT (MEMORIA DESCRIPTIVA,CALCULOS JUSTIFICATIVOS, ESPECIFICACIONES TECNICAS, PLANOS) TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO	Glb	1.00	7,00 0.00	7,000.00
					S/. 90,970.20

PRESUPUESTO						
PROYECTO	MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN 10KV					
CLIENTE	ZONA REGISTRAL N° IX					
Item	Descripción	METRADO		COSTO (S/.)		
		Und.	Cant.	Unit.	Parcial	Total
RESUMEN						
I	Total Suministro de Materiales				S/. 236,742.94	
II	Total Montaje Electromecanico				90,970.20	
III	Transporte de Materiales (5% SM)				11,837.15	
	<b>Total Costo Directo</b>					<b>S/. 339,550.29</b>
	Gastos generales (7%)					<b>S/. 23,768.52</b>
	Utilidades (5%)					<b>S/. 16,977.51</b>
						<b>=====</b>
	<b>Sub total</b>					<b>S/. 380,296.32</b>
	Impuesto IGV (18%)					<b>S/. 68,453.34</b>
						<b>=====</b>
	<b>Total Presupuesto</b>					<b>S/. 448,749.66</b>

### PRESUPUESTO PARA EJECUCION DE UN SISTEMA DE UTILIZACION 22.9KV

CLIENTE ZONA REGISTRAL IX

PROYECTO MODIFICACION DEL SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN 22,9kV PARA OPERACIÓN

O INICIAL 10 kV

FECHA 15 DE NOVIEMBRE DEL 2016

#### MODIFICACION DEL SISTEMA UTILIZACION EN 22,9kV (OPERAC. INICIAL 10 kV)

##### SUMINISTRO DE MATERIALES

Ítem	Descripción	METRADO		COSTO (S/.)		
		Und.	Cant.	Unit.	Parcial	Total
<b>01.03</b>	<b>RED MT DESDE SS.EE 301 (LUZ DEL SUR) A SS.EE 1</b>					<b>S/. 16,610.32</b>
<b>01.03.01</b>	<b>TERMINACIONES MT</b>					<b>S/. 1,750.40</b>
01.03.01.0 1	TERMINACION TIPO INTERIOR UNIPOLAR 24KV-50MM2 (KIT PARA 3 FASES) INCLUYE TERMINAL COMPRESION	kit	2.00	875.20	1,750.40	
<b>01.03.03</b>	<b>CABLES Y CONDUCTORES</b>					<b>S/. 14,167.92</b>
01.03.03.0 1	CABLE UNIPOLAR N2XS Y 18/30 KV 1X50 MM2 (152 m x Fase)	m	456.0 0	31.07	14,167.9 2	
<b>01.03.04</b>	<b>DUCTOS</b>					<b>S/. 692.00</b>
01.03.04.0 1	TUBERÍA PVC SAP 4"ØX3m	m	10.00	20.60	206.00	
	DUCTO DE CONCRETO DE 4 VIAS	m	9.00	54.00	486.00	
<b>01.05</b>	<b>SUBESTACION 1</b>					<b>S/. 211,631.63</b>
<b>01.05.09</b>	<b>TERMINACIONES MT</b>					<b>S/. 5,251.20</b>
01.05.09.0 1	TERMINACION TIPO INTERIOR UNIPOLAR 24KV-50MM2 (KIT PARA 3 FASES) INCLUYE TERMINAL COMPRESION	kit	6.00	875.20	5,251.20	
<b>01.05.08</b>	<b>CABLES Y CONDUCTORES</b>					<b>S/. 1,864.20</b>
01.05.08.0 1	CABLE SECO UNIPOLAR Cu 1X50MM2 N2XS Y 18/30KV (20m x Fase)	m	60.00	31.07	1,864.20	
<b>01.05.01</b>	<b>CELDA DE LLEGADA -REMONTE 24KV, 20KA. SCHNEIDER (GAME-1)</b>					<b>S/. 7,087.77</b>
01.05.01.0 1	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	7,087.77	7,087.77	
<b>01.05.01</b>	<b>CELDA DE MEDICION Y PROTECCION PRINCIPAL 24KV, 20KA. SCHNEIDER (DM1-A)</b>					<b>S/. 60,443.20</b>

01.05.02.0 1	CELDA MODULAR ANCHO: 750 MM, PROFUNDIDAD: 1220 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO DE CELDA , TRANSFORMADOR TOROIDAL)	Und	1.00	60,443.2 0	60,443.2 0	
<b>01.05.01</b>	<b>CELDA DE LLEGADA -REMONTE 24KV, 20KA. SCHNEIDER (GAME-2)</b>					<b>S/. 7,087.77</b>
01.05.01.0 1	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	7,087.77	7,087.77	
<b>01.05.03</b>	<b>CELDA DE PROTECCION TRAF0 1 24KV, 20KA. SHNEIDER (QM.1)</b>					<b>S/. 16,085.66</b>
01.05.03.0 1	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	16,085.6 6	16,085.6 6	
<b>01.05.04</b>	<b>CELDA DE PROTECCION TRAF0 2 24KV, 20KA. SHNEIDER (QM.2)</b>					<b>S/. 16,085.66</b>
01.05.04.0 1	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	16,085.6 6	16,085.6 6	
<b>01.05.05</b>	<b>CELDA DE SALIDA SCHNEIDER (IM)</b>					<b>S/. 14,198.17</b>
01.05.05.0 1	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	14,198.1 7	14,198.1 7	
<b>01.05.06</b>	<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA (TR-1)</b>					<b>S/. 36,830.00</b>
01.05.06.0 1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TIPO SECO DE 400 KVA, 22.9-10 /0.23 KV (INCLUYE MONTAJE Y VIGA H)	Und	1.00	36,830.0 0	36,830.0 0	
<b>01.05.06</b>	<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA (TR-2)</b>					<b>S/. 36,830.00</b>
01.05.06.0 1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TIPO SECO DE 400 KVA, 22.9-10 /0.23 KV (INCLUYE MONTAJE Y VIGA H)	Und	1.00	36,830.0 0	36,830.0 0	
<b>01.05.07</b>	<b>TABLEROS</b>					<b>S/. 7,250.00</b>
01.05.07.0 2	TABLERO DE ALIM. AUXILIAR 220 V ADOSADO (INCLUYE: TUBO CONDUIT DE 1 1/2" 15M Y CABLE 3-1X6 MM2 LSOH)	Glb	1.00	1,950.00	1,950.00	
01.05.07.0 3	TAB. DE CONTROL DE TEMPERATURA DE TRAF0. 1 Y 2 (INCLUYE TUB. CONDUIT 1 1/2" 10M, CABLEADO NLT Y CONTROLADOR DE TEMP.)	Glb	2.00	2,650.00	5,300.00	
<b>01.05.07</b>	<b>POZO A TIERRA (NEUTRO)</b>					<b>S/. 2,618.00</b>
01.05.07.0 2	POZO A TIERRA CON VARILLA DE COBRE DE 3/4" Y CEMENTO CONDUCTIVO Y TIERRA DE CHACRA (R $\geq$ 10 ohm)	Glb	2.00	1,205.00	2,410.00	
	CABLE DESNUDO 25mm2	m	16.00	13.00	208.00	
<b>01.03</b>	<b>RED MEDIA TENSION DESDE SS.EE 1 A SS.EE 2</b>					<b>S/. 2,868.92</b>
<b>01.03.01</b>	<b>TERMINACIONES MT</b>					<b>S/. 1,750.40</b>
01.03.01.0 1	TERMINACION TIPO INTERIOR UNIPOLAR 24KV-50MM2 (KIT PARA 3 FASES) INCLUYE TERMINAL COMPRESION	kit	2.00	875.20	1,750.40	
<b>01.03.03</b>	<b>CABLES Y CONDUCTORES (DIRECTAMENTE EN ZANJA EXISTENTE)</b>					<b>S/. 1,118.52</b>
01.03.03.0 1	CABLE UNIPOLAR N2XS Y 18/30 KV 1X50 MM2 (12 m x Fase)	m	36.00	31.07	1,118.52	
<b>01.04</b>	<b>SUBESTACION 2</b>					<b>S/. 65,278.88</b>
<b>01.05.09</b>	<b>TERMINACIONES MT</b>					<b>S/. 1,750.40</b>
01.05.09.0 1	TERMINACION TIPO INTERIOR UNIPOLAR 24KV-50MM2 (KIT PARA 3 FASES) INCLUYE TERMINAL COMPRESION E INSTALACION	kit	2.00	875.20	1,750.40	
<b>01.05.08</b>	<b>CABLES Y CONDUCTORES</b>					<b>S/. 466.05</b>
01.05.08.0 1	CABLE SECO UNIPOLAR Cu 1X50MM2 N2XS Y 18/30KV (5m x Fase)	m	15.00	31.07	466.05	
<b>01.05.01</b>	<b>CELDA DE LLEGADA -REMONTE 24KV, 20KA. SCHNEIDER (GAME-3)</b>					<b>S/. 7,087.77</b>
01.05.01.0 1	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	7,087.77	7,087.77	
<b>01.05.03</b>	<b>CELDA DE PROTECCION TRAF0 3 24KV, 20KA. SHNEIDER (QM.3)</b>					<b>S/. 16,085.66</b>
01.05.03.0 1	CELDA MODULAR ANCHO: 375 MM, PROFUNDIDAD: 940 MM Y ALTO: 1600 MM (INCLUYE EQUIPAMIENTO)	Und	1.00	16,085.6 6	16,085.6 6	
<b>01.05.06</b>	<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA (TR-3)</b>					<b>S/. 36,830.00</b>
01.05.06.0 1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TIPO SECO 400 KVA, 22.9-10 /0.46 KV	Und	1.00	36,830.0 0	36,830.0 0	

<b>01.05.07</b>	<b>TABLEROS</b>					<b>S/. 1,750.00</b>
01.05.07.03	TAB. DE CONTROL DE TEMPERATURA DE TRAF. 3 (INCLUYE TUB. CONDUIT 1 1/2" 10M, CABLEADO NLT Y CONTROLADOR DE TEMP.)	Glb	1.00	1,750.00	1,750.00	
<b>01.05.07</b>	<b>POZO A TIERRA (NEUTRO)</b>					<b>S/. 1,309.00</b>
01.05.07.02	POZO A TIERRA CON VARILLA DE COBRE DE 3/4" Y CEMENTO CONDUCTIVO Y TIERRA DE CHACRA (R≥10 ohm)	Glb	1.00	1,205.00	1,205.00	
	CABLE DESNUDO 25mm2	m	8.00	13.00	104.00	
	TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES					S/. 296,389.75

---

**MONTAJE ELECTROMECHANICO**


---

<b>01.02</b>	<b>SEGURIDAD Y TRAMITES ADMINISTRATIVOS</b>					<b>S/. 4,900.00</b>
01.02.01	POLIZA DE SEGURO	Glb	1.00	1,800.00	1,800.00	
01.02.04	EQUIPOS DE PROTECCION PERSONAL EPP	Glb	1.00	1,500.00	1,500.00	
01.01.02	TRAMITES ANTE LA MUNICIPALIDAD.	Glb	1.00	1,600.00	1,600.00	
<b>01.01</b>	<b>OBRAS PRELIMINARES</b>					<b>S/. 2,577.50</b>
01.01.01	TRAZO Y REPLANTEO	Glb	117.00	7.50	877.50	
01.01.03	TRANSPORTE DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	Glb	1.00	1,700.00	1,700.00	
<b>01.03</b>	<b>OBRAS CIVILES</b>					<b>S/. 11,213.10</b>
<b>01.03.04</b>	<b>MOVIMIENTO DE TIERRA</b>					<b>S/. 10,617.90</b>
01.03.02.01	ROTURA Y REPARACION DE VEREDA DE CONCRETO	m	117.00	32.80	3,837.60	
01.03.02.01	ROTURA Y REPARACION DE PISTA DE ASFALTO	m	10.00	42.90	429.00	
01.03.02.01	EXCAVACION DE ZANJA DE 0.6X1.20m P/CABLE SUBTERRANEO	m	117.00	25.50	2,983.50	
01.03.02.02	RELLENO COMPACTADO CON MATERIAL PROPIO ZANJA 0.60 X 1.20 m	m	117.00	13.40	1,567.80	
	ELIMINACION DE DESMONTE	m3	15.00	120.00	1,800.00	
<b>01.03.04</b>	<b>DUCTOS</b>					<b>S/. 595.20</b>
01.03.04.01	INSTALACION DE TUBERÍA PVC SAP 4"Ø	m	10.00	25.50	255.00	
	INSTALACION DE DUCTO DE CONCRETO DE 4 VIAS	m	9.00	37.80	340.20	
<b>01.05</b>	<b>EQUIPO ELECTROMECHANICO</b>					<b>S/. 65,719.60</b>
<b>01.05.09</b>	<b>TERMINACIONES MEDIA TENSION</b>					<b>S/. 4,320.00</b>
01.05.09.01	INSTALACION DE TERMINACION TIPO INTERIOR UNIPOLAR 24KV-50MM2	kit	12.00	360.00	4,320.00	
<b>01.05.08</b>	<b>CABLES Y CONDUCTORES</b>					<b>S/. 5,254.20</b>
01.05.08.01	INSTALACION DE CABLE SECO UNIPOLAR Cu 1X50MM2 N2XSJY 18/30KV	m	189.00	27.80	5,254.20	
	<b>MONTAJE DE CELDAS COMPACTAS</b>					<b>S/. 24,135.40</b>
<b>01.05.01</b>	CELDA DE LLEGADA -REMONTE 24KV, 20KA. SCHNEIDER (GAME-1)	unid	1.00	1,275.70	1,275.70	
<b>01.05.02</b>	CELDA DE MEDICION Y PROT. PRINCIPAL 24KV, 20KA. SCHNE. (DM1-A)	unid	1.00	9,066.50	9,066.50	
<b>01.05.01</b>	CELDA DE LLEGADA -REMONTE 24KV, 20KA. SCHNEIDER (GAME-2)	unid	1.00	1,275.70	1,275.70	
<b>01.05.03</b>	CELDA DE PROTECCION TRAF. 1 24KV, 20KA. SHNEIDER (QM.1)	unid	1.00	2,895.40	2,895.40	
<b>01.05.04</b>	CELDA DE PROTECCION TRAF. 2 24KV, 20KA. SHNEIDER (QM.2)	unid	1.00	2,895.40	2,895.40	
<b>01.05.05</b>	CELDA DE SALIDA SCHNEIDER (IM)	unid	1.00	2,555.60	2,555.60	
<b>01.05.01</b>	CELDA DE LLEGADA -REMONTE 24KV, 20KA. SCHNEIDER (GAME-3)	unid	1.00	1,275.70	1,275.70	
<b>01.05.03</b>	CELDA DE PROTECCION TRAF. 3 24KV, 20KA. SHNEIDER (QM.3)	unid	1.00	2,895.40	2,895.40	
	<b>MONTAJE DE TRANSFORMADORES (INCLUYE VIGA H)</b>					<b>S/. 14,790.00</b>
<b>01.05.06</b>	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 400 KVA (TR-1)	unid	1.00	4,930.00	4,930.00	

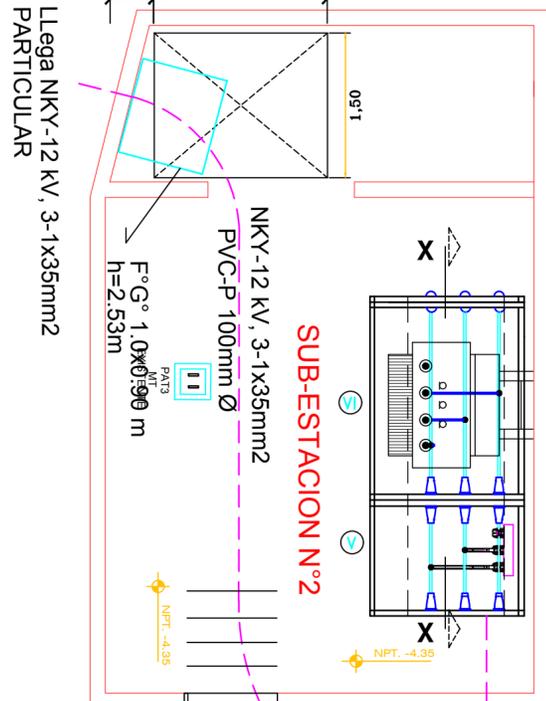
<b>01.05.06</b>	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 400 KVA (TR-2)	unid	1.00	4,930.00	4,930.00
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 400 KVA (TR-3)	unid	1.00	4,930.00	4,930.00
<b>01.05.07</b>	<b>MONTAJE DE TABLEROS</b>				<b>S/. 3,820.00</b>
01.05.07.0 2	TABLERO DE ALIM. AUXILIAR 220 V PARA CELDAS DE PROTECCION	Glb	2.00	650.00	1,300.00
01.05.07.0 3	TAB. DE CONTROL DE TEMPERATURA DE TRAF0.	Glb	3.00	840.00	2,520.00
<b>01.03.04</b>	<b>POZO A TIERRA</b>				<b>S/. 3,300.00</b>
01.03.04.0 1	INSTALACION DE POZO A TIERRA C/. CEMENTO COND (R≥10 ohm)	unid	3.00	700.00	2,100.00
<b>01.03.04</b>	<b>DESMONTAJE</b>				<b>S/. 10,100.00</b>
01.03.04.0 1	RETIRO DE CABLE EXISTENTE EN ZANJA	Glb	1.00	1,200.00	1,200.00
01.03.04.0 1	DESMONTAJE Y TRASALDO DE TRAFOS EXISTENTES A ALMACEN	Glb	1.00	6,500.00	6,500.00
01.03.04.0 1	DESMONTAJE Y RETIRO DE CELDAS CONVENCIONALES Y EQUIPAMIENTO	Glb	1.00	2,400.00	2,400.00
<b>01.07</b>	<b>PRUEBAS ELÉCTRICAS</b>				<b>S/. 4,300.00</b>
01.07.01	PRUEBAS DE AISLAMIENTO DE CABLE DE ENERGÍA N2XSY 18/30 KV	Glb	1.00	2,500.00	2,500.00
01.07.02	PRUEBAS DE OPERATIVIDAD CELDAS MT	Glb	1.00	1,800.00	1,800.00
<b>01.01</b>	<b>PROYECTO SISTEMA DE UTILIZACION MT</b>				<b>S/. 7,000.00</b>
01.01.01	EXPEDIENTE TECNICO MT (MEMORIA DESCRIPTIVA,CALCULOS JUSTIFICATIVOS, ESPECIFICACIONES TECNICAS, PLANOS) TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO	Glb	1.00	7,000.00	7,000.00
					S/. 95,710.20

PRESUPUESTO					
PROYECTO	MODIFICACION DEL SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN 10KV PARA OPERACIÓN FINAL 22.9 KV				
CLIENTE	ZONA REGISTRAL N° IX				
Item	Descripción	METRADO		COSTO (S/.)	
		Und.	Cant.	Unit.	Parcial
RESUMEN					
I	Total Suministro de Materiales				S/. 296,389.75
II	Total Montaje Electromecanico				95,710.20
III	Transporte de Materiales (5% SM)				14,819.49
	<b>Total Costo Directo</b>				<b>S/. 406,919.44</b>
	Gastos generales (7%)				S/. 28,484.36
	Utilidades (5%)				S/. 20,345.97
					=====
	<b>Sub total</b>				<b>S/. 455,749.77</b>
	Impuesto IGV (18%)				S/. 82,034.96
					=====
	<b>Total Presupuesto</b>				<b>S/. 537,784.73</b>

ANEXO 07

## **PLANOS**

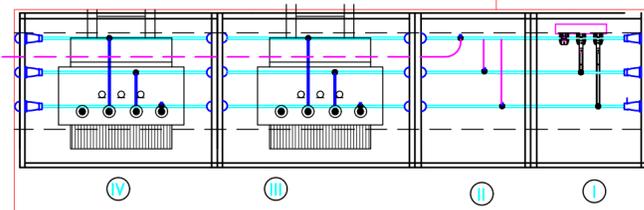
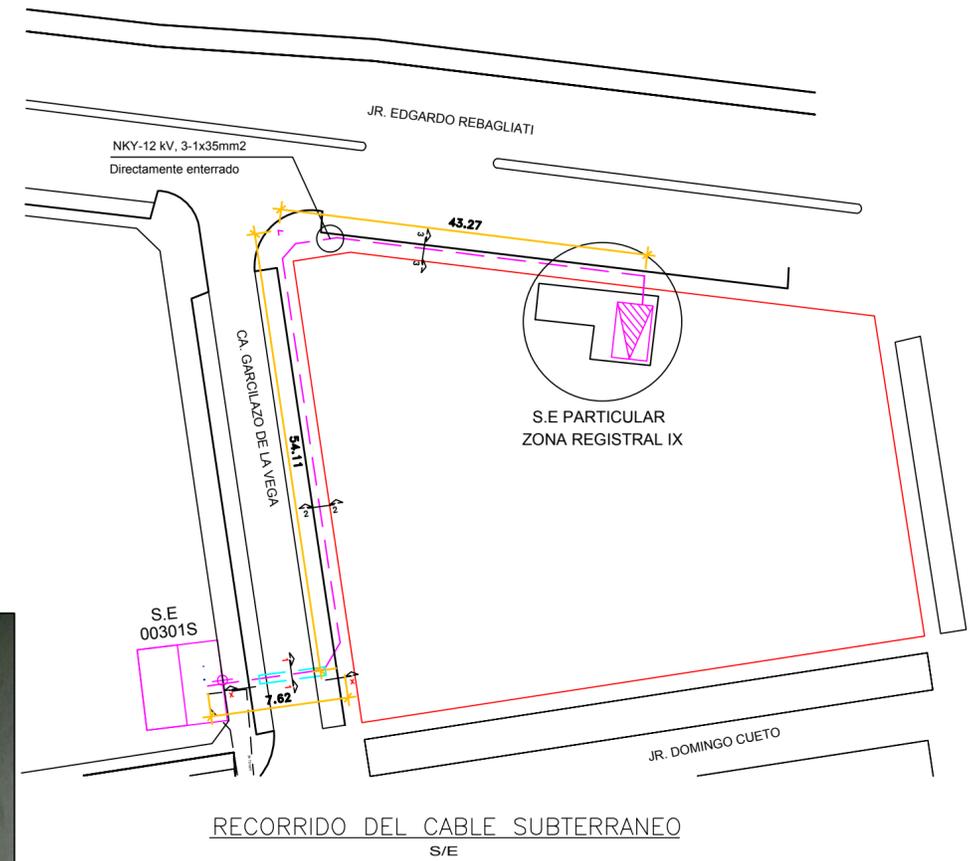
# SUBESTACION ZONA REGISTRAL IX



SUBESTACION 2 CELDA DE TRANSFORMACION



SUBESTACION 2 CELDA DE LLEGADA



SUBESTACION 1 CELDA DE LLEGADA

## EQUIPAMIENTO SUBESTACION 1

<b>(I) CELDA DE LLEGADA</b>
1- CABLE TIPO NKY 3-1x35 mm2 - 12 kV 2- SOPORTE DE MADERA PARA TERMINAL INTERIOR 12 kV TERMOCONTRAIBLE 3- TERMINAL PARA CABLE NKY - 12 kV 4- SECCIONADOR UNIPOLAR 12 kV, 400 A 5- BARRAS DE COBRE 5x60 mm 6- SECCIONADOR FUSIBLE DE POTENCIA TRIPOLAR 12 kV - 400 A, DES. AUTOM.
CON BASES PORTAFUSIBLES 6.1- FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE 12 kV - 100 A 6.2- PALANCA PARA ABRIR Y CERRAR SECCIONADOR 7- AISLADOR PORTABARRAS DE PORCELANA, 12 kV, LINEA FUGA = 850 mm
<b>(II) CELDA DE SALIDA</b>
4- SECCIONADOR UNIPOLAR 12 kV, 400 A 4.a -MEDIDOR ELECTRONICO MULTIFUNCION 4.b -TRANSFORMADOR DE MEDIDA DE TENSION 10./1.73 4.c -TRANSFORMADOR DE MEDIDA DE CORRIENTE 10 kV, 50/5 A
<b>(III/IV) CELDA DE TRANSFORMACION</b>
8- TRANSFORMADOR 400 kVA 10/0.23 kV Dyn5 - 10/0.23 kV 9- PERFIL "U" Fe DE 4" X 13/8" ESPESOR C/ REFUERZO DE PLATINA 1/2"X3/8" ESP 10- BASE PORTAFUSIBLE UNIPOLAR 200A, 12KV 10.1 FUSIBLES: 12 kV - 40 A, RUPTURA 50 KA

## EQUIPAMIENTO SUBESTACION N°2

<b>(V) CELDA DE LLEGADA</b>
1- CABLE TIPO N2XSY 3-1x50 mm2 - 18/30 kV 3- TERMINAL PARA CABLE N2XSY - 24 kV 4- SECCIONADOR UNIPOLAR 24 kV, 400 A 5- BARRAS DE COBRE 5x40 mm 6- SECCIONADOR DE POTENCIA TRIPOLAR 24 kV - 400 A, DESCON. AUTOMATICA.
<b>(VI) CELDA DE TRANSFORMACION</b>
8- TRANSFORMADOR 400 kVA 22.9-10/0.46 kV YN5 / Dyn5 - 22.9-10/0.46 kV 10- BASE PORTAFUSIBLE UNIPOLAR 200A, 24KV 10.1 FUSIBLES: - PARA NIVEL 22.9 KV: 24 kV - 20 A, RUPTURA 25 KA - PARA NIVEL 10 KV: 12 kV - 40 A, RUPTURA 50 KA

## SALA DE TABLEROS



SUBESTACION 1 CELDA DE TRANSFORMACION 1

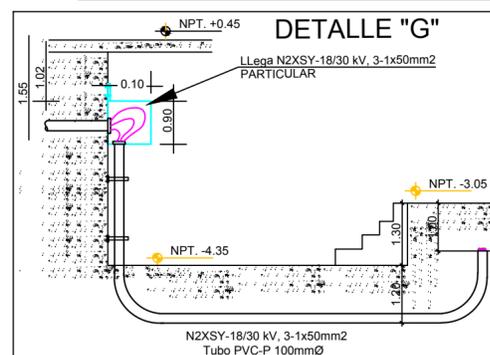
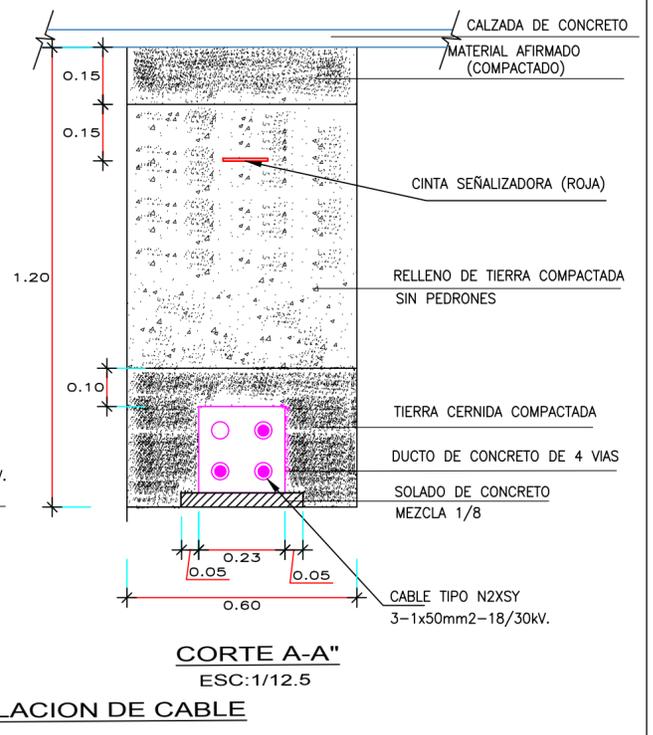
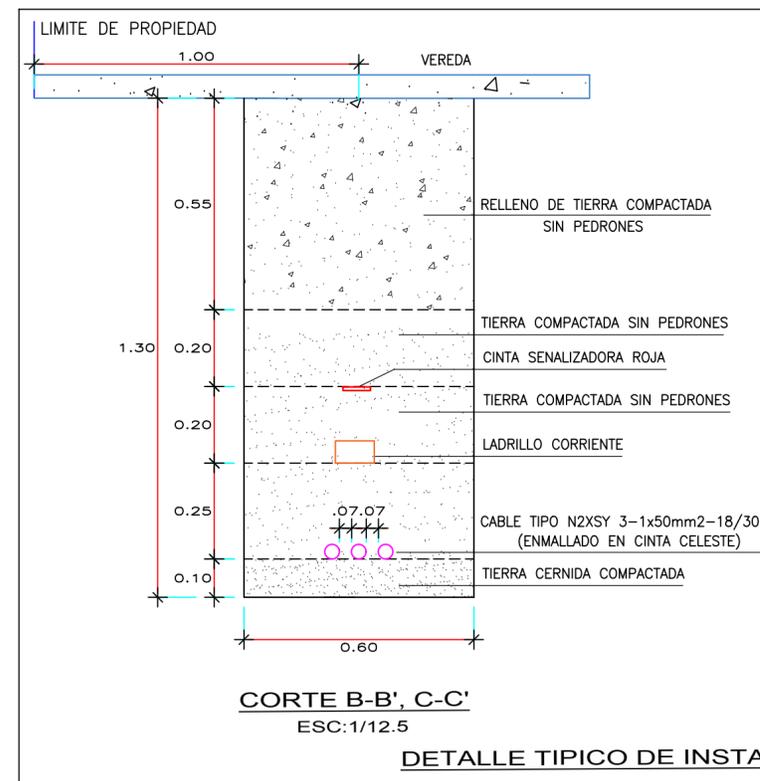
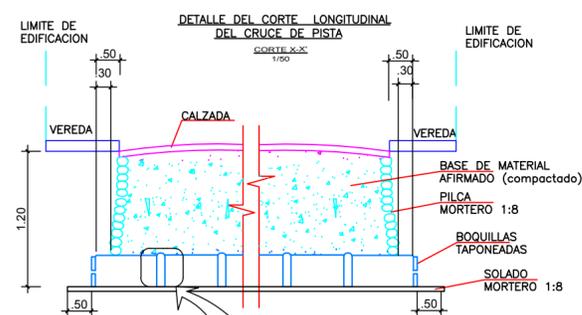
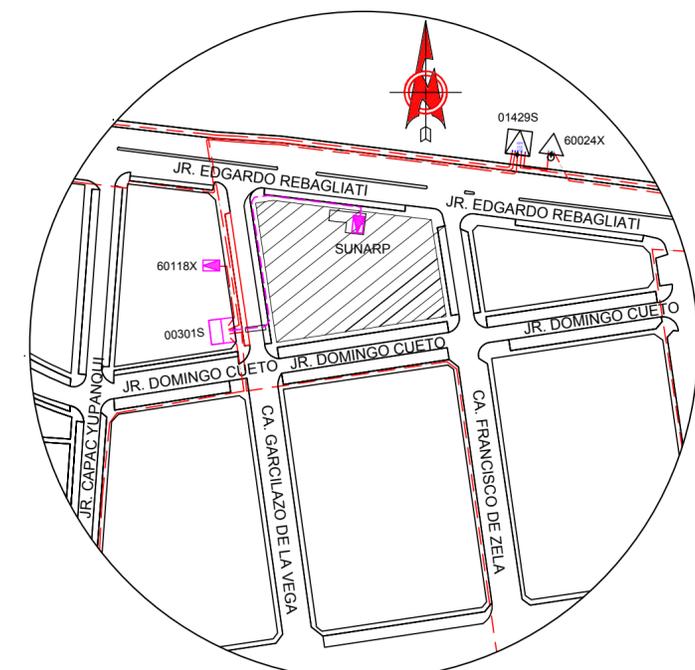
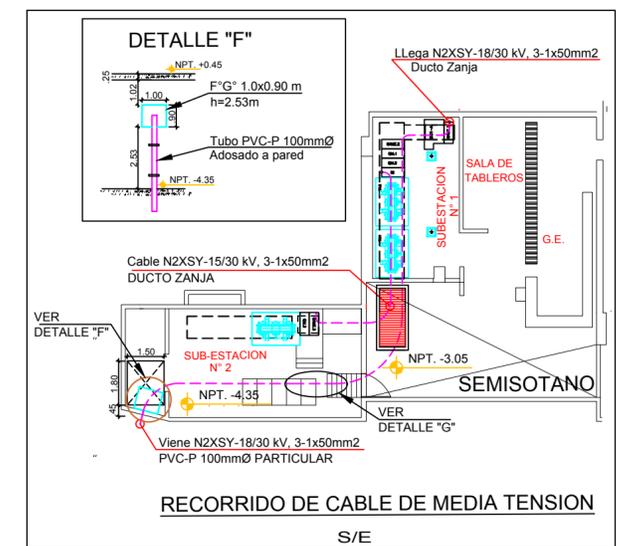
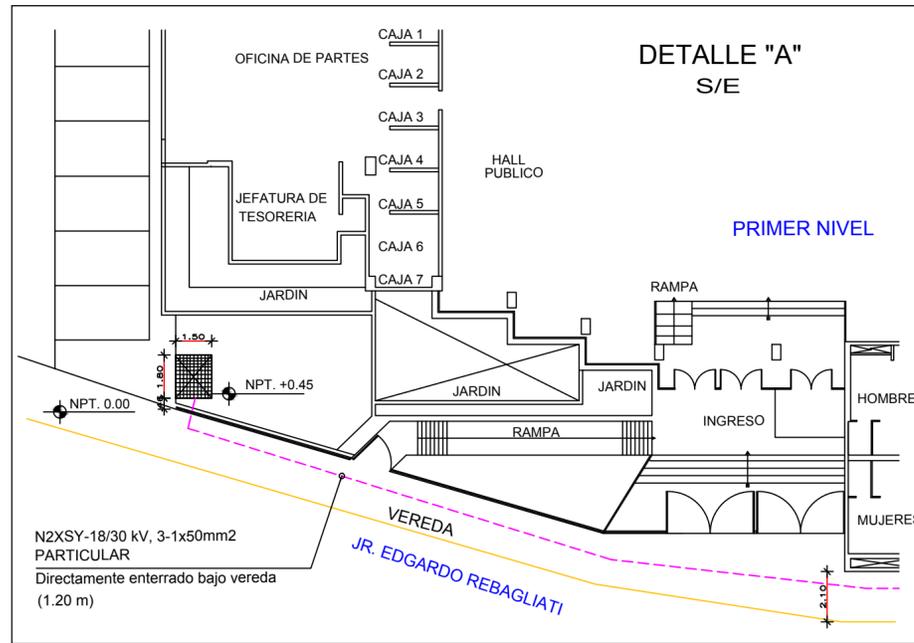
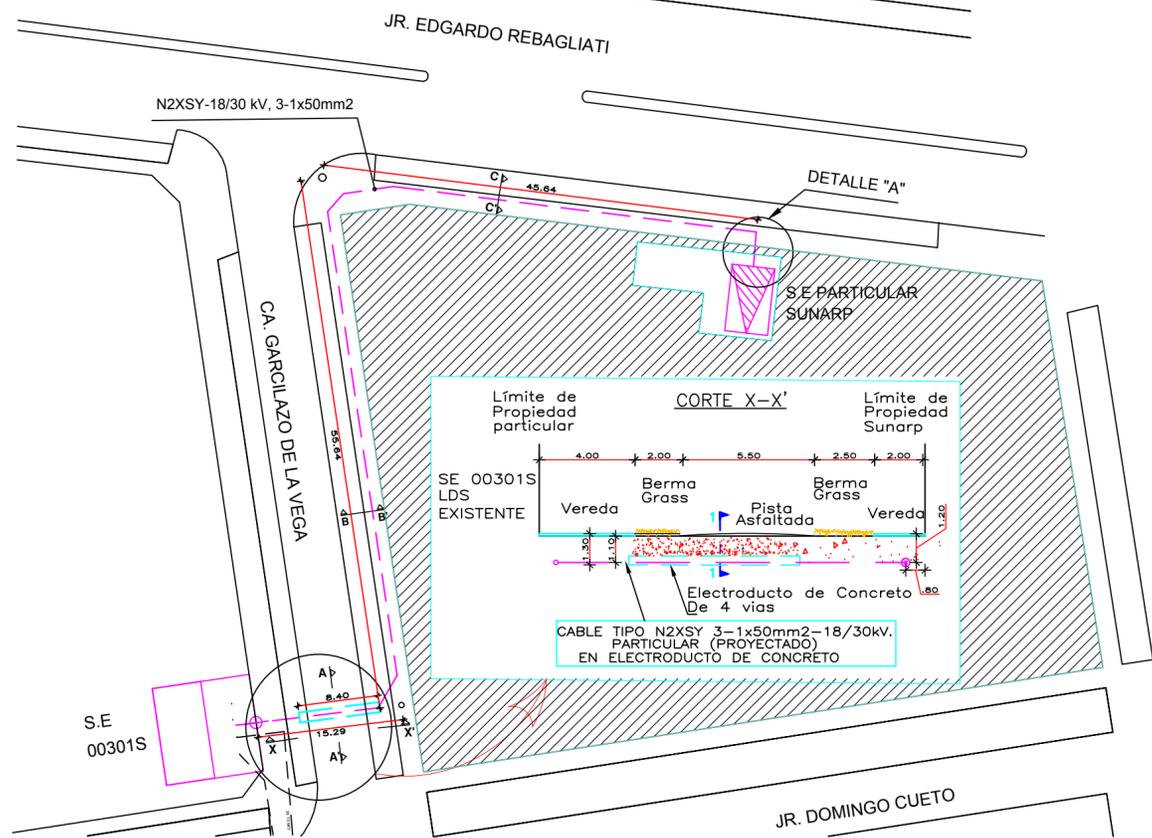


SUBESTACION 1 CELDA DE TRANSFORMACION 2

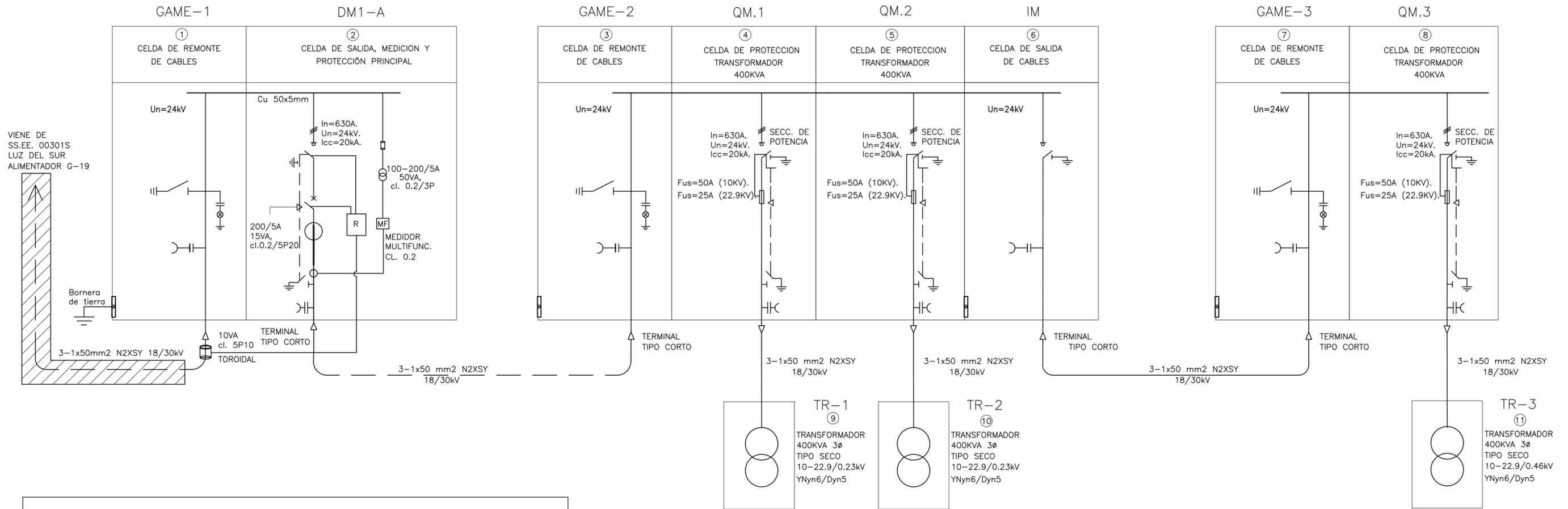


SUBESTACION 1 CELDA DE SALIDA Y MEDICION

PROPIETARIO: ZONA REGISTRAL IX			
PROYECTO: SISTEMA UTILIZACION EN MEDIA TENSION 10 KV			PLANO:
UBICACION: AV. EDGARDO REBAGLIATI N° 56 JESUS MARIA			<b>IE-01</b>
PLANO: ESTADO ACTUAL SUBESTACION PARTICULAR			
PROFESIONAL RESPONSABLE: Cisneros Solis Pereira Cesar C BACHILLER ING. ELECTRICA	DIB. CCP	ESC. 1/50	FECHA: MARZO 2016



PROPIETARIO: <b>SUNARP ZONA REGISTRAL N°IX SEDE LIMA</b>		LAMINA: <b>IE-01</b>
ESPECIALIDAD: <b>INSTALACIONES ELECTRICAS</b>	UBICACION: AV. EDGARDO REBAGLIATI N°561 DISTRITO DE JESUS MARIA	
PLANO: SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION 22,9 KV RECORRIDO DEL CABLE, PLANO DE UBICACION	PROFESIONAL: Bach. Ing. Electrica CHRISTIAN CISNEROS SOLIS PEREIRA	
ESCALA: 1/50	DIBUJO: CCSP	FECHA: MARZO DEL 2017

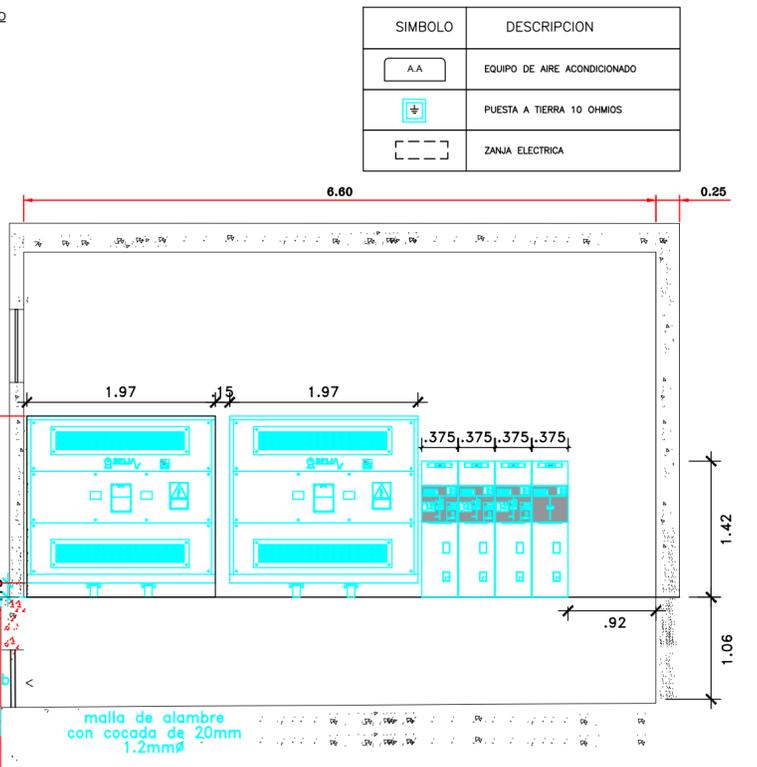
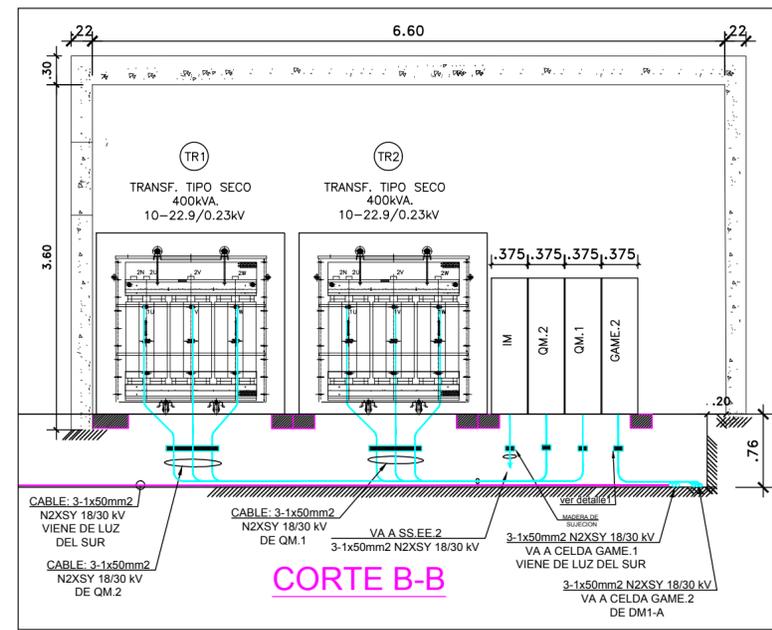
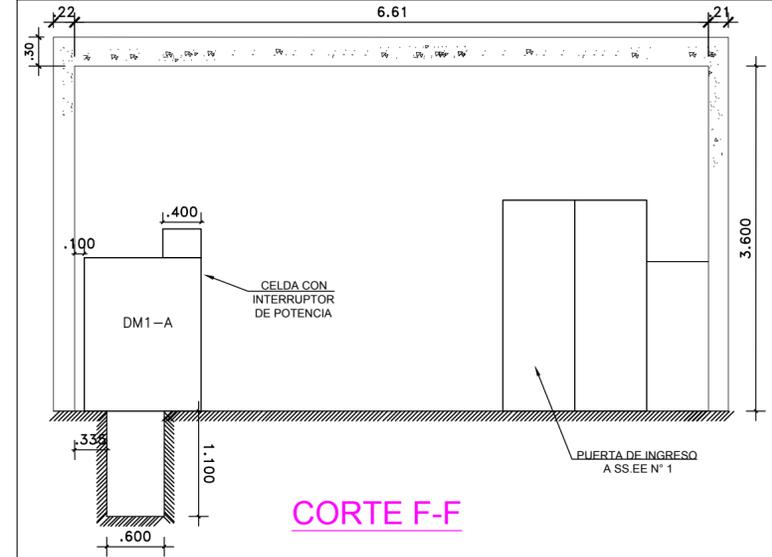
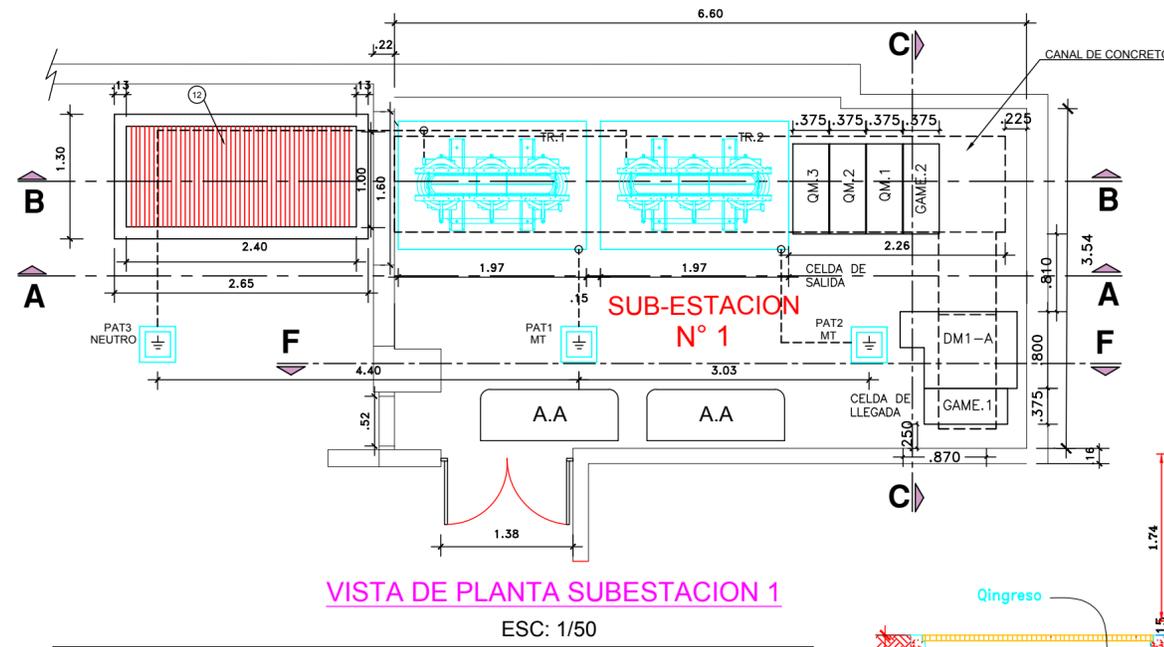
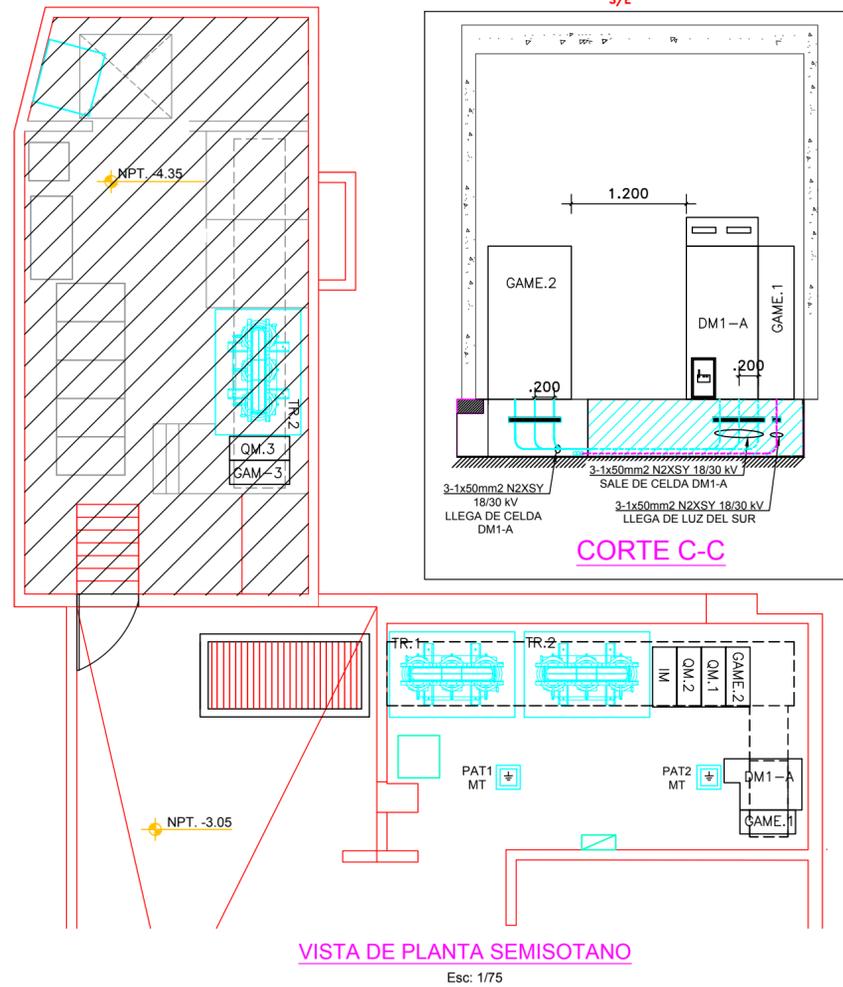
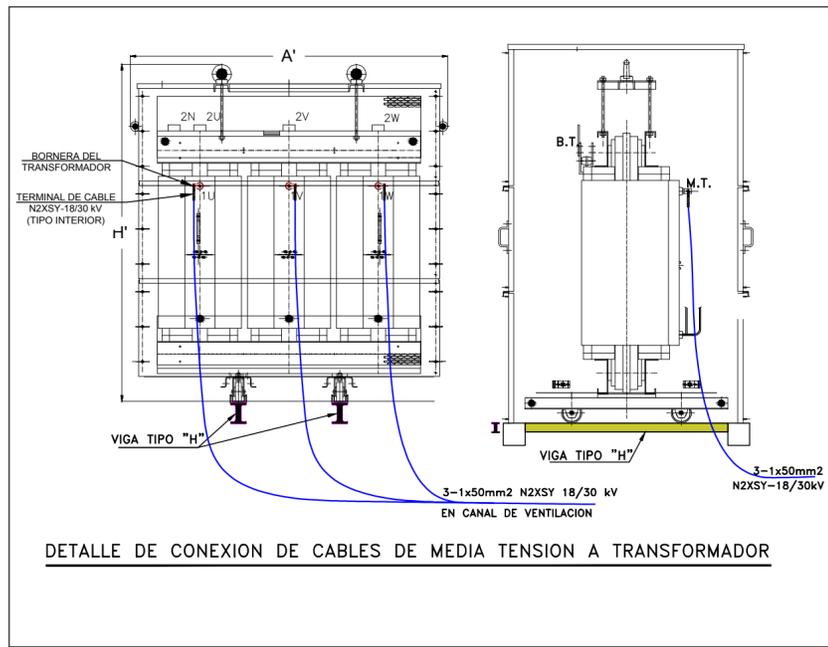


EQUIPAMIENTO SUBSTACION		
①	GAME-1	CELDA DE LLEGADA, REMONTE DE CABLES 24kV, 630A, 20kA, con sus respectivos accesorios.
②	DM1-A	CELDA DE LLEGADA, MEDICION Y PROTECCION PRINCIPAL Y MANIOBRA: tipo modular, prefabricada, con seccionador de potencia en SF6, 24kV, 630A, 20kA, con sus respectivos accesorios. Interruptor de potencia en Vacio/SF6, 24kV, 630A, 24kA, con sus respectivos accesorios. equipado con un rele de fallas a tierra, transformador toroidal y banco de baterias 24VDC
③	GAME-2	CELDA DE LLEGADA, REMONTE DE CABLES 24kV, 630A, 20kA, con sus respectivos accesorios.
④	QM.1	CELDA DE SALIDA, PROTECCION Y MANIOBRA del transformador 1: tipo modular, prefabricada, con seccionador de potencia en SF6, 24kV, 630A, 20kA, con sus respectivos accesorios.
⑤	QM.2	CELDA DE SALIDA, PROTECCION Y MANIOBRA del transformador 2: tipo modular, prefabricada, con seccionador de potencia en SF6, 24kV, 630A, 20kA, con sus respectivos accesorios.
⑥	IM	CELDA DE SALIDA 24kV, 630A, 20kA, con sus respectivos accesorios.
⑦	GAME-3	CELDA DE LLEGADA, REMONTE DE CABLES 24kV, 630A, 20kA, con sus respectivos accesorios.
⑧	QM.3	CELDA DE SALIDA, PROTECCION Y MANIOBRA del transformador 2: tipo modular, prefabricada, con seccionador de potencia en SF6, 24kV, 630A, 20kA, con sus respectivos accesorios.
⑨	TR-1	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION 400 KVA, 3φ TIPO SECO. 10-22.9/0.23kV, YNyn6/Dyn5 MARCA EPLI SAC, AÑO DE FAB. 2013
⑩	TR-2	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION 400 KVA, 3φ TIPO SECO. 10-22.9/0.23kV, YNyn6/Dyn5 MARCA EPLI SAC, AÑO DE FAB. 2013
⑪	TR-3	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION 400 KVA, 3φ EN ACEITE. 10/0.46kV, Dy5, MARCA DELCROSA, AÑO DE FAB. 1997

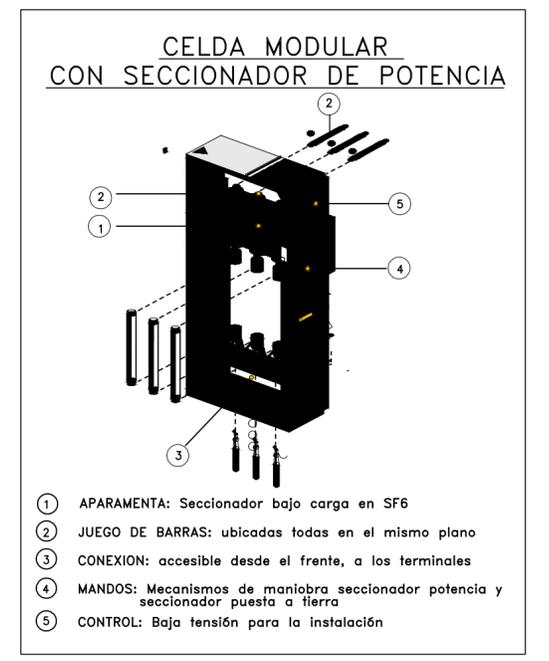
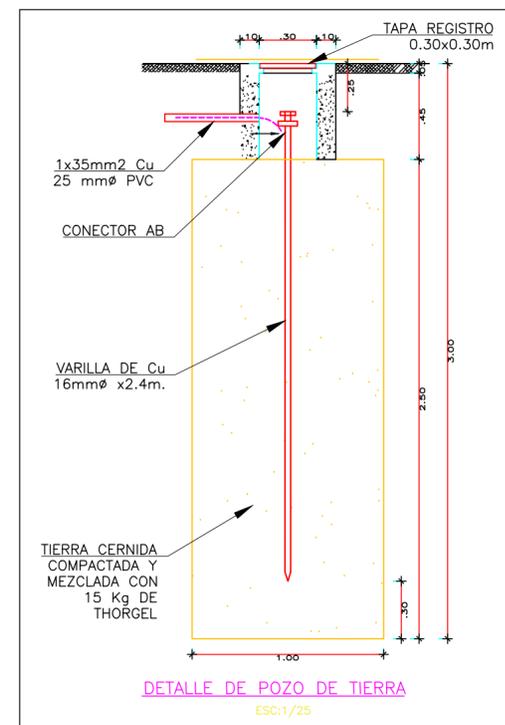
SIMBOLO	DESCRIPCION
	INTERRUPTOR SECCIONADOR DE POTENCIA EN SF6, 24kV, 630A, Icc=20kA, BIL= 110kV, CON FUSIBLES DE ALTO PODER DE RUPTURA CON CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA Y APERTURA AUTOMATICA CUANDO SE FUNDE UNO DE LOS FUSIBLES, CON INDICADOR DE PRESENCIA DE TENSION.
	INCLUYE : TRES TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE 100/5A, 15VA, CLASE 0.5, 5VA 5P20, RELE DE PROTECCION DE SOBREENTENSIDAD INSTANTANEA DE FASE (50) Y TEMPORIZADA DE NEUTRO (51); Y RELE DE PROTECCION DE SOBREENTENSIDAD INSTANTANEA DE NEUTRO (50N) Y TEMPORIZADA DE NEUTRO (51N), CON INDICADOR DE PRESENCIA DE TENSION.
	SECCIONADOR DE POTENCIA EN SF6, 24kV, 630A, Icc=20kA, CON FUSIBLES DE ALTO PODER DE RUPTURA CON CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA Y APERTURA AUTOMATICA CUANDO SE FUNDE UNO DE LOS FUSIBLES, CON INDICADOR DE PRESENCIA DE TENSION. CON BOBINA DE APERTURA EN 220 Vac.
	SECCIONADOR BAJO CARGA EN SF6, 24kV, 630A, Icc=20kA, MANDO ANNUAL, CON CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA Y APERTURA INCORPORADA

LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	RELE DE PROTECCION POR SOBRECORRIENTE Y FALLAS A TIERRA SISTEMA ELECTRONICO DIGITAL (FUNCIONES 50-51 y 50N-51N), AUTONOMO, AUTOALIMENTADO, INTEGRADO TOTALMENTE A LA CELDA, - SOBRECORRIENTE INSTANTANEA (50/50N) - SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO (51/51N)
	MEDIDOR MULTIFUNCION MIDE TENSION, CORRIENTE, FRECUENCIA, FACTOR DE POTENCIA, CORRIENTES ARMONICAS, POTENCIA ACTIVA, POTENCIA REACTIVA, POTENCIA APARENTE.
	DIVISORES CAPACITIVOS
	INDICADOR DE PRESENCIA DE TENSION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO AISLAMIENTO SECO ENCAPSULADO. AUTOEXTINGIBLE POTENCIA 400 KVA RELACION 22,9-10/0.22 Kv, 60 Hz GRUPO YnYn6-Dyn5 USO INTERIOR

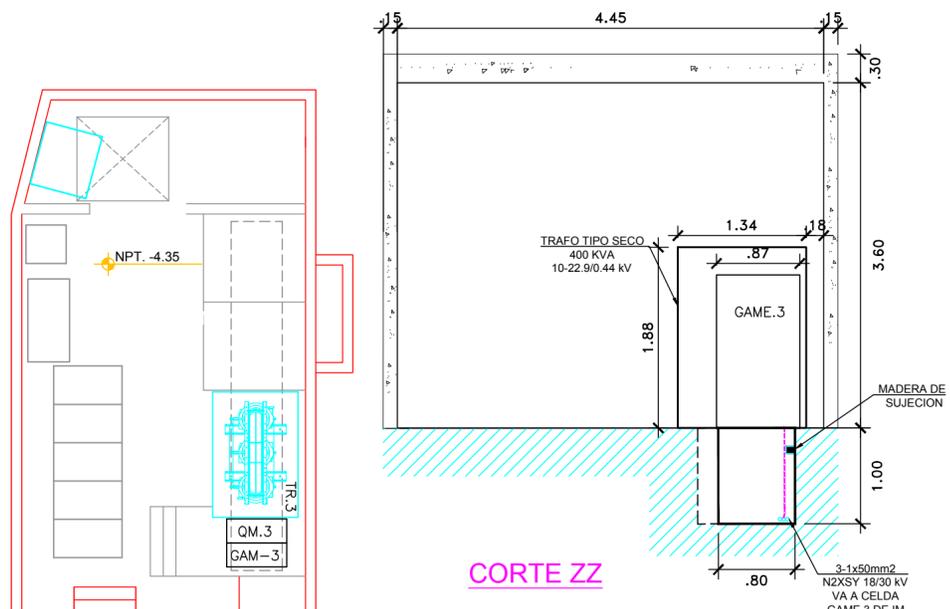
PROPIETARIO:		SUNARP ZONA REGISTRAL N°IX SEDE LIMA		LAMINA:
ESPECIALIDAD:		INSTALACIONES ELECTRICAS		IE-02
UBICACION:		AV. EDGARDO REBAGLIATI N°561 DISTRITO DE JESUS MARIA		
PLANO:		SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION 22,9 KV ESQUEMA DE PRINCIPIO, DIAGRAMA UNIFILAR, LEYENDA		PROFESIONAL:
ESCALA:		1/50		Bach. Ing. Electrica CHRISTIAN CISNEROS SOLIS PEREIRA
DIBUJO:		CCSP		FECHA:
FECHA:		MARZO DEL 2017		



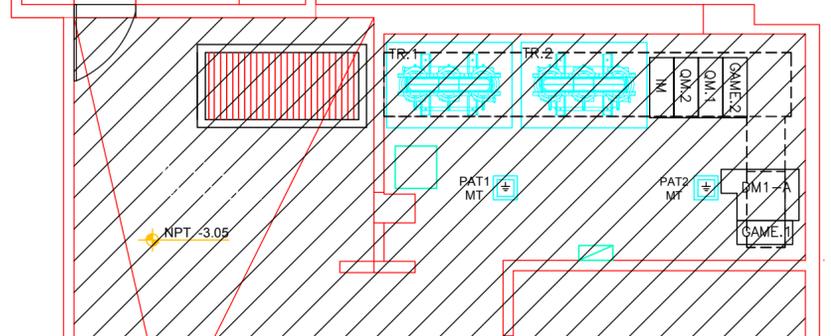
SIMBOLO	DESCRIPCION
A.A	EQUIPO DE AIRE ACONDICIONADO
⊕	PUESTA A TIERRA 10 OHMIOS
---	ZANJA ELECTRICA



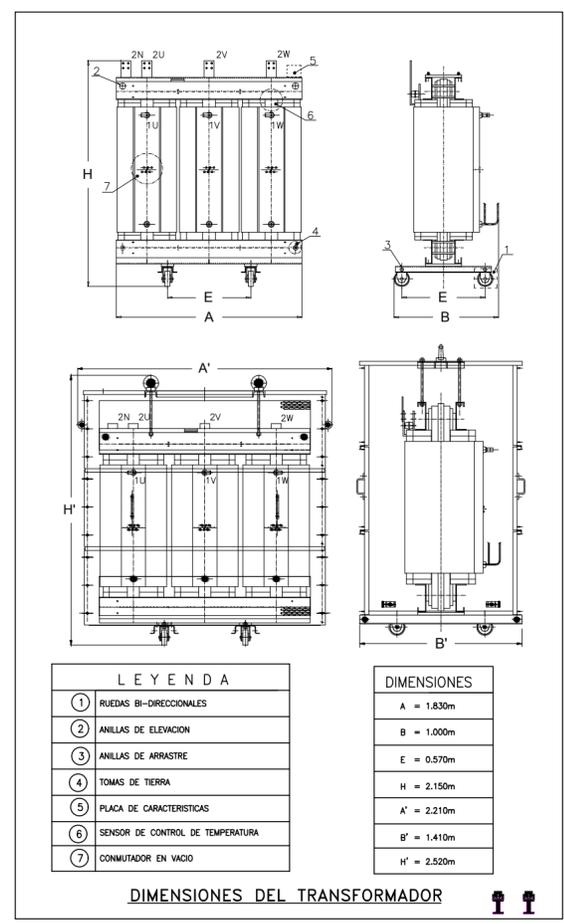
PROPIETARIO:	SUNARP ZONA REGISTRAL N°IX SEDE LIMA	LAMINA:	IE-03
ESPECIALIDAD:	INSTALACIONES ELECTRICAS	UBICACION:	AV. EDGARDO REBAGLIATI N°561 DISTRITO DE JESUS MARIA
PLANO:	SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION 22,9 KV SUBESTACION N° 1, DETALLES	PROFESIONAL:	Bach. Ing. Electrica CHRISTIAN CISNEROS SOLIS PEREIRA
ESCALA:	1/50	DIBUJO:	CCSP
		FECHA:	MARZO DEL 2017



**CORTE ZZ**



**VISTA DE PLANTA SEMISOTANO**  
Esc: 1/75

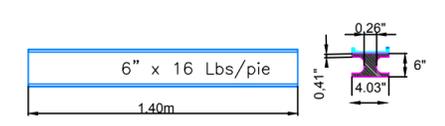


LEYENDA	
1	RUEDAS BI-DIRECCIONALES
2	ANILLAS DE ELEVACION
3	ANILLAS DE ARRASTRE
4	TOMAS DE TIERRA
5	PLACA DE CARACTERISTICAS
6	SENSOR DE CONTROL DE TEMPERATURA
7	CONMUTADOR EN VACIO

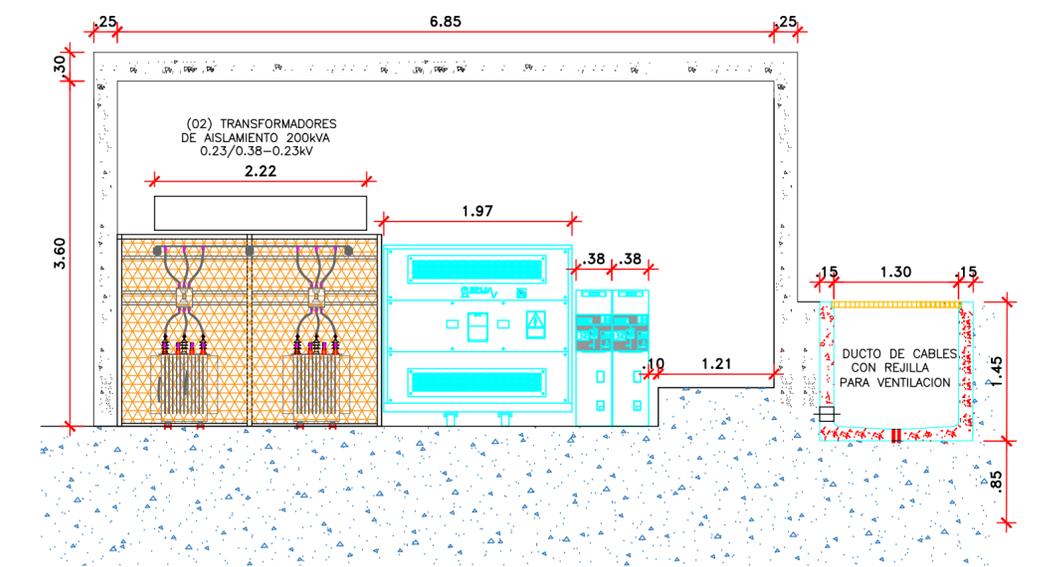
DIMENSIONES	
A	= 1.830m
B	= 1.000m
E	= 0.570m
H	= 2.150m
A'	= 2.210m
B'	= 1.410m
H'	= 2.520m

**DIMENSIONES DEL TRANSFORMADOR**

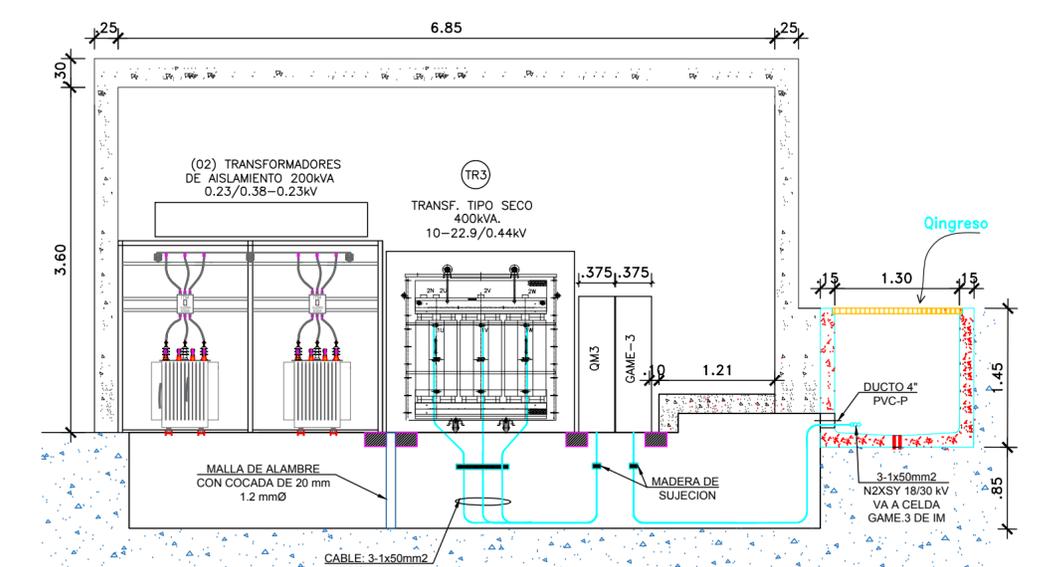


**VIGA SOPORTE PARA TRANSFORMADOR S/E**

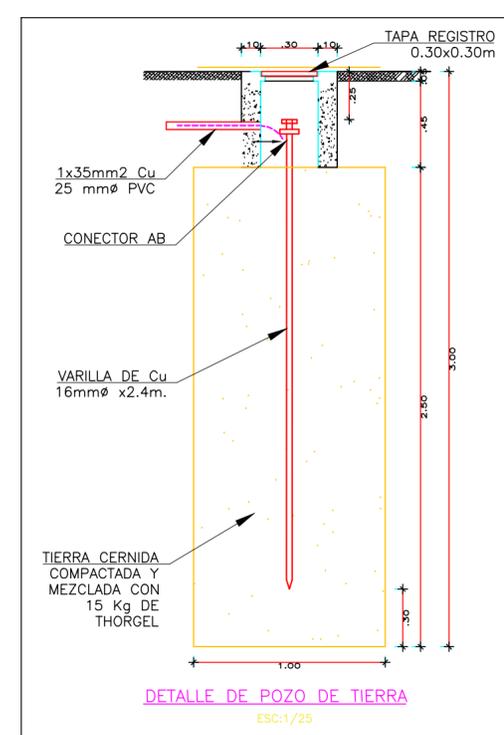
SIMBOLO	DESCRIPCION
AA	EQUIPO DE AIRE ACONDICIONADO
⊕	PUESTA A TIERRA 10 OHMIOS
- - -	ZANJA ELECTRICA



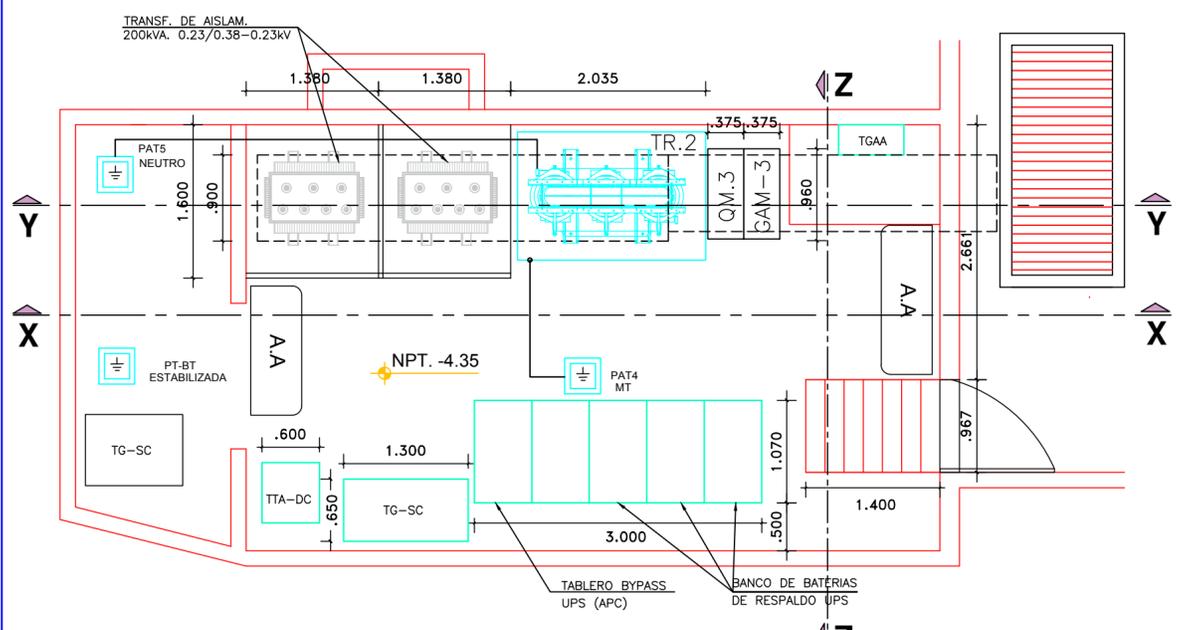
**CORTE XX**



**CORTE YY**



**DETALLE DE POZO DE TIERRA**  
Esc: 1/25



**VISTA DE PLANTA SUBESTACION 2**

PROPIETARIO:	SUNARP ZONA REGISTRAL N°IX SEDE LIMA		LAMINA:	<b>IE-04</b>	
ESPECIALIDAD:	INSTALACIONES ELECTRICAS	UBICACION:	AV. EDGARDO REBAGLIATI N°561 DISTRITO DE JESUS MARIA		
PLANO:	SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION 22,9 KV SUBESTACION N° 2, DETALLES	PROFESIONAL:	Bach. Ing. Electrica CHRISTIAN CISNEROS SOLIS PEREIRA		
ESCALA:	1/50	DIBUJO:	CCSP	FECHA:	MARZO DEL 2017